



COMISIÓN ESPECIAL DE ENERGÍA 2016 – 2017

COLEGIO DE INGENIEROS Y AGRIMENSORES DE PUERTO RICO



**INFORME
31 DE DICIEMBRE DE 2016**

**COMISIÓN AD HOC PARA INVESTIGAR
INTERRUPCIÓN GENERAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN PR EL
21 DE SEPTIEMBRE DE 2016**

Índice

	Página
• Preámbulo	3
• Introducción	4
• Términos Técnicos y Definiciones	5
• Informe Ejecutivo	11
• Hechos	13
• Hallazgos y Análisis de hechos	19
• Conclusión	44
• Recomendaciones	46
• Miembros de la Comisión	49
• Referencias	53
• Anejos	54-

65

PREÁMBULO

Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico

El Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (CIAPR) fue fundado el 15 de mayo de 1938 mediante la Ley Núm. 319, según enmendada, a los fines de velar por el interés público y servir de asesor al Gobierno, en asuntos tecnológicos, adoptar e implantar cánones de ética profesional, y defender los intereses de los profesionales de la ingeniería y agrimensura. A tenor con esta, los fines del CIAPR son:

- Velar por los intereses y bienestar de la comunidad puertorriqueña.
- Salvaguardar y proteger los derechos de sus miembros en lo relativo al ejercicio de sus profesiones.
- Promover el progreso de la cultura, la ciencia, y la tecnología, especialmente en lo relativo a la ingeniería y la agrimensura.
- Pronunciarse en torno a cuestiones de interés público en aquellos asuntos que le conciernen.
- Promover el embellecimiento y mejoramiento ambiental de la comunidad puertorriqueña.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) es una Corporación Pública, creada por la Ley 83 del 2 de mayo de 1941, según enmendada. Ésta es responsable de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica que se supe a Puerto Rico, así como de planificar, construir, operar y mantener la infraestructura para cumplir con su misión. El Sistema Eléctrico de Puerto Rico, el cual es operado y administrado por la AEE, cuenta con dos productores independientes principales de energía, AES y EcoEléctrica, y siete productores de energía eléctrica a menor escala, proveniente de fuentes renovables (*Pattern Santa Isabel, AES Ilumina, San Fermin Solar Farm, Horizon Energy, Windmar Canterra Martínó, Punta Lima Naguabo, y Landfill Gas Technologies of Fajardo*).

Aunque la AEE es propiedad total del Gobierno de Puerto Rico, sus finanzas son independientes de las del Gobierno Central, por lo que su operación depende exclusivamente de propios negocios.

A la fecha de este Informe, la AEE se encuentra en medio de un proceso amplio de reestructuración técnica y administrativa, proceso que inició en verano de 2014.

Comisión Ad Hoc para Investigar Técnicamente la Interrupción General del Servicio de Energía Eléctrico en Puerto Rico, el 21 de septiembre de 2016

El 21 de septiembre de 2016, ocurrió una interrupción total del servicio de energía eléctrica en PR. A tenor con los fines de la Ley orgánica que crea el CIAPR, el 4 de octubre de 2016, su Presidente, Ing. Ralph A. Kreil Rivera nombró una Comisión Especial para investigar técnicamente la interrupción general del servicio de energía eléctrica en PR (Comisión Ad Hoc) y se puso a la disposición de la AEE para asistirle en este asunto.

INTRODUCCIÓN

El 21 de septiembre de 2016, aproximadamente a las 2:30 pm, ocurrió una interrupción general del servicio de energía eléctrica en PR. De inmediato se hizo público que hubo una explosión en un interruptor de alto voltaje (230kV) en el Complejo Generatriz Aguirre. Como consecuencia de esta explosión, hubo un incendio en el Patio de Interruptores de 230kV en dicho Complejo Generatriz. Unos segundos más tarde, ocurrió una interrupción general del sistema eléctrico de PR o un apagón general, como se le llamó públicamente.

La recuperación total del servicio de energía eléctrica se completó sustancialmente, el 25 de septiembre de 2016.

Tanto el evento que generó la interrupción total del servicio de energía eléctrica, como el proceso de restablecimiento del servicio eléctrico, han provocado mucha discusión pública. Diferentes teorías sobre las causas del origen han sido expresadas públicamente por diversas

fuentes. Algunas de las teorías con fundamentos técnicos y científicamente razonables; otras, están totalmente alejadas de razonabilidad científica.

Ante la discusión pública, siendo la operación de un sistema eléctrico una disciplina altamente compleja de ingeniería, estableciendo la Ley Orgánica que crea el CIAPR la función de asesorar al Gobierno de PR y, contando el CIAPR entre sus miembros con ingenieros altamente capacitados en el tema, el Presidente del CIAPR nombró una Comisión Ad Hoc para investigar este asunto.

La Comisión Ad Hoc, solicitó información técnica a la AEE, visitó el área de la explosión en el Complejo Aguirre, llevó a cabo múltiples reuniones de análisis y discusión; y finalmente produjo un análisis técnico que recoge este Informe. Éste recoge los aspectos relevantes sobre la causa técnica de la interrupción general y un análisis del proceso de recuperación.

Los miembros de la Comisión Ad Hoc, firmaron un documento de confidencialidad en el cual se comprometieron con la AEE, a utilizar la información recibida única y exclusivamente para fines de esta investigación (Anejo 2).

Ing. Ralph A. Kreil Rivera – Presidente CIAPR	_____
Ing. Juan F. Alicea Flores – Presidente Comisión Ad Hoc	_____
Ing. Manuel F. Rodríguez Perazza, PhD.	_____
Ing. Roberto A. Volckers Esteves	_____
Ing. Carlos A. Ponce De León	_____
Ing. Alfredo F. Huertas Del Toro	_____
Ing. Carlos A. Reyes Berrios	_____
Ing. Javier E. De Jesús Colón	_____
Ing. Pedro L. Ortiz Febus	_____
Ing. Abelardo Hernández Acevedo	_____
Ing. Daniel Rosell Suárez	_____
Ing. Julio Renta Pujols	_____
Ing. Julio Ayala Delgado	_____

TÉRMINOS TÉCNICOS Y DEFINICIONES

Esta Comisión adopta las siguientes definiciones. Las mismas provienen de fuentes como el "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE), el "Northeast Power Coordinating Council" (NPCC) y el "National Transmission Grid Study." A estos efectos y solamente para el beneficio del lector, se traducen al español aquellas definiciones que consistentemente se utilizan en el contenido del Informe. En caso de cualquier discrepancia entre la definición en el idioma inglés y la traducción al español, prevalece la definición original en inglés.

1. **Carga** – La cantidad de potencia usada por dispositivos conectados a un sistema eléctrico de potencia. También es utilizada para nombrar un consumidor de energía eléctrica.
2. **Ciclo** – es una unidad de tiempo equivalente a lo que tarda en formarse una onda senoidal. En un sistema como el nuestro (60 Hz), es equivalente a una sesentava parte de un segundo (1/60) o 16.67 milésimas de segundo.
3. **Complejo Generatriz Aguirre** (1,534 MW) – Predio de tamaño considerable (aproximadamente 400 cuerdas), ubicada en Sector Aguirre del Pueblo de Salinas, donde existen importantes activos, propiedad de la AEE. En este lugar ubican La Central Generatriz Aguirre de 900 MW, La Central Ciclo Combinado de 592 MW, dos Turbinas Combustión (42 MW), un Patio de Interruptores a 230kV, un Patio de Interruptores a 115kV, un muelle de recibo de combustible, un muelle de recibo de carga general y equipo asociado a la operación de esta infraestructura. Este complejo Generatriz se interconecta estratégicamente con otra infraestructura importante asociada a la generación y transmisión de energía eléctrica en PR. Esta conexión se hace con líneas de transmisión, de las cuales existen cuatro (4) a 230kV y tres (3) a 115kV.
4. **Corriente** - Es la razón de transferencia de carga por unidad de tiempo ($i(t) = dq/dt$), o el valor RMS de la misma.

5. **Demanda** - Es la razón de utilización de energía en un sistema eléctrico de potencia.
6. **Disparo de unidad (se dispara)** – Es cuando una unidad generatriz sale de servicio mediante acción automática por dispositivo de protección o por operación manual.
7. **Dynamic System Monitor (DSM)** – Instrumento que registra las magnitudes de distintos parámetros del sistema, tales como voltaje, corrientes y frecuencia con resolución de milisegundos.
8. **Energía** – Es la capacidad de hacer trabajo. Las unidades de energía son las mismas que las de trabajo, [J] en el Sistema Internacional.
9. **Energía eléctrica** – Es la que resulta de la interacción entre partículas eléctricamente cargadas (Esta energía es igual al trabajo que se necesita hacer para mover carga eléctrica en un campo eléctrico).
10. **Estabilidad de voltaje** - Es la habilidad del sistema de potencia servir la demanda, manteniendo perfiles de voltajes sostenidos y aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación normal y posterior a sufrir un disturbio.
11. **Factor de Potencia** – Es el indicador de la potencia eléctrica entregada a un dispositivo o sistema que se utiliza para realizar trabajo. Definimos el factor de potencia como la razón entre potencia activa y la magnitud de la potencia compleja. Para distinguir entre corriente atrasada o adelantada al voltaje, el factor de potencia se llama adelantado o atrasado.
12. **Inestabilidad de voltaje** – Es la ausencia de estabilidad de voltaje.

- 13. Isla Eléctrica** – Porción de un sistema de potencia que se encuentra operando eléctricamente separada del resto del sistema por la desconexión de elementos del sistema de transmisión.
- 14. Oscilógrafo** – Instrumento que registra variaciones, en función de tiempo, de distintos parámetros del sistema, tales como voltaje, corrientes y frecuencia.
- 15. Potencia** – Es la razón, con relación al tiempo, a la que se hace trabajo. Sus unidades son [J/s] o Vatios [W]. En sistemas de potencia, las unidades comúnmente utilizadas para medir potencia son kilovatios [kW] ($1\text{ kW} = 1,000\text{ W}$) y Mega vatios [MW] ($1\text{ MW} = 1,000,000\text{ W} = 10^6\text{ W} = 1,000\text{ kW}$). La energía se mide en kWh donde $1\text{ kWh} = (1,000\text{ W}) \times 1\text{ h} = (1,000\text{ W}) \times (3,600\text{ segundos}) = 3.6 \times 10^6\text{ J} = 3.6\text{ MJ}$.
- 16. Potencia activa** – Representa la potencia eléctrica que se disipa como calor, pérdidas eléctricas y, además, representa la potencia que se convierte en otro tipo de energía como calor, movimiento, luz, entre otras.
- 17. Potencia compleja** – Es la totalidad de potencia que requiere o produce un dispositivo o sistema de potencia. Por convención las unidades de la potencia compleja son voltios por amperes [VA]. Los voltios amperios son iguales a J/s. La potencia compleja se divide en dos componentes: potencia activa [W] y potencia reactiva [VAR].
- 18. Potencia reactiva o Reactivo** - Necesaria para establecer los campos eléctricos y magnéticos que permiten la conversión de energía eléctrica a otro tipo de energía en diversos dispositivos. Por ejemplo, los campos magnéticos en un motor, necesarios para que al interactuar produzcan torque, al igual que el campo eléctrico en una lámpara fluorescente, necesario para que ocurra el arco eléctrico que excita los átomos de un gas finalmente produciendo luz.
- 19. Rayo** – Es una descarga natural poderosa de electricidad estática producida durante una tormenta eléctrica.

- 20. Red de Distribución** – Una red de líneas y dispositivos eléctricos que normalmente unen la subestación ubicada al final de la red de transmisión, a los consumidores de energía eléctrica.
- 21. Regulación Automática de Frecuencia** – Modo de operar las unidades generatrices mediante un sistema de control computadorizado ubicado remotamente en un lugar estratégico, el cual supervisa y controla todo el Sistema Eléctrico. En el caso de PR, el sistema computadorizado se encuentra en el Centro de Control Energético ubicado en el sector Monacillos de San Juan.
- 22. Relé** – Dispositivo de protección.
- 23. Relevo de carga** – Acción automática o manual de remover carga en un sistema eléctrico en un evento de baja frecuencia para llevar este a un nivel seguro de operación.
- 24. Reserva de Generación** – Diferencia entre el exceso de capacidad de generación disponible y la demanda de carga en un momento dado. Incluye unidades que están en operación y las que se encuentran fuera de servicio, pero funcionales.
- 25. Reserva de Generación en rotación** – Diferencia entre el exceso de generación disponible en servicio (entre las unidades que se encuentran sincronizadas al sistema eléctrico), y la demanda de carga en un momento dado.
- 26. Reserva de Generación controlada** – Diferencia entre el exceso de generación disponible en servicio, y que puede variarse automáticamente desde un sistema computadorizado, y la demanda de carga en un momento dado. Usualmente incluye rangos de cargas en las unidades que están operando bajo la capacidad máxima.
- 27. Sincronización** – Es una operación en la cual se igualan las magnitudes de voltaje y frecuencia de una unidad generatriz que desea ser integrada a un sistema eléctrico, con las magnitudes existentes en el sistema eléctrico. La integración al

sistema se hace cerrando el interruptor de la unidad que permite la conexión eléctrica con el sistema justo cuando se alcanza sincronismo. Esta operación requiere mucha precisión; por lo cual, se utiliza equipo especializado para realizar la misma. A este equipo se le llama sincroscopio.

