

ACUERDO EMITIDO A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA TRANSMISIÓN DEL DERECHO DE USO Y EXPLOTACIÓN COMPLETO Y EXCLUSIVO DEL GRUPO 1 DE LA CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO DE PLANA DEL VENT (RO1-1088), JUNTO CON EL DEL TERRENO Y SUS ELEMENTOS COMUNES, OTORGADO A ALPIQ ENERGÍA, S.A.U., A FAVOR DE GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U.

Expediente nº: INF/DE/239/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 15 de marzo de 2018

Vista la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la transmisión del derecho de uso y explotación completo y exclusivo del Grupo 1 de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Plana del Vent (RO1-1088), junto con el del terreno y sus elementos comunes, otorgado a ALPIQ ENERGÍA, S.A.U., a favor de GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U., la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. ANTECEDENTES

La propiedad y titularidad de los dos grupos de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Plana del Vent (en adelante CTCC PLANA DEL VENT), sita en la localidad de Vandellós i l'Hospitalet de l'Infant (Tarragona), fue originalmente de GAS NATURAL SDG, S.A. (en adelante GN SDG), puesto que obtuvo la aprobación del proyecto de ejecución de la Central mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de fecha 17 de julio de 2006, y cuyos Grupos 1 y 2 quedaron inscritos definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) con los números de Registro RO1-1088 y RO1-1090, mediante sendas Resoluciones de la DGPEM de fechas 20 y 24 de julio de 2007, respectivamente.

Con fecha 11 de noviembre de 2010, ANALP GESTIÓN, S.A.U. e HISPAELEC ENERGÍA, S.A.U. solicitaron a la DGPEM el cambio de titularidad mediante adquisición del derecho de propiedad del Grupo 2 de la CTCC PLANA DEL VENT, y la adquisición del derecho de uso y explotación completo y exclusivo del Grupo 1 y elementos comunes. GN SDG manifestó en el mismo escrito estar interesada en enajenar un número determinado de grupos generadores de energía eléctrica, y se incluye el acuerdo alcanzado entre GN SDG, ANALP GESTIÓN, S.A.U. e HISPAELEC ENERGÍA, S.A.U. el 12 de julio de 2010, que recoge la operación de compraventa del Grupo 2 de la CTCC PLANA DEL VENT, el otorgamiento de un derecho de uso y explotación completo y exclusivo sobre el Grupo 1 y los elementos comunes, la cesión del contrato de operación y mantenimiento, y el otorgamiento de una opción de compra sobre el Grupo 1, los elementos comunes y el terreno donde se encuentra la central. Esta transmisión de titularidad fue autorizada mediante Resolución de la DGPEM de fecha 2 de marzo de 2011, con la salvedad de que entretanto, mediante escritura otorgada el 22 de diciembre de 2010, HISPAELEC ENERGÍA, S.A.U. había visto modificada su denominación social siendo su nueva denominación ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.

Según consta en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) de fecha 25 de octubre de 2012, el día 23 de octubre de 2012, el Accionista Único de ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U. y ANALP GESTIÓN, S.A.U., acordó la fusión de las citadas sociedades mediante la absorción de ANALP GESTIÓN, S.A.U., por ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U. (en adelante ALPIQ), con extinción, vía disolución sin liquidación, de aquella, y transmisión en bloque de su patrimonio social a la sociedad absorbente, que adquirió por sucesión universal todos los derechos y obligaciones de la absorbida. Dicha fusión por absorción fue autorizada por el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (hoy Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, MINETAD) con fecha 2 de enero de 2013.

Con fecha 31 de enero de 2014, GN SDG como “Sociedad segregada” y su filial GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U. (en adelante GNFG) como “Sociedad beneficiaria” suscribieron un Proyecto de Segregación, segregando la primera una parte de su patrimonio que constituye una unidad económica autónoma e independiente y transmitiendo en bloque por sucesión universal a la segunda todos los derechos y obligaciones inherentes a los activos y pasivos segregados. Dicho proyecto se enmarcaba dentro de una operación de reorganización societaria interna del Grupo Gas Natural Fenosa (en adelante Grupo GNF), según la cual la matriz de dicho grupo, GN SDG, procedería a la segregación de la rama de actividad de generación de electricidad de origen hidráulico y térmico (excluidas las centrales nucleares) a favor de su filial íntegramente participada GNFG. Como consecuencia, GNFG solicitó ante la

DGPEM, con fecha el 28 de febrero de 2014, autorización administrativa para la transmisión y el cambio de titularidad de dichas instalaciones de producción de energía eléctrica, así como que fueran inscritas en el RAIPEE a nombre de GNFG. Mediante Resolución de la DGPEM de fecha 25 de junio de 2014 se autorizó dicha transmisión de titularidad, si bien de aquella solicitud se exceptuó la modificación registral del Grupo 1 de la CTCC PLANA DE VENT, inscrita en dicho registro a nombre de ALPIQ en virtud del antes citado contrato de cesión de derecho de uso, sin perjuicio de que también dicho grupo estuviera comprendido en el ámbito de la operación de transmisión.

Mediante escrito con entrada en la DGPEM el 29 de noviembre de 2017, GNFG y ALPIQ han solicitado conjuntamente la autorización, a partir de 1 de abril de 2018, de la transmisión del derecho de uso y explotación completo y exclusivo del Grupo 1 de la CTCC PLANA DEL VENT, junto con el terreno y sus elementos comunes, de ALPIQ a GNFG, así como la inscripción de dicho Grupo 1 (RO1-1088) en el RAIPEE a favor de GNFG, conforme al proyecto de independización de los Grupos 1 y 2 adjuntado a la solicitud —se incluye una síntesis de su contenido como Anexo a este acuerdo—.

