

**CX REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA  
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO**

**MIÉRCOLES, 13 DE SEPTIEMBRE DE 2023, MADRID**

**ACTA DE RESUMEN Y CONCLUSIONES**

**(ACTA APROBADA)**

**ORDEN DEL DÍA DE LA REUNIÓN**

1. Aprobación del acta de la reunión anterior
2. Análisis de la Operación de los Sistemas
3. Resultado de los Mercados de Operación de los Sistemas
4. Perspectivas para la Operación de los próximos meses
5. Novedades Regulatorias nacionales y europeas
6. Otros asuntos de interés

**DOCUMENTACIÓN**

Las presentaciones utilizadas en la reunión, junto con el acta aprobada de la reunión anterior, se pusieron a disposición de los miembros del Comité mediante enlace incluido en el correo electrónico enviado a estos el viernes 15 de septiembre de 2023.

**RECEPCIÓN Y APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN ANTERIOR**

Tuvo lugar la reunión el miércoles 13 de septiembre de 2023 en formato presencial, en la Sede de Red Eléctrica, La Moraleja, Madrid en conexión con las oficinas de REN en Sacavem.

Concha Sánchez, como Presidenta del CTSOSEI, da la bienvenida a los asistentes, dando inicio a la reunión según el orden del día presentado.

En relación con la aprobación del acta de la CIX Reunión, tras informar M<sup>a</sup> José Herrero y José Lameiras de no haber recibido comentario anticipado alguno acerca del borrador distribuido a los miembros del Comité junto a la convocatoria de esta reunión y no haciendo los presentes comentario alguno, se procede a considerar el borrador como acta aprobada de la CIX Reunión.

## PRESENTACIONES

<p>Análisis de la Operación de los Sistemas portugués y español y previsiones para los próximos meses:</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_RENELEC_OPERACAO_P.pdf</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_REE_OPERACION_E.pdf</p>	<p>REN      Filipe Ribeiro</p> <p>REE      Tomás Domínguez</p>
<p>Análisis de la Operación de los Sistemas de Gas portugués y español y previsiones para los próximos meses:</p> <p>CTSOSEI_20230913(110)_RENGAS_P.pptx</p> <p>CTSOSEI - RENGasodutos - 20230913_rev1_E.pptx</p>	<p>RENGás      Marta Bacharel</p> <p>ENAGAS      Rolando Silva</p>
<p>Resultado de los Mercados de Operación de los Sistemas:</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_REN_MDOSINTINT_P.pptx</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_REE_MDOSINTINT_E.pdf</p>	<p>REN      Joana Santos</p> <p>REE      Laura Moreno</p>
<p>Perspectivas para la Operación de los próximos meses:</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_RENELEC_PROCURA_P.pdf</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_REE_COBERTURA_E.pdf</p>	<p>REN      Filipe Ribeiro</p> <p>REE      Tomás Domínguez</p>
<p>Novedades regulatorias nacionales y europeas:</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_RENELEC_NORMATIVA_P.pptx</p> <p>CTSOSEI_230913(110)_PPT REGULACIÓN_VF_E.pdf</p>	<p>REN      Bruno Nunes</p> <p>REE      Patricia Bonet</p>

## INTERVENCIONES Y CONCLUSIONES

Tras la presentación del **Análisis de la Operación del Sistema español** por Tomás Domínguez, a la pregunta de **Javier Lázaro de APPA renovables**, en relación a la disminución de la demanda en el verano, previsiblemente ¿se puede dar algún dato sobre la aportación del autoconsumo?.

**Tomás Domínguez** responde que ya se hizo una estimación del autoconsumo en el comité anterior. El autocosumo puede ser entorno a un 2-3% de la demanda, si hay una caída del 4% no se justificaría exclusiva por el autoconsumo, sobre todo teniendo en cuenta que no todo el autocosumo se ha instalado el último año.

Red Eléctrica está trabajando en la estimación, lo más precisa posible del autoconsumo y confía en publicar lo antes posible las mejores cifras de estimación.

Tras la presentación del **Análisis de la Operación del Sistema de Gas español** por Rolando Silva, a la pregunta de **Rodrigo Fernández de edp**, en relación a la capacidad de regasificación de septiembre era una determinada y se citan todas las plantas de regasificación excepto El Musel (no tiene

capacidad de regasificación), pero cuando se vean todos los datos de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) y capacidad de reserva en situación excepcional ¿la planta de El Musel estará incluida? o ¿la parte almacenada no está El Musel?

**Rolando Silva** responde que El Musel es una planta con régimen de retribución económica singular de carácter temporal cuyo objetivo fundamental es reforzar la seguridad de suministro en Europa, tal y como constituye la medida 72 del Plan Más Seguridad Energética (Plan +SE), aprobado en octubre de 2022, y que recoge una serie de medidas encaminadas a aportar más seguridad frente a los precios de la energía a los hogares y al conjunto de la economía española, así como a contribuir a incrementar la seguridad de suministro de la Unión Europea.

