



Apuntes

El apagón eléctrico: sobre causas y consecuencias

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Apuntes Fedea 2025/20

Abril de 2025

fedea

*Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores
y no coinciden necesariamente con las de Fedea.*

El apagón eléctrico: sobre causas y consecuencias

Diego Rodríguez Rodríguez

(UCM y Fedea)

El objeto de esta Nota es tratar de contribuir a un mejor entendimiento del contexto en el que se ha producido el corte de suministro eléctrico en la península ibérica el lunes 28 de abril y aportar algunas ideas preliminares sobre sus posibles causas. Un análisis de este tipo debe partir de una enorme prudencia a la hora de tratar de identificar la causa (o causas) desencadenantes, aunque sea posible delinear con cautela algunas hipótesis más plausibles que otras. Con esa misma prudencia, también se pueden plantear algunas ideas preliminares sobre qué consecuencias regulatorias puede tener este grave incidente, inédito en la historia del sistema eléctrico peninsular, aunque no en los sistemas no peninsulares.

Sobre las causas

Como se ha indicado, se han producido eventos anteriores de cero energético (ausencia total de electricidad en la red) en sistemas eléctricos insulares, que por sus circunstancias de pequeño tamaño y aislamiento son más vulnerables ante incidencias graves. Es interesante comenzar con un incidente de este tipo para explicar, aunque sea brevemente, la secuencia de acontecimientos. Uno de los casos más recientes ocurrió el 15 de julio de 2020, cuando se produjo la pérdida de generación consecutiva de cuatro grupos de generación térmica en el sistema de la isla de Tenerife¹. La pérdida de generación del primer grupo redujo la disponibilidad de energía en la red, disminuyendo la frecuencia del sistema hasta 49,202 Hz y recuperándose poco después a 49,380 Hz. A ello se unió la pérdida de un segundo grupo de generación tan solo 16 segundos después² y, como consecuencia, la frecuencia volvió a reducirse hasta 48,897 Hz. Se trata de valores muy alejados de la frecuencia con la que debe operar la red eléctrica europea (incluida la de los sistemas aislados como los no peninsulares), que debe situarse siempre en valores muy (pero muy) próximos a 50 Hz. Como consecuencia, se activó la desconexión automática y deliberada (denominada “deslastre”) de algunas unidades de demanda, como algunos consumidores grandes incluidos en el sistema insular de demanda de interrumpibilidad. Todo esto se hizo automáticamente para tratar de recuperar el equilibrio generación-demanda y para ello se usó un plan de deslastres de cargas, previamente

¹ Con anterioridad, el 29 de septiembre de 2019 se produjo otro cero en el sistema eléctrico de la isla. También en La Gomera se produjo un cero eléctrico en 2023, originado por un incendio en la única central térmica de generación, recuperándose totalmente el suministro tras varios días.

² Según el informe del Operador del Sistema, la desconexión del primer grupo tuvo su origen en una “actuación accidental”, pero la del segundo grupo se debió a un funcionamiento defectuoso.

aprobado y operativo. Unos segundos después se produjo la pérdida de un tercer grupo³, que volvió a reducir la frecuencia hasta 48,066 Hz. Esto llevó a deslastrar a más consumidores, aunque esa desconexión de demanda fue insuficiente. Como consecuencia, la frecuencia continuó cayendo y el sistema colapsó, ya que los grupos térmicos (turbinas) que seguían en funcionamiento funcionaban a muy bajas revoluciones y terminaron desconectándose de la red. Esta desconexión de unidades de la red para “protegerse” cuando hay un problema como una caída notable de frecuencia es una característica general de los grupos de generación eléctrica.

