

## QUE EL APAGÓN NOS ILUMINE

Carlos Batlle

Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid \*ψ

En los tiempos que corren, parece que solo se puede explicar lo que ocurre desde la militancia en los extremos. Los detractores del todavía hoy entrenador del Real Madrid, Carlo Ancelotti, tras años alertando de que su equipo ganaba todo muy a pesar de él y gracias al “mágico” preparador físico Antonio Pintus y la mística del Bernabéu, este año por fin pueden levantar la voz; en el otro lado, sus partidarios preguntan por Pintus y arguyen lesiones y desequilibrios en la confección de la plantilla. No es fácil encontrar un opinador que plantee que igual no es ni una cosa ni la otra, sino un poco de todo: aciertos y desaciertos propios y ajenos, trufados de imponderables que hacen que, como bien ilustra Woody Allen en su película “*Match Point*”, tras tocar la red, la pelota unas veces cae de un lado y otras del otro, y todo cambia.

La planificación a futuro y la operación diaria del sistema eléctrico, crucial para nuestra economía y bienestar, están cada vez más sujetas a similares dinámicas dogmáticas. Pero la realidad es que estamos ante un problema complejísimo, en el que se mezclan retos e interrogantes sin precedentes, técnicos, económicos, sociales e incluso geopolíticos. En ese contexto, parece que cada vez cabe menos la duda y el análisis riguroso, y más el juicio apresurado, incompleto, simplista y, sobre todo, partidista, desde un lado, el otro y el de más allá. Y si algo debiera estar claro, aunque resulte muy incómodo recordarlo, es que nadie está siquiera cerca de tener la razón (intereses muchos, certezas, muy pocas).

Valga esta digresión inicial para introducir el intento que sigue de responder a algunas de las preguntas que llevan una semana sobre la mesa. Pero antes de entrar en materia, para ahorrar tiempo al posible lector, permítasenos hacer un pequeño espóiler: aunque resulte para algunos fascinante, y para otros necesario, sería fantástico no perder el tiempo en la carrera de buscar culpables. Básicamente porque ninguno lo es: ni el sol, ni la nuclear, ni Red Eléctrica, ni las compañías eléctricas, ni Francia. En todo caso sí cabrá de alguna manera explorar la parte de responsabilidad de nuestra sociedad, que da por hecho que mantener el suministro eléctrico en el contexto actual es una tarea trivial, exenta de riesgo y por supuesto mucho más barata que el precio al que se paga, por lo que, en consecuencia, cualquier fallo se debe sin duda al desinterés (o peor a intereses espurios), inacción o incompetencia de alguien.

La principal sugerencia sería empezar por concienciarnos de que es necesario, no tan caro y si no se hace mal, muy rentable, invertir. Y para resolver la inmediata pregunta ¿en qué y cuánto?, centrar nuestros esfuerzos en liberarnos de dogmas, filtrar intereses económicos particulares de unos y otros, y estudiar y tratar de cuantificar con rigor cuál es la mejor forma de hacerlo.

\* Part-time Professor, Florence School of Regulation, European University Institute; Italy

ψ Research affiliate, CEEPR MIT, US

### *El (buen) ejemplo español*

No hay dos sistemas eléctricos iguales, siquiera parecidos. El sistema español (aunque casi sería más adecuado hablar del sistema ibérico) es especialmente particular. Las redes de transporte (alta tensión) y distribución (baja tensión) de ambos países están muy bien desarrolladas, lo que ha permitido integrar una cantidad de recursos renovables con muy escasos precedentes. En términos relativos (producción renovable en relación a la demanda máxima), por citar dos casos que son referentes mundiales, el doble que California y muy cerca de Alemania, con el añadido de que estos dos sistemas eléctricos están infinitamente más conectados con los sistemas de sus estados vecinos.

La península ibérica es también una península eléctrica. Sobre el papel, no debiera ser necesariamente el caso, porque podría incrementarse la capacidad de interconexión significativamente. Sin entrar a discutir en las razones de que esto sea así, esto supone que los sistemas vecinos (Francia y Marruecos) pueden servir de ayuda para gestionar eventualidades moderadas, pero no extremas. A esto se añade otra particularidad: como se muestra en las figuras que siguen, el desarrollo de las redes ha facilitado que los recursos renovables estén instalados de forma muy repartida a lo largo y ancho de la península ibérica. Esto, aunque sin duda positivo desde otros planos (equilibrio territorial), plantea retos técnicos relevantes porque, a diferencia de otros sistemas en donde la generación tiende a estar más concentrada en ciertos lugares, cualquier cosa puede pasar en casi cualquier sitio. Y por completar el cuadro, además de los más de 60 GW de huertos solares y parques eólicos, hay que contar con algo más de 7 GW de placas solares en tejados. Es una capacidad de generación creciente y nada irrelevante, sobre todo desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, porque hasta el momento, ni Red Eléctrica ni las compañías de distribución pueden “verla” ni mucho menos gestionarla (de hecho, los 7 GW antes mencionados son una cifra estimada, pero imposible de confirmar, por falta de registros).