Con fecha 19 de diciembre de 2017 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC solicitud de la DGPEM de informe preceptivo respecto a la transmisión mencionada; asimismo, se somete a consideración «*si procedería una valoración desde el punto de vista de Competencia*».

A este respecto, con fecha 11 de febrero de 2009, el Consejo de la entonces Comisión Nacional de la Competencia aprobó su Resolución al expediente de concentración C-0098/08 Gas Natural / Unión Fenosa¹. Dicha Resolución acepta los compromisos propuestos por GAS NATURAL —consistentes en desinversiones orientadas a favorecer «*la entrada o el refuerzo de operadores que contrarreste la desaparición de un competidor efectivo como era UNIÓN FENOSA*»— *porque considera que éstos son suficientes y proporcionados para solucionar los problemas de competencia detectados*».

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que «*la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones*», y su artículo 53.5 trata de «*la transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas*».

¹ https://www.cnmc.es/sites/default/files/33312_5.pdf

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo III de su Título VII (*“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”*) está dedicado a la autorización de transmisión de instalaciones.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante TRLSC).
- Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre modificaciones estructurales de las sociedades mercantiles, en particular su Título II (*“De la fusión”*).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. CONSIDERACIONES

De acuerdo con el artículo 133 del RD 1955/2000, *“la solicitud de autorización administrativa de transmisión deberá ser dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas por quien pretende adquirir la titularidad de la instalación. La solicitud deberá ir acompañada de la documentación que permita acreditar la capacidad legal, técnica y económica del solicitante, así como una declaración del titular de la instalación en la que manifieste su voluntad de transmitir dicha titularidad”*.

A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como otra información pública accesible en la página web del Grupo GNF:

3.1 Capacidad legal

GNFG es una Sociedad de Responsabilidad Limitada, Unipersonal, participada al 100% por GN SDG; fue constituida el 21 de julio de 2010 con la denominación social de M&D Energy Market, S.L.U., que cambió su denominación por Gas Natural Fenosa Nuclear, S.L.U. el 14 de febrero de 2013. El cambio de denominación al actual se realizó con fecha 21 de enero de 2014, modificándose también su objeto social.

El artículo segundo de sus Estatutos Sociales define su objeto social como:

- a) *«La explotación del negocio de producción, venta y utilización de energía eléctrica, así como de otras fuentes de energía y realización de estudios relacionados con las mismas.*
- b) *La oferta y puesta a disposición, en el mercado español de electricidad y en cualesquiera otros a los que pueda legalmente tener acceso, de la energía producida y de los servicios complementarios que sus instalaciones sean susceptibles de prestar, participando para ello, como agente del mercado o los mercados correspondientes, en todos los procesos y actividades relacionados con los mismos.*
- c) *La comercialización de energía eléctrica a clientes industriales, ya se trate de consumidores finales o de adquirentes de la energía para su ulterior comercialización.*
- d) *La comercialización de componentes y equipos eléctricos, electromecánicos y electrónicos.*
- e) *La investigación, desarrollo y explotación de nueva tecnologías.*
- f) *La planificación energética y racionalización del uso de la energía y la cogeneración de la misma.*
- g) *La prestación de toda clase de garantías a favor de terceros, siempre que ello se requiera para la más eficaz o adecuada realización de las actividades comprendidas en el objeto social o bien dichos terceros formen parte del mismo grupo de sociedades en los términos definidos en el Código de Comercio.»*

También se determina que dichas actividades podrán ser desarrolladas bien directamente por la propia Sociedad, o bien indirectamente mediante la participación en otras sociedades con objeto social análogo.

La Sociedad inició su actividad con fecha 1 de julio de 2014 como consecuencia de la operación de segregación del negocio de generación de electricidad con carbón, gas, fueloil y de origen hidráulico por parte de GN SDG a favor de GNFG.

Con fecha 1 de julio de 2015 se inscribió en el Registro Mercantil la operación de segregación del negocio de generación nuclear de electricidad de GN SDG a favor de GNFG.

GNFG pertenece al Grupo GNF cuya sociedad dominante es GN SDG, sociedad anónima que se constituyó en 1843 bajo la denominación de Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas que, tras sucesivos cambios de denominación, adoptó su denominación actual, adaptando sus Estatutos a la legislación vigente, mediante escrituras autorizadas a 24 de marzo de 1992, habiendo sido debidamente inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona.

El Grupo GNF (GN SDG y sus filiales) tiene por objeto principal las actividades de aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Opera tanto en

España como fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa y África.

Por tanto, GNFG es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la explotación de centrales, en este caso de ciclo combinado, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

3.2 Capacidad técnica

Dado que GNFG es una Sociedad participada en un 100% por GN SDG, su capacidad técnica procede de ésta, puesto que participa de su experiencia en la explotación de instalaciones análogas a la que es objeto de la presente autorización de transmisión.

