

INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

EXPEDIENTE C-0651/15 GNF/NGS

I. ANTECEDENTES

- (1) Con fecha 29 de abril de 2015, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificación de la concentración consistente en la adquisición, por parte de Gas Natural Fenosa SDG, S.A. (GNF) del control exclusivo sobre ciertos activos titularidad de Nueva Generadora del Sur, S.A. (NGS), que dio lugar al expediente C/0651/15 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- (2) Con fecha 4 de mayo de 2015, la Dirección de Competencia solicitó la presentación del formulario ordinario de notificación, por ser necesaria la emisión de un informe por parte de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en aplicación del artículo 21.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, puesto que la operación de concentración notificada afecta al sector eléctrico.
- (3) Adicionalmente, se cumple el supuesto previsto en el artículo 57.2 f) del Reglamento de Defensa de la Competencia, aprobado por el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero (RDC) en el cual la Dirección de Competencia es competente para requerir del notificante la presentación de un formulario ordinario de acuerdo con lo previsto en el artículo 56.2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).
- (4) Con fecha 28 de mayo de 2015, tuvo entrada formulario ordinario de notificación realizada por GNF según lo establecido en el artículo 9 de la LDC, por superar el umbral establecido en la letra a del artículo 8.1 de la mencionada norma. A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia.
- (5) En ejercicio de lo dispuesto en el artículo 55.5 de la LDC, la Dirección de Competencia requirió de la notificante, con fecha 5 de junio de 2015, información de carácter necesario para la resolución del expediente. La información requerida fue cumplimentada con fecha 10 de junio de 2015.
- (6) La fecha límite para acordar iniciar la segunda fase del procedimiento es el **4 de julio de 2015**, inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

II. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

- (7) La operación de concentración consiste en la adquisición por parte de GNF del control exclusivo sobre ciertos activos titularidad de NGS, sociedad sobre la que actualmente ostenta el control conjuntamente junto con Compañía Española de Petróleos, SAU (CEPSA).

- (8) La operación consiste en la escisión de los activos de la planta de ciclo combinado de NGS en dos conjuntos equitativos de activos y pasivos y su adjudicación a cada una de sus dos sociedades matrices, de forma que cada uno de los dos grupos de generación actualmente existentes pueda ser operado de manera independiente por cada uno de sus propietarios.
- (9) La operación se instrumenta a través de un “Protocolo de Reestructuración” suscrito por CEPSA, GNF y NGS, con fecha 30 de enero de 2015. Adicionalmente, con fecha 16 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de NGS aprobó el “Proyecto de Escisión”, que viene a concretar el modelo de reparto de activos acordado por las partes.
- (10) La escisión está sujeta al cumplimiento de una serie de condiciones suspensivas, entre las que se encuentra la obtención de la autorización de la autoridad de competencia.

El proyecto de segregación

- (11) La central de ciclo combinado de la que es titular NGS está compuesta por dos grupos de generación de unos 400 MW cada uno. Se asignará un grupo a cada uno de los socios. En concreto, a GNF le corresponderá el Grupo 10, a través de una sociedad denominada GENROQUE S.L., mientras que a Cepsa le corresponderá el Grupo 20, a través de una sociedad denominada PUENTE MAYORGA GENERACIÓN S.L.
- (12) El “Protocolo de Reestructuración” relaciona, de forma preliminar y no definitiva, los activos que configurarán cada uno de los Grupos que, resumidamente, consistirán en las turbinas (de gas y de vapor), el generador, la caldera de recuperación de calor, el condensador, los circuitos de circulación (de agua/vapor, de agua de circulación, de refrigeración), los sistemas de suministro (de gas natural, de agua desmineralizada, de propano, de gasoil) y los sistemas eléctricos y de control.
- (13) Asimismo, la Central cuenta con una serie de activos destinados a la prestación de servicios a ambos grupos de generación, que se mantendrán bajo titularidad de NGS, para cuya gestión será preciso suscribir un Pacto de accionistas. Entre ellos, se encuentran la planta de tratamiento y desmineralización de agua, el edificio de la subestación eléctrica, los apoyos de la línea de evacuación y el emisario de captación y vertido de agua de mar. NGS percibirá por la prestación del servicio de operación y mantenimiento una cantidad fija y el resto de los servicios serán facturados en función de las horas de funcionamiento de cada grupo.
- (14) La central de NGS se encuentra situada en el interior de la Refinería de CEPSA en San Roque, para lo cual CEPSA constituyó un derecho de superficie a favor de NGS mediante escritura pública otorgada el 24 de octubre de 2002, con una duración de 30 años. La operación no alterará el régimen de titularidad del derecho de superficie, que seguirá correspondiendo a NGS, aunque se concederá a CEPSA y GNF el derecho de goce, uso y explotación exclusiva de sus respectivos grupos. La central, además de generar electricidad, permite abastecer a la refinería de vapor de agua.