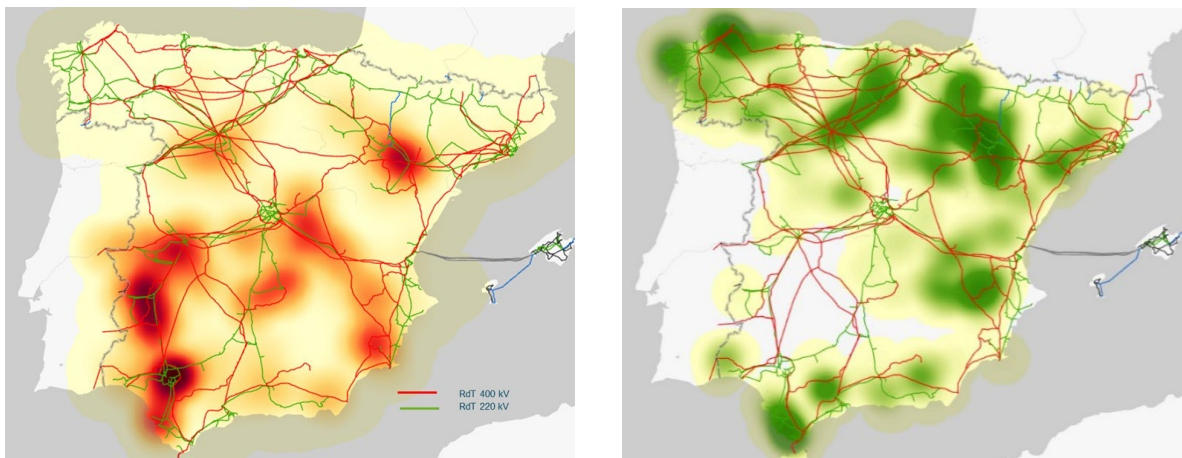


Figura 1. Distribución geográfica de las plantas de energía solar (izquierda) y eólica (derecha)

Hace ya 15 años, cuando la capacidad instalada eólica y solar era la tercera parte de lo que es hoy, muchas voces expertas argumentaban que el sistema eléctrico había alcanzado su límite y no se podía ir más allá. Desde entonces, la demanda no se ha incrementado significativamente y la penetración renovable se ha triplicado, y no de forma gradual (la capacidad instalada solar pasó de 5 GW en 2018 a más de 35 en 2024, incluyendo el autoconsumo). El sistema ha pasado por enormes

convulsiones: la tormenta de nieve Filomena, que tuvo reclusos en sus casas durante más de 48 horas a más de 7 millones de habitantes, el COVID, una crisis de energía galopante que duró casi dos años e incluso la reciente inundación torrencial (Depresión Aislada en Niveles Altos, DANA) que devastó la provincia de Valencia. A pesar de ello, tanto Red Eléctrica, como las empresas distribuidoras de electricidad que gestionan las redes de baja tensión, tal y como por ejemplo reflejan los informes del Consejo Europeo de Reguladores de Energía, han conseguido niveles de continuidad del suministro largamente por encima de la media de sus socios europeos.

Tras el apagón del pasado lunes 28 obviamente surgen multitud de preguntas: obviamente es importante saber qué y por qué pasó. Y por supuesto qué lecciones podemos extraer para el futuro. Porque más allá de la casuística que disparó el colapso, lo realmente importante es si hay algún problema en la raíz de actual diseño que de no corregirse siga manteniendo al sistema eléctrico en situación injustificada de vulnerabilidad.

### ***La dimensión técnica ¿qué y por qué pasó?***

El suministro de electricidad se sostiene sobre una serie de leyes de la electrotecnia de gran complejidad incluso para los graduados en ingeniería. Pero en un alarde de simplificación, puede resumirse en lo siguiente: la energía que fluye por las redes, como resultado de la interacción entre generación (producción) y demanda (consumo), tiene dos componentes: una denominada energía activa, la que efectivamente necesitan nuestros equipos eléctricos, y otra, que puede considerarse casi como un “efecto secundario”, denominada energía reactiva.