Para ello, se han definido la prestación, en régimen de acceso no regulado, los servicios logísticos de carga de GNL en buques (en cualquiera de sus modalidades), descarga de buques y almacenamiento de GNL

Por otra parte, una planta de GNL tiene condicionantes técnicos para la gestión medioambiental de su boil-off gas (BOG), que requiere de una regasificación mínima para evitar su venteo o quemado por antorcha. De esta forma, El Musel tiene 2 tanques con una capacidad de 150.000 m3 de almacenamiento cada uno. De esta capacidad total de 300.000 m3, se han destinado 130.000 m3 necesario para la correcta gestión del BOG -relativas al segmento regulado- y 170.000 m3 para la gestión de servicios logísticos fuera del sistema gasista-segmento no regulado.

En la redacción del Plan de Actuación Invernal 2022 (PAI), se indica que para la constitución de las reservas pueden considerarse todas las plantas de GNL situadas en el territorio nacional, sin especificar que se trate únicamente de las terminales reguladas. Este hecho se ha puesto en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD) para aclarar cómo considerarlo a efectos de la constitución de las reservas del PAI (Nota: en la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se modifica el plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista 2023 ya se especifica este punto).

En cuanto a información de publicación en la página web del GTS, se incluye únicamente el segmento regulado.

Plantea de nuevo **Rodrigo Fernández de edp**, que en caso de tener problema de abastecimiento o similar ¿el gas sería gas libre y poder desplazarlo?.

**Rolando Silva** responde que según la Orden TED/578/2023, de 7 de junio, por la que se establecen las condiciones técnicas para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado en la planta de regasificación del puerto de El Musel,, ante una situación de operación excepcional o cuando se haya declarado alguno de los niveles de crisis recogidos en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga Reglamento (UE) núm. 994/2010, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá aumentar, de forma temporal y previa recomendación del Gestor Técnico del Sistema, la regasificación máxima autorizada para la planta de El Musel.

En condiciones de operación normal, las producciones de El Musel deben ceñirse estrictamente a la gestión eficiente del BOG que evite su venteo o quemado por antorcha, estando definido su máxima emisión en términos de máximos diarios y acumulado anual y definiéndose en la citada Orden TED la supervisión por parte del GTS.

Una nueva pregunta sobre el gas que realiza **César Rodríguez de Nexus**, cuestionando si el incremento de demanda de los últimos meses venía del refino ¿hay otro tipo de recuperación?

**Rolando Silva** responde que el actual escenario favorable de precios ha ayudado a que algunos sectores industriales que permutaron sus combustibles hayan vuelto a utilizar gas natural. Se lanzan mensajes de posible recuperación, pero hay que ser prudentes con las previsiones a futuro, pues la destrucción de demanda va ligado al precio del gas natural, y en función de su evolución en los próximos meses es lo que va a permitir confirmar esta recuperación.

Una vez presentado el **Resultado de los Mercados de Operación del Sistema español** por Laura Moreno, hay una pregunta relativa al proyecto piloto de Control de Tensión para conocer el resumen de la nueva prueba.

Responde **Tomás Domínguez**, que ha sido un proyecto muy positivo. Al ser un proyecto demostrativo, más que operativo, su objetivo era probar nuevos enfoques del control de tensión para poder plantear un nuevo procedimiento de operación que se ajuste a la necesidades actuales y futuras del sistema en el ámbito del control de tensión.

Todavía se están analizando los resultados y realizando el informe correspondiente del desarrollo del proyecto que se enviará a la CNMC.

Posteriormente se harán públicas las conclusiones y lecciones aprendidas.

Al comentario de que hay poca competencia, **Tomás Domínguez** responde que es evidente ya que, al ser un proyecto piloto, actuando sobre dos zonas concretas del sistema y no participando todo el conjunto de generación existente en esas zonas sino las que voluntariamente ha querido participar, la competencia no ha sido perfecta. La competencia perfecta es un mercado ideal que es muy difícil de reproducir si no participa todos los posibles proveedores de este servicio en un mercado de este tipo. Por lo tanto, las conclusiones han de tener esto en cuenta, así como los cambios que se han ido realizando a lo largo del proyecto y el efecto de éstos.

Otra cuestión que se plantea es si es la demanda la que ahora va a participar en el nuevo piloto de Control de Tensión propuesto.

**Tomás Domínguez** aclara que es otro proyecto totalmente diferente, actualmente en consulta en la CNMC. Es otro concepto en el que no van a competir demanda y generación. En definitiva, se trata de que la demanda tenga un comportamiento en consumo de reactiva que no sea perjudicial para el sistema.

