

ANEXO VIII. INFORME DE ANÁLISIS DE NECESIDAD DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EL PRINCIPADO DE ASTURIAS.



Análisis de la necesidad de generación síncrona renovable en el Principado de Asturias

Enero de 2021

Tabla de contenidos

1. Antecedentes y características del proyecto de transformación de la Central Térmica de La Pereda.....	3
2. La evolución del mix de generación en el Mercado Ibérico y en Asturias.....	5
2.1 Objetivos del PNIEC para el año 2030.....	5
2.2 La evolución del mix de generación en el Principado de Asturias	6
3. Problema de la integración de la generación no gestionable y la electrónica de potencia	9
4. Características de las tipologías de generación	10
4.1 Generación síncrona	10
4.2 Generación asíncrona	10
4.3 Generación por electrónica de potencia.....	11
4.4 Ventajas e inconvenientes de cada tipología de generación	12
5. Impacto de la generación síncrona renovable en la operación futura del sistema eléctrico peninsular.....	14
5.1 Aspectos a considerar para evaluar los efectos en la operación del sistema eléctrico:.....	14
5.2 Principales impactos ante un escenario de transición energética:	15
6. Conclusiones y necesidad de generación síncrona en el Principado de Asturias	21

1. Antecedentes y características del proyecto de transformación de la Central Térmica de La Pereda

La Central Térmica de la Pereda, propiedad del Grupo Hunosa, viene operando desde el año 1995 con unas características únicas en España, funcionando con la tecnología experimental de Lecho Fluido Circulante, produciendo electricidad a partir de carbón y estériles (residuos de la explotación minera).

El fin de su vida útil regulatoria a finales del año 2021, en virtud del Real Decreto 413/2014, al que la Central se encuentra acogida dentro del grupo c.3, y la imposibilidad de mantener la planta operativa por criterios económicos y medioambientales, y por el cese de la actividad minera que le proporciona el combustible, conllevaría el cierre de la instalación.

Por ello, para asegurar la continuidad del grupo térmico, facilitando a su vez una transición justa a una economía limpia, sostenible y circular, la Dirección de Hunosa ha analizado y diseñado un plan de transformación de la Central, modificando el combustible principal a biomasa forestal y considerando la futura incorporación de Combustible Sólido Recuperado (CSR) a partir del segundo semestre del año 2023.

Para llevar a cabo la transformación propuesta, si bien se puede reaprovechar gran parte de las instalaciones actuales, se requieren una serie de modificaciones técnicas para admitir los nuevos combustibles y ampliar la vida útil de la misma, incluyendo:

- La adaptación de la caldera (se dispone de un proyecto de transformación realizado por el tecnólogo SUMITOMO SHI FW), que asegura una alta flexibilidad en cuanto al posible mix de combustible a emplear.
- La posible incorporación de la tecnología experimental de Ciclo Higroscópico, innovación de patente española (se dispone de un proyecto realizado por la empresa IMASA).

Esta tecnología consiste en un ciclo de potencia caracterizado por trabajar con compuestos higroscópicos, los cuales optimizan la condensación del vapor de salida de la turbina, pudiendo trabajar con alto vacío a la salida de la misma y buenas condiciones de refrigeración. En definitiva, se aumenta la temperatura de condensación para una presión determinada en el condensador. En cuanto a las ventajas, destaca la mejora de eficiencia en la producción, la disminución del nivel de emisiones de CO₂ y de otros gases (NO_x, SO_x...) por kWh producido y la reducción del consumo de combustible. Además, proporciona mejores condiciones de refrigeración, con un ahorro del 100% del consumo de agua de refrigeración, disminuye los costes de operación y mantenimiento en un 25% y los de inversión del ciclo de vapor en un 5%, y aumenta la vida de la planta y la fiabilidad y disponibilidad de la misma.

- Un nuevo sistema de almacenamiento y alimentación del combustible.

No obstante, con las adecuadas tareas de mantenimiento, se mantendría el generador síncrono de la Central cuyas características principales son:

- Fabricante: Asea Brown Boveri (ABB)
- Tipo de generador: WX 16L - 061LL
- Potencia nominal aparente: 58.8 MVA
- Potencia nominal activa: 50.0 MW
- Tensión nominal entre fases: 10,5 kV
- Factor de potencia nominal: 0,85

La prolongación de la vida útil del grupo generador de tecnología síncrona, conlleva una multitud de ventajas desde la perspectiva de la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

En este contexto, el objeto del presente documento será analizar las ventajas, desde un punto de vista cualitativo, que conlleva mantener operativo el parque de generación síncrona en el Sistema eléctrico peninsular y en el principado de Asturias.

2. La evolución del mix de generación en el Mercado Ibérico y en Asturias

2.1 Objetivos del PNIEC para el año 2030

El marco general de política energética y climática viene definido por la Unión Europea, que, a su vez, se alinea con los requerimientos y objetivos alcanzados en el Acuerdo de París en 2015, a fin de dar una respuesta conjunta al desafío de la crisis climática. En este escenario, la Comisión Europea presentó el “Paquete de energía limpia para todos los europeos” (“Paquete de invierno”) en 2016 en el que se incluyen propuestas y revisiones a nivel legislativo sobre energías renovables, eficiencia energética, seguridad de suministro y diseño de mercado eléctrico entre otras, con el objetivo de facilitar y dar respuesta al cumplimiento de los objetivos marcados.

Así pues, la UE demanda a cada uno de los estados miembros la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). A través de ellos, la Comisión determina el grado de cumplimiento conjunto y, en su caso, establece medidas para corregir posibles desvíos.

De esta manera, España ha mostrado su compromiso tanto a nivel europeo como internacional situando este Plan como una de las principales líneas de acción política. A través del PNIEC 2021-2030 se define la hoja de ruta para la próxima década con objeto de avanzar en la descarbonización y neutralidad de emisiones en el horizonte 2050.

Entre los principales objetivos y resultados estimados del plan se encuentran:

1. **La reducción del consumo de energía primaria en un 39,5% en 2030** respecto al escenario tendencial de la UE.
2. **La reducción de la intensidad energética primaria** (la cantidad de energía primaria consumida en el país, dividida por el PIB) **en un 37% entre 2015-2030.**
3. **La mejora de la dependencia energética del exterior en 12 puntos porcentuales**, pasando del 74% en 2017 al 59% en 2030, lo que además de fortalecer la seguridad energética nacional tendrá un impacto muy favorable sobre la balanza comercial de nuestro país.
4. **La disminución de la importación de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) entre el presente y el año 2030 en un 34%.** Esto ayuda a que en el escenario objetivo se ahorren de forma acumulada más de 75.000 millones de euros en importaciones de combustibles fósiles respecto del escenario tendencial.
5. **El aumento de las energías renovables sobre el uso final de la energía en el conjunto de la economía para llegar a representar el 42% en 2030** (desde el 17% actual). Este valor se obtiene como resultado combinado de la presencia de renovables eléctricas, las renovables térmicas en los diferentes sectores de la economía, y como consecuencia de la disminución de la cantidad de energía final por la implementación de los programas de ahorro y eficiencia previstos en el Plan.