- 28. Sincronización de tiempos** - Significa utilizar una misma hora para supervisar, operar, y controlar procesos diferentes.
- 29. Sistema** - Es un conjunto de elementos, con frontera definida, que interactúan entre sí, con un propósito común.
- 30. Sistema Eléctrico** – Es el conjunto de componentes de la infraestructura necesaria para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en PR.
- 31. Sistema de potencia** - Conjunto de elementos, con frontera definida, que interactúan entre sí, con el propósito de generar, transmitir, distribuir y finalmente entregar para el consumo la energía eléctrica. Esto se intenta que ocurra de forma económica, segura, eficiente y sin menoscabo al medio ambiente.
- 32. Secuencial de eventos (SOE)** – Equipo computadorizado que registra el orden cronológico en que ocurrieron ciertos eventos. En el caso de operaciones relacionadas a sistemas eléctricos, estos registran con una precisión que alcanza las milésimas de segundos.
- 33. Sistema de protección automático** – Es un conjunto de dispositivos para proteger los componentes del sistema eléctrico de daños causados por averías o disturbios desconectándolos del sistema. El sistema de protección está diseñado para prevenir daños a los equipos, y maximizar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.
- 34. Trabajo** – Se define como el producto vectorial de fuerza por distancia.

- 35. Transmisión** – Líneas y equipo asociado que se interconectan para el movimiento o transferencia de energía eléctrica entre puntos de generación y puntos de entrega (subestaciones).
- 36. Voltaje** - Voltaje se define como la razón de cambio en trabajo por unidad de carga ($v(t) = dW/dq$). Es decir, es el trabajo necesario para mover cada carga eléctrica de un terminal a otro de un elemento del sistema eléctrico.

INFORME EJECUTIVO

El 21 de septiembre de 2016, aproximadamente las 2:30 pm, ocurrió una interrupción general en el servicio de energía eléctrica de PR. Esta interrupción ocurrió luego de una serie de eventos, todos asociados al Complejo Generatriz Aguirre. La cadena de eventos que culminaron en una interrupción total del servicio de energía eléctrica, ocurrió en un corto tiempo (aproximadamente 27 segundos). Los eventos fueron los siguientes (Ver Figura 1):

- Evento relacionado a la línea 51000 que discurre entre el Patio de Interruptores de 230kV de Aguirre, y el Patio de Interruptores del Centro de Transmisión de Aguas Buenas.
 - Una avería en la propia línea 51000 entre Aguirre a Aguas Buenas.
 - Una avería mecánica en interruptor 51030 del patio de interruptores de 230kV, el cual interconecta la línea 51000 con la Barra #2 del Patio de interruptores de 230kV del Complejo Generatriz Aguirre.
 - Una avería en la Barra #2 (fase B) del Patio de Interruptores de 230kV.
- Evento en la línea 50700 que discurre entre Aguirre y AES. Se detecta una avería en la línea 50700 actuando la protección entre las fases B y C.
- Evento en salida de la Unidad #1 de Aguirre, entrando al Patio de Interruptores de 230kV. Avería en la zona cubierta por la protección "Unit Transformer Differential" BDD (Fases B y C).

Las últimas tres averías son detectadas por el sistema de protección; no obstante, se entiende fueron eventos producto de la contaminación a causa del incendio provocado por la explosión ocurrida en el interruptor 51030. No se encontró ningún daño físico en la infraestructura correspondiente a cada una de ellas.

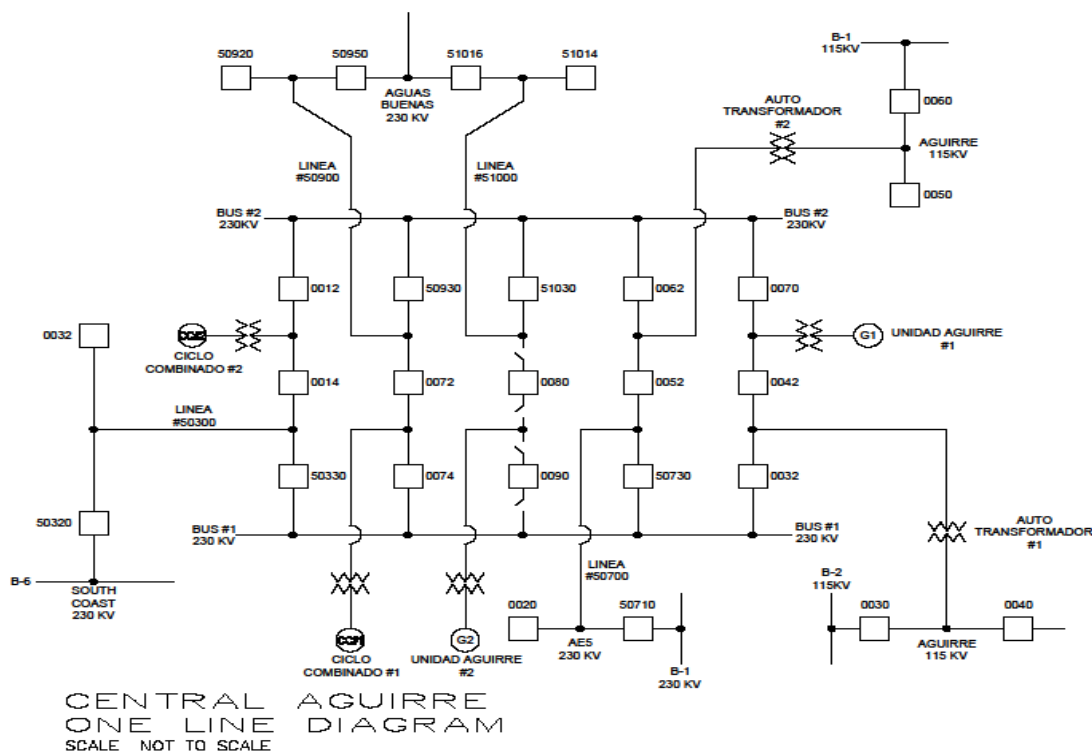


Figura 1

Estas averías por si solas, no hubiesen tenido el efecto de provocar la interrupción general o el apagón del sistema eléctrico. Sin embargo, al ocurrir en combinación con otros eventos, son los factores causantes de la interrupción general. Ejemplo de esto es que, al ocurrir la falla mecánica en el interruptor 51030 y combinarse con la falla en el sistema operativo del interruptor 0062, provoca que la falla en línea 51000 no se pueda separar de la Barra #2, lo cual pone vulnerable toda la generación que se producía en el Complejo Aguirre al momento del evento.

Por otro lado, la avería en la línea 50700, combinada a la no operación de los interruptores 50730 y 50330, es la que, estando ya el sistema vulnerable, provocan la secuencia que finalizó en la interrupción general.

La información provista y registros analizados como parte de la investigación, reflejan que el sistema de protección (supervisión y control), tanto de la red eléctrica, como de las unidades generatrices, operó satisfactoriamente. Sin embargo, las fallas en operación de cuatro (4) interruptores, evitaron que las diferentes averías fueran aisladas en un tiempo razonable para que impidiera el colapso del sistema eléctrico.

Todos estos eventos ocurren en la misma localización de Aguirre. Esto debe ser motivo de un profundo análisis administrativo por parte de los oficiales de la AEE. En todos los eventos, existe reflejo de que se ha reducido el programa de mantenimiento preventivo y conservación programada en ciertos equipos. El programa de conservación eléctrica debe revisarse y añadirle mayores recursos económicos y humanos.

Por otro lado, el proceso de recuperación no estuvo ajeno a complejidades que resultaron más de lo usual. El mejor ejemplo es que, a pesar de que la avería fue en el Complejo Aguirre, es aquí donde se inicia el proceso de recuperación. Al momento de redactar este Informe, no ha sido posible entrevistar al personal técnico de la AEE, para dialogar con ellos y lograr contestar algunas interrogantes. La información evaluada refleja que hubo problemas de arranques u operacionales en las turbinas de combustión de Palo Seco, Mayagüez, Costa Sur y Yabucoa, entre otras. No obstante, la información específica debe ser confirmada por el personal técnico de la AEE.

La recuperación total del sistema eléctrico de PR, excedió las 60 horas. Este periodo de tiempo para restablecer el sistema eléctrico del País se considera excesivo posterior a un evento como el ocurrido, en donde los daños a elementos del sistema son conocidos previamente al inicio del restablecimiento. El área donde ocurrió la avería se inspeccionó rápidamente, y posterior a las labores de limpieza y aislamiento de los dispositivos averiados, estuvo disponible para energizarse en 10 horas. Esto se considera un resultado satisfactorio, gracias al gran esfuerzo y trabajo del personal de la Central Aguirre y otros grupos de apoyo.

HECHOS

La operación de un sistema eléctrico es una función altamente compleja, en la que interactúan profesionales, técnicos y sistemas altamente complejos; ejecutando, supervisando, controlando y protegiendo cientos de miles de componentes, operaciones y procesos, que ocurren tan rápidamente, que es imposible detectarlos sin la intervención de sistemas computadorizados diseñados para estos propósitos. Estos equipos computadorizados generan información y documentos que se utilizan para analizar eventos, averías, y comportamientos en el sistema eléctrico. Sin esta información es imposible hacer algún análisis confiable. Debido al alto costo de los equipos utilizados en el proceso de generar y transmitir energía eléctrica, a la gran cantidad de componentes interactuando y a la rapidez con la que ocurren los eventos, ya que en un segundo pueden ocurrir miles de operaciones, la utilización de equipos especializados es imprescindible. El análisis de eventos requiere la recolección y almacenamiento de datos con una resolución en intervalos de milésimas de segundos. De lo contrario, la información no sería confiable. Además, es importante que todos los equipos de operación, protección y control se encuentren sincronizados en tiempo. A modo de ejemplo, cuando decimos las 14:30:15.000 en Aguirre, también en la Planta de Costa Sur, AES, Palo Seco, San Juan, EcoEléctrica o Monacillos deben tener la misma hora, 14:30:15.000. De esto no ocurrir, el primer paso previo a algún análisis es identificar un método confiable para sincronizar la hora en la información disponible.

Conociendo la complejidad y responsabilidad de esta investigación, el 13 de octubre de 2016, el Presidente del CIAPR, Ing. Ralph A. Kreil Rivera, envió una comunicación al Director Ejecutivo de la AEE, Ing. Javier A. Quintana Méndez, solicitando copia de los documentos que generaron los equipos de supervisión, control y protección (Ver anejo 1). Algunos de los documentos solicitados fueron: secuenciales de eventos (SOE), información de oscilógrafos, registros de operación de relés de protección, entre otros.

El sábado 22 de octubre de 2016, la Comisión Ad Hoc tuvo la oportunidad de visitar el Patio de Interruptores del Complejo Aguirre para poder observar con detenimiento los acontecimientos, en compañía de funcionarios de la AEE. El grupo aprovechó para delinear el plan de acción a seguir luego de haber podido observar el lugar de los hechos.

El 3 de noviembre de 2016, funcionarios de alta jerarquía de la AEE, realizaron una presentación a los miembros de la Comisión Ad Hoc, en la que ofrecieron aspectos generales del evento que provocó la interrupción general del servicio de energía eléctrica en PR, el 21 de septiembre de 2016 y algunos hallazgos hasta ese momento. Ese mismo día, se nos entregó una carpeta conteniendo información sobre el evento (Ver anejo 3). Luego de evaluar la carpeta, se observó que faltaba información; por lo cual se procedió a solicitar la misma al Director Ejecutivo de la AEE (Ver anejo 4).

A la fecha de este Informe, no se había recibido la información solicitada al Director Ejecutivo de la AEE en la segunda comunicación. Como el tiempo continúa transcurriendo, y reconociendo la importancia que tiene para el público conocer la causa de esta interrupción, decidimos continuar con la investigación. A pesar de no poder profundizar en algunos aspectos como lo habíamos anticipado, debido a la falta de información, la evaluación realizada nos permite identificar las causas básicas de esta interrupción general. En la siguiente sección del Informe, se presenta un resumen de los hechos relevantes del evento.