En la rueda de preguntas interviene **Belén de la Fuente de ARMIE** planteando que en septiembre se ha activado el SRAD y desea saber cómo responde.

**Tomás Domínguez** expone que es un servicio de balance para situaciones donde se agotan los recursos convencionales.

Lo que sucedió el día 4 entre las 21 y las 22 h, la reserva del sistema se vio prácticamente agotada por confluencia de distintos eventos: bajada de carga con previsión de desacoplamiento en la central nuclear de Ascó, pérdida de unos 1500 MW de generación eólica con respecto a la previsión con tendencia totalmente divergente entre las curvas de previsión y la realidad de la producción. Adicionalmente se perdieron en unos 13 minutos otros 2000 MW adicionales por cambio en los programas internacionales por mercado intradiario y TERRE y por sobrecarga en red que hacían imprescindible el reducir la producción de algunas unidades.

Se agotó prácticamente la reserva a subir del sistema y se tomó la decisión de aplicar el SRAD como último recurso y, al cabo de unos 15 minutos Ascó comunicó que no desacoplaba y el viento comenzó a converger con respecto a la previsión.

Una vez presentadas las **Perspectivas para la Operación de los próximos meses en los Sistemas portugués y español** a la pregunta realizada por **Rodrigo Fernández** planteando que respecto a la capacidad de interconexión entre España y Portugal se observa que hay una reducción sistemática desde hace unas semanas (sobre todo en fines de semana) en horas solares, se observa que no hay diferencia entre un día útil y fin de semana ¿se debe a alguna causa especial?

**Filipe Ribeiro** recordou que até início de agosto deste ano a indisponibilidade da linha de interligação Falagueira – Cedillo a 400 kV esteve associada à redução da Capacidade de Importação no sentido português. Durante os períodos de fim-de-semana a redução foi mais acentuada em função da distribuição dos perfis de consumo e geração verificados. Durante as duas próximas semanas ficará indisponível a linha de interligação Tavira – Puebla de Guzmán a 400 kV, iniciada na última segunda-feira, perspetivando-se que eventualmente poderá afetar a Capacidade no sentido importador português. Informou que até ao momento presente, esta indisponibilidade que está a decorrer com os perfis de dia útil não tem estado a afetar a capacidade.

Plantea **Rodrigo Fernández** que entonces no es causa estacional, es por la línea Cedillo-Falagueira. Desde antes de Semana Santa se produce sistemáticamente el market-splitting entre los 2 países, reducciones entre 1000 ó 2000 MW respecto al estándar de la semana y respecto a las previsiones a futuro, es complicado el identificar dónde se tienen los market-splitting y de repente han desaparecido, esto es lo que ha sorprendido.

**Filipe Ribeiro** referiu que o calculo dos valores da capacidade é complexo pois depende de muitos fatores como os perfis de consumo, geração e indisponibilidades. Afirmou que não é muito fácil antever com muita antecipação os valores destas reduções, apesar da REN realizar vários cálculos trimestrais e mensais que poderão dar algumas indicações, mas os valores finais são calculados em D-2 pelo coordenador regional.

**Bruno Nunes** acrescentou, que o Mark Split não depende somente dos valores do NTC, mas também dos valores de potência do mercado, quando estes são muito elevados a exportar.

**Jorge Mendonça e Costa** mostrou a sua preocupação, relativamente aos abastecimentos do consumo, comentando que os valores de previsão da cobertura em ponta nos meses de inverno apresentados pela REN têm uma menor margem percentual relativamente aos da RE.

Filipe Ribeiro informou que a previsão da cobertura está melhor relativamente ao inverno passado, não estando previstas indisponibilidades de produção para este período mais crítico. Em termos

de rede, apesar do plano de indisponibilidade de 2024 ainda não estar fechado, tem-se tido uma atenção acrescida durante estes meses críticos em programar todas as indisponibilidades de elementos de rede, de modo a não condicionar a Capacidade.

**Bruno Nunes** acrescentou que não se pode comparar de uma forma direta os resultados dos cálculos da REN e da RE, visto que os cálculos realizados pela REN não são probabilísticos, mas sim da procura do pior caso. Serão realizadas diversas avaliações constantes e serão ajustadas, de modo a assegurar o abastecimento dos consumos, as programações das unidades de geração e de rede.

Una vez presentado las **Novedades regulatorias nacionales y europeas** por parte de Bruno Nunes, hay una pregunta realizada por **Rodrigo Fernández de edp** que plantea que está anunciado arrancar en Portugal el Area de Oferta que, no va a coincidir con las unidades de oferta de OMIE porque hay una separación por niveles de tensión más que por zona geográfica y configuraba las unidades de oferta ¿se va a coordinar con OMIE que haya un cambio? ¿vamos a tener que esas áreas sean diferentes de las unidades de oferta? ¿se van a intercambiar unidades físicas entre unidades de oferta?

