

CORTES NO PROGRAMADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA. APAGONES



Jorge Luis Agüero

Ing. en Telecomunicaciones UNLP.

Extracto de la disertación dada por el Ing. Jorge Luis Agüero en el acto de su incorporación como Académico realizada el 17-05-2012 y titulada "APAGONES: Es posible evitarlos?"

Versión completa en <http://www.acaingpba.org.ar/Biblioteca.htm>

Académico Titular de la Academia de Ingeniería de la Provincia de Buenos Aires. Subdirector del "IITREE-LAT: Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos – Laboratorio de Alta Tensión", Facultad de Ingeniería, UNLP. Profesor Titular Ordinario de "Sistemas Digitales y de Comunicaciones"

INTRODUCCION

Esta presentación pretende definir técnicamente que son los "apagones", cuales son las posibles causas (climáticas, técnicas y humanas) que los pueden originar, y que se puede hacer para minimizar su ocurrencia.

A modo de ejemplo se muestran algunos de los apagones de mayor magnitud ocurridos en el mundo y que causaron un gran impacto en los países donde ocurrieron. También se muestran algunos grandes apagones ocurridos en Argentina que atrajeron la atención, y también la protesta, de nuestra sociedad. Se explican cuales son las causas de estos y otros apagones para entender como se originan, y así poder determinar si son posibles de evitar a un costo razonable o admisible para la sociedad.

En este sentido daremos una mirada al "estado de situación" a nivel mundial para prevenir "apagones" con el objeto de comparar con el estado de situación en nuestro país.

¿Que son los apagones?

los apagones son cortes no programados de la energía o suministro eléctrico conocido vulgarmente como "corte de luz".

Para que técnicamente sea reconoci

do como apagón el "corte de luz" debe:

- a) durar más que un tiempo mínimo;
- b) debe afectar a una dada cantidad de personas como mínimo;
- c) debe involucrar a una cantidad mínima de personas-horas.

Adoptando un mínimo de 1.000 personas afectadas y un mínimo de 1.000.000 personas horas involucradas se tendrán 2 casos extremos de apagones usando la anterior definición:

- a) cuando quedan "sin luz" 1.000 personas durante 1.000 horas (aprox. 42 días);
- b) cuando quedan "sin luz" 1.000.000 de personas durante 1 hora.

Pero más allá de definiciones técnicas siempre resulta ser el "impacto social" el que determina cuando un corte de suministro eléctrico es considerado un apagón. En este sentido, las sociedades más "avanzadas" son las menos tolerantes a los cortes de suministro eléctrico.

¿Como se originan los apagones?

Básicamente, un sistema eléctrico está conformado por:

- a) plantas generadoras donde se produce la energía eléctrica (gran parte ubicada lejos de los centros de consumo),
- b) un sistema de transmisión en alta

tensión que transporta la energía desde los generadores hasta estaciones transformadoras cercanas a los centros de consumo,

c) muchos sistemas de distribución que entregan el suministro eléctrico, en baja o media tensión a los consumidores: particulares, empresas, comercios, fábricas, organismos público y privados, etc.

Las Figs. 1 y 2 muestran el esquema de un sistema eléctrico.

La Fig. 1 indica que los apagones pueden ser producidos por:

- a) daños en las líneas eléctricas del sistema de transporte en alta tensión, cuyos orígenes pueden ser accidentales (contacto con árboles, fuertes vientos o tornado, nieve acumulada, etc.) o intencionales (sabotaje, vandalismo, terrorismo, guerra, etc.),
- b) Desperfectos o daños en subestaciones eléctricas (fallas en: transformadores, descargadores, interruptores, seccionadores, etc.),
- c) excesos de consumo, especialmente en redes estructuralmente, que pueden conducir al colapso de la tensión.

La parte superior de la Fig. 2 indica que los apagones también pueden ser producidos involuntariamente por los operadores de los sistemas eléctricos, ya sea por errores humanos en la operación (por desconoci

miento y/o por falta de herramienta de análisis "en línea" para la toma de decisiones), ya sea por incorrecta coordinación de protecciones, entre otras muchas causas.

La parte inferior de la Fig. 2 muestra que los apagones también pueden ser producidos por falta de "automatismos de alivio". Estos "automatismos de alivio" son de diversa índole y serán descritos más adelante.