GN SDG cuenta con 175 años de historia y experiencia, comenzando su actividad en 1843, bajo el nombre de Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas. Durante las dos últimas décadas la compañía ha diversificado y ampliado su negocio a todas las actividades ligadas a la cadena de valor del gas y, más recientemente (tras la fusión por absorción con Unión Fenosa y Unión Fenosa Generación, en 2008), también de la electricidad, en particular en los negocios de generación de electricidad con ciclos combinados a gas, la generación a partir de energía eólica, y la comercialización de electricidad, entre otros.

El Grupo GNF es un grupo energético integrado, con un mix de negocios, que suministra gas y electricidad a casi 22 millones de clientes. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, ofreciendo a los clientes un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía. Por tanto, su objeto principal son las actividades de aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

El Grupo está presente en España y fuera del territorio español, en más de treinta países, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa y África (a través de su filial Global Power Generation (GPG), está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana, Kenia, Puerto Rico y, recientemente, en Chile, Brasil y Australia), y más del 50% de sus empleados trabaja fuera de España.

En enero de 2014, como se ha indicado anteriormente, se inició un proceso de reorganización societaria interna del Grupo, que supuso la segregación de la rama de actividad de generación de electricidad de origen hidráulico y térmico a favor de su filial íntegramente participada GNFG.

Posteriormente, y con la finalidad última de “agrupar cada línea de negocio del Grupo bajo una entidad independiente a efectos de realizar una gestión de riesgos, comercial y económico-financiera individualizada y especializada para cada área de negocio”², en enero de 2015 fue igualmente segregado el negocio de generación nuclear.

Por tanto, en la actualidad es GNFG la sociedad que concentra la generación convencional de electricidad (es decir, de origen no nuclear ni renovable) del Grupo GNF en España, cuya principal tecnología son los ciclos combinados de gas natural. Para la generación mediante tecnologías que utilizan recursos renovables, el Grupo GNF cuenta con la empresa filial Gas Natural Fenosa Renovables.

En España, el parque de generación es de casi 13 GW, de los cuales 7 GW corresponden a ciclos combinados de gas natural, 2 GW son grandes hidráulicas, 2 GW térmicas de carbón y 1,1 GW renovables y cogeneración. Este mix se complementa con energía nuclear.

Las principales magnitudes en cuanto a generación, según muestra el ‘Informe Anual Integrado 2016’ para el Grupo GNF son las siguientes:

	Capacidad de generación (MW)		Energía eléctrica producida (GWh)	
	2016	2015	2016	2015
España	12.716	12.769	28.504	31.568
Hidráulica	1.954	1.954	3.933	2.457
Nuclear	604	604	4.463	4.544
Carbón	2.010	2.065	5.687	7.973
Ciclos combinados	7.001	7.001	11.963	14.494
Eólica	979	977	1.844	1.601
Minihidráulica	110	110	562	448
Cogeneración y otros	58	58	52	51
Global Power Generation	2.702	2.702	18.048	17.980
Hidráulica	123	123	496	481
Ciclos combinados	2.035	2.035	15.648	15.519
Fuel-gas	310	310	1.111	1.130
Eólica	234	234	793	850
TOTAL AÑO	15.418	15.471	46.552	49.548

En particular, en cuanto a la producción mediante la tecnología de ciclo combinado, figuran inscritas definitivamente en el RAIPEE las siguientes instalaciones cuyo titular es GNFG:

² Proyecto de Segregación GN SDG a favor de GNFG, Santiago de Compostela, a 30 de enero de 2015, “0. Presentación y motivación económica”.

Clave de Registro	Nombre de la Unidad de Producción	Municipio de la Unidad de Producción	Provincia Unidad de Producción	Potencia Instalada en MW	Potencia Bruta Total en MW	Potencia Neta Total MW
RO1-1021	SAN ROQUE GRUPO 1	San Roque	CADIZ	400	373,09	389,86
RO1-1026	BESÓS, GRUPO 4	Sant Adrià de Besòs	BARCELONA	400	406,58	399,75
RO1-1039	CAMPO DE GIBRALTAR GRUPO 10	San Roque	CADIZ	404	384,61	392,68
RO1-1043	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 1	Palos de la Frontera	HUELVA	401	394,08	386,79
RO1-1059	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	Palos de la Frontera	HUELVA	401	395,63	389,19
RO1-1061	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	Palos de la Frontera	HUELVA	401	397,83	391,02
RO1-1084	ACECA, GRUPO 4	Villaseca de la Sagra	TOLEDO	400	379,30	372,66
RO1-1089	CCC SAGUNTO, GRUPO 1	Sagunto	VALENCIA	423	417,28	409,73
RO1-1091	CCC SAGUNTO, GRUPO 2	Sagunto	VALENCIA	423	419,59	411,82
RO1-1093	CCC SAGUNTO, GRUPO 3	Sagunto	VALENCIA	423	418,55	410,64
RO1-1095	CTCC SABON, GRUPO 3	Arteixo	A CORUÑA	401	397,44	391,31
RO1-2001	MALA1 (CTCC MALAGA)	Málaga	MALAGA	500	421,04	415,51
RO1-2005	PUERTO DE BARCELONA, GRUPO 1	Barcelona	BARCELONA	500	447,16	434,84
RO1-2006	PUERTO DE BARCELONA, GRUPO 2	Barcelona	BARCELONA	500	444,50	431,46
RO1-1080	CARTAGENA GRUPO 1	Cartagena	MURCIA	400	424,51	418,22
RO1-1081	CARTAGENA GRUPO 2	Cartagena	MURCIA	400	424,56	417,83
RO1-1082	CARTAGENA GRUPO 3	Cartagena	MURCIA	400	419,28	412,77

Por tanto, la capacidad técnica de GNFG se considera suficientemente acreditada, según lo previsto en el artículo 121.3.b) del RD 1955/2000, puesto que se considera demostrada la capacidad técnica del Grupo GNF, así como de su sociedad matriz, GN SDG, que participa en un 100% en GNFG, y porque desde 2014 GNFG ha sido titular de las instalaciones de generación de GN SDG, y de los activos y medios materiales y humanos necesarios para llevar a cabo las actividades realizadas por dichas instalaciones, con una capacidad instalada de casi 13 GW en España, de los cuales más de la mitad corresponden a ciclos combinados cuya producción en 2016 ascendió a 12 TWh.