**Pedro Pereira**, a questão de Rodrigo Fernández, confirmou que a REN está a trabalhar conjuntamente com a OMIE, de modo a garantir correspondência entre as unidades de ofertas de ambos os lados.

Una vez presentado las **Novedades regulatorias nacionales y europeas** por parte de Patricia Bonet, hay una pregunta realizada por **Belén de la Fuente de ARMIE** que comenta que están en consulta los procedimientos para la implantación del ISP de 15 minutos que tienen fecha para implantarse en abril del 24 mientras OMIE va para enero del 25 ¿se van a mantener esas diferencias de fechas o habrá un acercamiento de fechas?.

Hay una intervención de varias personas respondiendo a este tema:

**Laura Moreno** responde que es un proyecto de la parte del ISP. Es un proyecto que lleva Ricardo Bajo en la parte de medidas y liquidaciones, y que, entendemos que el máximo interés es que coincida la parte del mercado con la parte de los contadores, que es lo que realmente tiene sentido y un poco el espíritu de la regulación. El problema es que, el paso del ISP a 15 minutos tiene un plazo legal límite del 1 de enero del 2025.

**Begoña de la Puente** comenta respecto del ISP 15, que ya se planteó en reuniones previas que tiene sentido que coincidan los plazos en que todos los participantes en el mercado puedan gestionar sus programas en período cuarto horario cuando la liquidación del desvío sea cuarto horaria, con una medida cuarto horaria. Recuerda que en la propuesta del OS enviada a consulta, el plazo para el paso del ISP a 15 min propuesto es abril 2024 porque, en la Hoja de Ruta, el compromiso, a petición del regulador al conceder la exención, fue no llegar a 2025, no apurar los plazos y en eso se sigue trabajando. Está en plazo de comentarios.

**Virginia García Escoín de la CNMC**, desde el punto de vista de la CNMC, el interés de todos sería hacerlo con la máxima coordinación, lo que pasa, como decía Laura, el ISP tiene una fecha límite puesta en un reglamento. Si nadie la cambia, hay que respetarla. Lo que no se puede asegurar, es cuán flexible puede ser el cambio al cuarto horario en OMIE y REN, la implantación depende de procesos europeos. No se sabe hasta qué punto va a ser posible coordinarlo, sí hay voluntad, pero es complicado.

**Nuria Tranco de OMIE**, comenta que en Europa vamos todos a 15 minutos, porque OMIE, que es responsable de la casación de los mercados diario e intradiario, está participando en los desarrollos y en la realización de prototipos, pruebas, a nivel europeo. Actualmente, la fecha que se está barajando en toda Europa para el paso del Market Time Unit en los mercados diario e intradiario a 15 minutos es enero del 2025. A nivel nacional, además estamos hablando Red Eléctrica, OMIE y REN tenemos reuniones en las que nos estamos coordinando para que el impacto sea mínimo, tanto de agentes como para nosotros y todos los operadores. O sea, que lo tenemos en consideración, pero sí es verdad, como ha dicho Virginia, que Europa también condiciona las fechas de implantación del paso de los mercados diario e intradiario a 15 minutos, por lo que puede ser complicado coordinarlos con el paso del ISP a 15 minutos.

**Belen de la Fuente de ARMIE**, de acuerdo con las exposiciones, el que las medidas sean cuarta horarias no plantean ningún problema, el que OMIE va al 2025 porque depende de Europa y de las circunstancias y las decisiones adoptadas en el marco del proyecto europeo (porque el sistema no es capaz de responder en los tiempos, porque se había planteado que si un país entraba en abril y otro en enero, uno con 15 minutos otro con 1 hora, otro con 30 minutos, el algoritmo no era capaz de resolver en los tiempos exigidos entonces, por eso, se va con lo que llamaban el Big Bang, todos los países a la vez y todos a 15 minutos). En esta situación, si Red Eléctrica puede hacer sus mejores esfuerzos para hacerlo un poco antes, eso nos lleva a que los sistemas y los intercambios de información con Red Eléctrica serían de 15 minutos, muy bien, mientras que en OMIE seguirían por un tiempo en 1 hora, muy bien, y, como consecuencia, los de los agentes tendrían que ser compatibles con ambos sistemas, uno con 15 y otro con 1 hora, por eso se pide a todos que se coordinasen. En este sentido, los sujetos haremos nuestras alegaciones.

No hay más ruegos y preguntas en la sala de Red Eléctrica ni en Lisboa.

Concha Sánchez finaliza la CX sesión recordando la próxima y última reunión del CTSOSEI del 2023:

CXI Reunión CTSOSEI el miércoles 15 de noviembre del 2023, Lisboa