A modo de ejemplo, la Fig 2 muestra los "automatismos de alivio" denominados DAG (Desconexión Automática de Generación) y DAC (Desconexión Automática de Carga). Cuando se desconecta por falla una (ó más de una) línea de transmisión que vincula una zona eléctrica con mucha generación con el resto del sistema, las restantes línea que parten desde esa zona eléctrica se pueden sobrecargar dando origen a la desconexión en cascada de las mismas.

Entonces, para evitar la sobrecarga de las líneas de transmisión que quedan en servicio se procede a desconectar generación (DAG).

A igualdad de demanda, esta pérdida de generación produce una rápida caída de la frecuencia del sistema, que activa automatismos de desconexión de carga (DAC) que reestablece el equilibrio entre potencia demanda (carga) y potencia producida (generación) lo cual, a su vez, permite restablecer la frecuencia del sistema.

Este mecanismo de DAG es utilizado en sistemas de transmisión radiales caracterizados por zonas eléctricas productoras de energía eléctrica (zonas con alta generación) alejadas de los grandes centros de consumo, y unidos por un único "corredor" de transmisión (sin "corredores" o "caminos" alternativos).

Si bien pueden tener un alto impacto social, los "cortes programados" no son considerados técnicamente

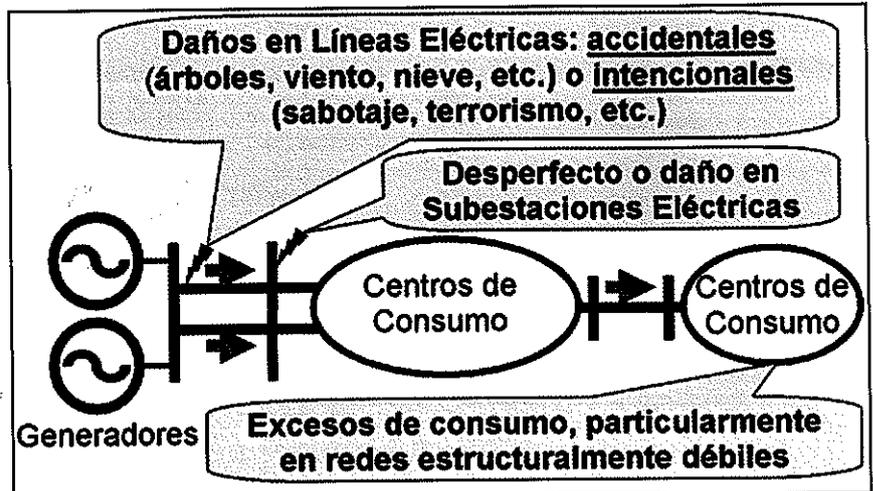


Fig. 1

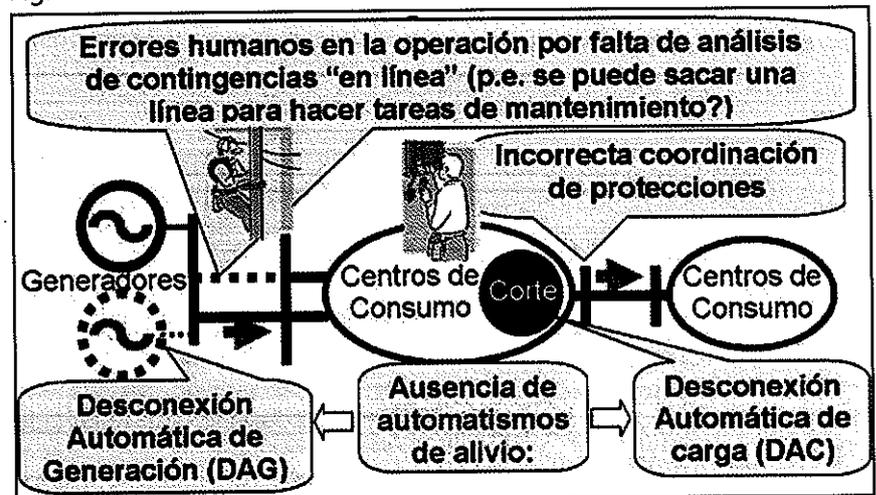


Fig. 2

como apagones. En Argentina hubo "cortes programados" por crisis energética durante los años 1989 y 2001.

Los "cortes programados" pueden ser motivados por "Indisponibilidad del Sistema de Transporte" o por "Indisponibilidad del Parque de Generación".

