

DICTAMEN CONCENTRACION N°

BUENOS AIRES,

SEÑOR SECRETARIO:

Elevamos para su consideración el presente dictamen referido a la operación de concentración económica que tramita por el Expediente N° 064-005708 del Registro del Ministerio de Economía caratulado "TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. Y GENER S.A. S/ NOTIFICACION ART. 8° LEY N° 25.156".

La operación mencionada se refiere a la adquisición por parte de TOTAL AUSTRAL S.A.- Sucursal Argentina, una sociedad controlada por TOTALFINAELF S.A. (Francia), de la totalidad de la participación accionaria que posee GENER S.A. (Chile) directa o indirectamente en CENTRAL PUERTO S.A., HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., TERMOANDES S.A., INTERANDES S.A. y todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yaciretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

## **I. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y ACTIVIDAD DE LAS PARTES**

- **La operación:**

1. Como consecuencia de la adquisición efectuada por MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., dos subsidiarias de THE AES CORPORATION, del 95,67% capital accionario de GENER S.A. (Chile), con fecha 28 de noviembre de 2001, THE AES CORPORATION celebró un acuerdo con TOTALFINAELF S.A. para que en el caso de que THE AES CORPORATION (o cualquiera de sus controladas o sociedades pertenecientes a su grupo económico), adquiriera, (i) la propiedad de más del 50% de las acciones con derecho a voto de GENER S.A. o (ii) la aptitud para controlar, por contrato o mediante cualquier otro modo, la mayoría de las acciones con

derecho a voto de GENER S.A., entonces THE AES CORPORATION y TOTALFINAELF S.A. tomarían las medidas necesarias para que GENER S.A. celebre con TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A., o con la sociedad controlada que TOTALFINAELF S.A. designara, un contrato de compraventa a efectos de que GENER S.A. le venda todos o algunos de los activos que tuviera en la República Argentina una vez que TOTALFINAELF S.A. ejerciera, antes del cierre de la operación, su opción de compra y defina las participaciones accionarias a adquirir.

2. De dicho contrato surge que el presidente de THE AES ANDES (nombre comercial utilizado por THE AES CORPORATION para las sociedades pertenecientes al grupo AES que se encuentran ubicadas en Argentina, Chile y Uruguay) manifiesta que “el contrato celebrado con TOTALFINAELF S.A. coloca los intereses de los accionistas y de otros interesados y de todas las partes en la mejor posición posible. Para AES, la transacción permitiría a GENER S.A. incrementar el enfoque en Chile, su mercado más importante, y tiene sentido para AES debido a la concentración existente de los negocios en Argentina. Para GENER S.A., mejora el perfil de riesgo de sus actividades y reduce substancialmente su endeudamiento consolidado. El contrato también otorga a TOTALFINALEF S.A. la oportunidad de participar en los activos argentinos originalmente procurados por GENER.”
3. El día 2 de marzo de 2001 se celebró el Acuerdo de Compra Venta entre TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. y GENER S.A. (Fs. 386-496), el cual le otorga a la primera, el derecho de adquirir, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones, todos o algunos de los activos que se mencionan en los puntos 5 a 8 del presente dictamen.
4. El Artículo 2.2. establece “Compraventa: De conformidad con los términos y sujeto a las condiciones establecidos en el presente, el vendedor acuerda vender, transferir y ceder, o hará que una o más de sus subsidiarias vendan, transfieran y cedan, al comprador o a su afiliada designada (que será una subsidiaria totalmente controlada directa o indirectamente de TOTALFINAELF S.A.), y sujeto al artículo 7.3, el comprador acuerda adquirir o hará que su afiliada designada adquiera, del vendedor o de su afiliada tenedora de dicho activo, todos los derechos y dominios para y en beneficio de, registros y otras participaciones en los siguientes títulos valores, activos, bienes y contratos, en cada caso por el precio de compra establecido en el Artículo 2.3, pagadero en dólares estadounidenses, en efectivo en fondos inmediatamente disponibles:

5. a) (i) 196.220.631 acciones ordinarias de HIDRONEUQUEN S.A., a un valor nominal de un (1) peso argentino, que constituyen todas las acciones del capital social de HIDRONEUQUEN S.A. de las cuales el vendedor y sus afiliadas resultan titulares y representativas de no menos que el 70,02% del capital social de HIDRONEUQUEN S.A. en circulación al cierre, junto con todos los derechos de preferencia y otros derechos otorgados a los tenedores de dichas acciones en virtud de la ley argentina y todos los derechos a recibir dividendos y otras distribuciones declaradas con respecto a tales acciones al cierre o con posterioridad a éste; (ii) todo el endeudamiento subordinado de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. del vendedor y sus afiliadas, junto con todos los derechos a fin de recibir cualquier interés devengado e impago exigible al cierre relacionado con éste; y (iii) todos los derechos y obligaciones del vendedor y de cualquiera de sus afiliadas en virtud de cualquier acuerdo de gerenciamiento con el vendedor o con cualquiera de sus subsidiarias de los que HIDRONEUQUEN S.A. o HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. constituya una parte;
6. b) (i) 53.103.588 acciones Clase A y 3.485.576 acciones Clase B de CENTRAL PUERTO S.A., cada una de un valor nominal de un (1) peso argentino, que constituyen todas las acciones del capital social de CENTRAL PUERTO S.A. de las cuales el vendedor y sus afiliadas resultan titulares y representativas de no menos que el 63,94% del capital social de CENTRAL PUERTO S.A. en circulación al cierre, junto con todos los derechos de preferencia y otros derechos otorgados a los tenedores de tales acciones en virtud de la ley argentina y todos los derechos a recibir dividendos y otras distribuciones declaradas con respecto a tales acciones al cierre o con posterioridad a éste; y (ii) todos los derechos y obligaciones del vendedor y de cualquiera de sus afiliadas en virtud de cualquier acuerdo de gerenciamiento con el vendedor o con cualquiera de sus subsidiarias de los que CENTRAL PUERTO S.A. constituya una parte;
7. c) (i) 48.012.000 acciones ordinarias de TERMOANDES S.A., a un valor nominal de un (1) peso argentino, y 12.000 acciones ordinarias de INTERANDES S.A., a un valor nominal de un (1) peso argentino, representativas del 100% del capital social de TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A. respectivamente, en circulación al cierre, junto con todos los derechos de preferencia y otros derechos otorgados a los tenedores de tales acciones en virtud de la ley argentina y todos los derechos a recibir dividendos y otras distribuciones declaradas con respecto a tales acciones al cierre o con posterioridad a éste (las acciones ordinarias de las compañías de electricidad descritas en los ítems (a) (i), (b)(i), y (c) (i); y (ii) todos los derechos y obligaciones del vendedor y de cualquiera de sus afiliadas en virtud de cualquier acuerdo de gerenciamiento con el vendedor o con cualquiera de sus subsidiarias de los que TERMOANDES S.A. o

INTERANDES S.A., según el caso, constituya una parte (los acuerdos de gerenciamiento descriptos en los ítems (a) (iii), (b) (ii) y (c) (ii), que se adjunta como Anexo A); y

8. (d) todos los intereses en el Proyecto del vendedor o de cualquiera de sus afiliadas controladas en (i) el proyecto bajo análisis a fin de construir plantas para transmitir electricidad entre la región de Yaciretá en Argentina y la región de San Pablo en Brasil y en (ii) cualquier proyecto a fin de construir plantas de transmisión o generación de electricidad en Argentina bajo análisis y en desarrollo. (Fs. 394/395 y 439/441).
9. Cabe aclarar que el 70,02% de las acciones a ser adquiridas respecto de HIDRONEUQUEN S.A. corresponde a (i) las acciones de GENER S.A. y GENER ARGENTINA S.A. (que representan el 51% del capital social de HIDRONEUQUEN S.A.) y (ii) de las acciones de HIDROINVERSIONES USA (Cayman) LTD. y de HIDROINVERSIONES ARGENTINA S.A. sobre las que GENER S.A. tiene otorgada una opción de compra que deberá ser ejercida conforme a la cláusula 2.1(b) del Contrato de Compra Venta de fecha 2 de marzo de 2001. (Fs. 438-439/Conc. N° 323).
10. Además, de acuerdo a las manifestaciones de los presentes y teniendo en cuenta lo expresado en el Artículo 7.1 denominado "Extinción total" inserto en el contrato de fecha 2 de marzo de 2001, se establece que "Este contrato puede extinguirse en todo pero no en parte, en cualquier momento con anterioridad al cierre:
  - a) Por el consentimiento mutuo por escrito del vendedor y el comprador.
  - b) Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la otra parte hubiera incumplido cualquiera de sus obligaciones o acuerdos substanciales en virtud de este contrato y dicho incumplimiento no pueda ser subsanado o no hubiera sido subsanado dentro de los 30 días siguientes a la notificación por escrito de dicho incumplimiento a la parte incumplidora.
  - c) Por el comprador, (i) a su sola discreción mediante notificación por escrito al vendedor en o con anterioridad a la fecha en la cual el comprador cursa notificación al vendedor del cierre de conformidad con el artículo 2.4(a), o ii) cursando notificación por escrito al vendedor en cualquier oportunidad en el supuesto de que hubiera ocurrido cualquier supuesto o circunstancia, incluyendo cualquier supuesto o circunstancia más allá del control del vendedor o de cualquier compañía de electricidad, que hubiera tenido o continúe teniendo un efecto adverso esencial.
  - d) Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en o con posterioridad a los doce meses de la firma, en el supuesto de

que el cierre no se hubiese llevado a cabo (a menos que dicha omisión se deba a un incumplimiento por la parte que desea la extinción de sus obligaciones en virtud de este Contrato).

- e) Por el vendedor o el comprador, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la compra, venta o transferencia de todas las participaciones adquiridas se encontrase prohibida por cualquier orden judicial, decreto, sentencia u otra orden que pudiera ser definitiva e inapelable”.

