

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LOS CÁLCULOS EFECTUADOS POR LA DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA I CANVI CLIMÁTIC DEL GOVERN BALEAR, PARA EVALUAR EL MÍNIMO COSTE DE RETRIBUCIÓN EN LOS PROYECTOS PRESENTADOS POR ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SLU Y SAMPOL ENERGIA SL PARA SUMINISTRAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN SON BUSQUETS Y EL POLÍGONO DE SON PARDO.

Expediente nº: INF/DE/077/19

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 Barcelona, a 7 de noviembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Direcció General de Energia i Canvi Climàtic de la Conselleria de Territori, Energia y Mobilitat del Govern Balear en relación con los cálculos efectuados para evaluar el mínimo coste de retribución en los proyectos presentados por ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, SLU y SAMPOL ENERGÍA, SL para suministrar energía eléctrica en SON BUSQUETS y el polígono de SON PARDO, en Palma de Mallorca, y en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA ha acordado emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

El 14 de mayo del presente año 2019 tuvo entrada en esta COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC) un escrito de la Direcció General de Energia i Canvi Climàtic (DGEyCC) del Govern Balear (anexo 1), en el que se exponen con todo detalle los antecedentes del caso planteado, que de forma muy resumida son los siguientes:

El Plan de desarrollo de la red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 contempla una nueva subestación de 66 kv en Son Pardo (Palma de Mallorca) para dar suministro a los planes urbanísticos de SON BUSQUETS ARE 45-01 y el polígono de SON PARDO – SUP / 52-02.

Tras diversos hitos que se detallan en el anexo 1, tanto ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, SLU –en adelante EDE- como SAMPOL ENERGÍA, SL –en adelante SAMPOL- se mostraron interesados en el desarrollo de las infraestructuras necesarias para suministrar energía eléctrica en estas dos zonas, y presentaron proyectos para llevarlas a cabo. Iniciado de oficio por la DGEyCC un expediente para determinar cuál de las dos distribuidoras debía llevar a cabo dichas

infraestructuras, los técnicos de la DGEyCC efectúan los cálculos –que se adjuntan a la solicitud recibida en esta CNMC- para determinar cuál de los dos proyectos supone un “...menor coste de retribución para el conjunto del sistema...” tal como establece el artículo 39.3 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

Sobre la base de dichos cálculos, el 4 de febrero de 2019 la mencionada DGEyCC dictó Propuesta de resolución por la que se otorga a EDE el desarrollo de las infraestructuras. SAMPOL presentó alegaciones a esta propuesta y, posteriormente, EDE presentó una valoración de dichas alegaciones.

En vista de ello, la DGEyCC decidió remitir a esta Comisión el escrito mencionado, en el que:

“Se solicita informe a la CNMC para determinar si los criterios seguidos por la Direcció General de Energia i Canvi Climàtic del Govern Balear son los adecuados y ajustados a norma para determinar cuál de las dos propuestas (Endesa distribución eléctrica SLU y Sampol energía SL) es la más ventajosa, siguiendo el criterio de mínimo coste, de acuerdo al artículo 39.3 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Sobre todo en relación a:

- 1) *Si se debe tener en cuenta el parámetro ROTD para el cálculo, o bien la valoración se ha de restringir al coste de inversión. (Sampol considera que el ROTD es irrelevante, neutro y que no debe ser tomado en consideración).*
- 2) *En caso de que el ROTD deba ser tenido en cuenta, si el cálculo realizado por la DGEyCC en su informe del 1 de febrero de 2019, es correcto y válido para realizar la adjudicación.*
- 3) *Si para el concepto del mínimo coste para el sistema, es necesario realizar algún análisis comparativo de retribución adicional, además de los ya contemplados en el informe del 1 de febrero de 2019, para cada una de las empresas distribuidoras.*
- 4) *Por otra parte, Endesa Distribución Eléctrica SLU está interesada en solicitar para la nueva planificación 2021-2026, la SE Son Pardo. Por ello se solicita como debe valorarse esta circunstancia en relación al expediente en tramitación.”*

