



Grupo Red Eléctrica

Informe del incidente ocurrido en el Sistema Eléctrico de Tenerife el 15 de julio de 2020.

Dirección General de **Operación**
Diciembre de 2020



Índice

1. Objeto.....	2
2. Descripción del Incidente	2
3. Reposición del servicio	3
4. Conclusiones	4
5. Acciones de mejora	6

1. Objeto

El objeto de este informe es trasladar, por parte del Operador del Sistema -OS-, el análisis y conclusiones sobre el incidente ocurrido el día 15 de julio de 2020 a las 09:41:30 h en el Sistema Eléctrico de Tenerife que desencadenó un cero de tensión en toda la isla.

De igual forma se recogen las acciones de mejora que se han identificado para el sistema eléctrico de Tenerife de forma que eviten o mitiguen la concurrencia o repetición de un nuevo incidente por las mismas causas que el sucedido.

2. Descripción del Incidente

El Sistema Eléctrico de la isla de Tenerife cuenta con dos Centrales Térmicas principales, Granadilla y Candelaria, interconectadas a través de un doble circuito de 220 kV con una de sus líneas realizando una entrada – salida en la subestación de 220 kV París. En la Central de Granadilla hay dos grupos de Ciclo Combinado y representa el 45,1% de la potencia térmica instalada en la isla. Asimismo, el conjunto de la isla tiene generación renovable conectada tanto a la Red de Distribución como a la propia Red de Transporte, tanto en 220 kV como en 66 kV y adicionalmente en la subestación de Arona 66 kV existen dos turbinas de gas y en la subestación de Guía de Isora 66 kV otras dos en configuración twin pack.

El día 15 de julio de 2020 a las 09:41:30.120 h se produce el disparo del **Grupo de Gas 3** de la central de Ciclo Combinado I de Granadilla en el Sistema Eléctrico de Tenerife por “actuación accidental sobre la seta de emergencia” según la información recibida por parte de Endesa Generación¹. El grupo estaba generando 53,2 MW lo que supone el 12,5% de la generación total antes del incidente y el 14,7% de la generación síncrona. Como consecuencia del disparo la frecuencia cae hasta 49,202 Hz y posteriormente se mantiene en torno a 49,38 Hz.

A las **09:41:46,229 h** se produce la pérdida de la generación del **Grupo de Vapor 3** de la central de Ciclo Combinado I de Granadilla por “temporización a la actuación manual sobre la seta de emergencia” cuando estaba generando 31,1 MW por “apertura de la válvula de vapor turbina”. Tras el disparo del Grupo de Gas 3, el Grupo de Vapor 3 debería comenzar, pasados unos segundos, a reducir carga al estar la central funcionando en modo 1+1, no obstante, este proceso que en condiciones normales es paulatino, se interrumpe por el motivo indicado 16,1 segundos después del disparo del Grupo de Gas 3. El grupo desacopla de la red a los 10,5 segundos de la pérdida de su generación.

Como consecuencia de la pérdida de esta generación se produce un desequilibrio generación –demanda mayor que provoca una caída de la frecuencia hasta **48,897 Hz**. Este valor supera los umbrales establecidos para la activación de los **tres primeros escalones del plan de deslastre automático de cargas por subfrecuencia** –el primero corresponde a la desconexión de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los otros dos a las cargas definidas por el gestor de la red de distribución—. Conforme está definido en el Plan de Deslastre, se deslastran **11,82 MW correspondientes con los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad**. Con la información disponible no es posible cuantificar la demanda deslastrada por la actuación de los dos escalones de deslastre ejecutados en la red de distribución.

A las **09:41:51,850 h**, 5,62 segundos después de la pérdida del Grupo de Vapor 3, dispara **el Grupo de Gas 5 de la Central de Ciclo Combinado II** de Granadilla por “alto gradiente temperatura gases de escape *Spread*” cuando estaba generando 75,2 MW – habiendo alcanzado previamente 79,2 MW – siendo la potencia nominal del grupo 75 MW. El Grupo de **Vapor 4** asociado que en ese momento estaba generando 26,7 MW comienza, pasados unos segundos, a reducir carga y tras esta reducción, el grupo termina disparando 2 minutos y 5 segundos después.