3.3 Capacidad económico-financiera

GNFG, como sociedad que solicita la transmisión del derecho de uso y explotación del Grupo 1 de la CTCC PLANA DEL VENT, presenta los siguientes resultados, según su Informe de Auditoría de fecha 29 de mayo de 2017 adjuntado por la empresa:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

El Capital Social de GNFG a 31 de diciembre de 2016 asciende a 551.656.461 euros, representados en 551.656.461 participaciones sociales de 1 € de valor nominal cada una, propiedad de su socio único GN SDG, estando totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos. Además, a 31 de diciembre de 2016 hay una prima de emisión de 1.768.176 euros. Durante el ejercicio 2016 no se han realizado transacciones por participaciones sociales propias.

Por otra parte, puesto que el socio único de GNFG es GN SDG, sociedad matriz del Grupo GNF, se han verificado también las Cuentas Anuales Consolidadas para dicho Grupo (GN SDG y sociedades dependientes), según su Informe de Auditoría de fecha 10 de febrero de 2017, que presentan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

A 31 de diciembre de 2016, el patrimonio neto del Grupo GNF alcanza los 19.005 millones de euros, que suponen un crecimiento de un 2,6 % respecto al 31 de diciembre de 2015. De dicho importe, 15.225 millones de euros son atribuibles a la sociedad dominante, GN SDG. El capital Social del Grupo es de 1.001 millones de euros, representado por un total de 1.000.689.341 acciones ordinarias de un valor nominal de 1 € cada una, totalmente emitidas y desembolsadas.

De acuerdo con lo anterior, quedaría suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de GNFG, tanto por sus propios datos financieros como por su pertenencia al Grupo GNF.

3.4 Consideraciones en cuanto al Proyecto de división técnica ('split') CTCC PLANA DEL VENT

Del análisis del proyecto de división técnica (*'split'*) de la CTCC PLANA DEL VENT incluido como anexo a este documento, desglosado a su vez en cuatro subproyectos —a saber: 1) Subproyecto de la Estación de Regulación y Medida (que atañe a la configuración del aprovisionamiento de gas); 2) Subproyecto de independización de la evacuación de la energía eléctrica; 3) Subproyecto de independización de los Sistemas Eléctricos Auxiliares y Comunes, y 4) Subproyecto de la independización del Sistema de Control Distribuido— cabe deducir que la ejecución de los mismos en las condiciones presentadas junto a la solicitud de autorización permitirían la explotación efectiva de forma independiente de cada uno de los dos grupos por separado, tanto en lo que respecta al aprovisionamiento de gas, como a la evacuación de potencia o el control de los sistemas esenciales para la operación de cada grupo.

No obstante, y según consta en la solicitud, aun cuando GNFG retenga la propiedad del Grupo 1 y asuma el derecho de uso y la explotación exclusiva del

mismo, la operación y mantenimiento de toda la CTCC PLANTA DEL VENT en su conjunto seguiría correspondiendo a ALPIQ. Es decir, la explotación por parte GNFG requerirá de la intervención de ALPIQ a los efectos de operar el Grupo 1. A este respecto, se hace ver que el control remoto de los sistemas que aun tras la división permanecerán como comunes (a saber: la cabina de comunicaciones comunes, la cabina-controlador BOP —*basic operator panel*— común, y los correspondientes *switches* de comunicaciones) lo podrá realizar en cada momento solamente la unidad seleccionada como principal. Tanto el Grupo 1 como el Grupo 2 podrán actuar como unidad principal, controlando los sistemas comunes.

4. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, sobre la solicitud de autorización de la transmisión a GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U. del derecho de uso y explotación completo y exclusivo del Grupo 1 de la Central Térmica de Ciclo Combinado Plana del Vent, así como del terreno y sus elementos comunes, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO: MEMORIA DEL PROYECTO

PROYECTO DE DIVISIÓN TÉCNICA ('SPLIT') CTCC PLANA DEL VENT

La CTCC PLANA DEL VENT está formada por dos grupos de ciclo combinado, cada uno de una potencia neta aproximada de 400 MWe. La central tiene una configuración mono eje constituida por dos unidades de producción de energía eléctrica basadas en dicha tecnología de ciclo combinado 109 FB de General Electric. Cada grupo mono eje cuenta con una turbina de gas, una turbina de vapor de condensación y un generador situado en el mismo eje, junto con una caldera de recuperación a distintas presiones (HRSG), y todos los auxiliares asociados. Ambas unidades están refrigeradas mediante circuito cerrado con torre de refrigeración de agua de mar. El combustible principal es gas natural y el alternativo, de emergencia, gasoil.