6. **El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW**, de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como cantidades menores de otras tecnologías (aproximadamente un 55,7% esta potencia total instalada provendrá de fuentes de generación no gestionable).

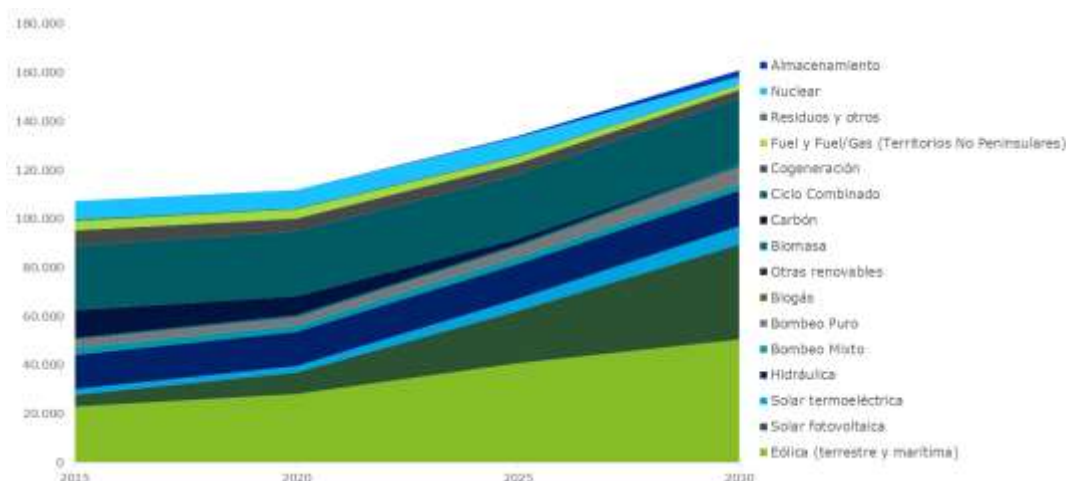


Gráfico 1: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW). Fuente: PNIEC

En este sentido, aunque las energías renovables eólica y solar fotovoltaica, una vez alcanzada su madurez tecnológica, son las fuentes de producción de electricidad más baratas y, por tanto, las tecnologías que lideran los objetivos de crecimiento de potencia a instalar en la mayoría de países, aunando la consecución de los objetivos medioambientales con la eficacia económica, la integración en las redes eléctricas de grandes volúmenes de capacidad de dichas tecnologías no está exenta de retos.

2.2 La evolución del mix de generación en el Principado de Asturias

La transición energética y la consecuente transformación del modelo energético como principales herramientas de lucha contra el cambio climático ofrecen nuevas oportunidades y retos a los que la economía, tanto a nivel regional como nacional, debe adaptarse. En este nuevo escenario es importante destacar las implicaciones que esta transición tiene para determinadas áreas de alta tradición industrial, concentradas mayoritariamente en el País Vasco, Cataluña, Galicia, y Asturias, siendo esta última comunidad donde el sector industrial tiene un mayor peso en la energía consumida sobre el total de la región, por lo que requiere una consideración especial durante este proceso.

De acuerdo con el *Documento ejecutivo de la Comisión Mixta para evaluar el impacto de la transición energética en Asturias*, la industria, incluyendo el sector energía, representa un 23% del Valor Añadido Bruto regional, además de tratarse de un sector muy dependiente e intensivo en el uso de energía. La demanda de la energía industrial proviene de subsectores especialmente electrointensivos (producción de papel, siderurgia y fundición, metalurgia no férrea, minerales no metálicos entre otros), que sumaron un 88,4% de las necesidades energéticas del sector industrial en la región en el año 2017. Dentro de estos sectores industriales, existe una concentración del consumo energético industrial en pocas empresas, algunas de ellas de gran tamaño, quienes precisan calidad y seguridad en el suministro de electricidad.



Gráfico 2: Consumo de energía final por sectores Asturias 2017. Fuente: FAEN



Gráfico 3: Consumo de energía final por sectores de la Industria 2017. Fuente: FAEN

Consecuentemente, la transición energética cobra una mayor importancia en la región asturiana, requiriendo así una atención especial dentro del marco de la transición, para garantizar el adecuado funcionamiento y desarrollo a largo plazo de estas industrias cuyos procesos productivos y suministros eléctricos se verán ampliamente afectados por la transformación del sector.

El parque de generación regional presentaba una alta capacidad de producción con 4.574 MW en 2017, basado hasta ahora mayoritariamente en centrales térmicas de carbón (2.222 MW operativos en 2017). Si bien ha estado históricamente vinculado a la minería y al carbón como principales actividades económicas, se ha visto ampliamente afectado por las Directivas europeas y políticas nacionales relacionadas con el cierre de minas y centrales de carbón: el Plan de Acción urgente para comarcas de carbón y centrales en cierre 2019-2021 dentro de Principado de Asturias identificaba una serie de centrales térmicas y explotaciones mineras en proceso de cierre o de cierre reciente¹, además de los cierres que ya se han ido produciendo en los últimos años.

Tal y como se describe en el *Documento ejecutivo* antes citado, atendiendo al escenario base planteado (objetivo PNIEC), se prevé una reducción de potencia como consecuencia del cierre de las centrales térmicas de carbón, que la nueva generación prevista no parece compensar. Se estima que en el año 2030 se alcanzará una potencia instalada de 3.361 MW, lo que supone una reducción del 26,5% con respecto a 2017. Si bien se considera que la tecnología eólica se convertirá en la de mayor potencia instalada de la región en 2030, su crecimiento ya ha comenzado a ser notable. Desde 2005 fue la tecnología renovable que experimentó un mayor crecimiento, definiendo así el camino hacia un modelo más descarbonizado.