Como se explica en Fig. 3, la "Indisponibilidad del Sistema de Transporte" provoca "Déficit de Potencia" porque se tiene capacidad para generar potencia (disponibilidad de generadores, y de energía primaria; agua en embalse, gas, combustible líquido, etc.) pero no se tiene capacidad para

transportar la potencia a los centros de consumo, quedando demanda insatisfecha (cortes programados).

La Fig. 4 muestra que también hay "déficit de potencia" cuando no hay disponibilidad de generadores aunque haya energía primaria. Asimismo, la Fig. 4 muestra "Indisponibilidad por déficit de energía primaria" que se produce cuando hay suficiente parque generador pero falta energía primaria (agua en embalse, gas o combustible líquido, etc.).

También puede considerarse como causal de cortes programados el aumento excepcional de la demanda

También puede considerarse como causal de cortes programados el aumento excepcional de la demanda originados por los contratos públicos o privados para exportar a países limítrofes, produciendo: a) "Déficit de Potencia" por exportación de energía eléctrica, y/o b) "Déficit de Energía" por exportación de energía primaria (por ejemplo gas).

GRANDES APAGONES EN EL MUNDO:

Volviendo al tema principal, los apagones, veamos las causas y los efectos de los últimos grandes apagones ocurridos en el mundo y en nuestro país.

La información de la Tabla 1 fue tomada de Wikipedia con agregado de casos argentinos.

También se agregaron de casos reportados en las Conferencias Bianuales de los años 2006, 2008 y 2010 de CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) en sesiones técnicas especiales sobre "Grandes Disturbios en Sistemas Eléctricos".

Estas sesiones técnicas enfocaron su atención en "apagones" producidos por desastres naturales (fuertes vientos, incendios forestales, terremotos, nieve, inundaciones, etc.).

También fueron reportados casos con condiciones de funcionamiento "anómalas".

A continuación veremos algunos de los apagones más grandes ocurridos en Argentina.

Apagón Ciudad Buenos Aires del 15-2-1999. ET Azopardo:

El 15-2-1999 a las 3:14 cuando entraba en servicio la nueva ET Azopardo (Venezuela entre Paseo Colón y Azopardo) de EDESUR una

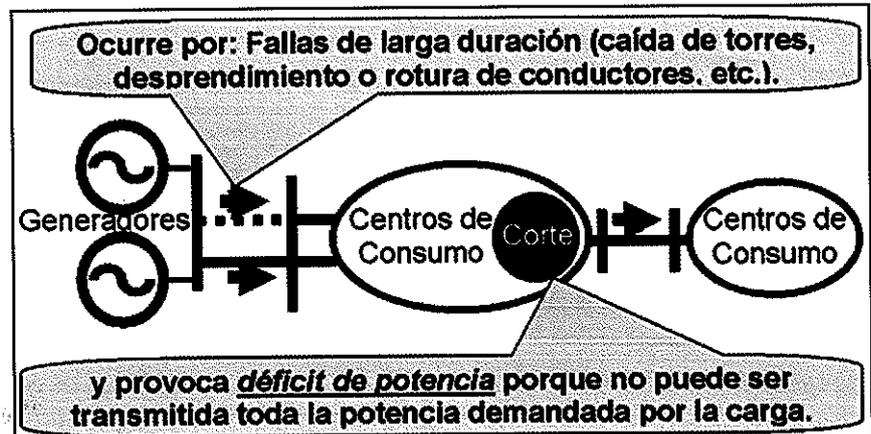


Fig. 3



Fig. 4

falla en cable de 132 kV provoca un incendio que afecta a 3 cables de 132 kV (1 de repuesto) ubicados en el mismo ducto. Quedan sin suministro eléctrico las EET vinculadas a ET Azopardo (Azopardo II, Independencia, Pozos y Once).

Fueron cortados 150 MW de demanda afectando a 150.000 clientes (500.000 personas?) en días de verano muy calurosos.

Las Figs. 5 y 6 muestran respectivamente la zona afectada en la ciudad de Buenos Aires y el interior de la ET Azopardo donde se observa algunos de los empalmes de cables realizados.

Los primeros intentos de reposición del servicio desde AT fallaron porque

se realizaron defectuosamente algunos empalmes de cables. A los 3 días se repuso el servicio a 90.000 clientes desde MT (13.2 KV). Se instalaron moto-generadores de baja capacidad. A los 10 días se repuso totalmente el servicio desde AT (132 kV). El apagón se debió a errores de diseño de SE (disposición física en un mismo conducto de los 3 cables de 132 kV incendiados). Y la gran duración del apagón se debió a errores humanos en tareas subcontratadas para reposición de servicio (empalme cables fallidos).