- (15) Por lo que se refiere al suministro de gas natural, NGS actualmente tiene suscritos dos contratos con [...] ¹. Cada uno de estos contratos será asignado de forma exclusiva a cada uno de los grupos, de forma que cada uno gestionará su capacidad de regasificación y transporte. Así, CEPSA asumirá el primero de los contratos mencionados y GNF el segundo.
- (16) La escisión conlleva la separación de la sala de control en dos centros de control independientes, con separación del sistema de comunicaciones y de las oficinas, que permanecerán bajo la titularidad de NGS. También existirá una sala de control independiente para los sistemas auxiliares responsabilidad de NGS. Asimismo, las partes analizarán la fórmula más económica para la separación de los almacenes, tanto de piezas y recambios, como de combustibles y consumibles.
- (17) NGS solicitará a OMIE su baja como agente del mercado, correspondiendo a GNF y CEPSA la tramitación del alta para sus respectivos grupos. Asimismo, el “Protocolo de Reestructuración” indica que deberán resolverse los contratos actualmente vigentes relativos a la comercialización de energía, que deberán pasar a gestionarse de forma exclusiva por cada grupo.
- (18) Igualmente, el contrato de servicios a largo plazo firmado entre NGS y [...] ha de quedar dividido en dos contratos separados e independientes, uno correspondiente a cada grupo.
- (19) La titularidad de la línea de evacuación seguirá correspondiendo a NGS, quien se encargará de la tramitación y construcción del nuevo trazado. Una vez finalizada, las empresas suscribirán un contrato para el uso independiente de cada uno de los dos circuitos de evacuación ².
- (20) Los servicios que CEPSA, como dueña de la refinería en la que se ubica la central, venía prestando a NGS, tales como seguridad, servicio médico, comedor, almacenamiento de repuestos, suministro de agua, servicios contra incendios, vertidos, etc., pasarán a prestarse a NGS, GNF y CEPSA de forma independiente, en condiciones no discriminatorias.
- (21) Por otra parte, NGS y CEPSA suscribieron un [...], en base al cual, NGS suministra a la refinería vapor de agua y agua desmineralizada, necesarias para sus procesos. A partir de la firma del Protocolo de Reestructuración, queda sin efecto el suministro de vapor, de forma que NGS sólo tendrá obligación de suministrar a la refinería agua desmineralizada.
- (22) En consecuencia, la operación es una concentración económica conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1.b) de la LDC.

¹ Se indican entre **corchetes** aquellos datos cuyo contenido exacto **ha sido declarado** confidencial.

² La central se encuentra parada desde el 1 de diciembre de 2013 debido a que, por imperativo judicial, se ha debido dismantelar un tramo de su línea eléctrica de evacuación. Actualmente, están en tramitación los permisos preceptivos para el nuevo trazado, por lo que no es previsible que la planta vuelva a estar en funcionamiento antes de final de año.

III APLICABILIDAD DE LA LEY 15/2007 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

- (23) La operación no tiene dimensión comunitaria al no superar los umbrales del artículo 1.2 del Reglamento CE 139/2004.
- (24) La operación notificada cumple los requisitos previstos por la LDC para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en el artículo 8.1 a) de la misma.
- (25) La central se encuentra parada desde el 1 de diciembre de 2013 debido a que, por imperativo judicial, se ha debido desmantelar un tramo de su línea eléctrica de evacuación³. Actualmente, están en tramitación los permisos preceptivos para el nuevo trazado. Se trata, por tanto, de una indisponibilidad técnica.
- (26) Aunque la práctica habitual es la de considerar los datos correspondientes al último ejercicio, en este caso, los correspondientes a 2014, lo cierto es que durante ese ejercicio NGS se mantuvo inactiva por la citada indisponibilidad técnica, por lo que no generó cuota de mercado, aunque la cuota de GNF en el mercado de resolución de restricciones técnicas en Campo de Gibraltar fue del [40-50]%. En la medida en que la indisponibilidad es transitoria y está en vías de ser resuelta, puesto que se están tramitando todos los permisos necesarios para el nuevo trazado, deben ser valoradas las cifras correspondientes a un régimen de funcionamiento que se corresponda con la realidad económica de la empresa. Así, en 2013, la cuota conjunta de las partes en el citado mercado fue del [50-60]%, en términos de energía generada, a pesar de que ya en ese año la central quedó afectada por la indisponibilidad. Igualmente, en el ejercicio 2012, en el que la central permaneció en funcionamiento durante todo el año, la cuota de mercado conjunta de las partes fue del [30-40]% y, además, la cifra de negocios de NGS fue [>60] M€. Por tanto, la operación supera los umbrales establecidos en el artículo 8.1 a) de la LDC, tanto si se consideran las cifras correspondientes a 2013 como a 2012 y, adicionalmente, en 2012 se habrían superado también los umbrales establecidos en el artículo 8.1 b) de la LDC.