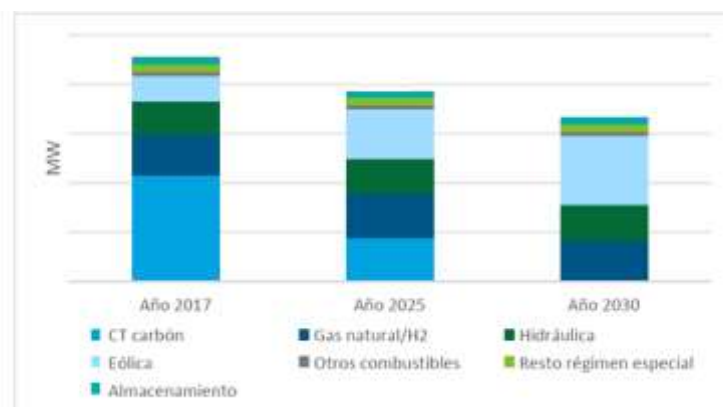


Gráfico 4: Evolución potencia instalada en Asturias 2017-2030 según escenario base (Objetivo PNIEC). Fuente: FAEN

¹Central térmica del Narcea, Central térmica de Lada, Explotación minera en Cangas del Narcea, Explotación minera en Tineo, Explotación minera en Degaña, Explotaciones mineras en Laviana y Aller, Central térmica de carbón y gas siderúrgico de Aboño – Grupo 1 (365,5 MW)

La nueva operativa que se plantea en el sistema eléctrico nacional con un fuerte aumento de fuentes de generación renovable no gestionable, requiere de adaptaciones y modificaciones de las infraestructuras actuales. Si bien estas nuevas instalaciones generadoras deberán ser complementadas con una importante potencia de almacenamiento, así como un refuerzo de las interconexiones, es en este punto donde **el aprovechamiento de generadores síncronos aparece como una oportunidad para una mejor gestión del sistema eléctrico a nivel regional, además de garantizar tanto la seguridad como la calidad de suministro de energía a la industria y al resto de consumidores.**

En este sentido, el proyecto de transformación de La Pereda se enmarca en el proceso de transición y descarbonización a través de la contribución al aumento de generación renovable, permitiendo a su vez mantener la reserva rodante de su generador síncrono en la región.

3. Problema de la integración de la generación no gestionable y la electrónica de potencia

Como se ha indicado en el apartado anterior, la planificación prevé un incremento significativo de fuentes de generación renovable no gestionable, tanto de instalaciones concentradas como de pequeñas instalaciones de generación distribuida. Estas instalaciones serán principalmente de tecnología eólica y solar fotovoltaica, cuya conexión a la red eléctrica se realiza, a diferencia de los generadores síncronos convencionales, por medio de electrónica de potencia y generación asíncrona.

La electrónica de potencia también toma un papel protagonista en elementos directamente relacionados con la alta penetración de energías renovables, como son los sistemas de almacenamiento o las nuevas infraestructuras de las redes de transporte requeridas para la integración en el sistema de grandes volúmenes de generación.

Desde la perspectiva global del sistema, la incorporación creciente de las energías renovables no gestionables incide especialmente en los siguientes aspectos:

- Necesidad de mayor potencia instalada total en el sistema para cubrir los momentos con bajas disponibilidades de los recursos renovables.
- Mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema para gestionar su intermitencia.
- Unos inevitables vertidos de energía renovable para garantizar la seguridad del sistema

Según el informe sobre el Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica, existe un consenso en la industria sobre cuáles son los retos más relevantes que presenta la penetración masiva de renovables para el mantenimiento de la seguridad del sistema en el corto plazo (gestión en tiempo real):

- La carencia de inercia y su impacto en la regulación de frecuencia del sistema.
- Su carácter distribuido (son fuentes distribuidas en lugar de centralizadas) y su impacto en la regulación de tensión de la red de transporte.
- Su baja contribución a las corrientes de cortocircuito y su impacto en la protección de los elementos de la red

Además, según la comunicación presentada en conjunto por Red Eléctrica y la fundación CIRCE sobre “el Impacto de la conexión masiva de energías renovables y electrónica de potencia en la seguridad de la red”, un escenario con elevada penetración de energías renovables y electrónica de potencia presenta variaciones drásticas en su comportamiento ante situaciones de cortocircuito, tales como:

- Cambios en la dinámica de las intensidades.
- Limitaciones significativas en las magnitudes de cortocircuito (corriente, potencia reactiva y tensión).
- Reducción o eliminación de componentes de secuencia inversa ante cortocircuitos desequilibrados.
- Presencia de un elevado contenido armónico en la red.
- Ausencia de respuesta natural por parte de los generadores ante variaciones de frecuencia.

Dichos efectos se aplican para cualquier sistema de potencia con una presencia considerable de renovables en el mix de generación. Sin embargo, debido a sus características estructurales, estos efectos son más notorios y de mayor envergadura en el sistema español (y peninsular), que se encuentra escasamente interconectado.

Con el objeto de profundizar en las causas técnicas del surgimiento de las problemáticas asociadas a la mayor integración de energía renovable no gestionable en el sistema, en el capítulo siguiente se procede a presentar una breve explicación sobre las características de cada tipología de generación, así como un análisis sobre las principales ventajas e inconvenientes de cada tecnología para mantener la seguridad y la estabilidad del sistema frente a perturbaciones transitorias en la red de transporte.

4. Características de las tipologías de generación

4.1 Generación síncrona

En un generador rotativo síncrono de rotor bobinado, que son los más habituales en grandes centrales eléctricas, el campo magnético se crea en el rotor. Se trata en general de un campo magnético producido por un electroimán, que requiere de una alimentación de corriente continua para crear dicho campo (al contrario del rotor de imanes permanentes, cuyo campo se produce sin necesidad de inyección de corriente). El sistema de excitación aporta la corriente continua o corriente de excitación para la generación del campo magnético en el rotor.

Por tanto, variando el voltaje de la corriente de excitación se varía su intensidad tanto en fase como en ángulo y **se consigue tener un gran control bien del voltaje de la energía producida o bien de la corriente reactiva que circula por la red eléctrica**. Por este motivo, y a pesar de que los generadores asíncronos tienen costes menores tanto de adquisición como de operación y mantenimiento, las grandes centrales eléctricas prefieren instalar generadores síncronos ya que éstos permiten un control adecuado de la tensión y/o de la energía reactiva (inductiva o capacitiva) que vierten a la red.

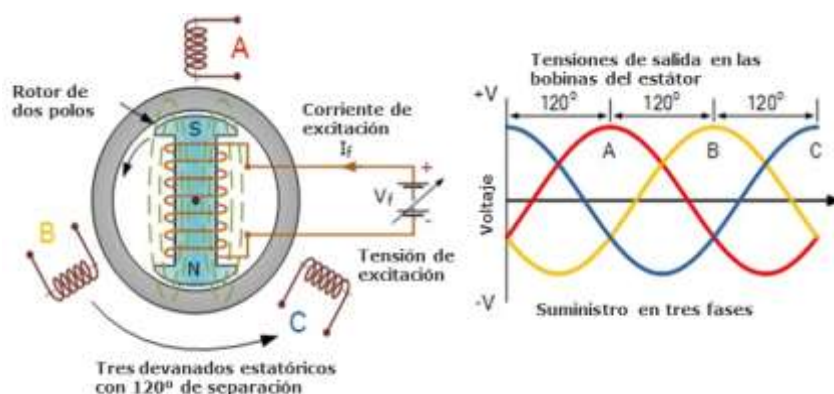


Gráfico 5: Esquema simplificado de un generador síncrono

Esta característica es fundamental para proporcionar flexibilidad, seguridad y calidad en el suministro eléctrico, dado que el operador del sistema cuenta con un control tanto de tensión como de potencia reactiva en el nodo de conexión de dicho generador o planta de generación. Por otro lado, este tipo de máquinas pueden proporcionar una referencia de frecuencia al sistema. Esta capacidad de gestión de la frecuencia es un aspecto crítico dado que el resto de los generadores y cargas del sistema eléctrico basan su operación en el principio de frecuencia constante, pudiendo causar fallos severos y daños en su funcionamiento en el caso de perder esta referencia de frecuencia.