GNFG y ALPIQ son los propietarios de la central. En virtud de los acuerdos existentes entre las partes, GNFG ha solicitado la realización de una división técnica (SPLIT) de la central, de modo que ambas unidades puedan ser explotadas comercialmente de forma independiente. Dicho SPLIT se materializa por medio de la ejecución de varias actuaciones que se han agrupado en distintos subproyectos de independización. Cada subproyecto implica determinadas actividades de ingeniería que son descritas a continuación.

1. Subproyecto de la Estación de Regulación y Medida (ERM).

1.1. Configuración actual.

La configuración actual de la ERM de la CTCC PLANA DEL VENT está constituida por los siguientes elementos:

- Dos líneas de suministro de gas del 100% de capacidad cada una de ellas, capaces de garantizar el suministro de gas a cada turbina. Ambas líneas cuentan con filtro de gas, precalentador de gas con agua caliente, válvulas reductoras de presión principal, monitor de intercepción y seguridad (VIS) y medidor de caudal tipo turbina con corrector PTZ (presión, temperatura y factor de compresibilidad).
- Dos líneas de suministro del 100% de capacidad cada una de ellas, capaces de garantizar el suministro de gas a las dos calderas auxiliares (una por cada grupo). Ambas líneas tienen la misma configuración que las principales de suministro a las turbinas de gas.
- Dos líneas auxiliares de suministro del 100% de capacidad para alimentar a las calderas de agua caliente para el precalentamiento de gas.

1.2. Modificación propuesta

La ingeniería básica a realizar para la independización de la medida y suministro del gas natural a cada turbina de gas y caldera auxiliar, se describe a continuación:

a) Líneas principales de suministro a las Turbinas de Gas

- Se mantiene la configuración y redundancia actual de las etapas de filtración, precalentamiento de gas y reducción de presión: Dos líneas con el 100% de capacidad para el acondicionamiento y reducción de presión de entrada a las dos unidades.
- El hasta ahora colector común existente a la salida de la ERM, permanece como línea independiente de suministro de gas natural a la Turbina de Gas 1 (TG1); y se conectará la línea nueva de salida de suministro de gas independiente a la Turbina de Gas 2 (TG2), a la actual línea de suministro, con un tamaño de un diámetro menor al existente.
- Se independizan y se duplican las etapas de medida de gas, de forma que cada unidad está dotada de dos líneas de medida redundantes del 100% de capacidad. La nueva disposición de las mismas estará situada en la ampliación del recinto actual de la ERM, zona oeste.
- Los medidores de caudal nuevos se incorporarán en las nuevas líneas de medida a la TG2, con un diámetro menor que los existentes.
- Se incluirá el soportado de todo lo necesario en el alcance interior de la modificación de la ampliación de la estación de la medida.
- Se ampliará la losa actual del recinto de la ERM, la estructura y cubierta actual del recinto y el recorrido actual del puente grúa hacia la zona oeste, incluyendo la iluminación, puestas a tierra, pintura, detección de gas natural y extintores portátiles de incendio, si se requieren.

b) Líneas principales de suministro a las Calderas Auxiliares

- Se mantiene la configuración y redundancia actual de las etapas de filtración, precalentamiento de gas, y reducción de presión: Dos líneas con el 100% de capacidad para el acondicionamiento y reducción de presión de entrada a las dos Calderas Auxiliares.
- El hasta ahora colector común existente a la salida de la ERM permanece como línea independiente de suministro de gas natural a la Caldera Auxiliar 2, y se implementa la línea de suministro de gas independiente a la Caldera Auxiliar 1, a través de durmientes y el rack existente, con un tamaño de un diámetro menor al existente. Se incluirá la protección de las tuberías de gas a través de durmientes a realizar, por posible caída de las líneas de evacuación de energía.
- Se independizan y se duplican las etapas de medida de gas, de forma que cada Caldera Auxiliar está dotada de dos líneas de medida redundantes del

100% de capacidad. La nueva disposición de las mismas, estará situada en el recinto actual de la ERM, zona norte.

- Los medidores de caudal nuevos se incorporarán en la nueva línea de medida a la Caldera Auxiliar 1, con un diámetro menor que los existentes.
- Se incluirá el soportado de todo lo necesario en el alcance interior de la modificación de la ampliación de la estación de la medida hasta los puntos terminales, y el soportado desde el punto terminal hasta la conexión a la Caldera Auxiliar 1, a través de durmientes y racks.

c) Control

c.1) Computadores de flujo y 'Station Controller'

Se instalará toda la instrumentación y las válvulas de control necesarias para la completa independización de la medida de la ERM y para permitir una operación completamente automática de las unidades, así como todos los equipos y materiales necesarios para su construcción, montaje e instalación final.

Cada uno de los medidores de caudal tipo turbina va conectado a un computador de flujo, reutilizando los computadores de flujo actualmente instalados en la planta para la nueva configuración. Para completar la instrumentación, se suministrarán nuevos medidores tipo turbina y sus correspondientes computadores de flujo de doble canal.

Actualmente hay instalado en planta un computador de flujo que realiza la función de Station Controller. Este equipo pasará a recibir las señales de los medidores de caudal del Grupo 1 y se suministrará un nuevo computador de flujo que actuará como Station Controller de los medidores de caudal del Grupo 2. También se suministrará un nuevo armario con llave y se reubicarán los computadores de flujo de forma que el armario existente albergue los del Grupo 1 y el nuevo armario los computadores de flujo del Grupo 2.