A los dos minutos y medio de haber comenzado el primer incidente la isla entera se fue a cero: no había electricidad en todo el sistema insular. A partir de ese momento comenzó la reposición del servicio, creando “islas eléctricas”⁴, que son zonas alrededor de una subestación a la que se da tensión eléctrica, en este caso desde un grupo térmico ya que no existen grupos de generación hidráulica en la isla. Esto se fue extendiendo progresivamente a más subestaciones hasta reponer completamente el suministro siete horas y media después de haberse iniciado el incidente. Vaya por delante que si reponer el sistema en un pequeño sistema insular basado en centrales térmicas requirió de más de siete horas, el hecho de que se haya repuesto en menos de 12 horas en gran parte del sistema peninsular, mucho más grande y complejo, puede calificarse, en mi opinión, de exitoso.

Las causas del incidente de este lunes en el sistema peninsular podrían ser similares, en el sentido de que se hubiese producido una pérdida inicial de unos pocos grupos de generación muy cercanos geográficamente, tal vez no más de dos que, por alguna o varias razones, no hubiesen sido compensados por los mecanismos de reequilibrio existentes⁵. Si así fuese, sin descartar que pudiesen ser grupos de generación renovable, sería más razonable pensar que habrían sido grupos térmicos por dos razones. En primer lugar, porque son más grandes que los grupos de generación renovable (parques fotovoltaicos y eólicos), con lo que el efecto súbito de su pérdida de generación sería más contundente. Una central de ciclo suele tener una potencia en el entorno de 500 MW, o superior, y solo existe un par de parques fotovoltaicos en España con esa potencia máxima (llamada potencia pico). En segundo lugar, porque resulta muy extraño pensar qué podría activar la parada de generación de grupos próximos de generación fotovoltaica (o eólica), más allá de una orden desde el Operador del Sistema (OS) por algún motivo de congestión de la red, que obviamente se habría dado para solventar un problema y no para generarlo. Esas órdenes del OS para dejar de verter a la red son habituales en situaciones de congestión de la red y dan lugar a los conocidos vertidos que, de hecho, han

³ En este caso el grupo estaba funcionando más allá de su potencia nominal, lo que disparó su desconexión de la red.

⁴ No confundir con el habitual concepto usado en prensa de que la península ibérica es una “isla energética”, que trata de representar el bajo nivel de interconexión con el continente europeo.

⁵ REE ha indicado ya que no observa ninguna intrusión en sus sistemas de control. Obviamente, un fallo en los sistemas de control ofrecería una explicación muy distinta de la que aquí se formula.

aumentado considerablemente en los últimos dos años en los momentos de alta generación solar fotovoltaica.

En este contexto, cabe hacer algunas consideraciones. En primer lugar, existen múltiples mecanismos para la restauración del equilibrio generación-demanda en la red. Una pérdida de ese equilibrio se manifiesta en un alejamiento del nivel de frecuencia de la red de 50 Hz, lo que debe ser solventado rápidamente porque es condición necesaria para el funcionamiento del sistema eléctrico. Una fuerte oscilación de la frecuencia respecto a ese valor puede originar daños importantes en los equipos eléctricos. Todos los días y a todas horas el OS, integrado en Red Eléctrica de España, planifica y activa estos mecanismos de restauración del equilibrio, que se relacionan con distintos plazos temporales. Estos servicios de ajuste están regulados mediante una larga y detallada lista de Procedimientos de Operación⁶, habitualmente referidos como P.O. Todos estos servicios, salvo uno que citaré posteriormente, son ofrecidos por las empresas de generación eléctrica y perciben por ello una remuneración. De ahí que se hable de “mercados de ajuste”, pues habitualmente las empresas generadoras compiten entre ellas para ofrecerlos, si bien no todas están capacitadas y en ello juega un papel clave cuál es la tecnología de generación eléctrica que se utiliza. Entre estos, hay servicios para la recuperación automática de la frecuencia, como el de regulación secundaria (P.O 7.2), con plazos temporales de actuación que van de 20 segundos a 15 minutos. A este se unen otros servicios, que se activan manualmente y con horizontes temporales más largos, como el de regulación terciaria (P.O. 7.3) y el de energías de balance (P.O. 3.3). De un modo muy simplificado, estos servicios proporcionan energía al alza (inyectando más energía) o a la baja (reduciendo la inyección) para restaurar el equilibrio generación-demanda.