El IITREE-LAT, Facultad de Ingeniería - UNLP, intervino como Laboratorio de Ensayos de la Justicia Federal. Por este apagón EDESUR fue multado

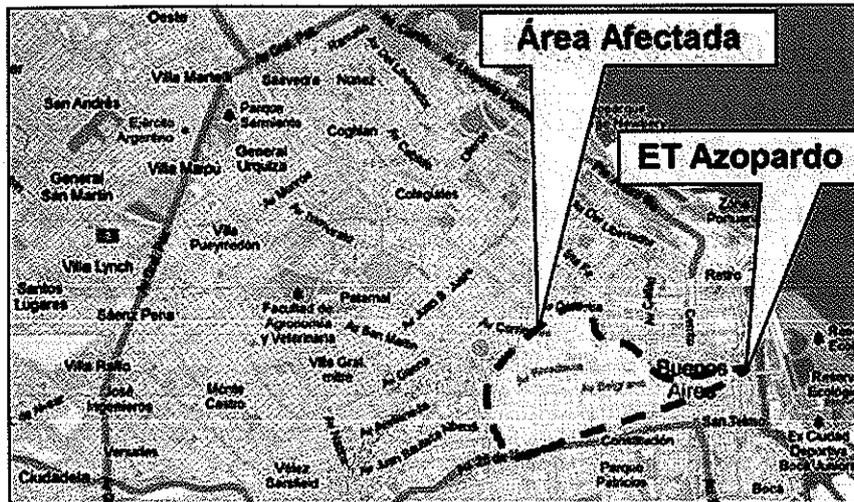


Fig. 5



Fig. 6

por 90 millones de USD.- UNLP, intervino como Laboratorio de Ensayos de la Justicia Federal. Por este apagón EDESUR fue multado por 90 millones de USD.

Apagón NOA, Cuyo y Centro del 3-10-2002:

Como se observa en Fig. 7 las áreas eléctricas NOA, Cuyo y Centro, estaban importando energía eléctrica desde las áreas eléctricas NEA, Litoral y GBA. A las 0:51 del 3-10-2002 se desengancha la línea de 500 kV entre las SSEE Santo Tomé y Rosario

Oeste, y a la 1:32 2002 se desengancha la línea de 500 kV entre las SSEE Gral. Rodríguez y Rosario Oeste dando inicio al apagón. La demanda cortada fue de 2.280 MW (aprox. 25% del total del país). El corte afectó a 10 provincias, al Sur de Santa Fe (área Rosario), y al norte Buenos Aires. La recuperación total del servicio demandó 7:30 horas. Con un adecuado esquema de formación de "islas eléctricas" se podría haber recuperado el servicio más rápidamente. Actualmente, en Argentina existe un esquema de formación de "islas eléctricas" basado en una normativa técnica aplicada con posterioridad a este apagón.

Apagón Buenos Aires, Río Negro, La Pampa y Neuquén del 24-11-2002:

La Fig. 8 muestra el sistema de transporte de 500 kV cuya salida de servicio dejó sin suministro eléctrico a las provincias de Buenos Aires, Río Negro, La Pampa y Neuquén. El apagón se origina en la SE Ezeiza por la rotura de un perno de un morseto montado sobre un aislador soporte y utilizado para la sujeción de la unión entre cables y barra tubo, ver Fig. 9. La Fig. 10 muestra los elementos caídos a tierra que provocaron cortocircuitos. El IITREE y el GEMA, ambos grupos pertenecientes a la Facultad de Ingeniería, UNLP, plantearon la hipótesis más probable de la falla, respalda por las evidencias físicas y por el análisis de los registros de la falla.

En las Figs. 11 a 18 se presenta los hechos más importantes de la probable secuencia de eventos que originaron este apagón.

Se extraen las siguientes conclusiones:

- a) las protecciones estaban incorrectamente calibradas, ya que no actuaron las que debieron actuar y actuaron las protecciones más lejanas. Por ello la salida de servicio de todas las líneas de 500 kV que concurren a la ET Ezeiza;
- b) Los cortes de carga (socialmente indeseables) por subfrecuencia permitieron que "sobreviva" el resto del sistema
- c) La "supervivencia" del resto del sistema permitió la rápida recuperación del suministro eléctrico a la demanda cortada.