Interrupción General del Sistema Eléctrico de PR

- 1.** Condiciones del Sistema Eléctrico de Puerto Rico, previo al evento:
 - a.** Generación total aproximada 2,670 MW
 - b.** Unidades en Servicio: Unidades #6, 8, & 9, de Central San Juan, Unidades #1, 2, & 3 de Palo Seco, Unidad #6 de Costa Sur, Unidad #1 de Aguirre, Unidades #1 & 2 Ciclo Combinado, Unidades (3) de EcoEléctrica, Unidades #1 & 2 de AES, Unidad #1 & 2 de Toro Negro - 1, Unidades #1, 2 & 3 de Dos Bocas, Turbina de Combustión #1 de Palo Seco, y productores de energía eléctrica por tecnologías renovables.
 - c.** Reserva en rotación aproximada: 160 MW, de las cuales 70 MW eran aportadas por la Unidad #1 de la Central Aguirre.

- 2.** Los eventos donde se origina la cadena de sucesos que culminaron en la interrupción general del sistema eléctrico de PR (apagón general) ocurrieron en el patio de interruptores de 230kV del Complejo Generatriz Aguirre, ubicado en Salinas, PR. Previo al

evento, todos los interruptores del patio estaban en servicio (cerrados), excepto los interruptores 0080 y 0090 correspondientes a la entrada de energía proveniente de la Unidad #2 de la Central Aguirre. Esto era así, ya que la unidad se encontraba fuera de servicio para conservación. Los auxiliares de estos interruptores estaban en posición abierto (Ver anejo 5).

- 3.** Uno de los documentos fundamentales al momento de evaluar una avería, es el Secuencial de Eventos (SOE) del área donde ocurre la misma. Si la misma abarca otras áreas, como fue este caso, se requiere Secuenciales de Eventos de todas las áreas afectadas. Si los mismos no estuviesen sincronizados, el primer paso debe ser sincronizar los tiempos entre los SOE a utilizarse. Es por esta razón, que solicitamos el Secuencial de Eventos del Centro de Control Energético en Monacillo, ya que es el que recoge todas las operaciones del sistema de generación y transmisión, sincronizados en una misma referencia de tiempo. En ausencia de éste, identificamos el equipo que provea la información más confiable. Revisamos el SOE de la Central Aguirre, no obstante; la copia suplida, no muestra la operación de todos los interruptores, aun cuando sabemos que existen 15 interruptores y por lo menos 13 de ellos debieron de haber operado. Conociendo esto, decidimos utilizar la data del Oscilógrafo de la Central Aguirre como base y sincronizar todo el resto de la información a ésta. Acordamos esto, ya que el oscilógrafo de Aguirre es el que recoge la información más relevante de este evento. Esta información tiene una diferencia de 6:13.418 minutos de adelanto con respecto al tiempo utilizado por AEE para suplir su información. Si somos consistentes con esta diferencia, el análisis y conclusión no debe cambiar significativamente. Con esta aclaración, podemos resumir los hechos de acuerdo a la siguiente secuencia:

- a.** A las 14:24:38.784 – Se origina una falla en la línea 51000 (fase B) que discurre entre Aguirre y el Centro de Transmisión de Aguas Buenas, la cual es indicativo de una falla de fase a tierra, con 10 ciclos de duración (Ver Sec. M del anejo 3).
- b.** A las 14:24:38.951 – Se detecta avería de fase B-G en interruptor 51030 la cual evolucionó en una avería BC-G. Tuvo una duración de 17 ciclos (283 milisegundos).

Como resultado de esta avería, explotó la vasija de la fase B y hubo un incendio afectando el patio de interruptores de 230kV (Ver Figura 2).

Interruptor en la Planta de Aguirre



Figura 2

- c.** A las 14:24:40.234 – Se detecta una avería en la línea 50700 entre Aguirre y AES, actuando la protección entre fase B y C.
- d.** A las 14:24:40.561 – Se dispararon las unidades del ciclo combinado #2 con 69 MW.
- e.** A las 14:24:41.073 – Se disparó la unidad #1 de la Central Aguirre con 364 MW y se disparó la Unidad #2 de la Central Cambalache con 19 MW.
- f.** A las 14:24:41.372 – Se dispararon las unidades del Ciclo Combinado #1 de Aguirre con 236 MW.
- g.** A las 14:24:42.732 – Se dispararon las unidades de EcoEléctrica con 509 MW.
- h.** A las 14:24:54.634 – Se disparó la unidad #6 de Central Costa Sur con 375 MW.
- i.** A las 14:24:58.632 – Se disparó la unidad AES #2 con 197 MW.

- j.** A las 14:24:58.634 – Se disparó la Unidad del Ciclo Combinado #6 de la Central San Juan con 200 MW.
- k.** A las 14:25:01:350 – Se disparó la unidad AES #1 con 147 MW.
- l.** A las 14:25:01.450 – Se dispararon simultáneamente las unidades #8 y 9 de Central San Juan, con aproximadamente 90 y 95 MW respectivamente.
- m.** A las 14:25:06.450 – Se disparó la unidad #2 de Palo Seco con aproximadamente 60 MW.
- n.** A las 14:25:06.462 – Se disparó la unidad #3 de Palo Seco con aproximadamente 140 MW.
- o.** A las 14:25:06.476 – Se disparó la unidad #1 de Palo Seco con aproximadamente 60 MW. En este momento, es donde el Sistema Eléctrico de PR se interrumpe totalmente.

Recuperación del Sistema Eléctrico

El tiempo del proceso de recuperación del servicio eléctrico generó insatisfacción por parte de los clientes y la opinión pública. A continuación, un resumen del proceso de como ocurrió la recuperación (Ver Secciones K y V del Anejo 3).

1. Previo a la interrupción, el consumo de energía en el sistema era aproximadamente 2,670 MW.
2. Aproximadamente ocho horas luego de ocurrida la interrupción general, la carga del sistema era solamente de 3 MW.
3. Aproximadamente 16 horas después del evento, la carga del sistema era de 123 MW o el 5% de la carga previa al evento.

4. 24 horas después del evento, la carga del sistema era de 356 MW o un 13% de la carga previa al evento.
5. 32 horas después del evento, la carga era 797 MW o aprox. 30% de la carga previa al evento.
6. 40 horas después del evento, las cargas del sistema eran de 1,719 MW equivalente al 65% de la carga existente previo al mismo.
7. 48 horas después del evento, la carga del sistema era 2,089 MW equivalente al 78% de la carga existente previo al mismo.
8. 56 horas después del evento la carga del sistema era 2,404 MW o 90% de la carga existente previo al mismo. Posterior a esto, hubo otras interrupciones de servicio, pero fueron asociadas a otros eventos ajenos a la interrupción general.

HALLAZGOS Y ANÁLISIS DE HECHOS

Una interrupción general de un sistema eléctrico es un evento que ocasiona efectos adversos muy serios a la economía de un País, por lo que cuando esto ocurre, se requieren análisis técnicos objetivos y profundos que permitan identificar la causa básica de la ocurrencia. Además, se requieren planes ordenados y formales para implementar las recomendaciones según su prioridad.

Conocidos los hechos previamente presentados, nuestro análisis girará alrededor de los siguientes asuntos:

1. **Análisis de las causas de la interrupción general del servicio de energía eléctrica en PR el 21 de septiembre de 2016 (El apagón).**
 - a. El Sistema de Protección del sistema de transmisión de 230kV, dando atención especial donde ocurrieron los hechos en el Complejo Generatriz Aguirre.
 - b. Análisis de averías y operación de interruptores de 230kV.

- c. La operación del sistema eléctrico, esquemas de relevos de cargas y consideraciones de reserva de carga.
- d. Las causas de salidas de las unidades generatrices.

2. Análisis de proceso de recuperación del servicio de energía eléctrica (La recuperación).

Como mencionamos anteriormente, la operación de un sistema eléctrico envuelve la interacción en forma simultánea de miles de equipos y componentes en las redes de transmisión, distribución y el sistema generatriz, interactuando ininterrumpidamente. Por lo general, un evento de gran impacto como el que estamos investigando (interrupción general del sistema eléctrico) es consecuencia de la combinación de varios eventos que han coincidido en un momento dado, o en una diferencia de tiempo de ocurrencia muy corto (milésimas de segundos). La complejidad de estos sistemas, requiere de equipo computadorizado y especializado (equipo de supervisión, control y protección con capacidad de almacenar información de los procesos) para conocer lo que en efecto ocurre, y el momento exacto de la ocurrencia. Algunos de estos equipos requieren tener redundancia, dada la importancia de la información. Ocasionalmente, algunos de los equipos antes mencionados podrían estar no disponibles. Cuando eso sucede, se requiere buscar la información por algún otro método alterno que refleje la mejor realidad posible de lo sucedido. El manejo y análisis de estos equipos requiere de personal debidamente capacitado y adiestrado para evaluar los datos que suplen. Luego de una evaluación cuidadosa de la escasa información provista por la AEE, este es nuestro análisis:

1. Interrupción general del servicio de energía eléctrica de PR.

a. Protección del sistema de 230Kv:

Para facilitar la comprensión de este análisis entendemos necesario incluir un narrativo de lo que debe ser el esquema de protección. Como hemos mencionado anteriormente, al interactuar ininterrumpidamente miles de componentes en múltiples procesos y conociendo que siempre está presente una potencial falla, un sistema de protección robusto es necesario para garantizar la confiabilidad de un sistema eléctrico. Estos sistemas de protección requieren un diseño a tenor a los códigos aplicables, recomendaciones de los fabricantes, mejores prácticas de la industria y la experiencia del personal a cargo de la operación. Además, requiere de un programa de mantenimiento

formal y ordenado, según las recomendaciones de los fabricantes de los componentes, y la experiencia recopilada en el tiempo. Basado en esto, el esquema de protección que debe existir en el sistema eléctrico de 230kV de Puerto Rico es el siguiente:

PROTECCION DE LÍNEAS

- **Protección tipo piloto:** Denominada generalmente como protección primaria o secundaria; cubre el 100% de la línea. Operación instantánea (valor típico de operación 33-50 msec.). Utiliza canal de comunicación (Fibra Óptica, Microonda, Corriente Portadora o "Power Line Carrier") para comparar valores entre los terminales de la línea y determinar operación.
- **Protección de resguardo ("Back Up"):** Cubre la totalidad de la línea, y en adición, una porción del elemento conectado al terminal remoto. Opera con retardo de tiempo. Tienen orientación direccional por medio de corrientes, voltajes o combinación de ambas. Se utiliza para responder o cubrir operaciones anormales del terminal remoto hacia la avería.

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

- **Protección diferencial:** Utiliza método de comparar corriente que circula a través del transformador. De ser igual la corriente que pasa por ambos lados de voltaje del transformador, no hay operación de esta protección. En caso de haber una desviación o diferencia entre los valores de corriente; dentro de parámetros de tolerancia, entonces se registra operación o comando de disparo ("trip") de los interruptores asociados al transformador. Generalmente; esta operación, se hace a través de un relé de trabado ("lock out") de múltiples contactos, y que, por seguridad, requiere de esta forma una evaluación de los equipos asociados a esta protección antes de energizarlos. Esta protección se utiliza para averías internas en el transformador, cubriendo generalmente a los interruptores y equipos asociados.

- **Protección de resguardo:** Opera similar al concepto anteriormente descrito, en este caso cubriendo la totalidad del transformador.

PROTECCIÓN DE GENERADORES

- **Protección diferencial:** Funciona de manera similar a la protección de este tipo anteriormente descrito. Existen dos (2) tipos de protección diferencial para los generadores (dependiendo de la capacidad del generador). Uno de ellos para cubrir exclusivamente el generador ("Generator Differential") en este caso en particular, en ambos lados del generador que están al mismo voltaje y otra que protege al generador y al transformador de salida del generador conocido como diferencial de la unidad ("Unit Transformer Differential").
- **Protecciones de resguardo:** Se utiliza para protecciones de resguardo por averías entre fases, corrientes de secuencia negativa, averías de fase a tierra o desbalance en el estator y Reducción o Pérdida de Excitación.
- **Protecciones por disturbios en los sistemas eléctricos y operacionales:** Protección por Alta/Baja Frecuencia, protección por Alto/Bajo Voltaje, protección contra Motorización, protección por Sobre Excitación, protección por contacto a tierra en el circuito D.C. de la Bobina de Excitación ("Field Ground").

PROTECCIÓN DE BARRA

- **Protección diferencial:** Similar a la operación de protección de este tipo anteriormente descrita, comparando en este caso circulación de corriente entre los interruptores conectados a la barra. Se envía orden de disparo ("trip") para abrir todos los interruptores interconectados a la barra a través de un relé de trabado ("Lock Out").