Además, se instalará en la sala de control de la ERM un nuevo PC y una nueva impresora conectado a la red del Station Controller para poder realizar la parametrización y captura de datos de los computadores de flujo y del cromatógrafo del Grupo 2. Para ello será necesaria la instalación del software correspondiente.

c.2) Sistema de supervisión

La disposición actual consta de un PLC³ que realiza el control de la ERM. Dicho PLC pasará a recibir señales comunes y del Grupo 1, por lo que se modificará el conexionado y la programación de dicho PLC. Para poder llevar a cabo el control de la ERM del Grupo 2 se instalará un nuevo PLC que gestionará las señales de dicho Grupo.

³ Programmable Logic Controller, es decir, un Controlador lógico programable.

Actualmente la ERM se encuentra conectada al SCO⁴ mediante la cabina del controlador BOP⁵ común, existiendo una conexión Modbus y envío de señales cableadas. La interfase del nuevo PLC del Grupo2 con el SCO se realizará también a través de la cabina BOP común. La nueva interfaz del Grupo 2 con el SCO, constará de una conexión cableada y una interfaz Modbus RS485 comunicada, para ello se realizará nuevo conexionado y configuraciones.

El nuevo PLC, ordenador de volcado de datos y armario con Computadores de Flujo se ubicará en la sala de control de la ERM, que albergará equipos comunes tanto del Grupo1 como del Grupo 2. En las estaciones de ingeniería de la sala de control se programarán los cambios de lógica necesarios para la independización de las unidades, así como un nuevo gráfico para la visualización de las medidas en las nuevas líneas.

2. Subproyecto de independización de la evacuación de la energía eléctrica.

2.1. Configuración actual.

La evacuación de la electricidad generada en la CTCC PLANA DEL VENT (Grupos 1 y 2) se realiza a través de la subestación de 400 kV, constituida por una instalación blindada de hexafloruro de azufre (SF₆), tipo GIS (Gas Insulated Substation), que a su vez conecta con la subestación existente de Vandellós a través de una línea de doble circuito. La operación de la subestación se realiza actualmente por ALPIQ.

La subestación GIS tiene una configuración en anillo con dos posiciones de entrada de grupo (correspondiente al Grupo 1 y 2), que se realiza mediante cable aislado de XLPE⁶, y dos de salida de línea de 400 kV mediante línea aérea.

La subestación dispone de un sistema integrado de control y protección distribuido, que permite su explotación indistintamente desde el puesto de control centralizado de la subestación (IOS-1) o desde el puesto de control centralizado de la central (IOS-2). Desde estos puestos de control se gestiona el funcionamiento de las cuatro unidades de control local (ULC) correspondientes a las posiciones de 400 kV, situadas en los diferentes bastidores de relés (BR), así como la ULC para el control de los auxiliares de la subestación.

El control, protección, automatización y monitorización de la subestación se realiza a través de una red de datos, bajo protocolo IEC 61850, soportada sobre un anillo Ethernet de fibra óptica multimodo, del que forman parte las ULC de las posiciones de 400 kV, la ULC de control de los auxiliares, las dos unidades

⁴ Supervisory control.

⁵ Panel básico de operador.

⁶ Polietileno reticulado, es un material termoestable.

interfase hombre máquina HMI de los puestos de control y dos gateways⁷ redundantes de comunicaciones que se conectan al despacho de ALPIQ y a la sala de control de la central.

Para la comunicación, mediante transmisión PDH⁸, de las protecciones diferenciales y teledisparos, entre la subestación de la CTCC PLANA DEL VENT y la subestación de Vandellós, se dispone de dos cables OPGW⁹ independientes.

Existe un armario para la medida de energía principal en 400 kV de los Grupos 1 y 2, cuyos datos se transmiten al despacho de ALPIQ. Adicionalmente existen dos armarios de medida de energía comprobante asociados a cada Grupo, que junto con el armario de medida comprobante forman un bus de comunicaciones de equipos de medida de energía. Los equipos de medida se comunican asimismo con el concentrador secundario (ALPIQ)/primario (REE).

2.2. Modificación propuesta

La operación de la subestación la realizará una de las sociedades titulares de la central, según acuerdo previo entre ellas.

Para independizar la evacuación eléctrica de los dos Grupos, la subestación dispondrá de dos armarios de medida de energía principal independientes, uno asignado a cada Grupo.

Los datos de medida de energía de cada Grupo se transmitirán a su despacho correspondiente de ALPIQ o GNF.

Existirá un bus de comunicaciones de fibra óptica asociado a cada Grupo, que enlace los armarios de medida principal y de medida comprobante. Los equipos de medida se comunicarán con el concentrador secundario (ALPIQ o GNF) /primario (REE).

El anillo de datos de la subestación existente se conectará tanto al despacho de ALPIQ como al de GNF y al sistema de control del Grupo 1 y 2.

3. Subproyecto de independización de los Sistemas Eléctricos Auxiliares y Comunes.

3.1. Configuración actual.

⁷ interfaz de conexión entre aparatos o dispositivos. También posibilita compartir recursos entre dos o más computadoras

⁸ Plesiochronous Digital Hierarchy (jerarquía digital plesiócrona), es una tecnología usada en telecomunicación tradicionalmente para telefonía que permite enviar varios canales telefónicos sobre un mismo medio.

⁹ Cable de guarda con fibra óptica.