La estabilidad del sistema se basa fundamentalmente en controlar estas dos componentes. En primer lugar, la energía activa debe estar siempre equilibrada, es decir, lo que se consume casi en cada instante debe coincidir con lo que se produce. El indicador que los operadores del sistema usan para mantener este equilibrio es la medida de la frecuencia (50 hercios en Europa, 60 en los Estados Unidos). Si en un momento el consumo en el conjunto del sistema es menor de lo previsto, la frecuencia sube por encima del umbral, indicando que es necesario reducir la generación (y al revés). Si este desequilibrio no se restituye con mucha rapidez, el sistema colapsa. El factor que concede unos pocos segundos a los operadores para reaccionar es la llamada inercia del sistema. Esta inercia puede provenir de plantas de generación que tienen grandes masas rodantes (conjunto motor/generador), o baterías equipadas con controles específicos, o compensadores síncronos que luego mencionamos.

Al tiempo, el operador de red debe controlar la misteriosa energía reactiva. De forma análoga al caso anterior, cuando en algún punto de la red se produce un desequilibrio significativo, las tensiones (voltajes) en las redes alcanzan niveles insoportables para los equipos eléctricos que, para protegerse, se desconectan de forma automática. Más adelante tratamos de explicar con un mínimo detalle de qué forma puede un operador del sistema controlar los niveles de energía reactiva y de tensión.

Entre otras, quizá la diferencia principal que existe entre el control de frecuencia (energía activa) y de tensiones (energía reactiva) es que lo primero se puede abordar desde cualquier punto del sistema, mientras que lo segundo, por tratarse de un problema local, solo puede resolverse con algún recurso próximo. Dicho de otra manera, un problema de tensiones en el sureste del país (por

ejemplo en Almería) no lo puede resolver un generador (o batería o compensador síncrono) localizado en el noroeste (por ejemplo en Galicia).

Tal y como tratamos de explicar a continuación, con los datos públicos de los que se dispone y el diagnóstico que hemos podido desarrollar, con la prudencia necesaria, nuestro análisis nos lleva a deducir que el origen, el detonador del problema del pasado lunes 28 de abril no fue un problema de control de frecuencia (por falta de inercia) sino de control de tensiones.

En los momentos de la mañana en los que arranca la producción renovable (recordemos, distribuida por todo el territorio), todas las líneas del sistema, y en especial las de mayor capacidad y que operan a mayor tensión, 400 kilovoltios, deben estar acopladas para permitir inyectar toda esa creciente energía. En primavera, como el pasado lunes, el consumo es relativamente bajo. En esas circunstancias, una línea de alta tensión, cuando lleva poca carga, genera mucha energía reactiva, un fenómeno que, en grandes cantidades, es dañino para la estabilidad del sistema.

La consecuencia inmediata es un incremento progresivo de la tensión y de su oscilación, que es necesario mitigar. El operador del sistema eléctrico en principio podría actuar sobre diferentes elementos de control. Las fundamentales se pueden clasificar en tres categorías:

i) Abriendo líneas. El sistema eléctrico es muy mallado, lo que significa que la energía eléctrica, cuando el consumo es bajo, puede ir por diferentes caminos. En principio, cuando el consumo es bajo, se pueden desconectar algunas líneas, lo que mitiga la generación de energía reactiva. Esta estrategia se aplica de forma habitual por las noches, momento en el que la generación está más concentrada (no hay producción solar, mucho más dispersa). Pero durante las mañanas no es un recurso válido, porque además de resultar complejo, supondría la desconexión de muchas instalaciones de generación.

ii) Activar equipos específicos de control de tensión: reactancias o compensadores síncronos. De las primeras, Red Eléctrica cuenta hoy con algunas decenas. Para poder recurrir exclusivamente a esta solución se necesitarían unas pocas centenas<sup>1</sup>. En diferentes foros públicos y no tan públicos Red Eléctrica ha declarado que lleva tiempo tratando de aumentar la cantidad de reactancias en la red, pero que se está encontrando con multitud de trabas, de toda índole.