PROTECCIÓN POR RESGUARDO LOCAL ("Breaker Back Up" o "Breaker Failure Protection" BFP)

- Cuando el/los interruptores involucrados en un disturbio eléctrico o avería, no ejecutan orden de abrir en determinado tiempo, se activa este esquema de protección abriendo todos los interruptores de la barra asociados al interruptor que falló en abrir, activando el relé de trabado ("Lock Out") del esquema de protección diferencial de barra. Este esquema de protección funciona con un relé detector de avería o falla que a su vez activa la operación de un temporizador. En adición, para averías en una línea con canal de comunicación, se envía orden para abrir el interruptor del terminal opuesto en operación instantánea a través de dicho canal por disparo transferido ("Direct Transfer Trip"), a fin de extinguir en el menor tiempo posible la avería que ocasiona el disturbio y restablecer condición de estabilidad al sistema eléctrico.

En caso de que los interruptores estén interconectados en una disposición de interruptor y medio ("Breaker and a Half") o en forma de anillo ("Ring Bus"), si un interruptor no abre, se envía orden de disparo al próximo interruptor al que está interconectado con el que falló, a fin de remover de servicio al elemento que sigue aportando corriente de avería.

b. Análisis de averías y operación de Interruptores.

Para interpretar la narrativa siguiente, es necesario hacer referencia al diagrama mono lineal del Patio de Interruptores de 230kV del Complejo Generatriz Aguirre (Ver anejo 5). El arreglo ("array") de los interruptores de 230kV en Aguirre es del tipo de dos (2) barras de 230kV, enlazadas por tres (3) interruptores donde entre medio de cada dos (2) interruptores se interconecta un elemento (línea, transformador, generador). Existen cinco "columnas" de tres (3) interruptores que enlazan las barras #1 y #2 de 230KV. Esta disposición se conoce como "Breaker and a Half" (Ver diagrama mono lineal, anejo 5).

Las condiciones prevalecientes en el patio de interruptores de Aguirre antes del evento, eran que el Generador #2 estaba fuera de servicio por conservación y estaban abiertos los interruptores (OCB 0080 y OCB 0090) con sus respectivos

interruptores auxiliares. Por tanto, en esa "columna", solamente el interruptor 51030 estaba conectado a la Barra #2 – 230KV (Ver anejo 5). Como mencionamos en los hechos, la secuencia que culminó en la interrupción total del sistema eléctrico de PR, ocurrió de la siguiente manera:

1. A las 14:24:38.784 (hora oscilógrafo de Aguirre) se refleja un disturbio en el Sistema Eléctrico de 230kV, en específico en la Línea 51000 de 230KV, entre el Centro de Generación de Aguirre (Aguirre S.P.) y el Centro de Transmisión de Aguas Buenas (Aguas Buenas T.C.). El registro oscilográfico de Aguas Buenas T.C. refleja una avería en la Fase B. La corriente de avería se interrumpe en aproximadamente tres (3) ciclos (50 msec.). Se reporta que los interruptores 51014 y 51016 abren en Aguas Buenas T.C. e indicación ("targets") de operación de protección primaria y secundaria de línea (SEL 311L-87 / diferencial de línea y LFDC-85 / "Directional Comparison" - PLC) (Ver sección E del Anejo 3).
2. El Registro oscilográfico de Aguirre refleja un disturbio con aumento de corriente en la línea 51000 (Fase B). Su tiempo de duración es de 10 ciclos (170 msec.). Se reporta indicación de operación ("target") de protección primaria (SEL 311L-87 / diferencial de línea) y de relé detector de avería o falla (CHC) asociado con Protección de Resguardo Local ("Breaker Back up" o "Breaker Failure Protection" / BFP).
3. Seguidamente a estos 10 ciclos (170 msec.) iniciales, en el oscilograma de Aguas Buenas T.C., a través de la línea 50900 entre este terminal hacia Aguirre S.P., se refleja un aumento mayor de corriente en la Fase B y en la Fase C, siendo el tiempo transcurrido en este caso de aproximadamente 16 ciclos (267msec.). El tiempo total desde el inicio del evento es de aproximadamente 26 ciclos (433 msec.).
4. En el oscilograma de La Central Aguirre, el trazo del "Neutral CT1" refleja aportación de corriente (indicativo de condición de desbalance o averías

tipo fase a tierra) durante estos primeros 26 ciclos (433 msecs.), siendo la aportación de mayor magnitud los últimos 16 ciclos (267 msecs.).

5. Se reportan indicaciones de operación de protección por resguardo local (detector de avería CHC / OCB 51030, temporizador SAM / OCB 50930, detector de avería CHC / OCB 0062). También se reporta indicación de operación de protección diferencial de barra #2 - 230KV (PVD – Fase B). No hay reporte de indicación de protección para OCB 0012 y OCB 0070.
6. A base de lo anteriormente expuesto, en el disturbio inicial en la línea 51000, los interruptores 51014 y 51016 en Aguas Buenas T.C. responden adecuadamente a la orden de disparo de las protecciones, liberando la avería. En el caso de la Central Aguirre, el interruptor 51030 recibe la orden de abrir, de las protecciones, aunque su operación indica que no abrió adecuadamente causando la activación de la protección de falla de interruptor y también la protección de diferencial de barra. Se reporta una explosión en la vasija B del OCB 51030 y un incendio de grandes proporciones, afectando gran parte del patio de interruptores de Aguirre 230kV (Ver Figura 2).
7. La operación de la protección por resguardo local (CHC / detector de falla) en el OCB 0062, a su vez envía activación de respuesta de resguardo local para erradicar la fuente de aportación de corriente hacia la avería. En este caso, se envía orden de disparo a los interruptores 0052 (230KV) y a la pareja de interruptores 0050 y 0060 (115kV) correspondientes al Autotransformador #2 - 230/115 KV.
8. A este momento, los interruptores 0070, 50930 y 0012 de la Barra #2 - 230kV están abiertos. El OCB 0062 no abrió (se reportó averiada una bobina de disparo para abrir el interruptor y la otra bobina desactivada por falta de voltaje D.C. de operación, por alambrado averiado).

9. A los aproximadamente 90 ciclos (1450 msecs.) de iniciado el primer evento, se registra otro disturbio eléctrico reflejado en la línea 50700, entre Aguirre y AES. Inicialmente se refleja avería de mayor intensidad entre dos (2) fases, que luego al disminuir, evoluciona a las tres (3) fases, hasta que se extingue. Se reporta en Aguirre, para la pareja de interruptores 50730 y 0052 indicación ("target") de operación de protección secundaria tipo "Directional Comparison" (SEL 321-85 B-C), y en adición, protección por resguardo local (SEL 501 / Detector de falla) para GCB 50730. En AES se reporta indicación ("target") de operación de protección secundaria tipo "Directional Comparison" (SEL 321-85 Fases B y C) para pareja de interruptores 50710 y 0020. En resumen, el GCB 50730 falló en abrir.

10. Al aproximadamente transcurrir los primeros 20 ciclos (333 msecs.) de este otro evento, la corriente entre las dos (2) fases disminuye y se afecta también la otra fase de la línea 50700, la cual continúa por 21 ciclos adicionales (350 msecs.). Se reporta indicación ("target") de operación de protección relacionada con resguardo local de Barra #1 - 230KV (SAM / temporizador) de los interruptores 0014 y 0074. Del interruptor 50330 se reporta indicación de operación de protección de resguardo local (CHC / Detector de falla).

11. Basado en lo expuesto sobre este otro disturbio, los interruptores 0032 y 0074 se abren en respuesta a la activación de la protección por resguardo local de Barra #1 - 230kV de Aguirre. El OCB 0090 se encontraba abierto por mantenimiento del Generador #2. La disminución de la corriente de avería por la línea 50700 acontece al perder la aportación de corriente del Generador #1 de Aguirre y del Ciclo Combinado #1 a la barra #1 - 230kV por apertura del OCB 0032 y 0074 respectivamente, aunque ambas generaciones permanecen al momento interconectadas al sistema eléctrico a través de los interruptores 0042 (Autotransformador #1 - 230/115kV) y el interruptor 0072 (línea 50900 hacia Aguas Buenas T.C.).

12. La operación de la protección por resguardo local (CHC / detector de falla) en el OCB 50330, a su vez envía activación de respuesta de resguardo local

para erradicar la fuente de aportación de corriente hacia la avería. En este caso, se envía orden de disparo (se reporta indicación de operación por resguardo local SAM/ temporizador) al interruptor 0014 (uno de los interruptores del Ciclo Combinado #2 de Aguirre) y a la pareja de interruptores 50320 y 0032 correspondientes al terminal remoto de línea 50300 en Costa Sur. A partir de este momento el Ciclo Combinado #2 de Aguirre no tiene interruptor de salida habilitado hacia el Sistema Eléctrico, quedando esta generación fuera de servicio. En resumen, el OCB 50330 tardó demasiado tiempo en abrir por lo cual se determina que este también falló en su operación.

13. Seguidamente a los primeros 20 ciclos (333 msecs.), se registran 21 ciclos adicionales (350 msecs.) de corriente de avería en la línea 50700. En este momento, 41 ciclos (683 msecs.) después de haberse iniciado este otro evento (segundo), se extingue la corriente en la línea 50700. Este momento coincide con el hecho de que la aportación del único elemento (Línea 50300) hacia el Patio de Interruptores de Aguirre deja de suplir corriente de avería. Se reporta indicación de operación de protección por resguardo remoto (SEL 311L – 21/51, Fases A-B-C) abriendo la pareja de interruptores 50320 y 0032 en la Central Costa Sur.
14. Finalizando el segundo evento, cuando se extingue la avería en la Línea 50700, se registra otro disturbio (tercero). Se reporta indicación ("target") de operación de protección "Unit Transformer Diferencial" (BDD, Fases B-C) del Generador #1 de Aguirre. Tiempo de duración 5 ciclos (83 msecs.).
15. El tiempo total transcurrido desde el evento inicial/ tiempo cero (Línea 51000) hasta salida de Generador #1 de Aguirre es aproximadamente de 137 ciclos (2,283 msecs.).
16. Finalmente, el registro oscilográfico de Aguirre, registra el Ciclo Combinado #1 de Aguirre fuera de servicio aproximadamente a los 160 ciclos (2,667 msecs.) de iniciado el primer evento (tiempo cero), sin evidencia de avería.

17. Posteriormente continúan las salidas de las unidades generatrices en el orden establecido en los hechos hasta que finalmente se interrumpe totalmente el servicio de energía eléctrica en PR. Se estima que todos estos eventos ocurrieron en aproximadamente 27 segundos. Como hemos observado, la causa de esta interrupción general es consecuencia directa de la coincidencia de la falla inicial en la línea 51000 con las fallas de estos cuatro interruptores (51030, 0062, 50730 y 50330). Estas fallas deben ser motivo de profundo análisis.

18. Durante nuestra visita a las facilidades de la AEE en Aguirre, se nos indicó por los ingenieros presentes de la AEE, que habían identificado una descarga eléctrica cayendo sobre la línea de 230kV afectada, en algún punto entre los patios de interruptores de Aguirre y el de Aguas Buenas.

Las líneas eléctricas están provistas de protección contra sobrevoltajes mediante dispositivos de impedancia variable. Estos, descargan a tierra los excesos de carga eléctrica que migran por la línea. Así evitan que los sobrevoltajes pudieran dañar los equipos de manejo o producción de electricidad conectados a la línea. Conocemos estos artefactos de protección pasiva como "pararrayos". Estos pueden efectuar la variabilidad de impedancia a tierra como función del sobrevoltaje aplicado, por medio de saltos de aire o materiales semiconductores.

Cuando una descarga eléctrica es moderada, comparada con la capacidad interruptora de los pararrayos hacia tierra, estos efectúan la descarga a tierra y luego recobran su capacidad aislante, quedando la línea protegida de nuevo. Por diseño, los pararrayos tienen voltaje de activación algo mayor al voltaje normal de la línea. De lo contrario, pondrían la línea en cortocircuito permanente. Esto permite que no todo el sobrevoltaje que viajaba por la línea desaparezca, sino que una cantidad mínima del original continúe su migración por la línea.

Cuando un sobrevoltaje es muy grande para la capacidad de diseño de un pararrayos y este no es capaz de recobrase del paso interno de electricidad tras el disparo a tierra, el diseño de muchos de estos provee para la evolución de

gases desde su interior, que generan fuerza explosiva que, a su vez, expelle la terminal a tierra del pararrayos, logrando así la extinción del arco interno y devolviendo a la línea eléctrica su aislación a tierra.

Cuando eso ocurre hay que reemplazar el pararrayos. Debido a este mecanismo, es necesario proveer redundancia de pararrayos para poder manejar próximas descargas en la línea, manteniendo la protección activa. El grado de redundancia necesaria se determina por la frecuencia de descargas atmosféricas conocida en la zona geográfica.

La información provista verbalmente por los técnicos de la AEE, indica que para el caso de la línea 51000, aunque los pararrayos fueron reemplazados, estos estaban íntegros. Su reemplazo fue motivado por el grado de contaminación producto de los gases que emanaron del incendio ocurrido en el interruptor 51030. Basado en esto, entendemos que en caso de que el origen de este evento hubiese sido efecto de la descarga eléctrica de un rayo, el mismo era de una magnitud que podía ser manejado por el sistema de protección de pararrayos y no tener consecuencias mayores en el sistema eléctrico.