La alimentación de los servicios auxiliares asociados a cada Grupo se realiza a través de los cuadros de distribución de media y baja tensión asociados a cada uno, a través de su transformador auxiliar correspondiente.

La alimentación de los servicios comunes a ambas unidades se realiza a través de los cuadros de distribución de media y baja tensión de comunes. Los cuadros de servicios comunes tienen la posibilidad de alimentarse desde los dos grupos.

Como excepción a esta asignación se encuentran las bombas de agua de circulación y los ventiladores de las torres de refrigeración, que, si bien están asociados a su grupo correspondiente, se alimentan de los cuadros de distribución de media tensión de comunes de servicios exteriores. Asimismo, existen determinadas cargas asociadas a servicios comunes que se alimentan desde cuadros de grupo.

3.2. Modificación propuesta

Los sistemas eléctricos comunes y auxiliares se independizarán de forma que cada grupo podrá operar de forma independiente.

Las cargas comunes que actualmente están alimentadas desde un grupo, se podrán alimentar desde los dos, mediante las siguientes actuaciones:

- Existirán dos nuevos cuadros de distribución 400/230 V e.a. de exteriores de servicios diversos y alumbrado de exteriores. Estos cuadros tendrán la posibilidad de alimentarse las dos Unidades.
- Existirán dos nuevos cuadros de distribución 230 V e.a. regulada de exteriores. Estos cuadros tendrán la posibilidad de alimentarse desde los dos grupos.
- Las cargas de servicios comunes de corriente continua tendrán doble alimentación (alimentación desde cada grupo), acoplada con diodos.
- Cargas de comunes alimentadas de unidad se reasignarán a cuadros de servicios comunes.
- Las cargas de servicios comunes esenciales, que requieren respaldo del generador diésel de emergencia, dispondrán de alimentación redundante desde los dos grupos.

4. Subproyecto de la independización del Sistema de Control Distribuido.

4.1. Configuración actual

Actualmente la central cuenta con un único Sistema de Control Distribuido (SCD) mediante el cual se monitorizan y controlan los sistemas del Grupo 1, Grupo 2 y comunes.

La configuración actual consta de las redes de datos: Unít Data Highway (UDH) y Plant Data Highway (PDH) comunes a toda la planta. Dichas redes interconectan los controladores y estaciones de operación de la planta.

Los equipos del Sistema de Control Distribuido (SCD) están distribuidos entre la sala de control, sala de comunicaciones y sala de ingeniería.

4.2. Modificación propuesta

Para la realización del Split del SCD se han considerado los siguientes criterios:

- Cada una de las unidades podrá operarse por separado independiente del estado de la otra unidad.
- El control y monitorización de cada una de las unidades será completamente independiente. Desde los equipos de monitorización y control de cada una de las unidades no se tendrá acceso a los datos sobre el estado de la otra unidad.
- Los sistemas comunes podrán ser monitorizados simultáneamente por ambas unidades.
- El control local de los sistemas comunes no se modificará.
- El control remoto de los sistemas comunes desde sala de control podrá ser realizado por ambas unidades, de forma que solamente una de las unidades tenga el control en cada momento sobre la totalidad de los sistemas comunes.

A continuación, se clasifican los equipos del SCD instalados en la sala de control, sala de ingeniería y sala de comunicaciones entre:

- Equipos que pertenecerán al Grupo 1.
- Equipos que pertenecerán al Grupo 2.
- Equipos comunes a ambas unidades tras el Split.
- Equipos que necesitan duplicarse para el Split.
- Equipos fuera de alcance o no instalados actualmente.

4.2.1. Sala de control

Para la división de equipos, dos estaciones de operación pasarán al Grupo 1 y las otras dos estaciones de operación pasarán al Grupo 2. Para ello, en una de las estaciones de operación, se sustituirá el monitor actual por cuatro monitores de 21 pulgadas. En las estaciones de operación que pasen al Grupo 1 se borrará toda la información, gráficos y base de datos, que tenga del Grupo 2 y viceversa. Se garantizará, mediante cambio en conexionado y configuración de los switches, que cada estación de operación sólo tenga acceso a los datos de la unidad a la que corresponda, así como a los sistemas comunes.

La impresora láser b/n pasará a instalarse en la sala de ingeniería.

El pulsador de cierre de emergencia de la válvula de ERM continuará como equipo común a ambas unidades.

Se mantendrá en sala de control una única estación de supervisión de subestación GIS.

El panel de PCI seguirá siendo común a ambas unidades. No se realiza actuación.

Se incluirá una nueva estación de supervisión del CEMS¹⁰ para que cada grupo tenga la suya propia. Para el Grupo 1 se eliminará del gráfico existente la información del CEMS del Grupo 2. Para el Grupo 2, se instalará una nueva interfaz OPC¹¹ con la estación de operación, también se instalará un nuevo gráfico para el CEMS del Grupo 2.

La antena GPS y el servidor NTP¹² seguirán siendo equipos comunes. No se realiza actuación sobre ellos.

4.2.2. Sala de ingeniería

Actualmente existen cuatro estaciones de operación y tres estaciones de histórico. Uno de los grupos pasará a tener dos estaciones de operación y dos estaciones de histórico y la otra pasará a tener dos estaciones de operación y una estación de histórico.