En el caso del incidente del lunes, el lapso transcurrido desde el incidente original hasta el cero parece haber sido muy corto, probablemente de muy pocos segundos, por lo que se desconoce en qué medida puede haberse recibido apoyo de estos servicios, en particular el de regulación secundaria. Hay también un servicio de reducción automática de potencia para generadores (aunque el problema no parece haber estado en un exceso de potencia) y otro de respuesta activa de la demanda (P.O. 7.5) que permitiría desconectar a grandes consumidores, pero que no sabemos de momento cómo ha actuado. Este último servicio es el único que afectaría a la demanda, de un modo similar al antiguo sistema de interrumpibilidad. Como en el incidente de Tenerife anteriormente descrito, lo normal hubiese sido que el OS actuase tratando de eliminar rápidamente demanda del sistema (deslastre), pero no conocemos de momento por qué no ha sido posible o suficiente en un contexto de desequilibrio generación-demanda.

Todas las empresas que ofrecen estos servicios, sean empresas de generación o grandes consumidores, pasan previamente por un procedimiento de habilitación con el OS, que es quien controla remotamente cómo y cuándo se activan esos servicios. Como se ha señalado,

⁶ Pueden verse en: <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>

las empresas reciben una remuneración por la prestación de estos servicios, fijada mediante distintos mecanismos.

A todo ello, además, se une la solución de restricciones técnicas que el OS analiza y aplica. Este es un reajuste sobre la programación de cuáles deben ser las unidades que deben operar, que se produce con carácter habitual después del cierre del mercado diario de generación (gestionado por OMIE). Dicho de manera simple, el mercado de generación diario (*day ahead*) es un mercado diseñado para reducir los costes de generación, pero no siempre la solución “económica” es factible, al no asegurar condiciones de seguridad de suministro. De hecho, en algunas zonas se producen de modo recurrente esas restricciones y, en algunas ocasiones, las empresas que ofrecen esos servicios de solución de restricciones técnicas han terminado siendo sancionadas por la CNMC por prevalerse de la situación de falta de competencia para ofertar a precios excesivos⁷. Un ejemplo tradicional se ha producido en la zona de Cádiz (Campo de Gibraltar), donde ha sido necesario habitualmente la disponibilidad de uno o dos grupos para garantizar la seguridad de suministro en la zona. La existencia de esas restricciones técnicas puede conducir también a que algunas unidades de generación renovable que inicialmente habían sido programadas en el mercado, reciban orden de no producir.

Si el escenario es que, efectivamente, se ha producido una caída de algunos grupos térmicos que han originado un efecto en cascada en el sistema eléctrico peninsular la pregunta es cómo no han sido suficientes los mecanismos de restauración ya presentes en la operación del sistema y que hasta ahora han funcionado en multitud de incidencias de las que no somos conscientes porque no han tenido efectos en términos de pérdida del suministro. Obviamente, esa será una cuestión básica que puede y debe responder el único actor que realmente tendrá toda la información y conocimiento técnico necesario para poder hacerlo, que es el OS.

En segundo lugar, hay que resaltar la importancia de la consideración geográfica en el análisis. Es muy frecuente que al analizar el sistema eléctrico tendamos a pensar en él como un “todo”. En terminología del sector, como un “nudo único”. Sin embargo, la realidad del funcionamiento del sistema es mucho más compleja y la geografía juega un papel fundamental. No se trata solo de lograr un equilibrio agregado, sino también de garantizar determinadas condiciones zonales que aseguren el control de la frecuencia en todo el territorio. De hecho, por ejemplo, el servicio de regulación secundaria anteriormente referido se presta distinguiendo zonas de regulación, que agrupan unidades de producción que responden a las señales enviadas por un centro de control eléctrico. En mi opinión, esta dimensión geográfica es clave para entender lo que ha ocurrido, y no puede verse en los gráficos usuales de generación-demanda publicados en la página web del OS⁸. Gráficos que, además, tienen una dimensión temporal demasiado amplia para analizar el evento de este lunes, que requiere información muy detallada espacialmente pero también temporalmente. Si no, resulta fácil confundir las consecuencias con las causas

⁷ Como se ha señalado, la fijación de precios difiere en los distintos servicios de ajuste. En el caso de la solución de restricciones técnicas, es un servicio pay as bid, de modo que la empresa generadora percibe el precio ofertado.