11. Finalmente, el Artículo 7.3 expresa: “Extinción Parcial: Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario contenida en este Contrato, la obligación del comprador en virtud de este contrato de comprar y del vendedor en virtud de este contrato de vender, las participaciones adquiridas descritas en uno o más de los artículos 2.2(a), 2.2(b), 2.2(c) ó 2.2(d) podrán ser extinguidas (todas, pero no en parte, de las participaciones adquiridas descritas en cada artículo sujeto a dicha extinción) (a) por el comprador en virtud de cualquiera de las circunstancias establecidas en el Artículo 7.1(c) antes mencionado respecto de dichas participaciones adquiridas mediante notificación por escrito al vendedor en cualquier momento según fuera permitido por el Artículo 7.1(c), según lo establecido en el artículo 9.13 de este contrato, o b) por el comprador o el vendedor, cursando notificación por escrito de dicha extinción a la otra parte, en el supuesto de que la compra, venta o transferencia de dichas participaciones adquiridas se encontrase prohibida por cualquier orden judicial, decreto, sentencia u otra orden que pudiera ser definitiva y no apelable. La extinción de las obligaciones de las partes en virtud de este contrato respecto de cualquier participación adquirida no liberará al comprador o al vendedor de cualquiera de sus otras obligaciones en virtud de este contrato, incluyendo su obligación de comprar o vender, según fuera el caso, simultáneamente como parte de una única transacción al cierre de las participaciones adquiridas no sujeto a dicha extinción.” (Fs. 418-419 y 475-476).

12. El día 2 de julio de 2001, el apoderado de TOTAL GAS AND POWER VENTURES presentó (Fs. 1838) ante la CNDC una manifestación de la decisión de su representada de adquirir las acciones que GENER S.A. posee en HIDRONEUQUEN S.A. y PIEDRA EL AGUILA S.A. referidas en el Punto 2.2.(a) (Fs. 439), CENTRAL PUERTO S.A. referida en el Punto 2.2.(b) (Fs. 440) como así también las participaciones en los proyectos descritos en el Punto 2.2.(d) (Fs. 441), del contrato celebrado con fecha 2 de marzo de 2001, previendo el cierre de las transacciones mencionadas por etapas.

13. El día 17 de julio de 2001, el apoderado de TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. presentó ante la CNDC un informe acerca de que esta sociedad había cedido sus

derechos como comprador a TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina, una sociedad controlada en un 99,7% por TOTALFINAELF S.A., de manera tal que no sería TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. la que compraría ciertos activos a GENER S.A. sino TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina. (Fs. 2014-2090).

14. El día 17 de julio de 2001, los apoderados de TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A., GENER S.A. y THE AES CORPORATION presentaron a la CNDC una copia de la modificación efectuada con fecha 16 de julio de 2001 al contrato celebrado el día 2 de marzo de 2001, donde el comprador renuncia a su derecho de resolución respecto de los activos a ser adquiridos conforme al Artículo 2.2.(a), Artículo 2.2.(b) y Artículo 2.2.(d), todos ellos correspondientes al contrato de fecha 2 de marzo de 2001. Además se establece la facultad del comprador de resolver el contrato respecto de los activos y obligaciones estipulados en el Artículo 2.2.(c) del contrato, opción que quedará vigente hasta el cierre de la compra de HIROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. o hasta el 1 de noviembre de 2001, lo que ocurra en último lugar. También se estipulan cierres separados para los distintos activos que el comprador elija o pueda elegir comprar. Es decir, por la modificación efectuada al contrato, el comprador se obliga a adquirir las participaciones accionarias de GENER S.A. en HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., CENTRAL PUERTO S.A. y los activos del proyecto mencionado en el contrato del 2 de marzo de 2001, teniendo la facultad de resolver el contrato respecto de los activos y obligaciones respecto de la compra de TERMOANDES S.A. e INTERANDES S.A., opción que quedará vigente hasta el cierre de la transacción referente a HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. o hasta el 1 de noviembre de 2001, lo que ocurriera en último lugar. (Fs. 1980-2013).

- **La actividad de las partes:**

15. GENER S.A. es una sociedad constituida bajo las leyes de la República de Chile que tiene por actividad principal la generación de energía térmica e hidráulica a través de sus subsidiarias.

16. Adicionalmente, GENER S.A. efectúa las siguientes actividades: generación de vapor, extracción y comercialización de carbón, exploración, extracción y transporte de gas natural, exploración y explotación de petróleo, preparación y comercialización de biocombustible densificado, prestación de servicios naviero-portuarios y la prestación de servicios de energía principalmente en el área eléctrica y sanitaria.

17. Hasta el momento de la adquisición por parte de las subsidiarias de THE AES CORPORATION, las acciones de GENER S.A. se encontraban distribuidas en manos de varios fondos de pensión chilenos y de inversores privados chilenos y extranjeros. (Fs. 334).
18. Luego de la compra y del canje de acciones por parte de THE AES CORPORATION, GENER S.A. se encuentra controlada por la primera, a través de: a) INVERSIONES CACHAGUA LTDA., quien posee el 61,11% de su capital accionario y b) MERCURY CAYMAN CO. III. LTD., titular del 34,56% restante. (Fs. 19).
19. A su vez, GENER S.A., posee directa o indirectamente participaciones accionarias en las siguientes empresas argentinas a saber: HIDRONEUQUEN S.A. (24,26%-participación directa) (sociedad holding); ENERGEN S.A. (99,99%) (una sociedad que si bien en la actualidad no desarrolla actividad alguna, tiene por objeto el desarrollo de actividades relacionadas con la comercialización de energía eléctrica); CENTRAL PUERTO S.A. (63,93%) (generación térmica de energía eléctrica a través de sus centrales Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Ciclo Combinado Nuevo Puerto y Loma de la Lata); GENER ARGENTINA S.A. (99,99%) (sociedad de inversión que es titular a su vez del 99,99% del capital social de TERMOANDES S.A. (empresa dedicada a la generación térmica de energía eléctrica), 99,99% de INTERANDES S.A. (transporte de energía eléctrica), HIDRONEUQUEN S.A. (26,74% - participación indirecta a través de GENER ARGENTINA S.A.) (sociedad holding, poseedora del 59% del capital social de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. (generación hidroeléctrica de electricidad). (Fs. 19)
20. TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A., es una sociedad constituida bajo las leyes de la República de Francia, inscripta en nuestro país y controlada en un 99,76% por TOTALFINAELF S.A., una sociedad holding que realiza actividades de inversión.
21. Cabe mencionar que en la República Argentina TOTALFINAELF S.A. posee participaciones accionarias en GASANDES GAS TRANSMISSION (ARGENTINA LTD.), GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA) S.A., GAS INVEST S.A., TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., TOTAL AUSTRAL S.A. (SUCURSAL ARGENTINA), TOTALFINAELF GAS TRANSMISSION ARGENTINA S.A. y TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCORUR S.A. (Fs. 832).
22. TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. tiene por objeto la negociación y participación en proyectos industriales relativos a la producción y comercialización de

