

ALEGACIONES DE LA ASOCIACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA AL PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE CONVOCA EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA COMPETITIVA PARA EL OTORGAMIENTO DE LA RESOLUCIÓN FAVORABLE DE COMPATIBILIDAD A EFECTOS DEL RECONOCIMIENTO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL PARA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS TNP.

El suministro de energía eléctrica en los territorios no peninsulares tienen una regulación específica, dado el marcado carácter diferencial de estos sistemas que básicamente está compuesta por la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la Ley 17/2013 de 29 de octubre para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

A lo largo de esta normativa se fijan una serie de conceptos esenciales para el buen funcionamiento de estos sistemas, pero hay uno en concreto que sobresale sobre los demás, por su carácter netamente potenciador para que a las empresas le resulte atractivo dar este servicio en estos territorios, nos estamos refiriendo a la “retribución adicional”. Esta retribución adicional significa una retribución extra que las empresas con instalaciones en estos territorios y que cumplan unas características determinadas percibirán, aumentando el sobrecoste de producir la energía eléctrica y que repercuten negativamente en las arcas del sistema eléctrico nacional. Para obtener esta retribución adicional se establece un proceso de concurrencia competitiva y que tiene en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, las características técnicas que sean más apropiadas para estos sistemas y la opción económicamente más ventajosa para el conjunto del sistema. Es decir, para el proceso de adjudicación de la retribución adicional existen tres condicionantes fundamentales y no solo las necesidades de potencia expresadas por el operador del sistema.

Pues bien, en el proceso que está en marcha y que como hito fundamental se encuentra la propuesta de resolución por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento

del régimen retributivo adicional para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, entendemos que solo se ha tenido en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, obviando los otros dos condicionantes que según la norma son igualmente importantes y por tanto necesariamente a tener en cuenta.

Para poder argumentar nuestra aseveración cabe señalar que el 30 de agosto de 2019 el Gobierno de Canarias aprobó la Declaración de la emergencia climática en Canarias, ratificada unánimemente en el Parlamento de Canarias y que fija como objetivo principal alcanzar la descarbonización en Canarias en el año 2040. A finales del año pasado se aprobó la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, que recoge expresamente esta ambición para el 2040 y de la que emanan elementos tan importantes como el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECAN), que está en proceso de aprobación y para el cual el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) ha desarrollado un concienzudo y detallado estudio, sin parangón hasta ahora, y que viene completamente desarrollado en las estrategias confeccionadas para darle soporte al mencionado PTECAN.

En el estudio mencionado se describe con todo lujo de detalles como debería ser el proceso gradual hasta alcanzar la completa descarbonización en el año 2040, pero no solo de los sistemas eléctricos, sino de toda la economía en general. Por esta razón entendemos que si quisiéramos cumplir con los tres requisitos establecidos para el proceso competitivo se debería tener en cuenta a lo elaborado por el ITC.

Si se hubiera tenido en cuenta esta valiosísima información a la hora de dimensionar la potencia adicional térmica se hubiera considerado el impacto que la instalación de renovables tendría en el mix de la generación eléctrica. Somos conscientes que la eólica y la fotovoltaica debido a su intermitencia, son tecnologías no gestionables, pero si estas tecnologías van asociadas a centrales hidroeléctrica reversibles, podemos tener sistemas perfectamente funcionales como lo ha demostrado Gorona del viento con sus veinticinco días consecutivos sin necesitar ningún grupo diésel. En las estrategias mencionadas viene perfectamente desarrollada la cronología de la implantación de estas tecnologías, la cantidad y la ubicación de estas, así como sus respectivos aportes al sistema.

Si se hubiese tenido en cuenta el estudio mencionado se hubiese considerado las aportaciones que la geotermia de alta entalpía hará en el futuro con estimaciones que rondan los 200 MW para el caso de Tenerife.

Si se hubiese tenido en cuenta lo concluido por el ITC, se hubiera caído en la cuenta de que en el 2040 no puede haber ninguna instalación que consuma combustibles fósiles y sin embargo en el actual proceso de concurrencia competitiva, no se pone ningún coto en este sentido, pudiendo seguir recibiendo la retribución adicional grupos que se alimentan de combustibles fósiles más allá del 2050, pues sigue en vigor los 25 años de vida útil regulatoria.

Si se hubiese tenido en cuenta este inmenso trabajo se podría haber considerado la necesidad de que los nuevos grupos que ahora se instalen consuman combustibles sintéticos al 100% en el menor tiempo posibles, incentivando a las empresas a que potencien el desarrollo de estos combustibles. En su lugar se plantea un insuficiente 25% en la mezcla y se deja abierto este consumo, a la displicencia de “siempre que exista disponibilidad local de combustible renovable”.

Por otro lado, en cuanto a cumplir el requisito de la “opción económicamente más ventajosa para el conjunto del sistema” hay que objetar que se ha inducido a plantear la opción más gravosa para el sistema. Teniendo en cuenta que el nivel de emisiones se sitúa en 550 gr CO₂/kWh, planteándose una ponderación positiva a una reducción de hasta 200 gr CO₂/kWh, la opción más evidente que se deja es la opción del gas natural. Creemos que no es difícil de recordar como este combustible protagonizó en fechas recientes la subida del coste del MWh por encima de los 700€, lo que ocasionó un roto en las cuentas de las empresas y las familias. Si a esto se añade los problemas geoestratégicos en torno a este insumo, así como la dependencia del exterior, al carecer del mismo en las islas, nos encontramos que la solución que se va a adoptar, grava onerosamente, la sostenibilidad de los sistemas eléctricos tanto económica como estratégicamente.

Por todo lo expuesto se plantean las siguientes cuestiones:

- Todo este proceso de concurrencia competitiva, para el caso de Canarias, se tiene que circunscribir dentro del marco de la emergencia climática en la que nos encontramos y por tanto dentro del marco del PTECAN.

- En este sentido los procesos de concurrencia competitiva, incluyendo este, que se den a partir de ahora, deberá de concluir con la potencia adicional térmica siguiente:
 - Gran Canaria 315MW
 - Tenerife 315 MW
 - Lanzarote 160 MW
 - Fuerteventura 135 MW
 - La Palma 0 MW
 - La Gomera 0 MW
 - El Hierro 0 MW

- Todos los grupos que reciban la remuneración adicional en el actual o futuros procesos competitivos deberán quemara combustibles sintéticos, preferiblemente en el 2030 e inexcusablemente en el 2040.

- Todos los grupos que reciban la remuneración adicional en el actual o futuros procesos competitivos deberán instalar captadores de CO2 en los elementos de emisiones, con la finalidad de ser usados en la elaboración de los combustibles sintéticos.

-