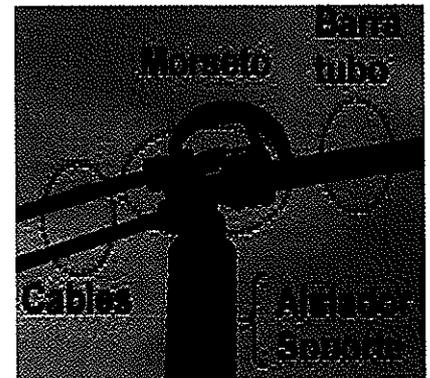
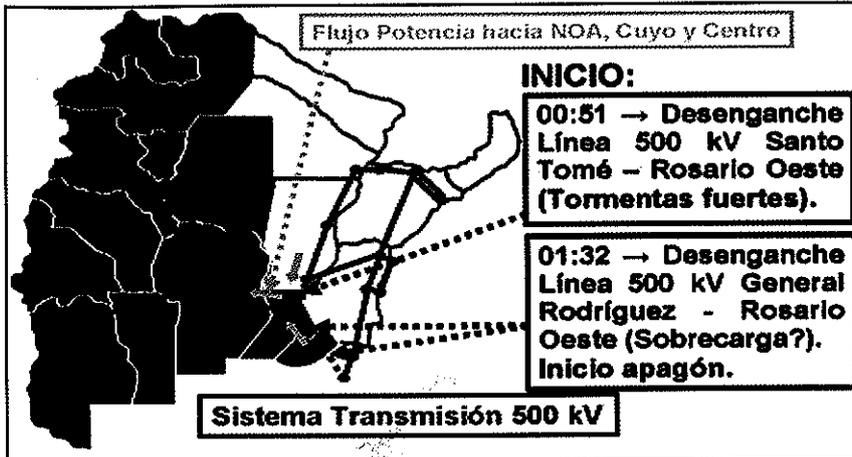


Fig. 9

Fig. 7



Fig. 10

Fig. 8



Fig. 11

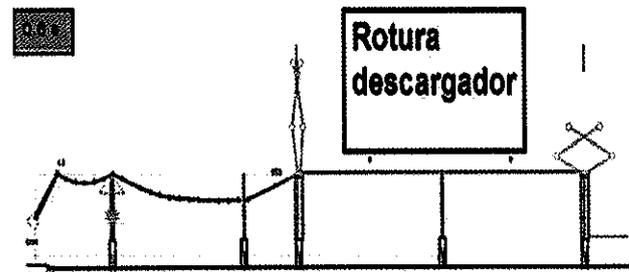


Fig. 13

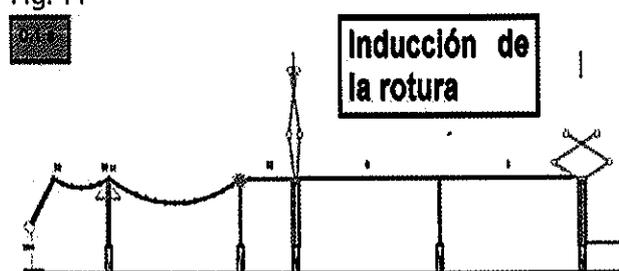


Fig. 12

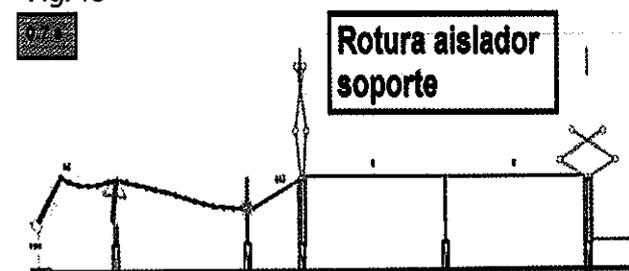


Fig. 14

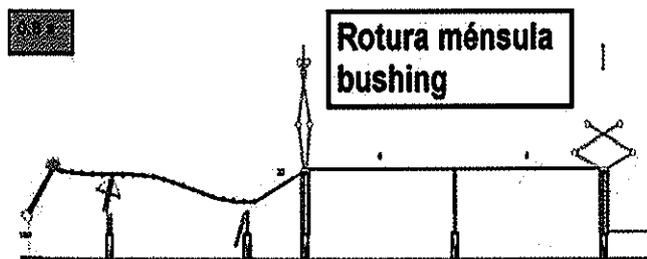


Fig. 15



Fig. 17



Fig. 16

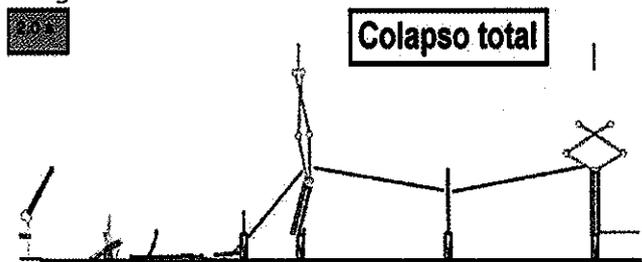


Fig. 18

Apagón Gran Buenos Aires del 17-5-2007:

A las 19 horas en la ET Ezeiza una falla interna del conmutador (rotura de chaveta) de un transformado monofásico 500/220/132 kV inicia un incendio que se propaga a los otros 2 transformadores monofásicos vecinos, a túneles de cables y a tableros, ver Figs. 19 a 22.

Quedaron sin servicio varios barrios de Buenos Aires (Constitución, Caballito, Flores, Liniers, etc.), y varias localidades del Gran Buenos Aires (González Catán, Ezeiza, Tristán Suárez, Cañuelas, etc.). El servicio se repuso casi totalmente a las 20:30 (1:30 después). El transformador fallado tenía 35 años, y el conmutador no tenía válvula de alivio (descarga de sobre presión).

No hay paredes cortafuego entre los 3 transformadores que eviten la propagación del incendio. Tampoco hay piletas bajo los transformadores para contener el aceite derramado que se propagó por los túneles para cables,

El informe del especialista extranjero que actuó en representación del

fabricante del transformador dice: "Las fallas de este tipo tienen el carácter de casual e imprevisto, y no pueden prevenirse con la asistencia del mantenimiento o del diagnóstico del estado". Obviamente, no coincidimos con la opinión del especialista. La falla de este transformador, y de otros transformadores con más de 30 años en servicio, generó preocupación en las autoridades del sector eléctrico, dando inicio a un programa de seguimiento.

Fig. 19. Vista lateral

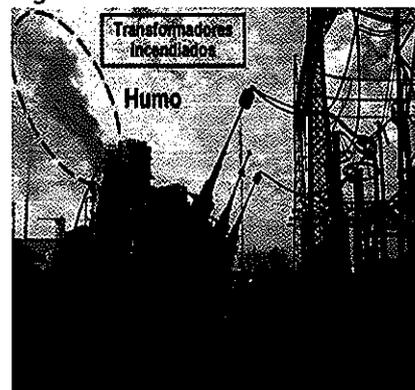
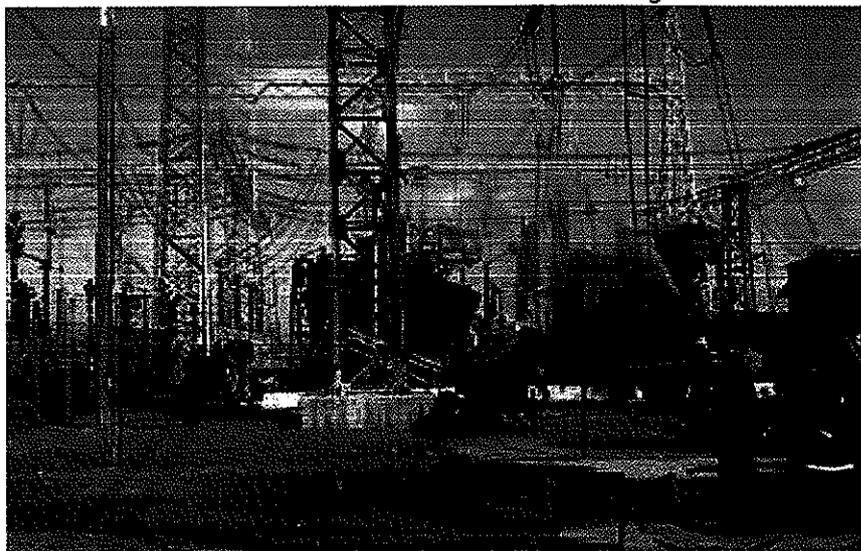


Fig. 20. Vista trasera



RESUMEN DE LAS CAUSAS DE LOS APAGÓN:

En el breve resumen de grandes apagones presentado se ha visto que los apagones pueden ser causados: a) por desastres naturales tales como terremoto, tornado, inundación, lluvia torrencial, nevada, hielo, tsunami, incendio, inundación, etc.; b) por fallas en equipamientos (diseño incorrecto o falta de mantenimiento preventivo y/o correctivo); c) por errores de operación del sistema eléctrico; y d) por falta de automatismos de alivio (corte de carga, formación de islas, etc.).

ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO. CONCEPTOS BÁSICOS:

De las anteriores causas de apagones vamos a centrar la atención sobre los automatismos de alivio. Para la determinación y dimensionamiento de estos automatismos de alivio se requieren estudios de estabilidad del sistema eléctrico.

Cualquier sistema en general y el sistema eléctrico en particular es estable:

- a) cuando está en un estado operativo estable donde las principales variables están dentro de rango aceptables;
- b) cuando luego de una perturbación alcanza un nuevo estado operativo estable.

En un sistema eléctrico las variables que definen la estabilidad del sistema son:

- a) el ángulo de los generadores eléctricos (máquinas sincrónicas);
- b) la frecuencia; y c) la tensión.

ESTABILIDAD. ÁNGULO DE GENERADORES ELÉCTRICOS::

La Fig. 23 muestra la dependencia entre el ángulo de la máquina y la relación entre potencia entregada o generada (P_e) y potencia máxima transmisible ($P_{m\acute{a}x}$). El ángulo de la máquina alcanza 90 grados cuando la potencia entregada (P_e) es igual a la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$). Para ángulos mayores a 90 grados el funcionamiento de la máquina es inestable. También se observa que a igualdad de potencia generada (P_e) el ángulo de la máquina es mayor para redes más débiles.

Para pasar de un estado de funcionamiento a otro el generador puede tener un comportamiento:

- a) oscilatorio estable, ver Fig. 24;
- b) oscilatorio inestable, ver Fig. 25; y
- c) no oscilatorio inestable, ver Fig. 26.

Las Figs. 27 a 29 muestran el comportamiento oscilatorio estable de un generador sincrónico para un cambio en la potencia generada y, consecuentemente, un cambio en el ángulo del generador. La Fig. 27 muestra la evolución de la potencia generada en función del ángulo del generador. La Fig. 28 muestra la evolución temporal del ángulo del generador mientras que la Fig. 29 muestra la evolución espacial del ángulo del generador.

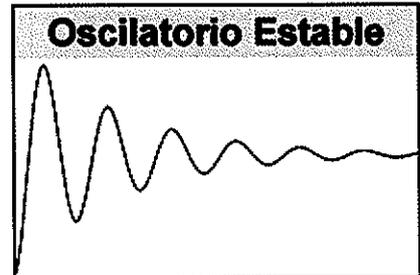


Fig. 24

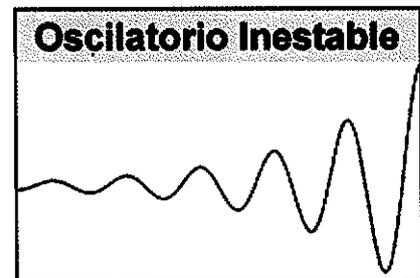
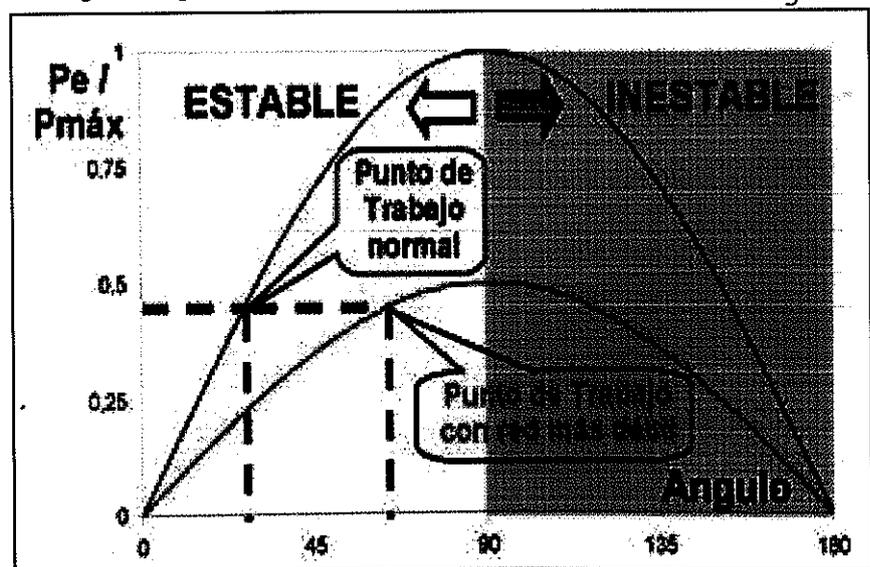