La solución de recurrir a nuevos equipos de compensación síncrona ya está planificada para los sistemas insulares de Canarias y Baleares). Otra alternativa pasa por aprovechar los alternadores de las plantas térmicas que se vayan cerrando para, por un bajo coste, transformarlos en compensadores síncronos. La solución consiste en mantener el grupo, sin capacidad de producir

---

<sup>1</sup> En el “Informe sobre la propuesta modificación de aspectos puntuales del plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026”, de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, se puede leer lo siguiente: “Según (...) el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026, la instalación de reactancias en la Red de Transporte era la solución más eficiente a este problema, requería un coste de inversión muy bajo y presentaba un *pay-back* de solo 8 meses. También se indicaba que, de haber estado ya en servicio en 2019 las reactancias propuestas, se habría podido reducir en un 81% el sobre coste por Restricciones Técnicas para control de tensión en ese año. (...) el valor de la inversión de las reactancias necesarias en una zona analizada— zona con problemas de tensión habituales y mayores costes de resolución de restricciones técnicas en 2023— habría sido casi 8 veces menor que el coste que han supuesto las restricciones técnicas por control de tensión, suponiendo la vida útil de la reactancia de alrededor de 40 años.”

energía activa, pero con gran capacidad y flexibilidad para generar y absorber energía reactiva. Como además se mantiene por completo la misma inercia del alternador que en su modo previo de generación, se conserva también su aportación al control de frecuencia. Esta solución forma parte del proceso de reconversión de la planta de carbón sita en la provincia de Teruel que Endesa está ejecutando, en donde el alternador de uno de los grupos, de 350 MW, se utilizará como compensador síncrono.

Otra alternativa, todavía no disponible en España, es instalar baterías, que permiten una respuesta prácticamente instantánea, proporcionando o absorbiendo energía activa y reactiva para estabilizar la frecuencia y mantener la tensión dentro de rangos seguros. El ejemplo paradigmático de esta solución son las baterías instaladas desde 2017 en Australia del Sur. Y si en un futuro se produce el desarrollo que se espera de centros de datos, sin duda se podrá contar con sus generadores de respaldo para contribuir de forma muy efectiva.

iii) Absorbiendo energía reactiva con generadores, principalmente con generación hidráulica, ciclos combinados de gas y nuclear (en estos momentos, el sistema español cuenta con 24 GW de ciclos combinados y 7 GW de nuclear instalados). En los llamados mercados de servicios complementarios, en este caso para “resolver restricciones técnicas”, Red Eléctrica puede contratar generadores que, por ser más caros que otros, no llegaron a energía en el mercado del día previo (pool o mercado spot en el argot). La idea es que estos generadores estén arrancados, en principio en su mínimo nivel de producción (el llamado “mínimo técnico”, una especie de “punto muerto” del motor de un coche). El objetivo es contar con un mayor número de plantas en ese estado (acopladas produciendo lo mínimo posible) en diferentes localizaciones de la red, de modo que sea posible gestionar la energía reactiva allí en donde surja la necesidad. Este modo de funcionamiento tiene un coste no despreciable, porque arrancar el grupo requiere incurrir en un coste fijo que no depende de si termina produciendo muchas o pocas horas (un ciclo puede producir unas pocas horas, en el caso de una nuclear implica que no se pueda arrancar y parar para un día).

Para la provisión de este servicio los ciclos combinados de gas son más efectivos que la generación nuclear, primero porque los problemas de sobretensión son más “locales” y estas plantas, de menor tamaño, están más distribuidas a lo largo y ancho de la red, y segundo, porque tienen menor mínimo técnico (pueden estar arrancadas produciendo muy poco). Una nuclear, puede funcionar al 50% de su capacidad máxima, mientras que un ciclo puede hacerlo fácilmente a un 30%. Las plantas hidráulicas en principio pueden proveer este servicio, pero habitualmente se encuentran en lugares alejados, lo que hace que no resulte del todo frecuente su uso con este fin.

La conclusión es que, en el momento actual, la principal forma que tiene Red Eléctrica a su disposición para proteger el sistema pasa por corregir el llamado despacho económico determinado previamente, acogiéndose a lo dispuesto en el llamado Procedimiento de Operación 3.2. Se reemplazan plantas de generación con un coste de producción más bajo, por estas otras más caras, pero necesarias para poder gestionar el equilibrio de energía reactiva en caso de necesidad.