electricidad, transporte de hidrocarburos y su transformación en centrales eléctricas con fines de producción y de comercialización de electricidad, transporte de hidrocarburos y su transformación en unidades industriales destinadas a la producción y a la comercialización de productos derivados así como la investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos bajo todas sus formas. (Fs. 663).

23. TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina es una sociedad inscripta en la República Argentina, controlada por TOTALFINAELF S.A., quien posee el 99,7% de sus acciones.

## **II. ENCUADRAMIENTO JURÍDICO**

24. 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 la operación en tiempo y forma de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8° de la norma legal precitada.

25. La operación notificada constituye una toma de control, quedando encuadrada en las previsiones del artículo 6° inciso c) de la Ley N° 25.156.

26. La obligación de notificar está dada por el volumen de negocios de las empresas involucradas que supera, a nivel nacional el umbral de PESOS DOSCIENTOS MILLONES (\$ 200.000.000.-), de acuerdo a lo establecido por el artículo 8 de la Ley N° 25.156 (texto modificado por el Decreto PEN 396/01 y Decreto Reglamentario N° 89/2001).

## **III. PROCEDIMIENTO**

27. Atento a que THE AES CORPORATION comunicó a la CNDC la operación que tramita en el expediente de referencia el día 4 de diciembre de 2000, correspondió encauzar el trámite de notificación conforme a lo establecido por la Resolución N° 726/99 de la ex S.I.C.yM, no siendo aplicable a la especie el procedimiento instaurado por la Resolución de la S.D.C.C. N° 40/01. (Fs. 391/Conc. N° 244).

28. En virtud de lo mencionado, el día 4 de diciembre de 2000, THE AES CORPORATION brindó a la CNDC mayor información sin efectuar la notificación requerida por el

Formulario F1 de notificación, por lo que el día 13 de diciembre de 2000, se reiteró el requerimiento efectuado oportunamente (Fs. 173- 186/Conc. N° 244).

29. El día 17 de abril de 2001, TOTAL GAS AND POWER VENTURES S.A. y GENER S.A. (Chile) presentaron el Formulario F1 de notificación correspondiente a la operación que tramita en el expediente de referencia (Fs. 3-98), el cual fue observado por la CNDC el día 27 de abril de 2001. (Fs. 392-398/Conc. N° 244).
30. De acuerdo a la presentación efectuada el día 17 de abril de 2001 por TOTAL GAS AND POWER VENTURES y GENER S.A., la CNDC emitió una resolución con fecha 25 de abril de 2001 por la cual se acumula la operación que tramita en el expediente de referencia a la operación que tramita por el Expediente N° 064-018384/00 del Registro del Ministerio de Economía caratulado "THE AES CORPORATION, INVERSIONES CACHAGUA LTDA., GENER S.A. y MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. S/ NOTIFICACION ART. 8° LEY N° 25.156". ( Conc. N° 244) debido a la conexidad existente entre ambas y a fin de proceder a su estudio en forma conjunta (Fs. 391/Conc. N° 244).
31. En esa misma fecha, la CNDC, de acuerdo a lo estipulado por el artículo 16 de la ley de la materia, solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) (Fs. 403-404/Conc. N° 244) un informe y opinión fundada acerca del impacto sobre el mercado y del cumplimiento del marco regulatorio que la operación descrita pudiera tener.
32. Finalmente el día 2 de mayo de 2001, fue completado satisfactoriamente el Formulario F1, quedando las actuaciones para resolver. (Fs. 413-825/Conc. N° 244).
33. El día 30 de mayo de 2001 el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS contestó el requerimiento efectuado por la CNDC (Fs. 1065-1070/Conc. N° 244).
34. En virtud de lo estipulado por el artículo 24 inciso b) de la Ley N° 25.156, el día 13 de junio de 2001 la CNDC requirió información adicional a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) a fin de completar el análisis del grado de concentración que pudiera generar la operación notificada en el mercado nacional. (Fs. 1076-1077/Conc. N° 244).
35. A los efectos de profundizar el estudio de las operaciones descriptas, con fecha 13 de junio de 2001 la CNDC solicitó a las empresas involucradas completar el Formulario F2,

quedando en consecuencia suspendido el plazo del artículo 13 de la Ley N° 25.156 hasta tanto el mismo fuera completado. (Fs. 1078-1083/Conc. N° 244).