2. Consideraciones previas

A lo largo de la abundante documentación aportada por la DGEyCC en su escrito de solicitud a esta CNMC, se plantean varias *consideraciones y valoraciones* que afectan a diferentes aspectos del presente caso. Por ello conviene advertir, antes de nada, que en el presente informe no se entra a valorar temas contenidos en la documentación adjunta como por ejemplo: si debería valorarse o no la solución técnica aportada por cada empresa y su capacidad para asegurar la fiabilidad del suministro; ni si debería evaluarse la solución de una nueva subestación; ni si a los efectos de la determinación del menor coste para el sistema de una nueva zona a electrificar deberían tenerse en consideración o no los costes de OTD, ni ninguna otra cuestión de este tipo planteada por los distribuidores afectados en este caso.

En consecuencia, este informe se limita a responder las preguntas formuladas por la DGEyCC, en relación directa con los cálculos efectuados por sus técnicos para determinar el “...menor coste de retribución para el conjunto del sistema...” tal como establece el artículo 39.3 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (“*Cuando en una nueva área a electrificar existan varios distribuidores que deseen realizar el desarrollo de la misma, la Administración Pública competente bajo el criterio de red única y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado, y considerando el carácter de monopolio natural de la actividad y con el objetivo de generar el menor coste de retribución para el conjunto del sistema determinará con carácter previo a la ejecución de*

las instalaciones, cuál de las empresas distribuidoras deberá acometer el desarrollo”). A los efectos de realizar este informe, para el cálculo de costes se aplicarán los mismos criterios que utiliza la CNMC para calcular actualmente la retribución anual de los distribuidores siguiendo lo establecido en el Real Decreto 1048/2013 y en la Orden IET/2660/2015, con objeto de poder comparar cuál de las dos propuestas (EDE o SAMPOL) supondría un menor incremento en la retribución que debería soportar el Sistema en su conjunto. Se toma en consideración, por tanto, la normativa actualmente vigente.

Se debe, finalmente, aclarar que este cálculo de costes se realiza únicamente a los efectos del informe solicitado por el Govern Balear, debiendo entenderse estos cálculos sin perjuicio de los que lleve a cabo la CNMC con ocasión del cálculo de la retribución de las empresas de que se trata, conforme a la normativa aplicable en el momento correspondiente, y con respecto a las infraestructuras que efectivamente hayan sido ejecutadas y de las que se haya autorizado la explotación.

3. Cálculo del coste de retribución

El cálculo que se va a efectuar es el *incremento* del coste de retribución que supondría para el Sistema cada uno de los proyectos presentados (EDE y SAMPOL), y todo ello bajo las siguientes premisas:

- 1) Retribución por Inversión: La DGEyCC no incluye ningún coste de inversión en sus cálculos, se supone que por entender que todas las inversiones responden al concepto de *nueva extensión de red*, y que por lo tanto deben ser sufragadas por el promotor. SAMPOL aduce en sus alegaciones que en la propuesta de EDE hay dos instalaciones que no deben ser consideradas como *nueva extensión de red* y deben ser pagadas por EDE. Sin entrar a considerar las razones aducidas por SAMPOL, lo cierto es que la propia EDE manifiesta en su proyecto que esas dos instalaciones serán “...a costear por EDE”. Siendo así, EDE las declararía en su momento a la CNMC como íntegramente pagadas por ella, y en consecuencia supondrían un incremento del coste de retribución para el Sistema, por lo que aquí sí se tendrá en cuenta su retribución anual por inversión. En cualquier caso, al desconocer cuál sería el valor real de la inversión para aplicar lo dispuesto en el artículo 12 del R.D. 1048/2013, se utiliza el valor unitario reflejado en la Orden IET/2660/2015.
- 2) Retribución por otras tareas de distribución (OTD): Con respecto al cálculo de este coste se establecen las tres premisas siguientes:

2.1) SAMPOL ofrece en sus alegaciones una serie de razones por las que, a su entender, a estos efectos el parámetro ROTD es irrelevante y neutro y por lo tanto no debería ser tomado en consideración. Se reitera una vez más que este tipo de consideraciones y decisiones no son competencia de esta CNMC en el marco de este caso, y en consecuencia este informe se limita al cálculo del incremento de retribución. Así resulta que, en su momento, ambas empresas deberían declarar a la CNMC todos sus clientes, y la CNMC efectuaría el cálculo de la retribución por OTD con el número de clientes declarado, por lo que aquí sí se tendrá en cuenta el incremento de coste para el Sistema que supondría la retribución por OTD, con independencia de si debería ser tenido en cuenta o no a los efectos de la previsión contenida en el artículo 39.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2.2) El cálculo que se efectúa en el anexo 2 de este informe, se hace bajo el supuesto de que los nuevos clientes de las dos zonas consideradas, serán 4.973, tal como ha estimado la DGEyCC, sin entrar en otras consideraciones que se pudieran hacer al respecto.

2.3) En el cálculo de ROTD efectuado por la DGEyCC se ha apreciado un error al considerar para SAMPOL a todos los nuevos clientes incluidos en el tramo entre 1.001 y 10.000 clientes, de los contemplados en los anexos IV de la Orden ITC/2660/2015. Con la **premisa** de que SAMPOL seguiría teniendo sus actuales 144 clientes, de los nuevos habría 856 (1.000 – 144) que entrarían en el tramo de 1 a 1.000 clientes; y el resto de los nuevos clientes hasta los 4.973 estimados, es decir 4.117, serían los que entrarían en el segundo tramo entre 1.001 y 10.000 clientes.

- 3) Factores de retardo: Aunque en un principio, tanto el FRRI como el FRROM definidos en el artículo 12 del R.D. 1048/2013 son multiplicadores iguales para ambas empresas, y por tanto podría parecer que no influyen para determinar qué proyecto supone el menor coste, en este caso concreto sí podrían influir por lo siguiente: El FRRI afecta al valor de inversión, y en este caso EDE tiene una inversión que debe considerarse y SAMPOL no. Y por otro lado, el FRROM afecta a la ROTD que tiene un valor muy distinto para ambas empresas. Esto podría llegar a suponer que, tal vez, el incremento de coste provocado por el FRRI al proyecto de EDE, pudiera ser compensado por el mayor incremento de coste de OTD provocado por el FRROM al proyecto de SAMPOL, no resultando neutra su aplicación al ser distintas las bases sobre las que se aplican. En consecuencia, se tendrán en cuenta los factores de retardo FRRI y FRROM.
- 4) Otros activos no eléctricos: El incremento de costes que se pudiera ocasionar por un hipotético aumento de otros activos no eléctricos, como consecuencia de la puesta en marcha de este proyecto, no puede ser calculado ni estimado de ninguna forma. Por ello, no cabe otra opción que suponer que ese hipotético aumento de costes, en caso de producirse realmente, sería el mismo para ambas empresas, y por lo tanto no tendría incidencia a la hora de determinar qué proyecto supone el mínimo coste para el Sistema. En consecuencia, no se calcula ningún incremento de coste provocado por un hipotético incremento de los activos IBO ni del parámetro ROMNLAE, definidos en el R.D. 1048/2013.
- 5) Tasa de ocupación de la vía pública: No se puede estimar a priori, pero dado que sería la misma para ambos proyectos, no se calcula al igual que en el caso anterior.

Con estas **premisas**, el cálculo del incremento de coste para el Sistema de cada uno de los proyectos, sería el que se puede apreciar en el anexo 2.

4. Conclusiones

De acuerdo con todo lo expuesto en el presente informe, la respuesta a cada una de las cuatro preguntas planteadas por la DGEyCC en su solicitud serían las siguientes:

Primera. Por lo señalado en el punto 2 del presente informe, no se entra a *valorar* si, a los efectos de la previsión contenida en el artículo 39.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en este caso, debe considerarse la retribución por OTD. Este informe se limita a calcular los efectos que tendría el parámetro OTD sobre la retribución de cada empresa, con las premisas expuestas para ello.

Segunda. El cálculo de ROTD efectuado por la DGEyCC adolece de un error que se expone en el apartado 3 de este informe, y el cálculo correcto sería el que figura en el anexo 1.