4.2 Generación asíncrona

Un generador de inducción o generador asíncrono es un tipo de generador eléctrico de corriente alterna (CA) que utiliza los principios de los motores de inducción para producir energía eléctrica. Los generadores de inducción funcionan girando mecánicamente sus rotores a mayor rapidez que la velocidad sincrónica. Tal como se observa en la gráfica de velocidad respecto a par generado, un motor de inducción de corriente alterna normal puede utilizarse como generador, sin ninguna modificación interna.

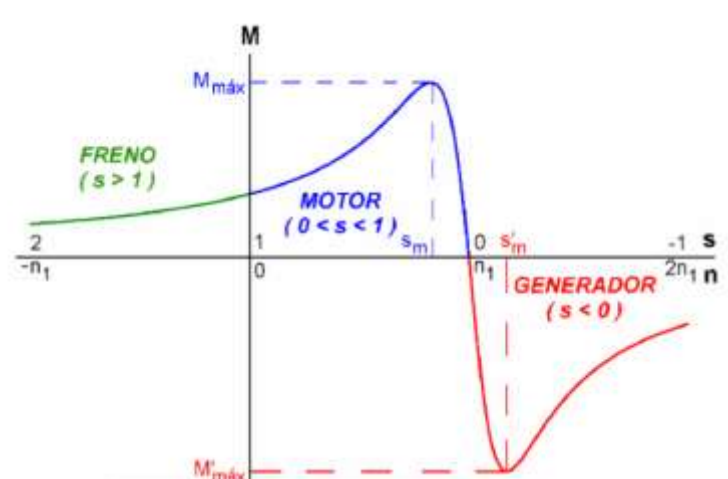


Gráfico 6: Curva par-velocidad de una máquina asíncrona polifásica a V_1 y f_1 constantes

Para alcanzar esta velocidad un generador de inducción debe extraer su energía de excitación de la red eléctrica, funcionando primero como motor y posteriormente como generador. Debido a esto, los generadores de inducción no pueden arrancar de cero un sistema de distribución desenergizado, por lo que tampoco es posible controlar la tensión de operación de la máquina y, en la mayoría de los casos, tampoco la potencia reactiva que inyecta a la red.

No obstante, la generación asíncrona se encuentra a menudo en las turbinas eólicas y en pequeñas hidroeléctricas debido a su capacidad de producir energía útil a diferentes velocidades de rotor, dado que pueden obtener energía con controles relativamente sencillos. Además, este tipo de máquinas son mecánica y eléctricamente más simples y robustas que otras modalidades de generadores.

4.3 Generación por electrónica de potencia

Los paneles solares fotovoltaicos producen energía en corriente continua, por lo que para poder inyectar su energía en la red necesitan emplear inversores de corriente. Los inversores (que son dispositivos de electrónica de potencia) convierten la energía eléctrica de corriente continua producida en corriente alterna monofásica y la inyectan a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico.

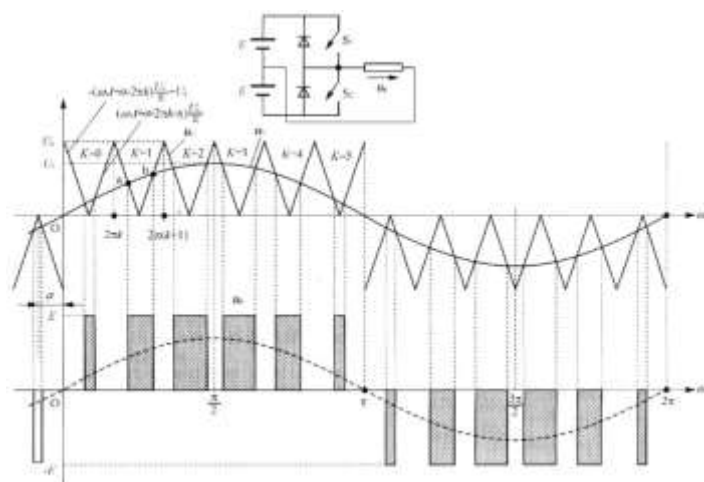


Gráfico 7: Esquema simplificado de funcionamiento de un inversor

La tensión generada por el inversor es senoidal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos. Esta técnica consiste en intersectar una señal de tensión de referencia (normalmente la tensión de red) con una señal triangular de alta frecuencia. El resultado de las intersecciones regula el cierre y la apertura de los transistores de potencia, logrando una corriente cortada cuya integral es equivalente a la de señal senoidal de referencia.

Los transistores de potencia funcionan a una alta frecuencia de conmutación, con lo que se consigue una forma de onda senoidal de muy baja distorsión, menor del 1% y con un bajo contenido de armónicos.

Sin embargo, como se explicó anteriormente, esta tecnología requiere una frecuencia de referencia externa, por lo que no pueden arrancar de cero un sistema de distribución desenergizado y tampoco contribuir a estabilizar la respuesta en frecuencia ante perturbaciones del sistema.

Por otro lado, este tipo de generación no permite controlar la tensión de operación del nodo de conexión y, dado que las centrales operan con un coseno de ϕ constante, tampoco es posible regular la potencia reactiva de inyección.

4.4 Ventajas e inconvenientes de cada tipología de generación

Hay dos diferencias clave que afectan a la contribución a la estabilidad del sistema eléctrico de cada tipo de generación (síncrona, asíncrona y por electrónica de potencia):

1. Estabilidad del sistema en el muy corto plazo (estabilidad dinámica):

La seguridad a muy corto plazo de un sistema eléctrico se define como la capacidad del mismo para soportar perturbaciones que pueden ocurrir manteniendo dentro de márgenes aceptables la tensión y la frecuencia. Para ello, los generadores deben tener la capacidad de subir su producción. Además, los generadores convencionales son grandes masas giratorias que almacenan grandes cantidades de energía cinética, lo cual asegura la inercia necesaria que permite absorber los efectos de las perturbaciones.