36. Además, en virtud de lo establecido por el artículo 24 inciso b) del cuerpo legal precitado, la CNDC convocó a audiencias a EDENOR S.A. (Fs. 1085/1088-1093/1935-1936), EDESUR S.A. (Fs. 1086/1094/1926), ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) (Fs. 1087/1095-1104), ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA) (Fs. 1923-1924/1959-1963) y a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA) (Fs. 1925/1937-1958), a efectos de que brindaran su opinión respecto de las operaciones notificadas.
37. El día 29 de junio de 2001 las empresas involucradas contestaron el Formulario F2 requerido, reanudándose el plazo establecido por el artículo 13 de la Ley N° 25.156 el cual opera el día 24 de julio de 2001. (Fs. 1105-1823/Conc. N° 244).
38. El día 2 de julio de 2001 la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CMMESA) contestó el requerimiento formulado por la CNDC el día 13 de junio de 2001. (Fs. 1824-1837/Conc. N° 244).
39. El día 6 de julio de 2001 la CNDC efectuó un nuevo requerimiento al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (1929-1930) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CMMESA) (Fs. 1933-1934/Conc. N° 244) a fin de profundizar el estudio del expediente de referencia.
40. El día 12 de julio de 2001, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. respondió el requerimiento efectuado oportunamente. (Fs. 1964-1969/Conc. N° 244).
41. El día 17 de julio de 2001 las empresas involucradas presentaron nueva información para el expediente de la referencia. (1980-2090/Conc. N° 244).
42. El día 18 de julio de 2001, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD respondió el requerimiento efectuado a Fs. 1929-1930. (Fs. 2091-2109/Conc. N° 244).
43. El día 23 de julio de 2001, habiéndose cumplido la investigación conjunta de las operaciones que tramitan por los expedientes de referencia, extremo que oportunamente

justificó la acumulación de los mismos, y atento a que las operaciones notificadas merecían una resolución diferenciada, la CNDC resolvió el dictado de una decisión por operación. (Fs. 2110/Conc. N° 244).

#### **IV. EVALUACION DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN SOBRE LA COMPETENCIA**

##### **IV.1 INTRODUCCION**

44. La presente operación presenta una relación vertical por cuanto el GRUPO TOTALFINAELF es productor de gas natural y posee participación en sociedades holding propietarias de TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE (TGN), empresa transportadora de gas, mientras que las centrales térmicas involucradas, Central Puerto S.A. (Central Puerto Nuevo, Central Nuevo Puerto y Loma de la Lata) y Termoandes, utilizan el gas natural como un insumo básico dentro del proceso de generación de electricidad.
45. Las centrales de generación se clasifican por el tipo de fuente utilizada para su producción -la cual tiene incidencia en el costo de producir electricidad- en hidroeléctricas, nucleares y termoeléctricas. Estas últimas utilizan como combustible carbón, gas natural o fuel oil.
46. El gas natural es el principal insumo de las centrales térmicas en Argentina. Dicha preponderancia del gas natural como combustible para centrales térmicas en la Argentina, se debe, entre otros factores, a que los precios de combustibles líquidos como el fuel oil y el gas oil han sido históricamente volátiles, y en general se han mantenido por encima del precio del gas natural (para una cantidad equivalente de energía), a la evolución tecnológica de la generación térmica con el desarrollo de los equipos de ciclo combinado, y a las características menos contaminantes de la combustión del gas natural en relación a los combustibles líquidos mencionados.
47. Lo indicado precedentemente nos lleva a analizar el impacto que la participación del GRUPO TOTALFINAELF en la industria del gas (producción y transmisión) puede tener sobre la operación bajo análisis.

##### **IV.2 MERCADOS RELEVANTES AGUAS ARRIBA: LA PRODUCCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

48. 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 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.
49. 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 N° 2731/93, el precio del gas fue desregulado a partir del 1° de enero de 1994.
50. 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 Gas del Estado (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.
51. El transporte y la distribución de gas natural constituyen un servicio público regulado por la Ley N° 24.076, siendo el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) la autoridad de aplicación de dicha ley. En cambio, la producción y comercialización del gas natural es una actividad que se encuentra desregulada.
52. En 1992, la Ley 24.076 y los Decretos N° 1189/92 y N° 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 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.

53. 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 y la distribución de gas natural en la Argentina.

#### **IV. 2. 1 LA PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS EN BOCA DE POZO**

54. 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.
55. 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.
56. 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.
57. 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.
58. La producción de 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 por ejemplo la industria petroquímica.

59. 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.
60. 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.
61. 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.
62. 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.
63. 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.
64. 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.
65. 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.
66. Por lo expuesto, cabe definir al mercado geográfico relevante a considerar como el mercado nacional de gas natural.

67. 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 2000, REPSOL-YPF lidera el mercado con una producción propia superior al 42 % de la producción nacional de gas natural, si se consideran las participaciones de YPF, PLUSPETROL y ASTRA, 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.

68. A los fines de una correcta apreciación de los datos vertidos en los cuadros subsiguientes, se realiza la distinción entre la producción 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 de un área determinada, mientras que la operación (esto es, realizar los trabajos de prospección y producción) de dicha área puede o no ser llevada adelante por él o los titulares del mencionado permiso. En los mencionados cuadros se observa que, si bien TOTAL AUSTRAL posee una participación como operador del 17,81% en la producción, su participación en la propiedad del gas es del 5,07%<sup>1</sup>. 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.