En las estaciones de ingeniería y de histórico que pasen al Grupo 1 se borrará toda la información y base de datos que tenga del Grupo 2 y viceversa. Se garantizará, mediante cambio en conexionado y configuración de los switches, que cada estación de ingeniería y de histórico sólo tenga acceso a los datos de la unidad a la que corresponda, así como a los sistemas comunes.

Se propone pasar una impresora situada actualmente en sala de control a la sala de ingeniería y conectar dos impresoras a la red de cada unidad.

4.2.3. Sala anexa a sala de control

Los indicadores de nivel de calderines son independientes por unidad y están separados físicamente.

¹⁰ Sistema de monitorización y control de gases contaminantes emitidos a la atmósfera por la central.

¹¹ OLE for Process Control : estándar de comunicación en el control y supervisión de procesos industriales, que ofrece una interfaz común para comunicación que permite que componentes de software individuales interactúen y compartan datos.

¹² Network Time Protocol es un protocolo de Internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través del enrutamiento de paquetes en redes con latencia variable.

Actualmente se utiliza como videowall una matriz de 4 pantallas led y 2 televisores de 48 pulgadas y está conectado a la red corporativa de ALPIQ. No se realizará ninguna modificación sobre el mismo.

4.2.4. Sala de comunicaciones

La estación uOSM sirve para conexión de la red SCD mediante un router con la red de GE, permitiendo la realización de tareas de mantenimiento y análisis de datos online. Dicha estación pasará a formar parte de una de las unidades y no se prevé una nueva estación de este tipo para la otra unidad.

La cabina del controlador BOP común procesa las señales de los sistemas comunes a la planta. Tras el Split, ambas unidades seguirán teniendo acceso al controlador de esta cabina.

Actualmente existe una sola cabina de comunicaciones, la cual consta de ocho switches interconectados en estrella que conectan todos los equipos del SCD, controladores de Unidad 1, controladores de Unidad 2, controlador BOP común, planta de tratamiento de agua y equipos de sala de control y sala de comunicaciones.

Con objeto de realizar el Split del SCD, se modificará el conexionado y configuración de los switches, así como su ubicación. Se adquirirán dos nuevas cabinas para comunicaciones de forma que habrá:

- Cabina de comunicación Grupo 1: con tres switches existentes, y uno nuevo para conectar con la Cabina de Comunicaciones Comunes, (total 4).
- Cabina de comunicación Grupo 2: con tres switches existentes, y uno nuevo para conectar con la Cabina de Comunicaciones Comunes, (total 4).
- Cabina de comunicación Comunes: con dos switches existentes para la interconexión de controladores y estaciones asignados a comunes.

La configuración de red garantizará que desde las estaciones de operación, ingeniería e histórico del Grupo 1 sólo se tenga acceso a las señales de los controladores del Grupo 1 y comunes, pero no se tenga acceso a los controladores del Grupo 2. Las estaciones del Grupo 2 se configurarán de manera similar.

Se duplicarán los routers para que tras el Split cada una de las unidades cuente con dos router de comunicaciones.

Tras el Split cada una de las unidades tendrán los siguientes equipos en la sala de comunicaciones: Data Gateway PC, RTU Despacho, dos Router, Cuadro distribución 230 VCA UPS, Cabina de comunicaciones de unidad, 4 switches.

Permanecerán como equipos comunes: cabina de comunicaciones comunes, cabina controlador BOP común, dos switches.

4.2.5. Otras actuaciones a realizar

Se modificará el conexionado de los equipos con las redes Unit Data Highway (UDH) y Plant Data Highway (PDH) y la configuración de los switches, de forma que se garantice que cada estación de operación sólo tenga acceso a los datos de la unidad a la que corresponda, así como a los sistemas comunes.

El control local de los sistemas comunes desde los PLC no se verá modificado tras el Split de la planta.

Actualmente existe una interfaz Modbus de conexión con la ERM. Una vez realizado el Split de la ERM, la interfaz Modbus existente se utilizará para las medidas de ERM del Grupo 1, y para el Grupo 2 se instalará una nueva interfaz Modbus para comunicar todas las señales requeridas.

El control remoto de los sistemas comunes, desde sala de control, lo podrá realizar solamente la unidad seleccionada como principal. Tanto el Grupo 1 como el Grupo 2 podrán actuar como unidad principal controlando los sistemas comunes.

Se añadirá una nueva señal a la base de datos del controlador BOP común, para indicar cuál es la unidad que tiene el control sobre los sistemas comunes, que actuará como permisivo en todos los comandos de los sistemas comunes, de forma que sólo se puedan ejecutar desde las estaciones de la unidad seleccionada como principal.

Para la selección de la unidad principal se habilitará una nueva pantalla la cuál será accesible desde las estaciones de operación de ambas unidades. El cambio de unidad principal se realizará siguiendo un procedimiento acordado por los operadores de ambas unidades.

La modificación del control de los sistemas mecánicos comunes afecta a los diagramas lógicos y los gráficos de proceso de todos los sistemas comunes con control remoto desde la sala de control. Los sistemas afectados son: Planta de electrocloración, Limpieza de rejillas, Sistema de fuel oil, Sistema de agua desmineralizada, Sistema de aporte de agua de mar, Sistema de drenajes de planta (equipos comunes), Sistema de tratamiento de efluentes, Sistema de planta de tratamiento de aguas.

Adicionalmente a los sistemas indicados también es necesario modificar gráficos de la ERM y lógicos y gráficos del sistema eléctrico como consecuencia de las actividades propuestas para el Split de estos sistemas.