Por otro lado, los equipos de producción o manejo de energía eléctrica son suficientemente robustos para tolerar pequeños sobrevoltajes sin recibir daño. Los sobrevoltajes atenuados llegan normalmente hasta los interruptores, transformadores y generadores que sirven la línea, sin dañarlos.

Si la capacidad interruptora del dieléctrico en alguno de esos equipos está afectada por degradación o contaminación, pudieran establecerse arcos eléctricos dentro de estos, llevando los sobrevoltajes remanentes a tierra a través del aceite dieléctrico, con capacidad interruptora previamente deteriorada. Esto deteriora aún más la capacidad interruptora del dieléctrico, pudiendo establecerse un arco no extingible a través de este, alimentado por el voltaje normal en la línea. Esto genera un arco de intensidad y duración catastróficas, si no existe un sistema de protección redundante.

Los eventos ocurridos dentro del OCB 51030, son compatibles con haber sido precipitados por una secuencia de eventos según descrita aquí.

Si vemos el historial de reparaciones del interruptor 51030, notaremos que el mecanismo de activación para interrupción de éste había, fallado en varias ocasiones previo a este incidente final (Ver sección U del anejo 3).

Observaciones de fotos de OCB 51030, suplidas por AEE

La primera foto (Figura 3) suplida por la AEE, muestra una vista exterior del estado de las vasijas del interruptor, con posterioridad al evento. En ésta se observa el tanque del medio (Fase B), con la parte superior abierta por efecto de una fuerza explosiva desde su interior. Los otros dos tanques se observaron con integridad de forma.

Interruptor en la Planta de Aguirre

Figura 3



En la foto a la izquierda (Figura 4), se muestra uno de los terminales del interruptor 51030, que aparentemente "sobrevivió" el evento. Esta terminal no muestra evidencia de arcos eléctricos o de otros daños que sean obvios en su superficie observable. A la derecha de ésta (Figura 5), tenemos una foto que muestra la cruceta de reconexión del interruptor, rota por aparente flexión. La foto sugiere que se rompió al quedarse uno de los contactos pegado, mientras se despegaba el otro contacto.



Figura 4



Figura 5

Una cuarta foto abajo (Figura 6), muestra las abrasiones de arco eléctrico contra el interior del tanque del interruptor. Obsérvese que hay múltiples abrasiones menores separadas entre sí y una abrasión compuesta, significativamente mayor que las anteriores. Estos arcos en el interior del tanque ocurrieron en un tiempo relativamente prolongado antes de que se detuviera el flujo de energía.



Figura 6



Figura 7

Los aproximadamente quince (15) puntos de abrasión eléctrica en la superficie, son relativamente pequeños en comparación con el de apariencia compuesta, formado de abrasiones mayores y más unidas, que forman una sola mancha. Estas

abrasiones eléctricas, sugieren la ocurrencia de una secuencia lenta de arcos menores, seguida de una secuencia rápida de arcos de magnitud superior a los anteriores.

Estas abrasiones sugieren una corriente de falla a través del aceite aislante de magnitud moderada, seguida de una corriente de falla significativamente superior, finalmente extinguida al estallar el tanque y separarse físicamente las conexiones eléctricas por el estallido.

La quinta foto (Figura 7), muestra evidencia de la destrucción física del segundo contacto del interruptor (lado de la barra #2), que obviamente se mantuvo energizado durante todo el evento de arco eléctrico.

Destrucción del interruptor 51030. Análisis del estallido

Las corrientes de falla por arco eléctrico causan la contaminación del aceite aislante usado en interruptores o transformadores, con carbón y acetileno. Estos dos contaminantes contribuyen a la baja de fortaleza dieléctrica del mismo. A su vez, el arco calienta el aceite en su paso, generando vapores, que de inmediato suben a la superficie del líquido. El aceite calentado por el arco reduce su densidad y fluye en corriente de convección hacia la superficie del líquido, llevando consigo el carbón y parte del acetileno generado por el arco y disuelto en este. Esto debilita la capacidad dieléctrica cerca de la superficie haciendo que se generen arcos eléctricos nuevos en la superficie.

Al establecerse un arco eléctrico en la superficie del aceite, este hace contacto con el aire atmosférico ahí presente, ya mezclado con los vapores de aceite y el acetileno liberados anteriormente, estableciéndose las tres condiciones para la ignición de estos y el consecuente estallido del tanque por su parte superior.

El estallido del tanque pone fin al evento eléctrico del interior del tanque, al desconectar físicamente el paso de electricidad que alimentaba el arco, cortando así la corriente de falla.

19. Análisis de la falla en la operación del mecanismo del OCB 0062

Cuando ocurre la falla en el OCB 51030, el relé del esquema de protección de la barra #2 actuando como resguardo, ordenó la apertura del OCB 0062, lo cual no ocurrió. El OCB 0062 es un interruptor cuyo mecanismo es neumático y el interruptor contiene aceite mineral como medio aislante. El mecanismo en este interruptor utiliza la energía que acumula un resorte comprimido y acoplado al mecanismo para abrir, y aire para cerrar el interruptor.

El destino de la orden es la bobina de apertura donde la magnetización que ocurre entre la armadura y el núcleo provoca un movimiento mecánico que remueve los puntales (latch) donde descansa el mecanismo mientras permanece cerrado. De forma simultánea, el resorte que fue comprimido por el mecanismo cuando el interruptor fue cerrado, libera su energía en dirección al movimiento requerido para abrir. La acción del resorte aporta a que el interruptor abra con la velocidad requerida por el fabricante.

Debido a la importancia de que los interruptores en un sistema eléctrico abran durante una falla, este interruptor tiene dos bobinas de apertura. Una actúa como la principal y la otra actúa como resguardo. Personal técnico de la AEE informó que, en este interruptor, se encontró que una de las bobinas no tenía la fuente de energía presente al encontrarse el circuito abierto y la otra estaba inservible por encontrarse quemada.

20. Análisis de la falla en la operación del mecanismo del GCB 50730

Cuando ocurre la falla en la línea 50700, el relé del esquema de protección de la línea ordenó la apertura del GCB 50730, lo cual no ocurrió.

El GCB 50730 es un interruptor cuyo mecanismo es neumático y el interruptor contiene gas SF₆ (Hexafluoruro de Azufre) como medio aislante. El mecanismo en este interruptor utiliza aire para abrir y para cerrar utiliza la energía que acumula un resorte comprimido.

Un motor acoplado por una correa al compresor produce el aire que se almacena en un tanque a una presión establecida por diseño. El agua producto de la condensación se ubica en el fondo del tanque de almacenaje y requiere que sea removida periódicamente. El fabricante provee una válvula para drenar la misma con cierta regularidad.

La consecuencia de no drenar el agua será que la misma va a circular por el sistema cuando el mecanismo utilice el aire durante el proceso de abrir el interruptor. La circulación del agua por el sistema crea la humedad que provoca corrosión. La corrosión ocasiona que las piezas movibles se atasquen. En cuanto a su operación, la válvula piloto abre por el movimiento de un gancho (hook) y palanca (lever), cuyo movimiento se debe a la magnetización que ocurre entre la armadura y el núcleo de la bobina de apertura. La operación correcta de la válvula permite que el flujo de aire almacenado en el tanque a la presión de diseño mueva el mecanismo y este a su vez abra el interruptor.

Personal técnico de la AEE informó, que en este interruptor se encontró que se atascaron el gancho y la palanca acoplados a la válvula piloto, por lo que la misma no actuó.

21. Análisis de la falla en la operación del mecanismo del OCB 50330

Durante la avería detectada en la línea 50700 y al no abrir el GCB 50730, el relé del esquema de protección de la barra #1 ordenó la apertura del OCB 50330, pero el mismo tardó significativamente en abrir. El OCB 50330 es un interruptor cuyo mecanismo es neumático y el interruptor contiene aceite mineral como medio aislante. El mecanismo en este interruptor es similar al del OCB 0062. El aire comprimido para su operación, se produce de la misma manera que lo produce el mecanismo del GCB 50730. De igual manera, la consecuencia de no drenar el agua del tanque de almacenaje es la misma.

La válvula piloto abre por el movimiento de un gancho, cuyo movimiento se debe a la magnetización de la bobina de cierre. La operación correcta de la válvula permite que el flujo de aire almacenado en el tanque a la presión de diseño entre a la cámara del pistón cuyo émbolo (plunger) mueve el mecanismo hasta el puntal (latch), cerrando el interruptor. Una vez el mecanismo se ubica en el puntal, el aire sale de la cámara del pistón por las puertas de salida de la válvula piloto. Esta acción permite que el émbolo del pistón regrese a su posición de partida.

Se alega que el interruptor abrió lento porque el émbolo del pistón se atascó luego de su último cierre. Una vez el mecanismo comienza el movimiento para abrir, se encontró el émbolo del pistón atascado, obstáculo que no le permitió el libre movimiento a la velocidad requerida.

c. Operación del Sistema, esquemas de relevos de cargas y reserva de carga:

La operación de un sistema eléctrico envuelve la integración de múltiples variables donde participan, procesos de ingeniería, consideraciones económicas, de confiabilidad y de seguridad del sistema, entre otras. Para esto, se consideran requisitos de calidad de servicio, comportamiento de consumo de los clientes, características de los equipos y componentes que forman el sistema, entre otros. Existen guías recomendadas basadas en el tamaño de sistema, experiencias y sobre todos estudios de simulaciones realizadas al propio sistema.

Como se conoce que no existe sistema eléctrico que tenga una operación perfecta, se requieren protocolos previamente analizados, y en su mayoría, integrados en forma automática para ser implementados cuando surgen las contingencias. Existen otros protocolos también previamente estudiados para adoptarse manualmente cuando surgen ciertas condiciones que así lo ameriten.

Personal altamente cualificado, supervisa en forma ininterrumpida estos procesos en los que, como hemos dicho antes, interactúan cientos de miles de componentes en tiempos extremadamente cortos (milésimas de segundos). Es por eso, que se requiere equipo computadorizado para asistir estos funcionarios en sus tareas arduas y de alta responsabilidad.

Esquemas de relevos de carga

Una de las muchas consideraciones durante la operación de un sistema eléctrico son los esquemas de relevo de cargas, ya sea automatizados o manuales. Estos son cantidades significativas de cargas que se interrumpen en forma instantánea cuando la frecuencia del sistema llega a ciertos valores que lo puedan comprometer. Esto se realiza con la intención de interrumpir la rapidez con la cual decae la frecuencia de un sistema, cuando ocurre una falla en el sistema de generación de energía. Esta interrupción de carga permite a las restantes unidades generatrices sustituir la generación perdida o permiten al operador del sistema realizar las operaciones correspondientes para balancear el sistema eléctrico. La operación a frecuencia por debajo de la nominal (60Hz) induce daño acumulativo a los alabes de las turbinas de los generadores en servicio, motivo por el cual el esquema de relevo de carga por baja frecuencia se diseña para desconectar carga progresivamente. Una vez conseguido esto, se restablece la carga interrumpida por los relevos de carga. Estos bloques de relevos automáticos deben ser revisados y reprogramados para que sean efectivos, cuando los patrones de consumo de los clientes experimentan cambios ya sea en su consumo o en su ubicación.

Entendemos que durante el evento de interrupción general (21 de septiembre de 2016), estos relevos de cargas automáticos actuaron correctamente, aunque dado el corto tiempo en que ocurrió la secuencia de eventos, no era posible establecer relevos adicionales de forma manual.

Capacidad de regulación de las unidades generatrices

La regulación de frecuencia controlada en las Unidades Generatrices es otro factor importante para optimizar la confiabilidad del sistema. Al momento del evento, solamente las unidades de Aguirre #1 y Costa Sur #6 estaban regulando frecuencia en forma controlada. La central de EcoEléctrica, aunque usualmente está disponible para regular frecuencia, al momento del evento no lo estaba dado que se encontraba aportando su carga máxima (507 MW).

Reserva de Generación del sistema

La reserva de generación del sistema es la cantidad de carga que puede incorporarse al sistema rápidamente (en menos de diez minutos). Esta es la suma de reserva disponible entre todas las unidades que se encuentran en servicio en un momento determinado. La eficiencia óptima de cada unidad generatriz es característica de su tecnología y rango de carga durante su operación. Usualmente, el punto más eficiente de cada una de ellas es por debajo del máximo de capacidad. En teoría, el punto más eficiente de la operación del sistema debería ser mantener cada unidad en el punto donde su costo incremental satisfaga el costo marginal del despacho económico del sistema. Existen otras consideraciones como el costo del combustible, las características físicas del sistema de transmisión, los patrones de consumo de los clientes y las condiciones operacionales de algunos de los componentes del sistema en un momento determinado las cuales influyen en el despacho real del sistema eléctrico. Esto induce desviaciones al despacho económico del sistema eléctrico. No obstante, la combinación de eficiencia y costos de combustible son los factores determinantes en el despacho del sistema eléctrico. Sabemos también, que el costo de energía ha sido un tema de mucha opinión pública en PR en los últimos 10 años, sobre el que muchas personas que influyen en la opinión pública, a veces sin bases científicas, han hecho fuertes críticas a la AEE por alegadamente utilizar una alta reserva de carga. La AEE siempre ha sido firme en defender la misma, utilizando criterios técnicos y científicos, dado que somos una isla.