---

<sup>1</sup> Para el caso de la participación por operador los datos corresponden al año 2000 mientras que para la distribución de la propiedad la información disponible es de 1999.

Cuadro N°1

<b>II. Producción de gas natural por operador - año 2000</b>		
	<b>miles de M3</b>	<b>Participaciones de mercado (%)</b>
YPF*	13.182.385	29,38
<b>Total austral</b>	<b>7.992.317</b>	<b>17,81</b>
Pluspetrol*	5.002.776	11,15
Tecpetrol	3.793.281	8,45
Pan american	3.485.868	7,77
Perez companc	1.985.538	4,43
Pet. Santa fe	1.345.682	3,00
Capex	1.093.143	2,44
Pecom energy	1.036.172	2,31
Astra*	972.949	2,17
Chevron	963.601	2,15
Otros	5.951.252,45	13,26
<b>Total</b>	<b>44.870.351,00</b>	<b>100,00</b>

\*Vinculadas a Repsol-YPF.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Cuadro N°2

<b>III. Propiedad del Gas Natural por Empresa - año 1999</b>		
	<b>de M3</b>	<b>Participaciones de Mercado (%)</b>
YPF	18.521.768	43.66
Pan American Argentina	2.977.273	7.02
Pluspetrol	2.909.933	6.86
<b>Total Austral</b>	<b>2.151.558</b>	<b>5.07</b>
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
<b>Total</b>	<b>42.378.177</b>	<b>100.00</b>

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

69. 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.

70. 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.
71. La Cuenca Neuquina es la más importante de las cuencas hidrocarburíferas de la Argentina, tiene una superficie de más de 100.000 km<sup>2</sup>, 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 MMm<sup>3</sup> de gas natural por día, con un total anual de 25.145 MMm<sup>3</sup> 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 MMm<sup>3</sup>. 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.
72. Con respecto a la operación bajo análisis, la totalidad del gas consumido por Termoandes proviene de la Cuenca Noroeste, donde Total Austral no produce gas. A su vez, Central Puerto no adquiere en la actualidad gas natural de Total Austral. Sin perjuicio de ello, tanto Central Puerto como Termoandes están habilitadas para adquirir gas natural directamente de Total Austral.

#### **IV.2.2 EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

73. El servicio de transporte de gas natural 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.

74. 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.
75. 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.
76. 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:

(MMm <sup>3</sup> /d)	1997	1998	1999
<b>TGN</b>	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
<b>TGS</b>	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

77. De acuerdo con el Marco Regulatorio, y la Licencia de transporte de TGN (Decreto N° 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 m<sup>3</sup>/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 discriminatorias.
- 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 1.500.000m<sup>3</sup> 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 mínima ni un plazo mínimo.

#### **IV. 3 MERCADO RELEVANTE AGUAS ABAJO: LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA<sup>2</sup>**

78. "Los activos de generación eléctrica comprendidos dentro de la operación analizada son los siguientes:

- Central Loma de la Lata: es la central de generación termoeléctrica propiedad de Central Puerto, ubicada en la Provincia de Neuquén, con una potencia instalada de 370 MW.
- Central Nuevo Puerto: es la central de generación termoeléctrica propiedad de Central Puerto, ubicada en la Ciudad de Buenos Aires, con una potencia instalada de 1189 MW (incluyendo 769 MW del ciclo combinado).
- "Central Puerto Nuevo: es la central de generación termoeléctrica propiedad de Central Puerto, ubicada en la Ciudad de Buenos Aires, con una potencia instalada de 589 MW.
- Hidroeléctrica Piedra del Aguila: es la central de generación hidroeléctrica, ubicada sobre el río Limay, limítrofe a las provincias de Neuquén y Río Negro, con una potencia de 1400 MW.
- Termoandes: es la central de generación termoeléctrica, ubicada Campo Santo, Pcia. de Salta, con una potencia instalada (con el ciclo combinado operativo) de 632,7 MW.<sup>3</sup>

79. Estas centrales tienen, en conjunto una potencia de 3.813 MW sobre una potencia total de 22.456 MW en el MEM, esto representa un 16.78%.<sup>4</sup> Visto desde el punto de vista de la generación, las centrales adquiridas representaron un 12.76% de la generación total del MEM, que durante el año 2000 fue de 79.969 GWh.<sup>5</sup>

#### **IV. 4 EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA Y EL INTERES ECONOMICO GENERAL**

80. A continuación se analizará la posibilidad de que la operación notificada produzca efectos negativos sobre la competencia en el mercado de generación de energía eléctrica como consecuencia de la integración vertical que presentaría el GRUPO

---

<sup>2</sup> Para una descripción completa del mercado de generación de electricidad, se remite a la operación de concentración entre AES y GENER.

<sup>3</sup> Mediante la Resolución 145/97 de la SS y P, se reconoció a Termoandes como Agente Generador del Mercado Eléctrico Mayorista, en su carácter de titular de la Central Térmica Nueva Güemes. Asimismo, la mencionada resolución autorizó a Termoandes a proceder a la exportación de la energía eléctrica a producirse en la central Termoandes.

<sup>4</sup> Se computó la entrada al MEM para el año 2001 de CT AES Paraná (845MW), Dock Sud (780MW), Termoandes (270MW) y CC San Miguel, según lo indicado por el informe presentado por CAMMESA de fecha 29 de junio del corriente año.