Esto se puede ilustrar fácilmente de forma gráfica. La siguiente figura muestra los precios horarios resultantes en el mercado del día antes el 23 de abril. El resultado de la casación, además de los precios, determina los grupos que, por haber ofertado la energía más barata, en principio se

esperaría que produjesen el jueves 24. Como se puede observar, los precios resultantes para el nodo español de las 11am a las 6pm fueron cero. Esos precios reflejaban que la capacidad de producción renovable esperada para el día siguiente (sol y viento, a coste cero) excedía que la demanda estimada para esas horas. Por tanto, en principio, ningún ciclo combinado de gas resultaba programado, porque producir le supone consumir gas e incurrir en un coste obviamente mayor que cero.

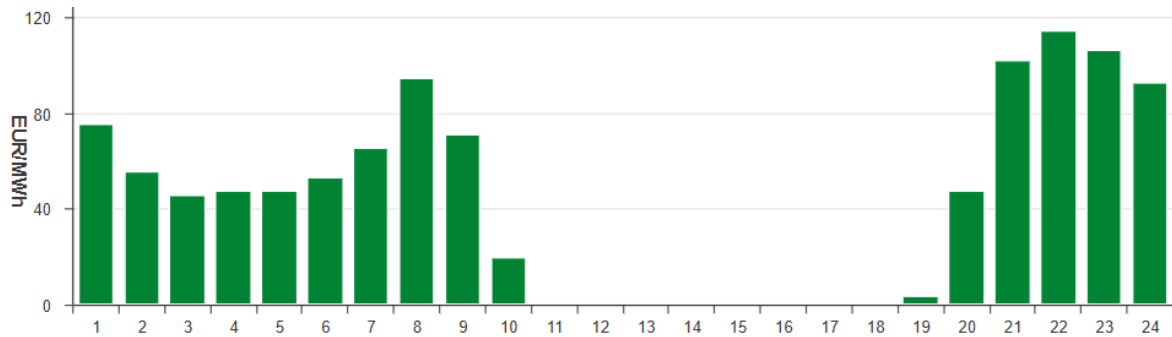


Figura 2. Precios horarios casados en el mercado diario el jueves 24 de abril (www.omie.es).

Sin embargo, si en la figura siguiente observamos el despacho que finalmente se produjo el jueves 24, podemos ver que en esas horas de la tarde sí se programaron ciclos combinados y plantas nucleares. A las 11:30am se estaban produciendo 1118 MW; suponiendo que se trataba de plantas operando en rangos próximos a su mínimo técnico, podría tratarse de cinco o seis centrales.