El nuevo déficit de generación que ocasiona el disparo del Grupo de Gas 5 provoca un desequilibrio generación –demanda que hace que la frecuencia caiga hasta **48,066 Hz**. Este valor hace que **se active el plan de deslastre automático de cargas por subfrecuencia hasta el 11º escalón**. En total el distribuidor **deslastra 92 MW de demanda neta** en barras de 66 kV, el 21,6 % de la demanda previa en el sistema, que es un valor inferior al que corresponde de acuerdo con en el Plan de Deslastre de carga vigente aprobado por la entonces CNE mediante el “Informe sobre la revisión de los planes de deslastre de cargas por frecuencia en los sistemas eléctricos de Tenerife, La Gomera, El Hierro, Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura”. El valor de demanda a deslastrar por el distribuidor conforme al plan diseñado para dar cumplimiento a lo aprobado por la CNE asciende a unos 129 MW y, por lo tanto, **faltaron 37**

¹ A solicitud de REE, Endesa Generación ha enviado un informe al OS el 3 de agosto de 2020 indicando las causas de disparo de los grupos de generación.



MW sin deslastrar. Se ha identificado² que no tuvo efecto el 9º escalón implementado por el distribuidor que deslastra demanda alimentada desde la SE 66 kV Guía de Isora. El resto de demanda sin deslastrar se alimenta desde las SE 66 kV Cuesta de la Villa, Arona y Chayofa.

Endesa Distribución ha informado - a petición del OS - que la orden de actuación de cada uno de los escalones se dio exitosamente a los valores de frecuencia y tiempo contemplados, dando a su vez orden de apertura a cada una de las líneas contempladas en el plan.

A las **09:42:01 h** REE solicita a Endesa Generación el acoplamiento de todos los grupos de Tenerife: Granadilla Gas 1, Candelaria Gas 2, Arona Gas 2 y las dos turbinas de Gas de Guía de Isora.

Debido a la actuación incompleta del automatismo de deslastre automático por subfrecuencia implementado por el gestor de la Red de Distribución, la frecuencia se recupera hasta 49,24 Hz a las **09:42:10 h**, sin embargo el deslastre efectuado no fue suficiente para compensar el déficit de generación en el sistema que iba en aumento debido a que el Grupo de Vapor 4 reducía constante y progresivamente su potencia al haber disparado el Grupo de Gas 5. La frecuencia comienza a caer durante 1 minuto 54 segundos hasta el colapso final del sistema. Durante este corto período de tiempo el OS se pone en contacto con el despacho de Endesa Distribución para solicitar el deslastre manual de carga de un transformador de la SE 66 kV Tacoronte y otro transformador en la SE 66 kV Cuesta de la Villa, al objeto de recuperar la frecuencia del sistema.

A las **09:43:56,611 h** estando la frecuencia en 47,89 Hz se produce el disparo de alguna generación adicional en el sistema, probablemente de generación renovable acoplada en la zona de Porís.

A las **09:43:57,466 h** dispara el **Grupo de Vapor 4 de la central de Ciclo Combinado II de Granadilla** "por baja revoluciones de turbina". El grupo estaba reduciendo carga desde que se produjo el disparo del Grupo de Gas 5. Transcurridos 3 segundos del disparo se alcanza el umbral del 14º, y último, escalón del plan de deslastre automático de carga por subfrecuencia. Con la información disponible por el OS no es posible cuantificar la potencia exacta deslastrada en estos últimos tres escalones del plan de deslastre, aunque sí inferir que fue inferior a la establecida en él. La frecuencia continúa cayendo con mayor pendiente.

A las **09:44:01 h** se produce el disparo del Grupo de Gas 1 de Candelaria por "bajas revoluciones de turbina". La frecuencia continúa cayendo.

A las **9:44:04,926 h** el sistema colapsa y se produce un cero en todo el Sistema Eléctrico de Tenerife.

3. Reposición del servicio

Tras el cero de tensión se inicia el protocolo de actuación previsto para la reposición del suministro de acuerdo al Plan de Reposición³. El proceso de inicia en dos islas eléctricas dependientes de las centrales térmicas de Candelaria y Granadilla que disponen de capacidad de arranque autónomo. Esta etapa inicial de preparación previa para una reposición segura en la que entre otros, se determina el alcance y origen del incidente, se activa a los retenes correspondientes, se realizan las comunicaciones iniciales de coordinación correspondientes con los centros de control de los agentes y se implementa una configuración topológica inicial del sistema eléctrico adecuada para salir de cero, supuso unos veinte minutos aproximadamente.