Tercera. Faltarían incluir en el cálculo el coste de dos instalaciones de EDE y los factores de retardo FRRI y FRROM, tal como se indica en el apartado 3. Aparte de esto, en principio también faltaría considerar el IBO y el ROMNLAE; y la RTA, cuyo tratamiento en este caso también se explica en dicho apartado 3.

Cuarta. Por las razones expuestas en el apartado 2, no se entra a realizar la valoración solicitada en la cuarta pregunta.

Remítase el presente informe a la Direcció General de Energia i Canvi Climàtic de la Conselleria de Territori, Energia y Mobilitat del Govern Balear.

ANEXO 1

SOLICITUD DIRECCIÓ GENERAL DE ENERGIA I CANVI CLIMÀTIC DE LA CONSELLERIA DE TERRITORI, ENERGIA Y MOBILITAT DEL GOVERN BALEAR

(CONFIDENCIAL)

ANEXO 2

CÁLCULO DEL INCREMENTO DE COSTE DE RETRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA CON AMBOS PROYECTOS

ANEXO 2 - Valoración del incremento del coste de retribución para el Sistema

PROYECTO ENDESA									
Descripción	Uds	D_ELEMEN	VRI unitario	NER (Si=0; No=1)	A	RF	RI (A+RF)	ROM unitario	ROM
Cable 240 mm2 simple	0,95	TI-18WY	153.676	0	0	0	0	1.595	1.614
posició SE Coliseu	1	TI-102W	114.676	0	0	0	0	3.084	3.285
Cable 240 mm2simple	0,15	TI-18WY	153.676	1	633	1.648	2.281	1.595	255
Cable 240 mm2 doble	1,4	TI-19WY	256.639	0	0	0	0	2.663	3.971
Adaptació 2 posicions SE	2	TI-102W	114.676	0	0	0	0	3.084	6.569
Cable 240 mm2 doble	0,53	TI-19WY	256.639	1	3.738	9.722	13.460	2.663	1.503
FRI = 1,099119									
FRROM = 1,065033									
				ROTD - Tramo > 1.000.001 Clientes					
				Nº CLIENTES			4.973		
				CONCEPTO	Cte./Cliente	Increment. ROTD			
				RL	3,033	16.064			
				RC	2,814	14.904			
				RT	0,571	3.024			
				RP	0,979	5.185			
				RE	7,328	38.812			
				TOTAL			77.990		

PROYECTO SAMPOL												
Descripción	Uds	CODIGO	VRI unitario	NER (Si=0; No=1)	A	RF	RI	VROM unitario	ROM			
Cable 240 mm2 triple	4,35	TI-19AWY	336.551	0	0	0	0	3.493	16.183			
Adaptació 1 posició SE Bit	1	TI-102W	114.676	0	0	0	0	3.084	3.285			
Cable 240 mm2 doble	1,1	TI-19WY	256.639	0	0	0	0	2.663	3.120			
Cable 240 mm2 triple	0,62	TI-19AWY	336.551	0	0	0	0	3.493	2.306			
Posició Centre Repartiment	1	TI-0CV	26.255	0	0	0	0	601	640			
Cable 240 mm2 triple	0,61	TI-19WZ	282.303	0	0	0	0	2.930	1.904			
FRI = 1,099119												
FRROM = 1,065033												
				ROTD - Tramo: 1 - 1.000 Clientes			ROTD - Tramo: 1.001 - 10.000 Clientes		TOTAL			
				Nº CLIENTES			856		Nº CLIENTES	4.117		
				CONCEPTO	Cte./Cliente	Increment. ROTD		CONCEPTO	Cte./Cliente	Increment. ROTD		
				RL	9,856	8.985		RL	5,299	23.235		
				RC	13,369	12.188		RC	9,79	42.927		
				RT	5,701	5.197		RT	3,6	15.785		
				RP	8,659	7.894		RP	8,347	36.599		
				RE	115,288	105.104		RE	46,367	203.307		
				TOTAL			139.369				321.853	
										461.223		

RESUMEN				
EMPRESA	RI	ROM	ROTD	Total
ENDESA DISTRIBUCION E.	15.741	17.196	77.990	110.927
SAMPOL ENERGIA	0	27.437	461.223	488.660