IV. EMPRESAS PARTÍCIPES

IV.1 GAS NATURAL FENOSA SDG, S.A. (GNF)

- (27) GNF es la cabecera de una compañía energética internacional integrada en gas y electricidad.
- (28) Los principales accionistas de GNF son el Grupo La Caixa (34,4%) y el Grupo Repsol (30%).
- (29) La facturación de GNF en el último ejercicio económico, conforme al artículo 5 del RD 261/2008 fue, según la notificante, la siguiente:

³ Sentencia del Tribunal Supremo de 9 de abril de 2012.

TABLA 1: VOLUMEN DE NEGOCIOS DE GNF 2014 (millones de Euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[>5.000]	[>250]	[>60]

Fuente: Notificación

IV.2 Activos de NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A. (NGS)

- (30) NGS es una sociedad titular de una central de generación de ciclo combinado situada en San Roque (Cádiz), compuesta por dos grupos de generación de 400MW cada uno.
- (31) NGS está controlada conjuntamente por GNF y CEPSA, cada una de las cuales es titular del 50% de su capital social.
- (32) La facturación de NGS en el último ejercicio económico, conforme al artículo 5 del RD 261/2008 fue, según la notificante, la siguiente:

TABLA 2: VOLUMEN DE NEGOCIOS DE Activos de NGS 2014 (miles de Euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<5.000]	[<250]	[<60]

Fuente: Notificación

V. MERCADOS RELEVANTES

V.1 Mercados de producto

- (33) El sector económico en el que se encuadra la operación es el de producción de energía eléctrica (Código NACE D.3511).
- (34) El sector eléctrico está regulado en España mediante la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE). En el artículo 1 se definen como actividades destinadas al suministro de energía eléctrica las siguientes: generación, transporte, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.
- (35) La Ley establece que la producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia, si bien la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción requiere autorización administrativa previa.
- (36) El artículo 8 de la LSE define el mercado de producción de energía eléctrica como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.
- (37) Señala, asimismo, que el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

- (38) En el mercado diario (pool), los productores de energía eléctrica efectúan ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que son titulares. Por su parte, los comercializadores están obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado, en cada período de programación por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes no cubierta mediante otros sistemas de contratación con entrega física.
- (39) Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar y vender electricidad en el mercado intradiario, en distintas sesiones de contratación unas horas antes del tiempo real, reajustando sus compromisos de compra y venta.
- (40) Los servicios de ajuste y de balance tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Se entiende por servicios de ajuste y de balance la solución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos generación-consumo.
- (41) La programación de las unidades de producción de energía eléctrica se determinará partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en las redes de transporte y distribución, o en el sistema, o, en su caso, de la aplicación de las restricciones de garantía de suministro.
- (42) Los precedentes nacionales⁴ han concluido que existe un único Mercado mayorista de producción de energía eléctrica, diferenciado de los mercados de transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, que comprendería los mercados anteriormente mencionados (a excepción del mercado de resolución de restricciones técnicas), sin hacer distinción entre las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables y las tecnologías convencionales.
- (43) Por otra parte, las autoridades de competencia han distinguido, como un mercado de producto separado, el Mercado de resolución de restricciones técnicas, porque su carácter eminentemente zonal y su mecanismo de resolución configuran una oferta, una demanda y un precio diferenciados de los del resto del mercado de producción de energía eléctrica⁵.
- (44) El procedimiento de resolución de restricciones técnicas del mercado eléctrico, está regulado por *Real Decreto 2351/2004 de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico*.
- (45) Las restricciones técnicas se producen por limitaciones en la red de transporte que hacen inviable la programación de las unidades de

⁴ Véase expediente C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA.