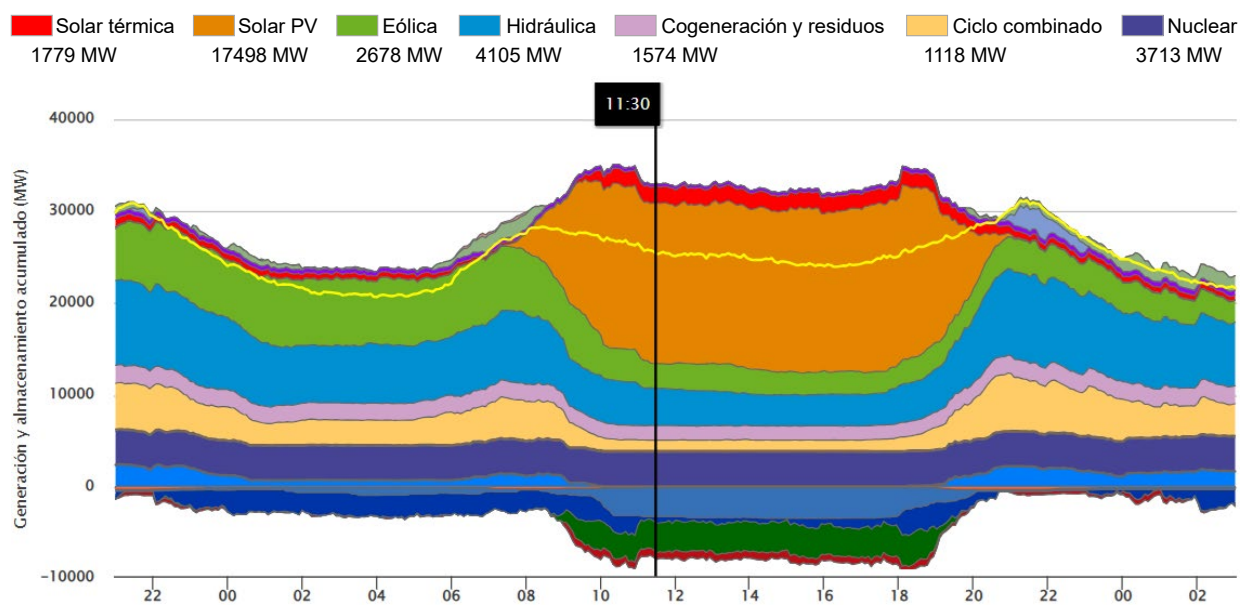


Figura 3. Generación programada a las 11:30 del jueves 24 de abril.<sup>2</sup>

El lunes 28, alrededor de las 10:30am la demanda era relativamente baja (alrededor de 24 GW), y la producción solar crecía con una rampa por encima de 4 GW/h. La tensión por tanto empezó a subir y oscilar. En la figura se muestra los niveles y oscilación de la tensión medida en un punto de consumo durante aquel día.

<sup>2</sup> <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaau/acumulada/2025-04-24>

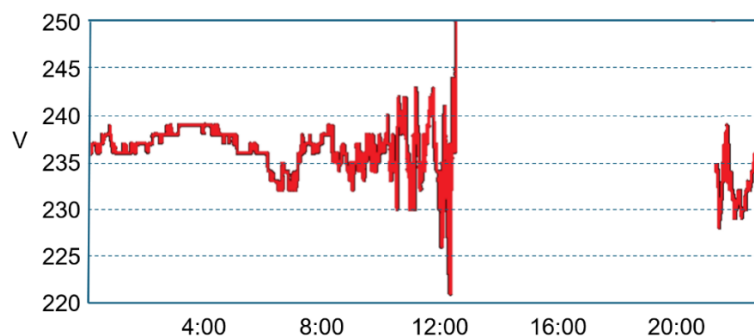


Figura 4. Tensión medida en voltios en un punto de consumo el lunes 28 de abril.

La figura que sigue, basada en la información ofrecida por Red Eléctrica en su página web, muestra la generación programada en los instantes previos al colapso.

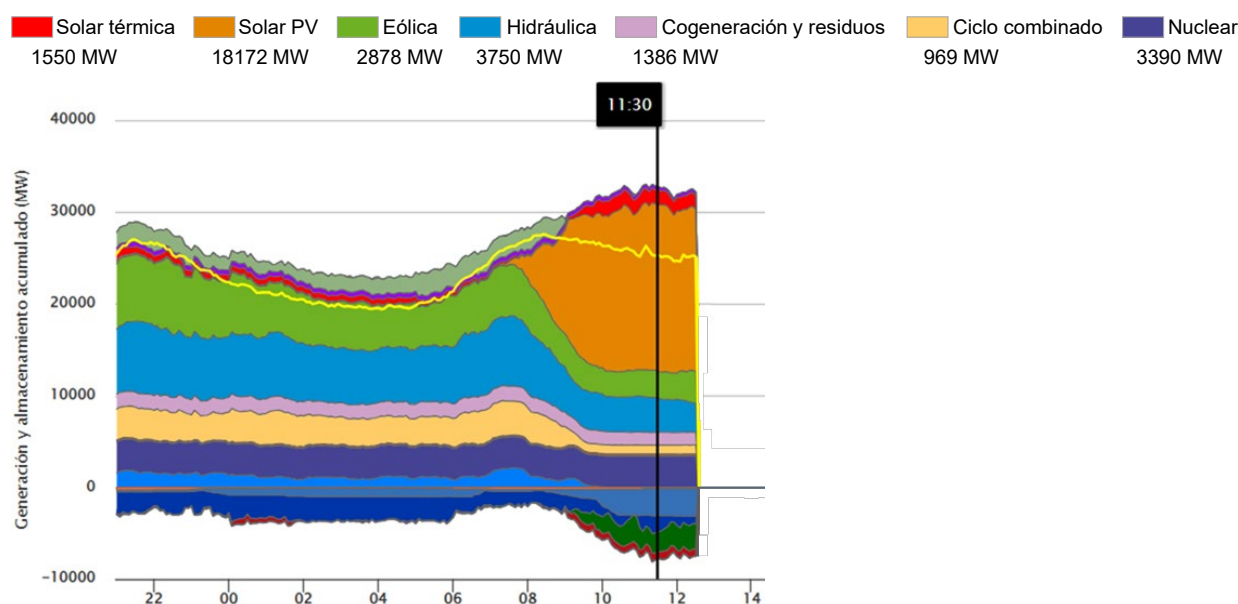


Figura 5. Generación programada a las 11:30 del lunes 28 de abril.