La energía cinética almacenada en los rotores de los generadores eólicos está aislada de la red por sus convertidores electrónicos. La generación fotovoltaica no tiene ninguna masa giratoria que almacene energía cinética. Por tanto, este tipo de generación exhibe una respuesta dinámica diferente de la generación convencional. Una adecuada respuesta dinámica de la generación es clave para mantener la seguridad de suministro en el muy corto plazo (en la escala de décimas de segundo).

2. Estabilidad del sistema en el corto plazo (estabilidad transitoria):

Los generadores síncronos son controlables por medio de gobernadores que vigilan la frecuencia del sistema y ajustan la potencia de inyección del generador para corregir los movimientos de la frecuencia. Los generadores asíncronos y la generación fotovoltaica se utilizan típicamente en aplicaciones en las que la fuente de energía no es controlable.

Estos generadores asíncronos y la electrónica de potencia no pueden responder a los movimientos de frecuencia que se presentan ante un desequilibrio de la energía del sistema. En cambio, son una causa de desequilibrio energético para el balance del sistema, aumentando y disminuyendo la inyección de potencia de forma menos previsible y gestionable.

Por lo tanto, desde la perspectiva de estabilidad del sistema, tanto el suministro de esta energía de conexión inmediata, como la capacidad de corregir los movimientos de la frecuencia son esenciales para la estabilidad ante los desequilibrios a corto plazo y la gestión en tiempo real del sistema de eléctrico.

Sin embargo, para establecer el impacto directo que tendría una alta penetración de generación renovable no gestionable sobre la estabilidad y seguridad del sistema es necesario representar dicho escenario mediante simulaciones del sistema de potencia y realizar un análisis de la estabilidad transitoria de las magnitudes físicas (tensión, corriente y potencia reactiva) entre un escenario y otro.

Red Eléctrica, como Operador del Sistema eléctrico español, realiza diferentes estudios sobre posibles escenarios de evolución de la demanda y de la capacidad instalada y su impacto sobre la operación del sistema. En el siguiente capítulo se muestran los parámetros analizados por el Operador del Sistema para evaluar la operación futura del sistema y las principales conclusiones ante un escenario de alta penetración de generación renovable.

5. Impacto de la generación síncrona renovable en la operación futura del sistema eléctrico peninsular

5.1 Aspectos a considerar para evaluar los efectos en la operación del sistema eléctrico:

Aunque en los capítulos anteriores se ha analizado la problemática asociada a la integración de generación renovable no gestionable (debido tanto a su intermitencia como a su tecnología de generación) así como las ventajas de la generación síncrona, en el presente capítulo se muestran los parámetros analizados por el Operador del Sistema para evaluar la operación futura del sistema y las principales conclusiones obtenidas ante el análisis de un escenario de alta penetración de generación renovable (escenario de transición ecológica).

Red Eléctrica, como Operador del Sistema, tiene entre sus funciones garantizar el equilibrio en el sistema entre generación y demanda. Para ello, realiza las previsiones de la demanda de energía eléctrica y gestiona en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. Red Eléctrica elabora anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo futuro de la red de transporte, que son aprobados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El presente capítulo se ha desarrollado a partir de las conclusiones del estudio de las modelizaciones del Sistema Eléctrico realizadas por Red Eléctrica para el escenario denominado DG 2030, que fueron presentadas por Red Eléctrica en diciembre del año 2018. Dicho escenario DG 2030 (o escenario de Generación Distribuida) está basado en el TYNDP² y fue recogido en el Informe de la Comisión de Expertos de Transición Energética.

Es necesario indicar que las previsiones de penetración de generación renovable no gestionable son inferiores a las establecidas en el último borrador del PNIEC disponible, que a su vez no tienen en consideración los posibles efectos que en dicha penetración pudieran tener los planes y actuaciones resultantes de la concesión de los fondos europeos del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (Next Generation EU). Dado que una parte sustancial de dichos fondos se destinará a la mayor integración de energías renovables en el sistema en el periodo 2021-2024 es posible que las previsiones anteriormente expuestas se produzcan en un lapso de tiempo menor y que el escenario previsto para 2030 integre más energía renovable, generación distribuida y participación de la electrónica de potencia en la demanda.

Por tanto, los resultados e impactos obtenidos en el escenario considerado DG 2030 podrían ser inferiores a los finalmente resultantes, más aún considerando que actualmente no existe un documento oficial por parte del operador del sistema que especifique un escenario del Sistema Eléctrico español para 2030, por lo que existe la posibilidad de que dicho organismo modifique sus previsiones en el futuro.

²El *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP) es un plan decenal de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, incluyendo una perspectiva europea sobre el escenario futuro de generación, elaborado por la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE), en cumplimiento del mandato establecido en el Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo.

5.2 Principales impactos ante un escenario de transición energética:

Escenario de referencia

Como se ha indicado, el Operador del Sistema ha realizado las simulaciones presentadas a partir de la modelización del escenario denominado DG 2030. A continuación, se exponen sus principales características:

- Se mantiene la potencia eléctrica nuclear en relación con la actualmente instalada.
- Se reduce el parque de generación de carbón como consecuencia del mercado de derechos de emisiones establecido para su reducción, de modo que se pasa de los 9.536 MW instalados en 2017 a 847 MW.
- Se mantienen los actuales ciclos combinados.
- Crece la potencia instalada de generación renovable, sobre todo de eólica y fotovoltaica. En el caso de la fotovoltaica, se pasa de los 4.431 MW actuales a 47.150 MW, mientras que en la eólica se pasa de los 22.863 MW actuales a 31.000 MW.
- El crecimiento medio anual acumulativo de la demanda es del 1,2%, lo que conduce a una demanda final en torno a 296 TWh, frente a los 253 TWh actuales.
- Se produce un crecimiento moderado de la bomba de calor, con 1,2 millones de unidades instaladas.
- Se considera la instalación de baterías asociadas a generación distribuida, por una potencia equivalente al 5% de la potencia fotovoltaica instalada para las que, al igual que en el escenario DG2030 del TYNDP se considera un tiempo máximo de almacenamiento de 2 horas.