<sup>5</sup> Fuente: Informe 2000 CAMMESA. En este cómputo no se incluye a Termoandes ya que la misma entrará en funcionamiento hacia fines del presente año. Según informan las presentantes la capacidad máxima de generación que se encuentra en condiciones de suministrar dicha central es de 4.914 GWh-año, asumiendo una producción máxima durante 24 horas por día, 27 días por mes, 12 meses al año.

TOTALFINAELF al participar simultáneamente en la producción y transporte de gas y en la generación de energía eléctrica.

81. 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.
82. Dicha factibilidad e incentivo dependerá de la posición que 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 depredatorias.

#### **IV. 4. 1 Integración vertical en producción de gas y generación de energía eléctrica.**

83. Como se observa de lo expuesto en el apartado V. 2 el GRUPO TOTALFINA no detenta una posición dominante en la producción y comercialización de gas natural. Efectivamente, dicho grupo cuenta con una participación de mercado del 17.81% en la producción de gas natural como operador y del 5.07 % en la propiedad de dicho recurso.
84. Dicho mercado se caracteriza por la importante posición de REPSOL-YPF reflejada en una participación como operador superior al 42% en la producción y de casi el 44% en la propiedad del gas. De manera que no se vislumbra probable la capacidad del GRUPO TOTALFINAELF para unilateralmente producir un aumento en los precios del gas vendido a las usinas térmicas competidoras de sus propias usinas, máxime si se tiene en cuenta que la demanda del conjunto de usinas representa alrededor del 31,5% de las entregas de gas al mercado externo y al mercado interno, que incluye también el gas demandado por las distribuidoras y los grandes usuarios que no son generadores eléctricos.<sup>6</sup> De manera que un intento de aumento selectivo del precio del gas respecto de este tipo de usuarios generaría posibilidades de arbitraje.

85. Respecto a la posibilidad de que el GRUPO TOTALFINAELF aplique un precio más bajo en sus operaciones con las generadoras térmicas que pasaría a controlar por esta operación, debe señalarse que ello no implica, en principio, un comportamiento anticompetitivo siempre que el mercado de generación no corra el riesgo de ser monopolizado o resulte excesivamente concentrado a raíz de dicha conducta. Ello podría ocurrir si las centrales térmicas que pasaran a estar bajo control de la adquirente, al beneficiarse con los precios más bajos del gas, provocaran la salida del mercado en forma definitiva de otras centrales de generación que deben pagar un precio más alto por dicho combustible. Una vez ocurrido esto el mercado contaría con menos competidores, lo cual generaría mayores posibilidades de ejercicio de poder de mercado, ya sea en forma unilateral o coordinada.
86. Sin embargo, debe observarse que dicha posibilidad se ve limitada porque las centrales objeto de la operación tienen capacidad para abastecer una porción limitada de la demanda de energía eléctrica. Efectivamente, las mismas tienen, en conjunto una potencia de 3.813 MW sobre una potencia total de 22.456 MW en el MEM, esto representa un 16.78%.<sup>7</sup> Visto desde el punto de vista de la generación, las centrales adquiridas representaron un 12.76% de la generación total del MEM, que durante el año 2000 fue de 79.969 GWh.<sup>8</sup>
87. Como elemento adicional a lo anteriormente señalado debe tenerse en cuenta que en la actualidad las centrales térmicas que pasarían a ser controladas por el GRUPO TOTALFINAELF, no adquieren gas natural en forma directa de Total Austral, teniendo compromisos de mediano y largo plazo asumidos con otros productores y distribuidores. A saber:
- **Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto:** Central Puerto ha suscripto: (i) un contrato de compraventa de gas con Repsol-YPF, para el suministro de hasta un máximo de 3.4 MMm<sup>3</sup> de gas natural diarios, con vencimiento el 29 de septiembre de 2010; y (ii) un contrato con Metrogas S.A., para el suministro de gas, transporte y distribución interrumpible de hasta un máximo de 6.2

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Se computó la entrada al MEM para el año 2001 de CT AES Paraná (845MW), Dock Sud (780MW), Termoandes (270MW) y CC San Miguel, según lo indicado por el informe presentado por CAMMESA de fecha 29 de junio del corriente año.

<sup>8</sup> Fuente: Informe 2000 CAMMESA. En este cómputo no se incluye a Termoandes ya que la misma entrará en funcionamiento hacia fines del presente año. Según informan las presentantes la capacidad máxima de generación que se encuentra en condiciones de suministrar dicha central es de 4.914 GWh-año, asumiendo una producción máxima durante 24 horas por día, 27 días por mes, 12 meses al año.

MMm<sup>3</sup> de gas natural diarios, con vencimiento el 30 de abril del 2001 (renovable por períodos anuales). Cabe destacar que el Consumo de gas de las Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto fue de 3.6 MMm<sup>3</sup> / diarios para el año 2000.

- **Central Loma de la Lata:** Central Puerto ha suscripto un contrato de compraventa de gas con Repsol-YPF, para el suministro de hasta un máximo de 2.7 MMm<sup>3</sup> de gas natural diarios, con vencimiento el 10 de abril de 2010.
- **Termoandes:** Termoandes ha suscripto un contrato de compraventa de gas con los Miembros de la UTE del Yacimiento Aguaragüe (YPF, Ampolex, CGC, Ledesma, y Tecpetrol), para el suministro de hasta un máximo de 3.5MMm<sup>3</sup> de gas natural diarios, con vencimiento el 31 de enero de 2011.