A partir de entonces se inicia el proceso de reposición:

A las **10:10 h** acopla el Grupo de Gas 1 de la Central Térmica de Candelaria y queda en tensión la subestación de 66 kV de Candelaria. **Se crea la isla eléctrica de Candelaria.**

A las **10:20 h** acopla el Grupo de Gas 1 de la Central Térmica de Granadilla y queda en tensión la subestación de 66 kV de Granadilla. **Se crea la isla eléctrica de Granadilla.**

² Tras análisis pormenorizado de la información obtenida a través del sistema de control del OS.

³ PRS-8-0004 *Plan de Reposición del Sistema Eléctrico de Tenerife*. Procedimiento de actuación de los centros de control ante un cero de tensión que determina las acciones a realizar por todos los agentes de cara a efectuar la reposición ordenada del suministro eléctrico.

A las **10:21 h** se alimenta la primera carga en SE 66 kV Geneto, 0,8 MW.

A partir de este momento se fue reponiendo la carga progresivamente en función de la generación acoplada, asegurando la estabilidad de los grupos. Paralelamente se fue dando tensión a las subestaciones de la Red de Transporte priorizando llegar con tensión de una manera segura a las subestaciones con generación instalada para alimentar sus servicios auxiliares.

A las **11:06 h** queda en servicio la línea de 66 kV París – Tagoro y se sincronizan las dos islas eléctricas creadas para iniciar la reposición.

A las **11:15 h** todas las subestaciones de la Red de Transporte con generación térmica estaban en tensión, es decir, todos los grupos térmicos sin capacidad de arranque autónomo ya se encuentran con posibilidad de recibir tensión de servicios auxiliares para comenzar con sus procesos de arranque.

A las **12:00 h** todas las subestaciones de la Red de Transporte de 66 kV estaban en tensión.

A las **15:27 h** todas las subestaciones de la Red de Transporte estaban en tensión.

El proceso de reposición del suministro logra completarse a las 16:44 h⁴ una vez hay generación acoplada suficiente para suministrar toda la demanda y ésta es repuesta por el distribuidor, 2 horas 44 minutos después de disponer de tensión en todas las subestaciones que alimentan a la red de distribución y a las 16:47 h se da autorización a los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

La evolución de la reposición del suministro queda recogida en la siguiente Figura:

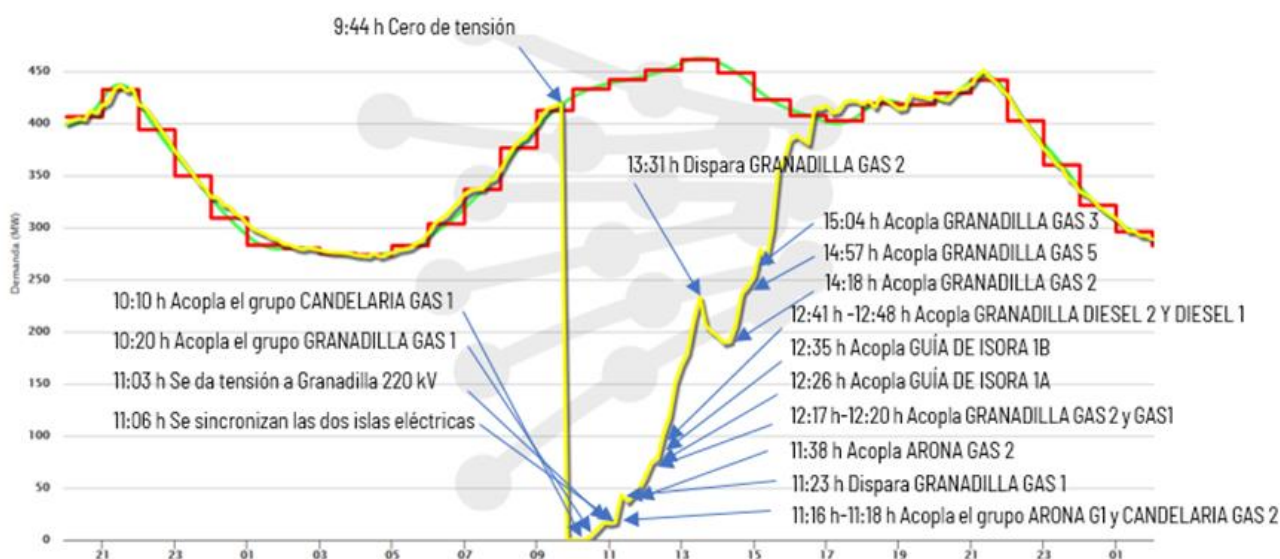


Figura 1. Demanda del Sistema Eléctrico de Tenerife el día 15 de julio de 2020

Como consecuencia del cero de tensión en el Sistema Eléctrico de Tenerife se produce una interrupción de suministro de **424 MW** que ocasionó una energía no suministrada de aproximadamente **1.913 MWh**.