⁵ Véanse expedientes C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA y S/104/08 ELECTRICAS.

producción resultante del mercado diario. Por esta razón, una vez concluido el mercado diario, el operador del sistema evalúa si el programa resultante respeta los requisitos de seguridad y fiabilidad requeridos. En caso de no ser así, se pone en marcha un procedimiento conjunto del operador del mercado y del operador del sistema por el que se asignan mediante subasta las cantidades de energía necesarias. Las ofertas técnicamente válidas para resolver una determinada restricción se asignan según un criterio de menor coste económico, mediante una subasta que se liquida al precio ofertado por cada unidad asignada.

- (46) Cuando se producen restricciones técnicas, solamente las centrales más cercanas a las restricciones pueden resolverlas, lo que, a tenor de la situación de la red de transporte, a la ubicación y características técnicas de las instalaciones de generación y a la demanda, configura una serie de submercados zonales diferenciados del mercado mayorista de producción de energía eléctrica.
- (47) Finalmente, como mercado verticalmente relacionado con los anteriores, se encuentra el Mercado de suministro minorista de gas natural⁶.
- (48) Varios precedentes han optado por diferenciar los mercados de suministro por el tipo de cliente, teniendo en cuenta las diferencias en volúmenes de consumo, patrones de demanda, tipos de contrato, relaciones con los clientes, márgenes comerciales, etc.
- (49) Así, se ha distinguido entre suministro de gas a grandes clientes (alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (baja presión) y suministro de gas a generadores eléctricos.

V.2. Mercado geográfico

- (50) Los precedentes nacionales y comunitarios han considerado tradicionalmente que el mercado de generación eléctrica (excluyendo el mercado de restricciones técnicas) tiene un alcance nacional, distinguiendo en el caso de España el mercado peninsular de los mercados insulares, debido a la limitación de las interconexiones y a la especificidad del despacho de generación en las islas.
- (51) Sin bien el elevado grado de acoplamiento entre los mercados diario e intradiarios español y portugués podría apuntar a una dimensión geográfica del mercado mayorista de electricidad de ámbito superior al nacional (mercado ibérico), en la medida en que los servicios de ajustes pueden ser ofrecidos únicamente por determinadas unidades de producción en territorio español y tienen como único demandante al Operador del Sistema Español (REE), no es posible concluir una dimensión supranacional del mercado mayorista de producción de energía eléctrica. En los precedentes nacionales de operaciones de concentración (C/98/08) y conductas (S/104/08 ELECTRICAS) más recientes no se han definido como mercados separados. Por lo que se refiere al mercado de resolución de restricciones técnicas, las autoridades de defensa de la competencia españolas han considerado que

⁶ No se considera relevante el mercado de suministro minorista de energía eléctrica al ser la cuota de GNF inferior a 25%.

el ámbito geográfico es zonal. La amplitud y extensión de las zonas geográficas de solución de restricciones técnicas se va modificando a lo largo del tiempo con las mejoras de la red de transporte y la entrada de nueva capacidad de generación.

- (52) La zona de Campo de Gibraltar (Cádiz), en la que se ubica la central de NGS, es una zona en la que tradicionalmente se producen restricciones técnicas. Según el notificante, en ella operan en la actualidad 5 agentes, con una potencia instalada neta total de 4.548 MW correspondientes a 9 grupos (8 ciclos combinados y una central de carbón) y donde GNF concentra una cuota de energía programada elevada.
- (53) En relación a los mercados de suministro minorista de gas natural, distintos precedentes han considerado que los mercados de suministro tienen un ámbito geográfico nacional, en la medida en que los distintos oferentes establecen sus estrategias competitivas y ofertan sus servicios a nivel nacional.

VI. ANÁLISIS DEL MERCADO

VI.1. Estructura de la oferta

Estructura de la oferta

Mercado mayorista de producción de energía eléctrica

- (54) En la tabla siguiente se facilitan la potencia y la producción del parque de generación en España, distinguiendo por los distintos tipos de tecnologías.

TABLA 3: GENERACIÓN ELÉCTRICA 2014		
	Capacidad (MW)	Producción (GWh)
Nuclear	7.866	57.179
Eólica	22.845	51.032
Carbón	10.972	43.859
Hidráulica	19.891	42.738
Ciclo combinado	25.353	21.979
Fotovoltaica	4.428	7.801
Solar térmica	2.300	5.013
Térmica renovable	1.010	4.739
Cogeneración y resto	7.075	25.903
Fuel/gas	520	
Consumos generación		-6.518
TOTAL	102.260	253.725

Fuente: Notificante

- (55) En la tabla siguiente se facilitan las cuotas de mercado de GNF en el mercado de producción de energía eléctrica, en términos de potencia instalada y de producción eléctrica.