⁸ <https://www.esios.ree.es/es>

del fenómeno. Por ejemplo, podemos observar una pérdida de generación de una tecnología que no es causa sino consecuencia del apagón. La información de telemetría y de los centros de control que se requiere estará siendo compilada ahora mismo por el OS.

En tercer lugar, y esto está también relacionado con la solución de restricciones técnicas y con otros servicios de ajuste, debe recordarse que no cualquier generador eléctrico “sirve” para el control de la frecuencia. En particular, el sistema requiere en todo momento la participación en el mix eléctrico de electricidad proveniente de motores síncronos que ayudan a estabilizar la frecuencia de modo automático. Esos motores síncronos, que aportan inercia al sistema, son, en la práctica, los generadores térmicos (ciclos combinados, nucleares, generadores con carbón, biomasa,...) e hidráulicos. La “inercia” significa que los motores de estos generadores tradicionales mantienen una velocidad de rotación estable durante un cierto tiempo aunque momentáneamente la demanda sea mayor que la generación, lo que se traduce en una frecuencia más estable. Si no aportasen esa inercia, su velocidad de rotación caería rápido, contribuyendo a la reducción de frecuencia y por tanto a su desconexión de la red. ¿Cuánta capacidad de generación con estas características debe estar acoplada en todo momento al sistema? En el informe de la Comisión de Expertos Sobre Escenarios de Transición Energética señalábamos que en torno a 5.500 MW⁹. No es un volumen preciso, ya que depende de diversas circunstancias del mix de generación y demanda, global y zonal, pero en cualquier caso se trata de una cantidad significativa.

En relación con el mix de generación eléctrica existente cuando se produjo el apagón, llama la atención la escasa generación nuclear. A ese respecto debe tenerse en cuenta que si bien en algunos momentos no está operativo un grupo nuclear por parada programada para su recarga y mantenimiento, o incluso dos si coincide con otra operación de mantenimiento no programada, lo cierto es que desde el año 2024 se viene observando que, en los meses de bajos precios por fuerte generación renovable, hay varios grupos no disponibles y reducción de carga (generación) en el resto¹⁰. En concreto, la generación nuclear era, desde hacía ya días, de 3.384 MW, resultante de la operativa de cuatro grupos funcionando con reducción de carga. No es un suceso extraordinario. De hecho, utilizando los datos de generación cuarto horaria (esto es, cada 15 minutos), se observa que hasta las 12:30 de este lunes, momentos antes del apagón, en algo más de un 8% de todos esos periodos cuarto horarios durante el año 2025 la capacidad de generación nuclear se ha situado por debajo de 3.500 MW, la mitad de los 7.136 MW de generación cuando los siete grupos están operativos. Si se observa el mix de generación en los quince minutos previos al apagón (12:15 a 12:30) se observa que, además, había 2.204 MW de ciclos, 1.180 de hidráulica fluyente y 2.220 de hidráulica gestionable. No es mucha capacidad síncrona, pero sí en principio superior a la mínima necesaria si es que esos datos son los correctos ya que se refieren a la ventana de quince minutos y no necesariamente a los

⁹ Disponible en

http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf

¹⁰ Ver Revuelta, J. (2024). Pasado, presente y posibles futuros de la energía nuclear en España. Fedea Policy Paper 2024/03.

momentos previos al apagón. Además, no conocemos, como se ha señalado, la capacidad de influencia zonal de esa generación síncrona para el mantenimiento de frecuencia, lo que podría haber jugado un papel relevante.