4. Conclusiones

Del análisis realizado del incidente ocurrido el 15 de julio de 2020 en el Sistema Eléctrico de Tenerife, con la mejor información disponible a fecha de emisión del presente informe, se desprenden las siguientes conclusiones:

- **La causa origen del incidente fue el disparo de las cuatro unidades acopladas de los dos Ciclo Combinados de Granadilla.** La generación de estos dos ciclos combinados antes del incidente era de 162,7 MW.

⁴ Hora facilitada por Endesa Distribución.



- Con la información actualmente disponible se puede estimar la actuación del plan de deslastre automático por subfrecuencia y extraer las siguientes conclusiones:
 - La demanda deslastrada por la desconexión de los proveedores del servicio de interrumpibilidad, 11,82 MW, es la esperada.
 - La demanda deslastrada como consecuencia de la actuación del automatismo de deslastre automático por subfrecuencia implementado por el gestor de la red de distribución hasta el 10º escalón son 92 MW. Esto es inferior a la demanda que se debería haber deslastrado que se estima en 129 MW. Por lo tanto, **en la Red de Distribución se deslastran 37 MW menos de los esperados** en los 10 primeros escalones de deslastre en la Red de Distribución de acuerdo al plan de deslastre vigente.
 - Parte de esa falta de potencia deslastrada se puede explicar por la no actuación del 9º escalón de deslastre de carga por subfrecuencia. Según la información disponible no se observa un decremento en la potencia activa por los transformadores de la SE 66 kV Guía de Isora asociados a este escalón de deslastre.
 - Se observa además un déficit de demanda deslastrada en las subestaciones de 66 kV Cuesta de la Villa, Arona y Chayofa.
 - Se verifica la activación de los tres últimos escalones de deslastre –11º, 12º y 13º de la RdD– pero no es posible determinar la demanda deslastrada tras la activación de los mismos. La demanda que debería haber deslastrado en estos últimos 3 escalones es de 49,97 MW, una magnitud muy significativa, por lo que de haberse producido el deslastre completo de estos 49,97 MW, se debería apreciar un efecto importante en la derivada de la frecuencia que no se observa en los registros disponibles. Por tanto, aún desconociendo la cantidad de demanda deslastrada, se infiere que el deslastre de los escalones 11º, 12º y 13º ha sido inferior al esperado.
 - Endesa Distribución deberá explicar la causa del **deslastre insuficiente** e inferior al recogido en el plan de deslastre vigente. Endesa Distribución ha informado - a petición del OS - que la orden de actuación de cada uno de los escalones se dio exitosamente a los valores de frecuencia y tiempo contemplados, dando a su vez orden de apertura a cada una de las líneas contempladas en el plan..
- **Si tras el disparo del Gas 5 se hubiese producido el deslastre de demanda esperado –140,9 MW– se habría evitado el cero de tensión en todo el sistema** ya que esta cantidad de demanda deslastrada más la reserva a subir que quedaba disponible en el sistema habrían permitido cubrir la pérdida de generación de los dos ciclos combinados, quedando incluso reserva adicional disponible. De esta forma el sistema habría permanecido estable permitiendo alimentar parte de la demanda y permitiendo hacer una reposición del servicio más rápida.
- La duración del proceso de reposición quedó condicionada por el ritmo de incorporación de la generación. En este sentido, los tiempos de arranque registrados por algunos grupos fueron mucho más allá de los tiempos de arranque comunicados por el titular de los mismos.
- Está pendiente de esclarecer las condiciones de disparo de alguna generación renovable que desconectó con valores de frecuencia no inferiores a 47,5 Hz durante más de 3 segundos⁵.
- El incidente hasta el colapso del sistema se desarrolla en un periodo de tiempo tan corto que las únicas medidas implementables para compensar el gran desequilibrio generación-demanda sufrido consisten en la actuación de los automatismos definidos en el plan automático de deslastre de carga aprobado por la CNE. Precisamente, con este propósito se diseñan e instalan estos automatismos que posibilitan una actuación inmediata.
- **En resumen, la causa del colapso del sistema fue la pérdida de los dos ciclos combinados, cuatro grupos en total, y el deslastre automático de demanda insuficiente y no acorde al plan de deslastre vigente en la red de distribución.**

⁵ Valor umbral de funcionamiento de la generación recogido en el P.O. SENP 1 “Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares” aprobado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de la Energía.