TABLA 4: CUOTAS EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2014

	Capacidad		Producción	
	GW	%	TWh	%
GNF	12,5	12,2%	[...]	[10-20]%
NGS	0,8	0,8%	0%	0%
TOTAL	102,3	100%	253,7	100%

Fuente: Notificante

Mercado de resolución de restricciones técnicas en Campo de Gibraltar

(56) En la zona de Campo de Gibraltar, compiten 9 grupos térmicos de generación para la prestación del servicio de resolución de restricciones técnicas, propiedad de 5 operadores, siendo uno de ellos de carbón y los ocho restantes de ciclo combinado de gas.

TABLA 5: CENTRALES ZONA CAMPO DE GIBRALTAR			
		Propiedad	Potencia (MW)
Ciclo combinado	Arcos 1, 2 y 3	IBERDROLA	1.585
	San Roque 1	GNF	390
	San Roque 2	ENDESA	402
	Bahía de Algeciras	EON	821
	Campo de Gibraltar 10 y 20	NGS	781
Carbón	Los Barrios	EON	570
TOTAL			4.549

Fuente: Notificante

(57) La tabla siguiente muestra las cuotas de los distintos participantes en el mercado, en términos de potencia instalada. Se atribuye a GNF y CEPSA el 100% de la capacidad de producción correspondiente a NGS.

TABLA 6: RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN CAMPO DE GIBRALTAR CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN 2012-2014				
	Capacidad de producción ANTES de la segregación		Capacidad de producción DESPUES de la segregación	
	MW	%	MW	%
IBERDROLA	1.585	34,8%	1.585	34,8%
EON	1.391	30,6%	1.391	30,6%
GNF	1.171	25,7%	780,5	17,2%
ENDESA	402	8,8%	402	8,8%
CEPSA	781	17,2%	390,5	8,6%
TOTAL	4.549		4.549	100%

Fuente: Notificante

(58) La tabla siguiente muestra las cuotas de los distintos participantes en el mercado, en términos de producción, para el periodo 2012-2014. Las cuotas correspondientes a GNF se desglosan, especificando la parte correspondiente a NGS y la parte correspondiente a su otro ciclo, San Roque 1.

TABLA 7: RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN CAMPO DE GIBRALTAR

PRODUCCIÓN						
	2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
EON	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%	[...]	[50-60]%
GNF	[...]	[30-40]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
-NGS	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	0%
-San Roque	[...]	[20-30]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
ENDESA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	[...]	100%	[...]	100%	[...]	100%

Fuente: Notificante

(59) La notificante señala que, en los últimos tres años, no se han registrado cambios significativos en la cuota de mercado en términos de potencia, en coherencia con el exceso de capacidad existente en el parque de generación en España. Sin embargo, en términos de producción ha de tenerse en cuenta que la central de NGS ha permanecido inactiva durante 2014 y parte de 2013. Así, la cuota de mercado de GNF en el mercado de resolución de restricciones técnicas en la zona de Campo de Gibraltar fue del [40-50]% en 2014, del [50-60]% en 2013 y del [30-40]% en 2012, según datos del notificante. La cuota de NGS fue del [10-20]% en 2012 y del [0-10]% en 2013.

Mercado de suministro minorista de gas natural a ciclos combinados

(60) El consumo de gas para generación eléctrica en centrales térmicas supuso el 17,2% del consumo de gas en España en 2013.

(61) En la siguiente tabla se muestran las cuotas de mercado de los principales competidores.

TABLA 8: SUMINISTRO MINORISTA DE GAS NATURAL A CICLOS COMBINADOS (2013)	
	Potencia (MW)
GNF	[30-40]%
UFG*	[30-40]%
ENDESA	[10-20]%
BBE	[10-20]%
IBERDROLA	[0-10]%

Fuente: Notificante

(*)Nótese que UFG es participada al 50% por GNF

VI.2. Estructura de la demanda, distribución y precios

(62) La demanda en el mercado de producción de energía eléctrica la conforman los comercializadores y consumidores directos en mercado, que pueden contratar la energía libremente en los mercados organizados y no organizados.