88. En consecuencia, si bien en el futuro las Centrales de Generación Puerto y Termoandes podrían suscribir contratos de compraventa de gas con Total Austral, los compromisos asumidos y vigentes que dichas centrales tienen con otros productores y distribuidores que cubren sus necesidades actuales, limitan significativamente en la práctica la firma de nuevos contratos por volúmenes importantes, en particular, por cuanto (i) los contratos con Repsol-YPF, en el caso de las Centrales de Generación Puerto contienen compromisos “take or pay” que cubren sustancialmente las necesidades de dichas centrales; y (ii) el contrato con la UTE Aguaragüe contiene un compromiso de “take or pay” que cubre en la actualidad totalmente las necesidades de Termoandes.

89. En el sentido inverso de la relación vertical, la posibilidad de que luego de la operación bajo análisis el GRUPO TOTALFINAELF pueda afectar la competencia en el mercado de producción y comercialización de gas natural se ve limitada, principalmente, por dos factores. En primer lugar, como fuera mencionado, la participación del GRUPO TOTALFINAELF en el mercado de producción y comercialización de gas natural no resulta de significativa importancia relativa en comparación con el grupo líder, Repsol-YPF.

90. En segundo lugar, el poder de compra de las centrales termoeléctricas que serían adquiridas no reviste significación suficiente como para afectar la competencia ya que representa alrededor del 10% del gas entregado al mercado interno y al mercado externo.

91. Adicionalmente, son aplicables en este punto las consideraciones 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.

#### **IV. 4. 2 Integración vertical en transporte de gas y generación de energía eléctrica.**

92. 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.

93. Efectivamente, en Argentina el servicio de transporte de gas prestado por TGN 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.

94. 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: 1º) reglamentación de las tarifas de transporte; 2º) acceso abierto; y 3º) indicador de transparencia del mercado.

95. 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.

96. De acuerdo con lo dispuesto por la Ley del Gas Natural, las tarifas que cobrará TGN por el servicio, incluyen el costo del servicio debiendo cubrir todos los costos operativos, impuestos, amortización y brindar una razonable tasa de retorno a las Licenciatarias (art. 38 a) de la Ley del Gas Natural).

97. 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. 2º Ley del Gas Natural).

98. 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".
99. 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.
100. 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.
101. 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 en el acceso.
102. 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".

103. Asimismo, el artículo 2 inc. (5) del Decreto N° 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".

104. 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".

105. 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 las centrales termoeléctricas objeto de la presente operación, tendrían pues acceso abierto al sistema de transporte en un marco de no-discriminación. Asimismo, si no llegan 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.

106. 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 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, tales como TGN
107. 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 del Gas Natural y su decreto reglamentario, dándole seguridad, y publicidad al proceso de asignación de capacidad de transporte.
108. En resumen, TGN, 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 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.
109. 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.
110. 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.

111. 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.
112. 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").
113. 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.
114. 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.
115. 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.
116. 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.
117. 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.
118. 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.

119. Además de la existencia de los instrumentos regulatorios mencionados anteriormente debe señalarse que el GRUPO TOTALFINAELF no tiene el control exclusivo de TGN. Efectivamente, su participación accionaria es del 27.24%. El GRUPO TECHINT y SOCIEDAD COMERCIAL DEL PLATA (a través de CGC y TRANSCOGAS INVERSORA S.A.) poseen 27.24 % cada uno y el restante 18.28% del paquete accionario de TGN se encuentra en manos de PETRONAS ARGENTINA.<sup>9</sup> De manera que cualquier conducta unilateral que involucre a la adquirente podría frustrarse sin el acuerdo de los demás socios.
120. Por las consideraciones expuestas anteriormente se concluye que los incentivos y la capacidad de TGN para llevar a cabo conductas anticompetitivas mediante el aprovechamiento de su posición monopólica se ven limitados por la situación de control prevaleciente en dicha empresa y por el control que el marco regulatorio impone sobre el comportamiento de la misma.
121. Finalmente, cabe remarcar que debido a que TOTAL AUSTRAL no desarrollaba previamente la actividad de generación de energía eléctrica, la operación notificada no modifica el nivel de concentración en dicho mercado.

## **V. CLÁUSULAS CON RESTRICCIONES ACCESORIAS**

122. Habiendo analizado el acuerdo suscripto por las partes a los efectos de la presente operación, no se han detectado en el mismo restricciones a la competencia. (Fs. 386-496).

## **VI. CONCLUSIONES**

123. De acuerdo a lo expuesto precedentemente, esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que la operación de concentración económica notificada, con incidencia en los mercados de generación de energía eléctrica y producción y transporte de gas natural, no infringe el artículo 7º de la Ley N° 25.156, ya que no tiene como objeto o efecto disminuir, restringir o distorsionar la competencia de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

---

<sup>9</sup> Informe ENARGAS en contestación al artículo 16 de la Ley 25.156 (fs. 1065/69).

124. Por ello, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR, autorizar la operación de concentración económica por la cual TOTAL AUSTRAL S.A. – Sucursal Argentina adquiere de GENER S.A. las participaciones accionarias que esta sociedad posee directa o indirectamente en HIDRONEUQUEN S.A., HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., CENTRAL PUERTO S.A., TERMOANDES S.A., INTERANDES S.A. y todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yaciretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad, de acuerdo a lo previsto por el artículo 13 inciso a) de la Ley Nº 25.156.