ESCENARIO "GENERACIÓN DISTRIBUIDA"	
Demanda (TWh)	296
Demanda punta (MW)	48.652
Grado de electrificación	
Transporte	2,4 Mill VE
Climatización (bombas de calor)	1,2 Mill Bombas calor
Nivel de eficiencia	ALTA
Capacidad instalada en España (MW)	149.439
Nuclear	7.117
Carbón	847
Ciclo combinado	24.560
Hidráulica (+bombeo)	23.050
Eólica	31.000
Solar FV	47.150
Termosolar	2.300
Resto RES	2.550
Cogeneración y otros	8.500
Baterías	2.358
Precio CO ₂ (€/ton)	50
NTC (MW)	
ES-FR	5.000
ES-PT	4.200/3.500

Tabla 1: Características básicas del escenario Generación Distribuida en el año 2030.
Fuente: Informe de la Comisión de Expertos de Transición Energética

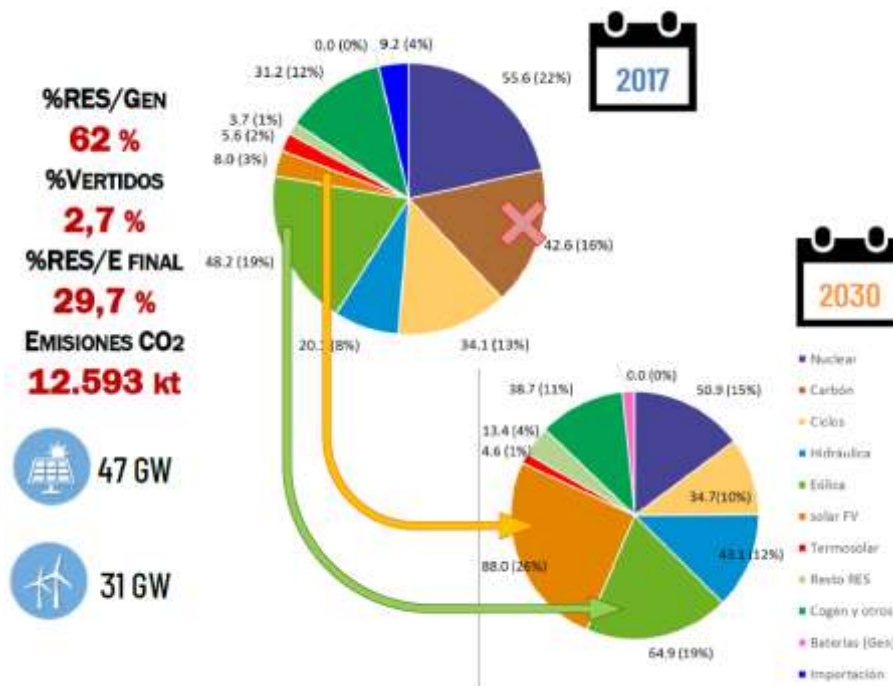


Gráfico 8: Parámetros del escenario DG 2030 y comparación de la cobertura de la demanda por tecnología (MWh). Fuente: Informe REE: Operabilidad futura del sistema - Transición energética

Como se puede observar, el escenario prevé 78 GW de potencia instalada eólica y solar fotovoltaica (un 52% del total), frente a los 89 GW previstos en el PNIEC (55% respecto del total).

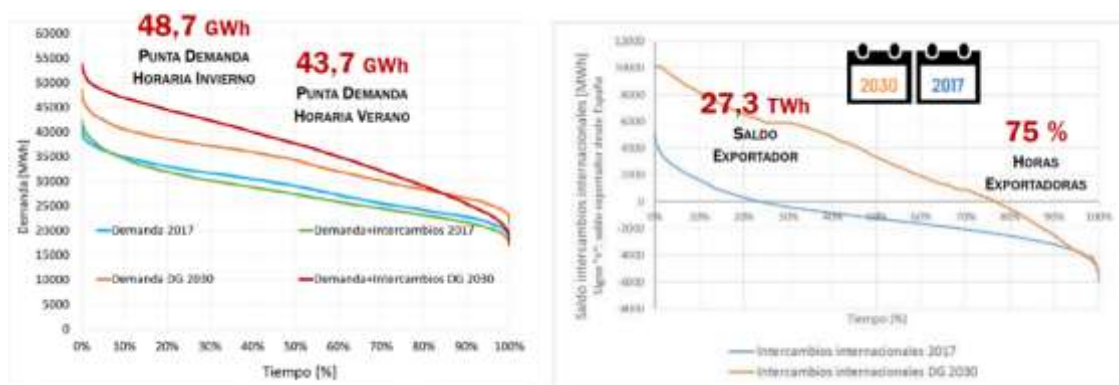


Gráfico 9: Monótonas de demanda e intercambios internacionales. Fuente: Informe REE: Operabilidad futura del sistema - Transición energética

Adicionalmente, en el escenario DG 2030 las nuevas interconexiones con Francia y la nueva potencia renovable instalada le permiten al sistema exportar grandes cantidades de energía, pasando a estar exportando energía el 75% de los días del año. Por otro lado, también se estima que la demanda interna se incremente en un 14% respecto del año 2017 lo que,

sumado a la nueva potencia de exportación, incrementa considerablemente la punta de demanda de invierno y verano así como la curva de demanda global para el escenario DG2030.

Según el Operador del Sistema, los vectores de cambio que van a significar un nuevo paradigma en la operación de escenarios futuros en el horizonte 2030 son:

- Influencia de la variabilidad del recurso renovable
- Aumento de la integración de la generación con electrónica de potencia (EP) y muy alta participación de la misma en la demanda
- Descentralización de la generación a futuro por desplazamiento de la generación de la red de transporte a la red de distribución incluyendo el autoconsumo.

Red Eléctrica evalúa el impacto en la operación del sistema a partir de análisis de los siguientes aspectos:

- Balance y flexibilidad
- Estabilidad de frecuencia
- Estabilidad transitoria
- Corriente de cortocircuito

A continuación, se exponen los principales aspectos que el operador ha identificado como riesgos potenciales para la operación del sistema eléctrico en el escenario DG2030, así como las principales contribuciones a la mitigación de dichos efectos a través de la mayor integración de generación síncrona renovable (como la de la Central Térmica de La Pereda).

Balance y flexibilidad

Por un lado, el balance de un sistema eléctrico se define como un inventario de la energía generada e importada por el sistema respecto a la energía demandada, las pérdidas de red y la energía exportada, para definir las distintas entradas y salidas de energía del sistema. Por otro lado, la flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de un sistema eléctrico para administrar de manera confiable y rentable la variabilidad y la incertidumbre de la demanda y la oferta en todas las escalas de tiempo relevantes.

Del escenario previsto el Operador del Sistema extrae las siguientes **conclusiones**:

- Se producirán rampas horarias extremas de generación renovable de hasta 14.000 MWh, el efecto denominado como curva de pato tendrá un impacto en la flexibilidad requerida del sistema que implicará una mayor necesidad de energía gestionable y flexible.
- Se duplicarán las necesidades de acoplamiento y desacoplamiento de ciclos combinados para hacer frente a los desequilibrios de generación y demanda.
- Para lograr la estabilidad del sistema ante perturbaciones se aumenta la necesidad de reserva rodante.