Como se puede observar, el despacho no era muy distinto del del jueves anterior, un día de características similares. A las 11:30, una hora antes se estaban produciendo cerca de 1000 MW con ciclo combinado y algo más de 3000 MW con plantas nucleares.

Lo excepcional fue que, por motivos todavía por determinar, en esta ocasión, la capacidad de control contratada no fue suficiente para corregir esta oscilación. El Operador del Sistema trató de programar de urgencia nuevos grupos, pero no dio tiempo a sostener el sistema. Las tensiones llegaron a límites inadmisibles para el parque generador, provocando la desconexión en cadena de las plantas del sistema (empezando por las fotovoltaicas, pero inmediatamente siguiendo con todas las demás) y de la interconexión con Francia, lo que llevó al colapso total.

### *¿Se puede afirmar que REE no hizo bien su trabajo?*

Por el momento, la respuesta es que no es posible afirmarlo. Procedería empezar por recordar un clásico dicho español: “a toro pasado, todos somos Manolete”. Y al revés, si alguien recuerda haber estado avisando en el pasado que algo como esto iba a ocurrir, ha tardado 15 años, nada mal. No se

puede negar que si Red Eléctrica hubiera contratado el día anterior más reservas (si hubiera programado más ciclos combinados o incluso alguna nuclear adicional), habría podido gestionar mejor la situación. A posteriori, es fácil decirlo. La pregunta inmediata es por tanto por qué no lo hizo. Y la respuesta tampoco es sencilla. ¿Fue un error de cálculo, o lo que pasó el lunes era tan improbable que no justificaba contratar lo necesario para afrontarlo? Lo primero es una posibilidad que no se puede descartar, pero no debiéramos ignorar el segundo factor, porque algo que parece olvidarse es que contratar reservas no es para nada gratis.

Hasta el pasado 28 de abril, Red Eléctrica ha garantizado el suministro eléctrico en un sistema que ha sido internacionalmente reconocido como uno de los más complejos del planeta: (pen)ínsula energética con unos niveles de penetración renovable con pocos precedentes en el mundo. Y lo ha hecho sujeto a una enorme presión externa, desde diferentes frentes, unos que le presionaban para que maximizase el aprovechamiento de la generación renovable (contratar reservas térmicas en días de alta producción renovable implica desconectar huertos o parques), otros que le exigían optimizar al máximo los costes. Según la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), en 2023, el sobrecoste imputado a los consumidores por las restricciones técnicas derivadas del control de tensión superó los 600 M€, mientras que en 2020 fueron 306 M€.

El Presidente del Gobierno, tras el incidente, declaró que “no puede volver a pasar jamás”. Con los recursos que tiene a su disposición, REE puede estar muy cerca de garantizarlo (nada en esta vida se puede garantizar al 100%). A falta de otras soluciones antes mencionadas (reactancias, compensadores o baterías), la solución hoy pasa por programar un alto número de grupos de generación térmica (gas y nuclear) e hidráulica “por restricciones técnicas”. Ahora bien, sería importante plantearse si el coste de asegurar que no ocurra jamás estaría justificado.

### ***Lecciones para el futuro***

Un factor intrínseco al carácter español, no fácil de encontrar en otros países y culturas, es la irrefrenable capacidad de autoflagelarse; criticar despiadada y abiertamente los propios defectos y errores, con mucho más énfasis que los aciertos. Por tanto, antes de entrar a sugerir estrategias de mejora, procede no perder el foco. El sistema español, como mínimo durante las dos últimas décadas, ha abordado un proceso de transformación sin precedentes. Empresas eléctricas e instituciones han tomado decisiones pioneras y valientes. En estos días, lo fácil es abrir la caja de las críticas y frustraciones. Pero lo justo debiera ser reconocer que el trabajo que se ha hecho ha sido excepcional. Y partiendo de este punto, analizar la situación y abordar los retos venideros sabiendo que necesariamente se tomarán decisiones que con el paso del tiempo pueden considerarse mejorables.

El incidente ocurre en un momento especialmente crítico. La seguridad del sistema hasta la fecha no ha sido un elemento suficientemente relevante en la discusión acerca de la planificación energética, sino la configuración futura del parque de generación en España. Es difícil saber si el futuro del sistema debe pasar por más sol, más viento, más nuclear, más batería, más electrolizador, más vehículo eléctrico, más... En ese debate se mezclan diferentes visiones e intereses, económicos, sociales y políticos.