Las características físicas del sistema, el comportamiento de consumo de los clientes, el tipo de tecnología de las unidades generatrices en servicio, el costo de combustible y las condiciones conocidas en el sistema entre otras, son las que determinan la cantidad de reserva que el sistema mantiene. En un sistema aislado como el de Puerto Rico, la reserva total óptima debe ser igual a la unidad de mayor capacidad en servicio. No obstante, como hemos explicado, en las unidades generatrices su punto despacho óptimo, usualmente no coincide con su carga máxima. Por tal razón, la reserva en rotación óptima debe ser igual a la cantidad de la unidad de máximo despacho en un momento dado. Aunque existen diversas definiciones de reserva en rotación, todas coinciden en que debe estar sincronizadas a la red. La reserva no sincronizada a la red, se denomina en algunas jurisdicciones, como "10 minutos non-spinning reserve". Sin embargo, entendemos que resulta una medida de prudencia, operar con una reserva inferior, si la decisión está acompañada de un análisis técnico. A modo de ejemplo, que existan datos conocidos sobre las condiciones operacionales de los componentes principales del sistema y se asuman ciertos riesgos aceptables al momento de hacer un ajuste. Si los componentes han tenido comportamientos de confiabilidad aceptables, entre otras, son consideraciones aceptables. De lo contrario, la decisión adoptada podría ser cuestionable.

Análisis de la reserva en rotación a las 14:00 horas, el 21 de septiembre del 2016

<u>Unidades en servicio</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga</u>	<u>Reserva</u>
San Juan SP 6	160	150	10
San Juan Vapor 6	60	48	12
San Juan 8	87	79	8
San Juan 9	88	84	4
Palo Seco #1	56	53	3
Palo Seco #2	52	52	0
Palo Seco #3	132	131	1
Costa Sur #6	410	360	50
Aguirre #1	450	380	70
Aguirre CC #1-1	50	50	0
Aguirre CC #1-2	50	50	0

<u>Unidades en servicio</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga</u>	<u>Reserva</u>
Aguirre CC #1-3	50	49	1
Aguirre CC #1-4	50	49	1
Aguirre CC #2-1	50	53	0
Aguirre CC Vapor #I	42	17	0
Aguirre CC Vapor #II	17	17	0
EcoEléctrica #1	167	167	0
EcoEléctrica #2	167	167	0
EcoEléctrica Vapor	173	173	0
AES #1	227.15	227	0
AES #2	227.15	227	0
Cambalache #2	82.5	3	0
Palo Seco #3-1	21	21	0
Dos Bocas HP	15	18	0
Yauco - II	1.9	2	0
Toro Negro - I	3	3	0

Total de Reserva en rotación a las 14:00 Horas

160 MW

Notas:

- 1- La unidad Cambalache #2 no aporta a la reserva en rotación durante su primera hora de arranque para estabilizar sus emisiones.
- 2- Las unidades de Mayagüez, aunque son de rápido arranque, no se pueden contabilizar como reserva en rotación, ya que, para poder evitar consecuencias mayores, se necesita que las unidades aporten en los primeros segundos de los eventos. Las unidades de Mayagüez tardan aproximadamente siete (7) minutos en entrar a la línea.

Al ocurrir el evento en el patio de interruptores de Aguirre y como consecuencia la pérdida de Aguirre #1 y ambos Ciclos Combinados de Aguirre, para un total de 688 MW, también se perdió la aportación de 72 MW de la reserva en rotación del Sistema, quedando solo con 88 MW de reserva para afrontar el disturbio en el aspecto de caída en frecuencia.

Tomando en consideración la precaria reserva en rotación del Sistema para afrontar un disturbio, en cuanto a la pérdida de las unidades y la magnitud del evento, aún cuando el Sistema pudo recuperar momentáneamente, gracias a la operación efectiva de los bloques de relevo de carga por baja frecuencia, y al ser combinado con una avería en la red de 230KV de Aguirre, se pierde de forma instantánea una carga industrial significativa que ayudó a estabilizar la frecuencia por un corto lapso.

El Sistema se vuelve a desestabilizar al perder a EcoEléctrica con 509 MW. Habiendo operado los bloques de relevo de carga, no quedaba otro resguardo para recuperar frecuencia, por lo que las unidades se pierden en cascada.

De haber habido una reserva en rotación distribuida entre las unidades grandes del Sistema, como Costa Sur #6, EcoEléctrica, AES y Cambalache en modo RSR, de por lo menos el equivalente a la unidad más grande en el Sistema, en este caso Aguirre #1 de 450 MW, los bloques de relevo de carga por baja frecuencia hubiesen actuado por el disparo del complejo de Aguirre a causa de las averías múltiples, siendo probable que el Sistema se hubiese recuperado sin consecuencias catastróficas. No obstante, con la data suministrada y evaluada, no podríamos asegurarlo. La AEE cuenta con los recursos y experiencia para hacer las simulaciones y corroborar, fuera de toda duda, si en efecto una mayor reserva de energía hubiese evitado el colapso del sistema eléctrico.

d. Análisis de salidas de unidades generatrices

El evento ocurrido en el patio de Interruptores del Complejo Aguirre fue una falla de consideración mayor, en un momento donde el sistema operaba con una reserva en rotación de solo 160 MW, de los cuales, 70 MW de estos, estaban en la unidad donde ocurrió la primera avería. La secuencia de salida fue la siguiente:

UNIDAD	CARGA	CAUSA DE SALIDA
Ciclo combinado Aguirre 2	69 MW	Abrió OCB 0014
Unidad Aguirre 1	364 MW	<i>Unit differential</i>
Cambalache 2	19 MW	Sobre excitación
Ciclo Combinado Aguirre 1	236 MW	Abrió OCB 0072
EcoEléctrica	509 MW	<i>Critical quality check</i> – válvula combustible en TC. GL en TV
Unidad Costa Sur 6	375 MW	<i>Power Unbalance</i>
AES 2	197 MW	Desconocida para nosotros
Ciclo Combinado SJ 6	200 MW	Desconocida – no hay SOE
AES 1	147 MW	Desconocido – previo a salida tuvo un <i>run back</i> .
Unidad San Juan 8	90 MW	<i>Gen lock out</i> – baja frecuencia
Unidad San Juan 9	95 MW	<i>Gen lock out</i> – baja frecuencia
Unidad Palo Seco 2	60 MW	<i>Gen lock out</i> – baja frecuencia
Unidad Palo Seco 3	140 MW	<i>Gen lock out</i> – baja frecuencia
Unidad Palo Seco 1	60 MW	<i>Gen lock out</i> – baja frecuencia

La explicación para la salida de las unidades de Aguirre #1 y los Ciclos Combinados #1 y #2 de Aguirre, son causas directas de las averías presentadas en el patio de interruptores de 230kV del Complejo Aguirre. En el caso específico de la Unidad #1 de Aguirre, la contaminación producto de la explosión y el incendio en el OCB 51030, provocaron una avería entre las fases B y C, actuando la protección de diferencial de unidad (*unit differential*). En el caso de los ciclos combinados, están asociados a esquema de protección que actúan para aislar las averías en los interruptores que dan acceso a estas unidades del patio de 230kV. Estas operaciones son correctas y era lo esperado dadas las condiciones de dicho patio de interruptores.

Para el caso de las unidades San Juan #8 y 9 y Palo Seco #1, 2 y 3, también se entiende que fue lo correcto, dado las condiciones existentes de baja frecuencia y haber agotado los bloques de relevos automáticos de carga. De no haber actuado como ocurrió, las unidades hubiesen presentado serias averías.

Para el caso de AES, es necesario conocer el detalle de lo ocurrido, ya que luego del primer disturbio, hubo un intento de recuperación de frecuencia. Sin embargo, hubo un “run back” en la unidad #1.

La causal de la salida de la unidad #6 de Costa Sur debe ser analizada junto al fabricante, ya que pudo haber sido una protección prematura, toda vez que esta cuenta con una serie de protecciones adicionales, que pueden proteger la unidad (*overspeed*) contra la condición detectada.

2. Análisis del proceso de recuperación del servicio de energía eléctrica.

El proceso de recuperación del sistema eléctrico fue objeto de amplias críticas por la opinión pública. Por tal razón, la Comisión Ad Hoc para Investigar la Interrupción General del Sistema Eléctrico de PR, (la Comisión Ad Hoc) recibió la encomienda de evaluar la misma conjuntamente con la investigación de la interrupción general.

La recuperación de un sistema eléctrico es una operación compleja que requiere personal cualificado, protocolos adecuados y actualizados, y un plan de comunicaciones extraordinario. Es mucho más complejo en sistemas eléctricos autosuficientes, como es el caso nuestro. Esto no es común en los países continentales, por lo cual cualquier análisis o expresión debe ser tomada con cautela. La AEE, por las características de nuestro sistema eléctrico, siempre ha contado con recursos de amplia experiencia en este tipo de recuperación. Usualmente las primeras horas del proceso de recuperación es muy complicado, ya que el sistema suele estar muy inestable. Es por esta razón, que el proceso de recuperación no es uno lineal con respecto al tiempo. Usualmente comienza muy lento y posteriormente avanza significativamente.

La información suplida por la AEE, en las secciones K y V del anejo 3, recoge lo siguiente:

Fecha: Hora:	Carga MW	Unidades en servicio	%carga recuperada	Comentarios
21sept. 22:00	3	1	0	1 TG en PS
22 sept. 06:00	123	11	4.6	3 DB, 1 CC, 1 CAMB, 1 MAY, 1 TGPS, 1TGCS, 1TGAG, 1 YAB, 1 Culebra
22 sept. 14:00	356	14	13.3	3 DB, 4 TGCC, 1 VCC, 2 CAMB, 1 MAY, 1TGCS, 1 TGAG, 1 YAB
22 sept. 22:00	797	16	29.8	1PS, 1CS, 1AG, 4TGCC, 1VCC, 1TGSJ, 2CAMB, 1 MAY, 1TGCS, 2TGPS, 1 YAB
23 sept. 06:00	1719	26	64.4	3 DB, 1PS,1CS,1AG, 6TGCC, 2VCC, 1TGSJ, 2CAMB, 1MAY, 2TGPS, 1TGCS, 1TGAG, 1YAB, 3ECO.
23 sept. 14:00	2089	30	78.2	1TN, 3DB, 1SJ, 1PS, 1CS, 1AG, 6TGCC, 2VCC, 2CAMB, 3MAY, 2TGPS, 1TGCS, 1TGAG, 1YAB, 1AES, 3ECO
23 sept. 22:00	2404	31	90.0	3DB, 1SJ, 1PS, 1CS, 1AG, 6TGCC, 1VCC, 2CAMB, 3MAY, 2TGPS, 1TGCS, 1TGAG, 1DAG, 2YAB, 1VB, 1AES, 3ECO.
24 sept. 6:00	1719	29	64.4	3DB, 1SJ, 3PS, 1CS, 1AG, 6TGCC, 2VCC, 1CAMB, 2MAY, 2TGPS, 1TGAG, 2YAB, 1AES, 3ECO
24 sept. 14:00	2089	36	78.2	3DB, 1YAU, 1SJ, 3PS, 1CS, 1AG, 6TGCC, 2VCC, 2CAMB, 3MAY, 3TGPS, 1TGCS, 1TGAG, 1DAG, 2YAB, 1VB, 1AES, 3ECO

Un análisis de la información anterior muestra que, a pesar de que la avería que causó la interrupción general ocurrió en el Complejo Generatriz Aguirre, es con las unidades del Ciclo Combinado de Aguirre con las cuales se logra comenzar la recuperación del sistema eléctrico. Lo esperado es que se iniciara con las turbinas de combustión y unidades hidroeléctricas, ubicadas en lugares estratégicos alrededor de toda la Isla. Esto hubiese permitido una recuperación más ágil y rápida. De estas unidades, cobran mayor importancia las ubicadas cercanas a las Centrales Generatrices. Las turbinas de Combustión de Palo Seco, Mayagüez, Aguirre y Costa Sur son fundamentales y prioritarias al momento de un proceso de recuperación. Sabemos que una gran cantidad de éstas no estaban disponibles (11 TG).