Por lo tanto, en relación con un generador síncrono como el de la Central Térmica de La Pereda (CTLP) se podrían realizar las siguientes consideraciones:

- La integración de centrales de biomasa de generación síncrona permite incrementar la reserva rodante del sistema.
- Dichas centrales podrían tener el mismo grado de flexibilidad que los ciclos combinados por lo que ayudarían a hacer frente a los desequilibrios citados producidos por el efecto de "curva de pato".
- Dado que la matriz energética de Asturias es en la actualidad altamente dependiente del carbón (generación gestionable) y para cumplir con los objetivos de la UE se tiene previsto desacoplar todos los ciclos de carbón para el 2030 y reemplazarlos con generación no gestionable (eólica principalmente), sería conveniente facilitar la transformación de la CTLP para emplear biomasa como combustible, disminuyendo el uso de combustibles fósiles sin afectar a la reserva rodante.

Estabilidad de frecuencia

En un sistema eléctrico, la generación y la demanda deben ser iguales en todo momento. La frecuencia proporciona una medida indirecta del equilibrio entre generación y demanda. Si se produce un desequilibrio entre generación y demanda, la frecuencia cambia. Más aún, cuando se produce la desconexión de un generador, la frecuencia cae con una pendiente proporcional a la potencia del generador desconectado y a la inercia del sistema (energía cinética de rotación de los rotores de los generadores síncronos que están acoplados a la red).

La reducción de la generación síncrona acoplada se traduce en la reducción de la inercia del sistema. Esta inercia sirve para estabilizar la frecuencia ante perturbaciones del sistema y no es posible obtenerla con generación no gestionable, dado que no están unidos sincrónicamente al sistema y por lo tanto no son capaces de dar una referencia en frecuencia.

La reducción de la inercia se traduciría en un aumento de la pendiente de caída de la frecuencia en caso de la desconexión no programada de un grupo generador y, por tanto, en un aumento de la derivada de frecuencia (RoCoF) tal y como se observa a continuación:



Gráfico 10: Comparación de la pendiente de la frecuencia ante perturbaciones en sistemas con diferente inercia síncrona. Fuente: Informe REE: Operabilidad futura del sistema - Transición energética

Del escenario previsto se extraen las siguientes **conclusiones**:

- Los generadores síncronos dan inercia al sistema en caso de desbalance entre generación y demanda, y dichos desbalances se acentuarán para 2030.
- La variable de frecuencia mínima en régimen transitorio alcanza frecuencias de activación de deslastre de bombeo.
- La Península Ibérica, contaría con un menor margen de estabilidad de frecuencia que el resto del sistema continental europeo.
- Dependiendo de las capacidades reales para soportar derivadas de frecuencia de los grupos del sistema, se podría requerir acoplar grupos síncronos adicionales que eviten el riesgo de derivadas de frecuencia inadmisibles ante ciertas contingencias de cara al escenario previsto de 2030.

Por lo tanto, en relación con un generador síncrono como el de la Central Térmica de La Pereda (CTLP) se podrían realizar las siguientes consideraciones:

- Al incrementar la reserva de inercia, el sistema es más robusto frente a casos de desbalance entre generación y demanda, permitiendo equilibrar la frecuencia ante perturbaciones dinámicas.
- Las centrales aportan el mismo grado de estabilidad de frecuencia que sus contrapartidas de gas o ciclo combinado, por lo que evita el riesgo de derivadas de frecuencia inadmisibles en el sistema.
- Desde la perspectiva de la seguridad del sistema sería conveniente conservar la generación síncrona renovable para mantener la estabilidad de frecuencia.

- La salida de centrales de generación síncrona y su reemplazo por centrales eólicas de generación asíncrona tal como está previsto en el caso de Asturias podría conllevar un deslastre de cargas y grupos de bombeo por una disminución inadmisible de la frecuencia mínima en régimen transitorio.

Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia puede ser definida como la habilidad del sistema para permanecer en sincronismo cuando experimenta la ocurrencia de una perturbación severa (Kundur, 1994, *Power System Stability and Control*).

Los estudios de estabilidad transitoria tienen como objetivo fundamental el determinar la respuesta dinámica del sistema, durante y después de la ocurrencia de una "gran perturbación" (cortocircuitos en la red de transporte, pérdida súbita de grandes volúmenes de carga, pérdida de grupos de generación conectados con la red de transmisión, etc).

En los estudios realizados por el operador del sistema se hace especialmente notorio el impacto sobre los huecos de tensión.

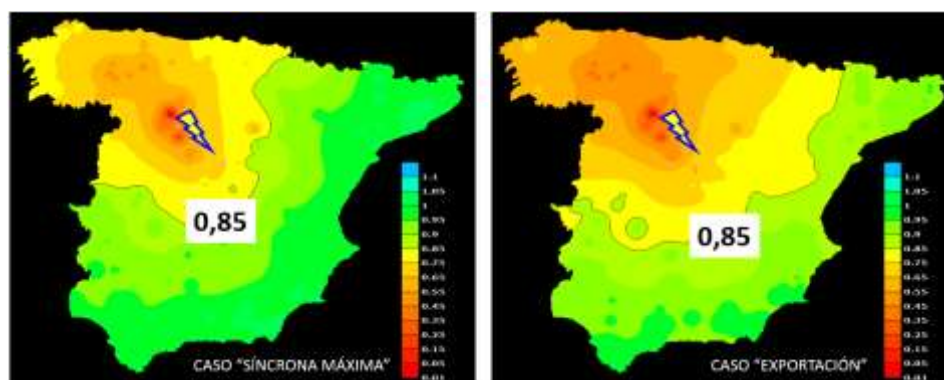


Gráfico 11: Comparación de la profundidad y extensión de los huecos de tensión ante una falta. Fuente: Informe REE: Operabilidad futura del sistema - Transición energética

Como se observa en la figura respecto a los casos con mayor generación síncrona en el escenario previsto (47GW de fotovoltaica) se observa una mayor profundidad y extensión de los huecos de tensión ante grandes perturbaciones, **lo cual implica una mayor desconexión de generación por mínima tensión.**

Del escenario previsto se extraen las siguientes **conclusiones:**

- En el escenario previsto para la integración renovable en 2030 (47GW) se observan huecos de tensión más profundos en el momento de aplicación de la falta, además de sobretensiones transitorias tras el despeje de la misma.
- Además, se empeoran los tiempos críticos llegando a ser en varias subestaciones inferiores a los 100 ms (tiempo mínimo crítico para la actuación de protecciones).
- Se requiere exigir a la futura generación fotovoltaica de tipo A tener capacidad de soporte de huecos de tensión e inyección rápida de corriente.
- Debería reducirse el nivel de eólica existente en Portugal sin capacidad de soportar huecos de tensión.