- (63) En el mercado de resolución de restricciones técnicas, el Operador del Sistema es el que demanda los servicios de las productoras, en función de las necesidades de la red.
- (64) La estructura de costes de producción de energía eléctrica, en particular, de los ciclos combinados incluye esencialmente el coste del combustible, los costes de operación y mantenimiento, los costes de consumos auxiliares, el coste de los derechos de emisión de CO₂, los impuestos de generación y los peajes de ATR variables y el de generación, además de los costes asociados a la inversión en potencia de generación y costes de ATR fijos.

VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

- (65) La operación de concentración consiste en la adquisición por parte de GNF del control exclusivo sobre ciertos activos titularidad de NGS, sobre la que actualmente ostenta el control conjuntamente con CEPSA.
- (66) Concretamente, la operación supone la escisión de los activos de la planta de ciclo combinado de NGS en dos conjuntos equitativos de activos y pasivos y su adjudicación a cada una de sus dos sociedades matrices, de manera que cada uno de los dos grupos de generación actualmente existentes pueda ser operado de manera independiente por cada uno de sus propietarios. En consecuencia, GNF pasará de tener control conjunto sobre los 800 MW de NGS a tener control exclusivo sobre uno de los grupos (400 MW).
- (67) La Central cuenta además con una serie de activos destinados a la prestación de servicios a ambos grupos de generación, que se mantendrán bajo titularidad de NGS, para cuya gestión será preciso suscribir un Pacto de accionistas.

Efectos horizontales

- (68) GNF y NGS están presentes en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, de ámbito nacional, en el que GNF ostenta una cuota en torno al [10-20]%, tanto en términos de potencia instalada como en términos de producción.
- (69) Por lo que se refiere al ámbito de la zona de Campo de Gibraltar, alcance geográfico del mercado de resolución de restricciones técnicas afectado por la operación, la cuota de GNF, correspondiente a los dos ciclos que opera en la zona (San Roque 1 y NGS), es del 25,7% en términos de potencia.
- (70) Como consecuencia de la operación, GNF pasará a ser titular únicamente de uno de los dos grupos de la central, por lo que tendrá como efecto la disminución de su cuota en el mercado, puesto que hasta la actualidad, al ostentar el control conjunto, se le asignaba íntegramente a GNF la cuota correspondiente a los dos grupos de la central.
- (71) Por consiguiente, la operación supondrá una reducción de cuota, en términos de potencia, que pasará a ser del 17,2% (reducción del 8,5%), en la

zona de Campo de Gibraltar, y se reducirá en menos del 1% en el ámbito nacional.

- (72) En relación a la producción de electricidad en el mercado de restricciones técnicas, la cuota de GNF en el ámbito de Campo de Gibraltar fue del [40-50]% en 2014, si bien esta cuota se corresponde únicamente con la de su central San Roque 1, puesto que la planta de NGS ha permanecido indisponible desde el 1 de diciembre de 2013, pues por imperativo judicial se ha debido dismantelar un tramo de su línea eléctrica de evacuación. Así, la cuota de mercado de GNF en este mercado fue del [50-60]% en 2013 y del [30-40]% en 2012, según datos del notificante. La cuota de NGS fue del [10-20]% en 2012 y del [0-10]% en 2013.
- (73) Asimismo, la operación supondrá un cambio en la naturaleza del control que ejerce GNF sobre NGS, en términos cualitativos, puesto que pasará de ejercer un control conjunto a ejercer un control exclusivo.
- (74) Por otra parte, la operación permitirá a CEPSA operar autónomamente en el mercado. Además podría tener un comportamiento en el mercado diferenciado al del resto de agentes, una vez que el ciclo esté disponible, en la medida en que utiliza el ciclo también para la generación de vapor.

Efectos verticales

- (75) El mercado de suministro minorista de gas a los ciclos combinados no es esperable que se vea afectado por la operación, puesto que cada grupo mantendrá uno de los dos contratos que actualmente tiene suscritos NGS con comercializadoras que, además, tienen vinculaciones accionariales con los titulares de los grupos. Así, GNF será suministrada por UFG (sociedad controlada conjuntamente por GNF y CEPSA) y CEPSA será suministrada por una de sus filiales.
- (76) Teniendo en cuenta todo lo anterior, no cabe esperar que la operación suponga una amenaza para la competencia en los mercados analizados, por lo que es susceptible de ser autorizada en primera fase sin compromisos.

VIII. PROPUESTA

- (77) En atención a todo lo anterior y en virtud del artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia se propone autorizar la concentración, en aplicación del artículo 57.2.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.