La información provista en la sección V del anejo 3, refleja múltiples intentos de arranques infructuosos en las unidades de combustión de Palo Seco, Mayagüez, Yabucoa, y Costa Sur, entre otras. Además, refleja que habiendo ocurrido la interrupción general a las 14:30, las primeras unidades comienzan su arranque a

las 17:06. Lamentablemente, al momento de este informe, no ha sido posible entrevistar al personal de operaciones del sistema eléctrico y al personal de la División de Cambalache e HidroGas, para conocer los detalles particulares. La información contenida en las secciones A, K, y V del anejo 3, reflejan que aún las unidades que estaban disponibles confrontaron problemas en su arranque.

Por otro lado, las unidades generatrices basadas en ciclos combinados por su tipo de tecnología, son las que permiten un arranque más rápido y flexible. Ejemplo de estas son las Unidades ciclos combinados San Juan #5 y #6. Las unidades de los Ciclos Combinados de Aguirre y EcoEléctrica son las unidades generatrices que presentan las mejores oportunidades de arranque. Todas estas unidades, excepto las de EcoEléctrica, cuentan con su propio sistema de arranque (Black Start). Los ciclos combinados de Aguirre fueron utilizados para la recuperación, no así los de San Juan. Inclusive, habiendo ocurrido la avería en Aguirre, lo esperado hubiese sido que fueran los ciclos combinados de San Juan las primeras unidades bases en ser puestas en servicios.

La información incluida en la sección K del anejo 3 reflejan que habiendo transcurrido 24 horas del evento, el proceso de recuperación era de 13% y pasadas las 48 horas, un 78%. La recuperación total del sistema excedió las 60 horas.

CONCLUSIÓN

El evento que culminó con la interrupción total del sistema eléctrico de Puerto Rico, inició con un disturbio en la línea 51000, en el tramo que discurre entre Aguirre y Aguas Buenas que los oscilógrafos de Aguirre registran como una avería de fase B a tierra. No obstante, esta no fue la causa para esta interrupción general.

La causa de la interrupción general fue el efecto de la combinación de averías y fallas operacionales ocurridas en los interruptores OCB 51030, OCB 0062, GCB 50730 y OCB 50330, combinado con una limitada reserva de carga en rotación en el sistema durante el momento de

ocurrencia. Cada una de estas averías tiene una explicación técnica individual, pero ninguna de ellas en forma individual debía ser causante de una interrupción general.

La avería en el OCB 51030 fue la causa básica de la interrupción. Este tuvo una falla mecánica interna en el polo de la barra #2 (lado norte), explotó el recipiente de la fase B, y provocó un incendio de alta intensidad que afectó el patio de interruptores de 230 kV casi en su totalidad. Entendemos que el origen de la falla fue ocasionado por contaminación del aceite dieléctrico aislante (Ver sección F del anejo 3).

El OCB OO62 falló en no abrir, encontrándose averiado la cablería de control (voltaje DC) que energiza la bobina que activa el mecanismo de operación del interruptor, y la segunda bobina estaba quemada.

El GCB 50730 falló en no abrir, encontrándose atascado el mecanismo que permite admisión de aire comprimido para operar el interruptor. La causa para esto fue la acumulación de agua en el tanque de almacenaje de aire comprimido y la falta de lubricación del mecanismo.

El OCB 50330 falló en no abrir a tiempo, encontrándose atascado el mecanismo que permite la libre operación del Interruptor.

Las causales de averías de fase a fase y de fase a "tierra", ocurridas y detectadas por la instrumentación, en las barras del patio de interruptores, después del estallido del OCB 51030 y de iniciado el incendio, son la conductividad del plasma en el frente de flama de los vapores de aceite incendiados, la reducción de la fortaleza dieléctrica de los gases circundantes por alta temperatura y la contaminación con carbón de las superficies de los aisladores.

La reserva de carga es un parámetro que establece la AEE como parte de su política operacional y está en su total derecho. Estos tienen toda la información disponible para adoptar la política operacional que entiendan pertinente y razonable para cumplir su misión. Sabemos que la cantidad de reserva es proporcionalmente impactante a los costos de producción, y a la confiabilidad del sistema. Nuestra experiencia nos indica que una mayor cantidad de reserva en

rotación hubiese reducido significativamente el alcance de este evento. Sin embargo, sin una simulación con un programa computadorizado es imposible demostrarlo.

La AEE está enfrentando problemas de falta de recursos económicos y de personal para cubrir el mantenimiento preventivo mínimo requerido a sus equipos, especialmente en el área de conservación eléctrica. Todos los eventos antes discutidos son indicativos que el programa de mantenimiento en estos equipos no ha sido completado adecuadamente.

El tiempo de recuperación del servicio eléctrico excedió lo que es razonablemente aceptable. Los datos evaluados son indicativos que las unidades de arranques ("Black Start") requieren mayor atención y mantenimiento. Además, se requiere completar la cantidad de personal técnico cualificado.

RECOMENDACIONES

1. En tiempos modernos el servicio de energía eléctrica ha alcanzado niveles de mucha relevancia en el desarrollo de los países. Éste ya no es un privilegio sino un derecho básico de cada ciudadano. El desarrollo económico requiere un servicio de energía eléctrico costo efectivo y confiable. El Colegio de Ingenieros y Agrimensores de PR ha sido enfático en que Puerto Rico necesita una Política Pública Energética bien definida y que cubra todos los elementos, incluyendo métricas de eficiencia, seguridad, rendimiento y calidad de servicio. La AEE en los últimos años ha recibido mucha presión pública para que se reduzcan los costos de energía, y hemos sido testigo del esfuerzo que han realizado. Sin embargo, estos no pueden ser alcanzados reduciéndose la confiabilidad del Sistema Eléctrico. Los proyectos nuevos dirigidos a alcanzar costos competitivos tomarán varios años en ser desarrollados. Sin embargo, se requiere un programa de mantenimiento robusto que garantice la confiabilidad del sistema a corto plazo. Por otro lado, los sistemas de Transmisión y Distribución deben ser cubiertos en la política pública con el mismo interés que se ha puesto en la generación de energía. Después de todo, la cadena es tan fuerte como sea el eslabón más débil.

2. Es un hecho públicamente conocido, que la AEE enfrenta retos económicos y de recursos humanos técnicos. La operación de un sistema eléctrico requiere un mantenimiento mínimo y oportuno, por lo cual se debe revisar la decisión de hacer recortes en áreas altamente sensitivas. Es imprescindible que se aumenten los actuales recursos asignados al programa de operación y conservación.

3. Aunque la encomienda recibida por esta Comisión Ad Hoc fue identificar la causa técnica causante de este evento, el efecto de los controles administrativos que impactan la confiabilidad del servicio de energía eléctrica en PR nos obliga ir un poco más allá en nuestra encomienda. Es públicamente conocido que en los últimos 24 meses la AEE ha perdido una gran cantidad de recursos humanos, en su mayoría de las áreas técnicas, debido a que una gran cantidad de su personal se ha jubilado (aproximadamente 2,000 empleados, equivalentes a los que históricamente se jubilan en 8 años). Es de suma importancia para la confiabilidad del servicio de energía eléctrica en PR, que esto se atienda con premura.

4. El Personal Ejecutivo de la AEE ha manifestado públicamente, que todos los interruptores que fallaron estaban al día en su programa de mantenimiento, excepto uno de ellos que tenía dos (2) meses vencido. Dicho tiempo de vencimiento puede considerarse no significativo, por lo que puede considerarse como actualizado. Si es este el caso, recomendamos fuertemente que se revisen con urgencia los protocolos de mantenimiento preventivo y conservación programada en todos estos componentes. Ejemplo de esto es el OCB 0062, el cual estaba desprovisto de potencia DC para el circuito de operación. Existen mecanismos muy sencillos para percatarse de esto. Además, las propiedades dieléctricas del aceite en los interruptores que utilizan aceite como medio aislante, debe ser revisado con cierta frecuencia. El libro del fabricante del OCB 51030, recomienda que se realice prueba de rompimiento dieléctrico al aceite cada tres meses. ASTM D877/1816 (ITE Power Circuit Breakers IB-9.5.2365 Page 9 Item 2.b and Page 11 OIL) (GE High Capacity Oil-blast Circuit Breakers GEK-19763 Page 37 Item B.2).

5. La recomendación del reemplazo de los interruptores tipos OCB's por interruptores GCB's es forzado, dado a que el incendio es efecto directo de la explosión del OCB 51030. Esto también representa un alto riesgo a la seguridad del personal con acceso al Patio de

Interruptores, ya que sabemos que, con frecuencia, personal de operación y mantenimiento de la AEE entra a estas áreas como parte de sus funciones. Sin embargo, este proceso de reemplazo tiene costos considerables, por lo cual la prioridad debe ser fortalecer los programas de mantenimiento en los equipos existentes.

6. Instalar sistemas automáticos para drenar la humedad en los tanques de almacenaje de aire comprimido en todos los interruptores. Esto puede ser realizado por personal interno a un costo mínimo.
7. Los interruptores tienen contadores para cuantificar las operaciones que realizan. Estos contadores de operaciones deben ser considerados en los programas de conservación programada y mantenimiento.
8. Evaluar las especificaciones para la compra de nuevos interruptores, para que su operación no requiera aire para operar a posición de abierto, como ocurre en el GCB 50730. Esta filosofía de operación lo hace susceptible a los efectos de la presencia de agua durante la apertura del interruptor. La operación más importante de un interruptor es abrir para aislar una falla a la brevedad. En la adquisición de la generación de OCB's cuyos mecanismos son neumáticos, el aire se utiliza para cerrar y la energía acumulada en un resorte para abrir el interruptor. Esta filosofía los hace menos vulnerables a fallar durante la apertura.
9. Es sumamente importante que se revise la operación de todos los secuenciales de eventos y que los mismos operen bajo una misma hora, incluyendo los productores independientes de energía AES, EcoEléctrica y los productores de energía renovable. Esta herramienta es de suma importancia para evaluar la confiabilidad operacional de los Sistemas de Protección y Control (incluyendo relés e interruptores). Además, es necesario sincronizar los horarios de las protecciones, registros oscilográficos y el secuencial de eventos.
10. Realizar pruebas de disparo manuales y por inyección de corrientes y/o voltajes en las protecciones. Las pruebas manuales de disparo de los interruptores permiten activar los mecanismos y circuitos eléctricos de los interruptores ya que, tras prolongados tiempos de

inactividad operacional, puede ocasionar estar trabados o con dificultades operacionales. Por otra parte, las pruebas de disparo por inyección de corriente y/o voltaje permiten validar la integridad operacional tanto del esquema de protección y control como la del interruptor.

11. Conectar a los sistemas de alarmas, el "Trip Coil Monitor" (TCM) que se encuentra disponible en las protecciones basadas en microprocesadores.
12. Sabemos que, en los últimos años, en muchas de las unidades generatrices se han renovado, modernizado o reemplazado sus sistemas de control. Muchas de estas mejoras incluyen cambios significativos en las protecciones de las unidades generatrices. Por otro lado, se han incorporado nuevas unidades generatrices al sistema, y sus protecciones mantienen una filosofía de proteger ciertos equipos por encima de otros, incluyendo el sistema eléctrico. En ocasiones se están sobreprotegiendo algunos equipos, mientras se ponen otros en riesgo, algo que puede prevenirse. Recomendamos revisar el esquema de protección de todas las unidades generatrices para asegurar se le de reconocimiento genuino a la operación del sistema eléctrico.
13. Evaluar aplicación de tecnologías disponibles en la industria de Sistemas de Energía Eléctrica como la de los Sistemas Especiales de Protección (SPS, Special Protection Systems) y Medición de Fasores Sincronizados (Synchrophasors Measurements), los cuales constituyen una garantía adicional para que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) trabajen con menor riesgo de tener un colapso total.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

Ing. Ralph A. Kreil Rivera – Ingeniero Licenciado con 35 años de experiencia, proveyendo servicios a empresas de diversas industrias en Puerto Rico y otros países y territorios del Caribe. Posee un Bachillerato en Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería Eléctrica con concentración en Potencia y Maestría en Administración de Empresas con concentración en Recursos Humanos. Durante su trayectoria profesional, laboró como Instructor, Ingeniero de Instrumentación en la sección nuclear de la Tennessee Valley Authority (TVA), Ingeniero Consultor en Automation and

Instruments Services, Inc. y Jefe de ingeniería en Pan Pepín, Inc. Es presidente y cofundador de la empresa Electrical Engineering Services, Inc. Actualmente es el Presidente del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (CIAPR).

Ing. Manuel F. Rodríguez Perazza, PhD – Ingeniero Licenciado con 50 años de experiencia. Posee un Bachillerato en Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería Nuclear y Doctorado en Ingeniería Nuclear y Metalúrgica. Fue catedrático de la Universidad de PR, Recinto Universitario de Mayagüez por más de 30 años. Cuenta con amplia experiencia en trabajos de naturaleza forense. Actualmente se encuentra retirado.