La polémica posterior al apagón es la mejor ilustración del contexto en el que se encuentra el sector eléctrico en España. El necesario análisis fue pospuesto para lanzarse a una búsqueda de supuestos



culpables: unos apuntan al sol, otros acusan a la nuclear, otros al operador del sistema y otros a la política energética.

Parece claro que en ningún caso se puede culpar a los dos primeros. Culpar al sol del apagón es como culparle del cáncer de piel: si uno quiere, por el motivo que sea, exponer su cuerpo al sol, lo que tiene que hacer es invertir en protección solar. Tampoco tiene sentido alguno acusar a la generación nuclear porque “se desconectó automáticamente”, porque en esas circunstancias, cuando la tensión (o la frecuencia) se sale de rangos admisibles, toda la generación se desconecta, sin excepción.

Llama sin embargo la atención que, en la búsqueda de culpables, nadie nos señala a nosotros, ciudadanos y a la vez consumidores. El apagón fue una buena evidencia del valor del suministro eléctrico. A diferencia de los frecuentes apagones a los que estábamos acostumbrados hace tres o cuatro décadas, el apagón, que se produjo en un día soleado de temperaturas extremadamente agradables, evidenció una novedad que resultó traumática: los teléfonos móviles dejaron de funcionar. Aparte del bendito drama que supuso para una gran parte de la población no poder consultar sus redes sociales, algunos ciudadanos que no podían coger el metro para volver a sus casas no sabían cómo hacerlo porque no podían consultar *Google Maps*.

Una familia media española paga a final de mes por su consumo eléctrico alrededor de 50 o 60 euros, menos de lo que le cuesta rellenar el tanque de gasolina de su coche una sola vez. Menos de lo que cuesta por supuesto la cuota mensual para poder ver la *UEFA Champions League*. Pero cada vez que sube la factura de la luz, el escándalo es mayúsculo.

Quizá debiéramos empezar por ahí, por entender que el sistema eléctrico es central para el desarrollo de nuestra economía. Que si además queremos aprovechar los pocos recursos autóctonos con los que cuenta el país, promoviendo el desarrollo de fuentes renovables tenemos que aceptar que no puede ser gratis. Hace falta inversión.

Por supuesto es vital ocuparse de los consumidores realmente vulnerables, aquellos que no pueden sufragar el coste de cubrir sus necesidades energéticas básicas. Pero el resto, la inmensa mayoría, tenemos que asimilar el verdadero valor y coste del suministro eléctrico. Y por supuesto, como con cualquier otro sector, debe ponerse empeño en supervisar los mercados y el trato al cliente para tratar de que los precios que se pagan y la calidad de servicio que se recibe sea ajustada. Para ello, las instituciones, en particular la CNMC, debiera disponer de mayor autonomía y competencias de las que hasta ahora ha gozado, y dotársela de muchos más y mejores recursos para por un lado, afrontar los retos regulatorios presentes y futuros, y poder supervisar adecuadamente los mercados y sus precios resultantes, y por otro, apoyar en la difícil toma de decisiones que definirán el futuro del sistema eléctrico, para minimizar el riesgo de que se tomen decisiones que puedan comprometer innecesariamente el futuro desempeño de un sector central en nuestra economía.

En esta última dimensión, el reto sin duda es determinar cuál es la mejor y más eficiente forma de desarrollar el sistema eléctrico para afrontar las necesidades de como mínimo los próximos 30 años. Partamos de la base que estamos ante un problema sujeto a tal cantidad de incertidumbre que, por definición, salvo que alguien tenga una bola de cristal, no tiene solución óptima. Por tanto, el primer

paso necesariamente consiste en definir y comprometerse con una línea de política energética consistente, que persiga conseguir los niveles deseados de independencia energética, descarbonización y seguridad del suministro. Es una hoja de ruta vital para la economía del país, que tiene que ir a no menos de 20 años vista, y que, por tanto, en un ejercicio de responsabilidad, debiera ser consensuada por el mayor espectro político posible. Y para ello, lo que no ayuda son partidismos ni dogmatismos.

Una vez determinada esta hoja de ruta, es clave por un lado dotar a los operadores de las redes de alta, media y baja tensión de los medios necesarios para operar en las condiciones óptimas de seguridad, y a los potenciales inversores tanto en generación como en equipos de control, de la imprescindible estabilidad regulatoria que permite un coste de financiación equilibrado.