Sobre las consecuencias

Una vez se identifique con precisión la secuencia de acontecimientos será el momento de que el OS y los reguladores (CNMC y Miteco, en función de sus competencias correspondientes) actúen para que un suceso de este tipo no se vuelva a producir. Obviamente, al no conocer la naturaleza del proceso que ha llevado al apagón no se puede adelantar cuáles podrían ser los cambios, que podrían ir vinculados con procesos de operación o con refuerzos de activos, bien de red o de generación/almacenamiento.

Sin embargo, con toda la prudencia, sí pueden hacerse algunas reflexiones preliminares para el refuerzo de la seguridad en la operación en el sistema por varias vías. Por un lado, mediante la disponibilidad de mayor capacidad de almacenamiento, que proporcione flexibilidad al sistema y contribuya al restablecimiento del equilibrio en contextos de necesidades de control de frecuencia. En ese sentido, el panorama del almacenamiento (bombeo y baterías) en España continúa marcado por la parálisis en la entrada que, en buena medida, está a la espera del desarrollo regulatorio del mecanismo de capacidad. Además, en ese sentido, un despliegue inteligente de ese almacenamiento debería contribuir a mejorar restricciones zonales.

Por otro lado, este grave incidente muestra la necesidad de conservar firmeza en el sistema. Esto implica, como ya está previsto, el mantenimiento de los ciclos combinados ya existentes, apoyados también en un mecanismo de capacidad que les proporcione ingresos adicionales a los de mercado porque es conocido que sus horas de funcionamiento van a ser muy reducidas en el futuro. Pero también alerta sobre los riesgos de un cierre temprano del parque nuclear existente porque, como se ha señalado, este aporta de forma muy constante un volumen de firmeza e inercia que es muy importante mantener en un contexto de fuerte penetración de generación renovable, especialmente la solar fotovoltaica. Es evidente que la recuperación de un cero eléctrico no se puede hacer con centrales nucleares sino con centrales que no requieran energía del sistema para su arranque y que, además, tengan una producción fácilmente gestionable y escalable. Por ello, la recuperación se habrá apoyado en la generación hidráulica, al menos inicialmente, además de en la potencia y tensión proporcionadas por las interconexiones. Eso habría ocurrido hasta con un cero eléctrico en Francia, por muy grande que sea el parque nuclear francés. Pero, naturalmente, la utilidad de los grupos nucleares no es proporcionar apoyo para salir de un cero energético, evento que no debería suceder nunca y que, en cualquier caso, esperamos que no vuelva a suceder. De hecho, como se ha señalado, una parte de su utilidad es que, junto con otros generadores, proporciona energía con características que precisamente hacen que se reduzca la probabilidad de que ocurra ese evento catastrófico.

Una reflexión final que, por obvia, no deja de ser pertinente. Dado que el conocimiento exacto de la secuencia de acontecimientos puede dilatarse, se ha abierto entre tanto la absurda carrera consistente en demonizar unas tecnologías de generación en favor de otras. No hay nadie sensato que no piense que el sistema debe integrar un porcentaje creciente de generación renovable, tanto por motivos medioambientales y de lucha contra el cambio climático como por motivos económicos y de reducción de la dependencia energética. Con los mecanismos de resolución de problemas ya existentes, y que se han apuntado brevemente con anterioridad en este trabajo, el sistema integra perfectamente la generación fotovoltaica y eólica actual. Es más, deberá integrar sin mayores problemas técnicos contingentes crecientes de generación fotovoltaica y eólica en el futuro, como ocurre en otros sistemas eléctricos. Pero más allá de las lecciones que podamos aprender una vez conozcamos con precisión las causas del apagón, este ha puesto de manifiesto la necesidad de volver a recordar que la seguridad de suministro, y por tanto la necesidad de asegurar firmeza, flexibilidad y condiciones que aseguren el funcionamiento seguro del sistema, no es una obsesión de los ingenieros sino algo que nos concierne a todos y, de modo prioritario, a los responsables de la política energética. Lo que sí sabemos bien los economistas es que la seguridad de suministro tiene un coste.