Aunque se pone de manifiesto que con alta penetración de EP, el balance transitorio será, en general, más demandante que con predominio de participación de la generación síncrona, se considera que las problemáticas expuestas se podrían resolver exigiendo a la nueva generación fotovoltaica y a la eólica existente en Portugal tener mayor capacidad de soportar huecos de tensión e inyección rápida de corriente.

Sin embargo, podemos considerar que una mayor inserción de generación síncrona renovable en Asturias reduciría la profundidad y extensión de los huecos de tensión, incrementando la

seguridad y calidad del suministro al existir menor riesgo de desconexión de generación ante dichas perturbaciones.

Corriente de cortocircuito

La potencia de cortocircuito es una propiedad de la red fundamental para el sistema y de acuerdo a las referencias bibliográficas es un indicador de la fortaleza de la red y de su capacidad para poder conectar generadores a través de interfaz de electrónica de potencia.

Los sistemas de protección tienen por misión detectar la ocurrencia de los cortocircuitos y dar orden de actuación a los interruptores para aislar el elemento en falta de forma inmediata para evitar el fallo catastrófico del elemento y/o el colapso del sistema eléctrico.

Cuando se produce un cortocircuito, la magnitud de la corriente está determinada por las aportaciones de corriente de los generadores y las impedancias de la red. La aportación de corriente de cortocircuito de un generador convencional, en caso de una falta próxima, llega a ser varias veces su corriente nominal debido a la energía almacenada en el campo magnético de las máquinas síncronas. Por el contrario, **la aportación de corriente de cortocircuito de una fuente con EP no supera la corriente nominal** para proteger los dispositivos semiconductores de los convertidores electrónicos de potencia.

Por este motivo existen limitaciones técnicas a la cantidad de potencia no gestionable que puede inyectarse en un nodo concreto de la red de alta tensión. Dicha limitación está regulada por el ratio mínimo de corto circuito o SCR (Short Circuit Ratio).

Del escenario previsto se extraen las siguientes **conclusiones**:

- En el escenario previsto para 2030, varios nodos en la red de alta tensión no llegan a cumplir el ratio mínimo de corto circuito por generación procedente de sistemas con electrónica de potencia, **por lo que muchos de estos nodos no serán capaces de admitir mayor generación renovable no gestionable.**
- Las corrientes de cortocircuito tanto mínima como máxima no se verán afectadas en gran medida por la presencia de plantas de generación renovable no gestionable en el sistema.

La presencia de mayor generación por síncrona como la de la CTLP, incrementaría la corriente de cortocircuito asociada al nodo respectivo, por lo que aumenta el Short Circuit Ratio (SCR). Este ratio limita la cantidad de energía renovable no gestionable que puede inyectarse en una subestación determinada. **Es decir, una mayor presencia de generación gestionable permite a su vez una mayor integración de generación eólica y fotovoltaica en el sistema.**

6. Conclusiones y necesidad de generación síncrona en el Principado de Asturias

Como se ha podido observar, en el caso de cumplirse los objetivos planteados en el Plan Nacional de Energía y Clima para el 2030, el sistema eléctrico experimentará ciertas dificultades para lograr integrar la potencia no gestionable de la generación renovable por lo que **el operador del sistema reconoce que existirá la necesidad de incrementar la flexibilidad de la red**, aumentando la exigencia técnica a las centrales de generación síncrona.

Estas dificultades serán aún mayores en el Principado de Asturias, considerando la limitada capacidad de interconexión con otras zonas del país y que se prevé una reducción de potencia como consecuencia del cierre de las centrales térmicas de carbón, que la nueva generación prevista no parece compensar y que, adicionalmente, esta nueva capacidad prevista será fundamentalmente de tecnología eólica. Por tanto, desde un punto de vista técnico, se puede concluir que mantener o incorporar generación gestionable de tipo síncrono en la región ayudaría a facilitar la operación del sistema eléctrico y a mejorar la fiabilidad y la calidad de suministro en el Principado de Asturias.

Por otro lado, la generación con **biomasa como combustible principal es un tipo de generación gestionable**, que cuenta con las mismas capacidades de flexibilidad ante la demanda que los generadores de ciclo combinado. **Además, es una tecnología de origen renovable y neutra en emisiones netas de CO₂ a la atmósfera**, a la par de ser un vector para el desarrollo de la transición energética y la economía circular.

Por tanto, se considera que la iniciativa propuesta para la reconversión de la Central Térmica de La Pereda a una central que emplee biomasa como combustible principal además de la futura incorporación de CSR, manteniendo el generador síncrono, **contribuirá a alcanzar los objetivos trazados para el fomento de la economía circular y la transición ecológica además de facilitar las condiciones de estabilidad, flexibilidad y seguridad del sistema eléctrico nacional y de los nodos de Asturias en particular.**

Nuestro trabajo se ha basado, principalmente, en la utilización de información pública disponible, teniendo en cuenta diferentes escenarios sobre hechos futuros que no necesariamente tienen por qué ocurrir. Incluso, si se dieran los hechos anticipados en las hipótesis asumidas, los resultados reales podrían diferir de los resultantes en las proyecciones en función del avance tecnológico, pudiendo ser las variaciones significativas. En consecuencia, el lector debe tener en cuenta esta situación en el uso que haga de este documento.

Nuestro trabajo se ha basado únicamente en información pública disponible a la fecha de emisión de este documento. No podemos asumir responsabilidad alguna en cuanto a la actualización de este documento como consecuencia de hechos o circunstancias que se produzcan después de la fecha de realización de nuestro trabajo y que pudiesen afectar al mismo. Este documento debe interpretarse en el contexto del alcance y procedimientos empleados en nuestro trabajo.

Deloitte hace referencia, individual o conjuntamente, a Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL") (private company limited by guarantee, de acuerdo con la legislación del Reino Unido), y a su red de firmas miembro y sus entidades asociadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades con personalidad jurídica propia e independiente. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Consulte la página www.deloitte.com/about desea obtener una descripción detallada de DTTL y sus firmas miembro.

Deloitte presta servicios de auditoría, auditoría, asesoramiento financiero, gestión del riesgo, tributación y otros servicios relacionados, a clientes públicos y privados en un amplio número de sectores. Con una red de firmas miembro interconectadas a escala global que se extiende por más de 150 países y territorios, Deloitte aporta las mejores capacidades y un servicio de máxima calidad a sus clientes, ofreciéndoles la ayuda que necesitan para abordar los complejos desafíos a los que se enfrentan. Los más de 225.000 profesionales de Deloitte han asumido el compromiso de crear un verdadero impacto.

Este documento contiene exclusivamente información de carácter general. Antes de tomar cualquier decisión o adoptar cualquier medida que pueda afectar a su situación financiera o a su negocio, debe consultar con un asesor profesional cualificado. Ninguna entidad de la Red Deloitte será responsable de las pérdidas sufridas por cualquier persona que actúe basándose en esta publicación.