Ing. Roberto A. Volckers Esteves - Ingeniero Licenciado con 46 años de experiencia profesional, 33 de estos en la Autoridad de Energía eléctrica (AEE) y 13 en la empresa privada. Toda su experiencia ha estado relacionada al área administrativa y técnica especializada en la Protección, Operación, y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos. Durante su paso por la AEE ocupó posiciones de gran responsabilidad con Jefe de División de Operaciones y Protecciones del Sistema Eléctrico, Director del Sistema Eléctrico y Miembro de la Junta de Gobierno donde presidió el Comité de Rehabilitación del Sistema Eléctrico, entre otras. Graduado de Ingeniería Eléctrica del RUM y posee Estudios Avanzado en Sistemas de Potencia (3 años).

Ing. Carlos A. Ponce De León – Egresado de la Universidad de Puerto Rico, Recinto Universitario de Mayagüez en Ingeniería Eléctrica. Graduado de la Advanced Power System School de Philadelphia, PA. Ingeniero Licenciado con 48 años de experiencia, de los cuales 32 años fueron en la AEE ocupando posiciones en la División de Planificación y Estudios, Estudios de Protección del Sistema Eléctrico, Conservación de Relés e Instrumentos, Jefe de Subdivisión de Protección, Jefe División de Operación del Sistema Eléctrico y Administrador de la División de Conservación Eléctrica y Protección del Sistema Eléctrico. Retirado de la AEE; actualmente en la práctica privada, ejerce como consultor en Sistemas de Protección, Control, Integración, Monitoreo y Automatización de Energía Eléctrica.

Ing. Alfredo F. Huertas Del Toro - Ingeniero licenciado con Bachillerato y Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Puerto Rico, Recinto Universitario de Mayagüez. Tiene 53 años de experiencia en la práctica de la Ingeniería. Actualmente, retirado de la AEE luego de haber

trabajado 30 años, y haber ocupado varias posiciones de supervisión y dirección en estudios eléctricos, diseño y construcción de subestaciones, y patios de interruptores de 13.2KV a 230KV. Además, ocupó posiciones como Ingeniero de Conservación Eléctrica en la Central San Juan y Jefe de la División de Operaciones del Sistema Eléctrico, entre otras. Luego del retiro se ha desempeñado como consultor privado en el diseño y construcción del primer patio de interruptores aislado en gas de 230/115kV en PR, el Centro de Trasmisión de Aguas Buenas. Ha participado anteriormente en varias Comisiones Ad Hoc para investigar incidentes de envergadura en el Sistema Eléctrico de PR.

Ing. Carlos A. Reyes Berrios – Ingeniero profesional con 33 años de experiencia en la industria de energía eléctrica. Su experiencia profesional incluye 17 años de servicio en la Autoridad de Energía Eléctrica donde dirigió por siete años las operaciones del Sistema Eléctrico de Puerto Rico, tres años con la Generadora AES Puerto Rico donde ocupó la posición de Vice-Presidente Comercial e Ingeniería, y trece años con la Generadora EcoEléctrica L.P., donde actualmente se desempeña como Co-Presidente y Gerente General de Operaciones. Es ingeniero licenciado, miembro del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico, miembro Senior del IEEE y miembro de la sociedad de honor de ingeniería Tau Beta Phi.

Ing. Javier E. De Jesús Colón - Ingeniero Licenciado con 30 años de experiencia. Posee un Bachillerato en Ingeniería de Computadoras de la Universidad de PR, Recinto Universitario de Mayagüez. Laboró 30 años en la AEE, todos en la División de Operaciones del Sistema de Eléctrico, ocupando la posición de Ingeniero de Turno Principal en el Centro de Control Energético de Monacillos. Tiene amplia experiencia en la Operación del Sistema Eléctrico. Ha participado directamente en todos los procesos de recuperación que ha habido en el Sistema Eléctrico desde 1986 hasta Julio de 2016, entre estos, después del Huracán Hugo, Huracán George, Tormenta Jeanne y otros eventos relevantes.

Ing. Pedro L. Ortiz Febus – Ingeniero Licenciado 29 años de experiencia, de los cuales 27 y medios fueron en la AEE. Es egresado de la Universidad de PR, Reciento Universitario de Mayagüez. En la AEE ocupó diversas posiciones técnicas y administrativas entre estas, en la Sección de Conservación de Subestaciones perteneciente al Directorado de Generación (Sistema Eléctrico) y en la Sección de Administración de Proyectos de Infraestructura perteneciente al Directorado

de Ingeniería. Posee amplia experiencia en el mantenimiento, reparación e instalación de interruptores y transformadores de potencia de varios fabricantes. Además, tiene experiencia en la gerencia de proyectos, relacionados a la construcción de nuevas subestaciones. Actualmente está jubilado de la AEE.

Ing. Abelardo Hernández Acevedo – Ingeniero Licenciado con 29 años de experiencia. Posee un bachillerato en Ingeniería Eléctrica y una maestría en Control de Materiales. Impartió clases en las Universidades de Caribbean University College y la Universidad Politécnica. Trabajó 11 años en la Autoridad de Energía Eléctrica y ocupó la posición de Superintendente de Centrales Generatrices. Es el Fundador y Presidente de la compañía Star Electrical Services, compañía que se dedica al diagnóstico, mantenimiento y reparación de sistemas de alto voltaje.

Ing. Daniel Rosell Suárez – Ingeniero licenciado con 20 años de experiencia en la práctica privada de la ingeniería en las áreas de construcción y diseño de sistemas eléctricos. Posee un bachillerato en ingeniería eléctrica de la Universidad de South Florida. Actualmente es Presidente de la empresa DRS Engineering, PSC., pasado presidente de la Sociedad de Ingenieros Electricistas, pasado presidente del Instituto de Ingenieros Electricistas y miembro activo de varias comisiones en el CIAPR.

Ing. Julio Renta Pujols –Ingeniero Licenciado con 35 años de experiencia, 27 de estos en la Autoridad de Energía Eléctrica, todos en la Central Generatriz Costa Sur. En esta ocupó múltiples posiciones tanto técnicas como administrativas, entre estas Ingeniero de Turno (Operaciones), Gerente de Operaciones, Gerente de Administración y Gerente General. Desde su jubilación es consultor en Asuntos de Energía, tanto convencional como energía renovable.

Ing. Julio Ayala Delgado - Ingeniero Mecánico con 30 años de experiencia en la AEE. Laboró en diferentes posiciones técnicas y administrativas tales como Ingeniero de Turno (Operaciones), Gerente de Operaciones y Gerente General en la Central Palo, Asistente del Gerente General y Gerente General en la Central Generatriz San Juan y Jefe Auxiliar de División a cargo de todas las Centrales Generatrices a Vapor en el Sistema Eléctrico, entre otras. Entre los años 2003 a 2006 fue Auditor técnico de la Junta de Gobierno de la AEE.

Ing. Juan F. Alicea Flores – Ingeniero Licenciado con 33 años de experiencia en asuntos de energía, egresado de la Universidad de PR, Recinto Universitario de Mayagüez. De estos, 28 años han sido en la Autoridad de Energía Eléctrica de PR, de los cuales 18 han sido en el Complejo Generatriz Aguirre, donde ocupó las posiciones de Gerente de Operaciones y Gerente de Conservación, entre otras. Además, ocupó otras posiciones en la AEE, como Gerente General de la Central Palo Seco, Director de Planificación y Protección Ambiental y Director Ejecutivo. Actualmente Jubilado de la AEE, es consultor en asuntos energéticos, Presidente de la Comisión de Energía del CIAPR y Miembro de la Junta de Gobierno del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de PR.

REFERENCIAS

1. Información suplida por AEE – 3 de noviembre de 2016
2. Manual de Instrucciones de ITE Imperial Corporation
3. Guide to Operating Reserve by ieso - publication oct 2011
4. Topaz Power Management, LP – Sept 18, 2009
5. What is Spinning Reserve by Yann Rebours and Daniel Kirschen
6. Spinning Reserve and Non-Spinning Reserve

ANEJOS

1. Comunicación del Presidente del CIAPR al Director Ejecutivo del 13 de octubre de 2016 sobre información necesaria para realizar investigación.
2. Documento de Confidencialidad firmado entre CIAPR y AEE.
3. Información recibida de la AEE, el 3 de noviembre de 2013 (documento voluminoso).
4. Comunicación del Presidente del CIAPR al Director Ejecutivo de AEE, solicitando información que no fue suplida del 10 de noviembre de 2016.
5. Diagrama de 230 kV del Complejo Aguirre
6. Fotos de la explosión en OCB 51030.
7. Manual de Instrucciones de ITE Imperial Corporation, fabricante del interruptor que explotó (OCB 51030).
8. Guide to Operating Reserve by IESO.
9. 10 minutes Non-Spinning Reserve Service – Topaz Power Management, LP.
10. What is Spinning Reserve by Yann Rebours and Daniel Kirschen.

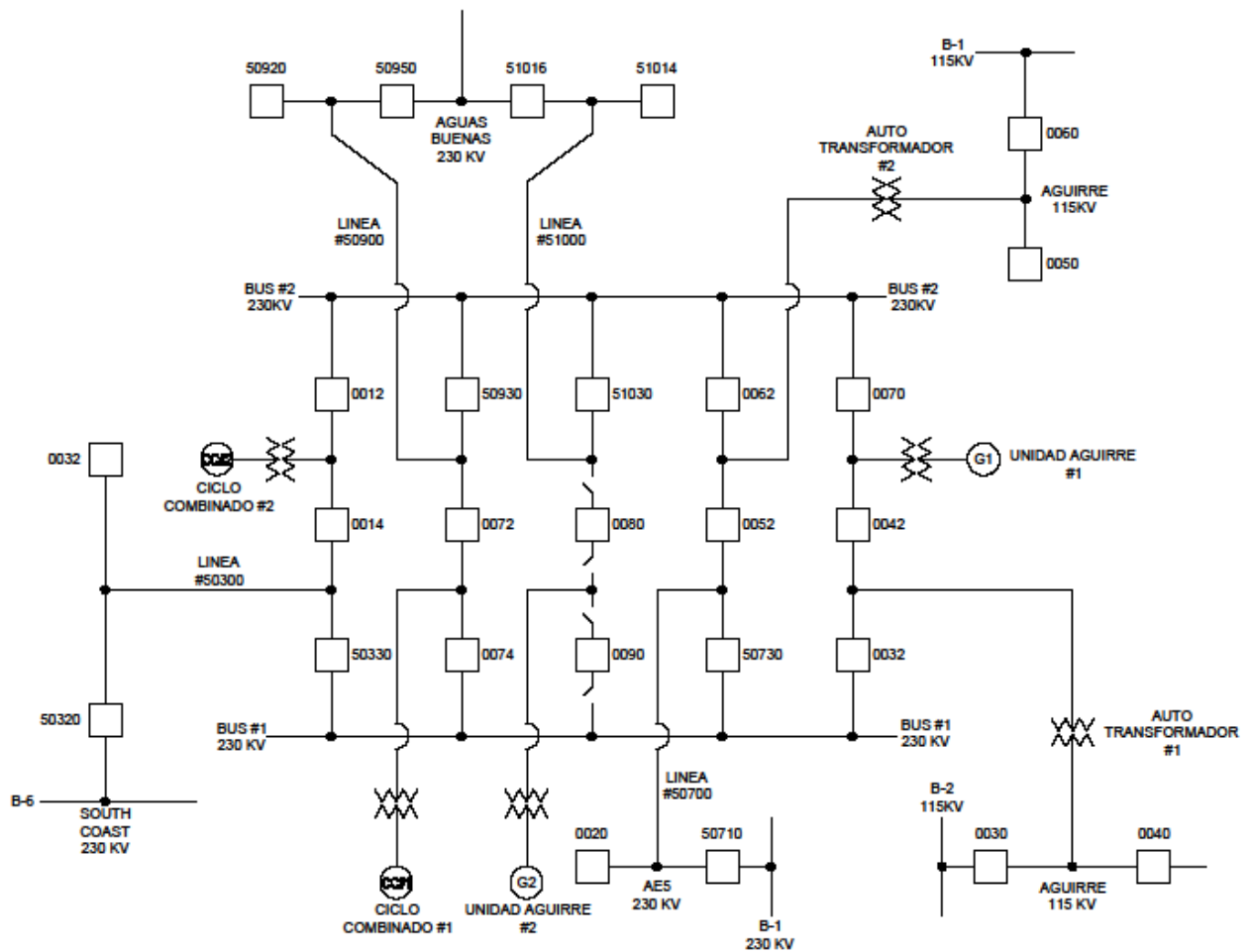
ANEJO 1

ANEJO 2

ANEJO 3

ANEJO 4

ANEJO 5



CENTRAL AGUIRRE
 ONE LINE DIAGRAM
 SCALE NOT TO SCALE

ANEJO 6

ANEJO 7

ANEJO 8

ANEJO 9

ANEJO 10