5. Acciones de mejora

De cara a mejorar la robustez y resiliencia a los Sistemas Eléctricos de Canarias frente a perturbaciones resulta necesario acometer al menos las siguientes acciones de mejora:

- **Incremento de la fiabilidad de los grupos de generación** tanto en condiciones normales de funcionamiento como durante situaciones de frecuencia fuera de su valor nominal -pero dentro de los valores admitidos en la normativa- y durante los procesos de reposición. Para ello es preciso:
 - Reducir la probabilidad de disparos intempestivos y disparos múltiples asociados a un mismo evento inicial, que es lo que compromete la seguridad del sistema en su conjunto, o durante la reposición.
 - Reducir los tiempos de arranque de los grupos aproximándolos a los declarados. Los tiempos prolongados de arranque registrados difieren de los declarados por su titular en algunos casos, y esto ha influido muy significativamente en la duración de los dos últimos ceros del Sistema Eléctrico de Tenerife y en la energía no suministrada.
 - Incrementar la fiabilidad de los generadores de forma que se evite su desconexión por causas internas durante la reposición como, de igual modo, ha ocurrido en los últimos ceros.
- Asegurar que los **esquemas de deslastre de carga** son implementados por el Distribuidor en sus redes dando cumplimiento a los planes aprobados.
- **Desarrollo de almacenamiento:**
 - Centrales hidráulicas - Bombeos: por su capacidad de regulación rápida para evitar incidentes por desequilibrios generación-demanda (como el de este incidente) y porque agilizan enormemente los procesos de reposición del suministro reduciendo drásticamente su duración. Lo anterior es debido a su facilidad de arranque, conexión y regulación para ir a plena potencia en minutos y por su elevada capacidad energética de almacenamiento que permite reponer y mantener el suministro de la demanda durante todo el proceso. 200 MW de bombeo representan el 48% de la demanda en el momento del incidente disponible en pocos minutos.
 - Químico (baterías): por su capacidad de regulación rápida para evitar incidentes por desequilibrios generación-demanda. Aunque su escasa capacidad energética no permite una contribución relevante en la reposición de la demanda en caso de incidente, sí aporta seguridad a los procesos de reposición frente las incidencias que puedan surgir durante su progreso.
- **Desarrollo de interconexiones:** que hacen más fuertes y estables los sistemas interconectados, minorando el impacto relativo de la pérdida de generación y proporcionando apoyo entre sistemas. Cuando el sistema es el doble en tamaño, una misma perturbación - desequilibrio generación-demanda - se reduce casi de forma inversamente proporcional en términos relativos, produciendo un menor impacto.
- Dotar de capacidad de **arranque autónomo a los grupos de mayor potencia** de cada isla dado que éstos condicionan la duración de la reposición.
- Incrementar la capacidad por parte de la empresa generadora para arrancar grupos de manera paralela y no secuencial, al objeto de reducir el tiempo de recuperación del suministro. Durante las reposiciones se constatan tiempos de arranque muy prolongados y muy superiores a los declarados para los grupos.
- Incrementar el número de **centros de producción gestionable**, o al menos asegurar tanto como sea posible que no existan elementos de fallo común.
- Realizar **pruebas periódicas anuales del arranque autónomo de los grupos** que disponen de esta capacidad, de forma que se tenga una elevada garantía de su disponibilidad efectiva.
- Desarrollo y refuerzo de la Red de Transporte (mallado) que contempla la Planificación vigente, con el apoyo decidido de todas las Administraciones. No obstante, ni la Red de Transporte ni la Red de Distribución - con la excepción de la actuación del plan de deslastre implementado por el distribuidor- han tenido ninguna relación con el desencadenamiento de este incidente ni ha dado lugar a retraso alguno en la recuperación del suministro.
- Asegurar que no se producen pérdidas de telemetría que dificultan los procesos de reposición.
- Introducción en el sistema de nuevos agentes generadores con generación síncrona gestionable, que introduzca competencia e incentive las mejores prácticas. Actualmente el 100% de la generación gestionable pertenece a



un único agente. Entre otros aspectos, la competencia entre agentes incentivaría la disponibilidad de las instalaciones de generación y la minimización de los tiempos de arranque. Por otro lado, en caso de incidente, la presencia de nuevos agentes generadores supondría el incremento de forma “automática” de la velocidad de la reposición ya que diferentes agentes arrancarían sus grupos en paralelo y de manera completamente independiente coordinados por el Operador del Sistema así como el incremento del número de centros de producción gestionable haciendo al sistema eléctrico más resiliente.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es