Fig. 25



Fig. 26

Fig. 23



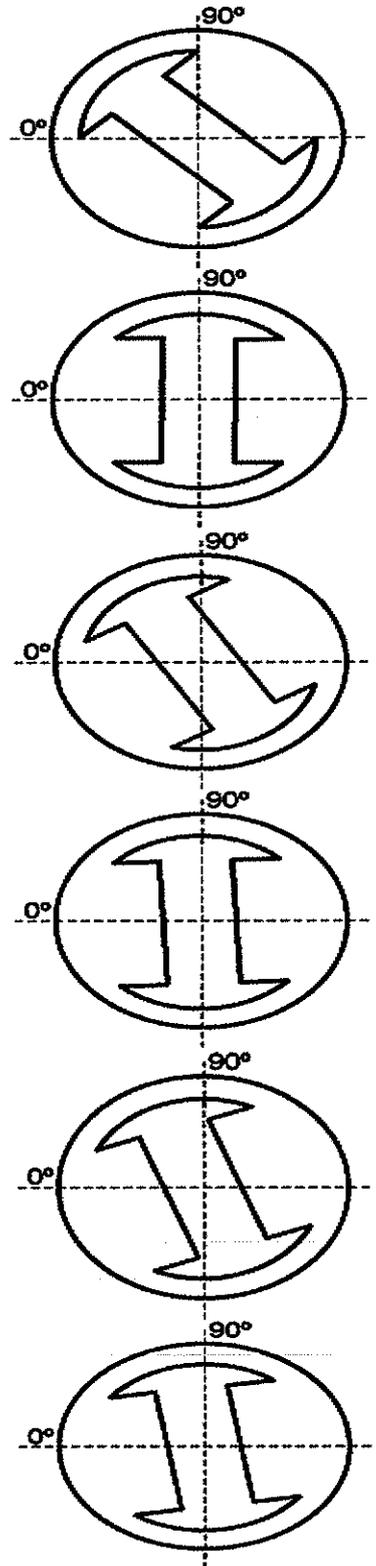
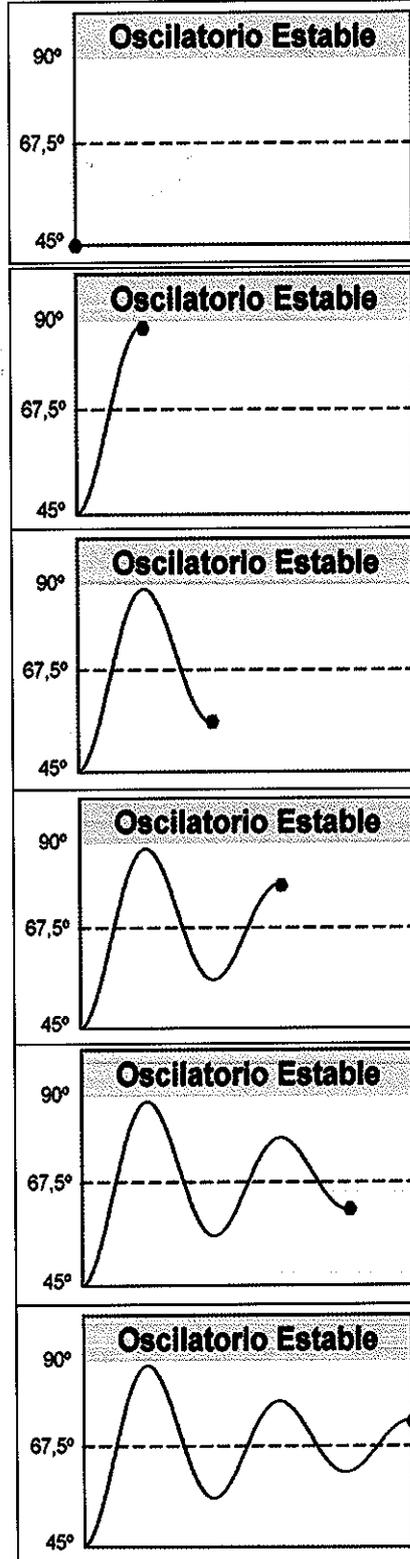
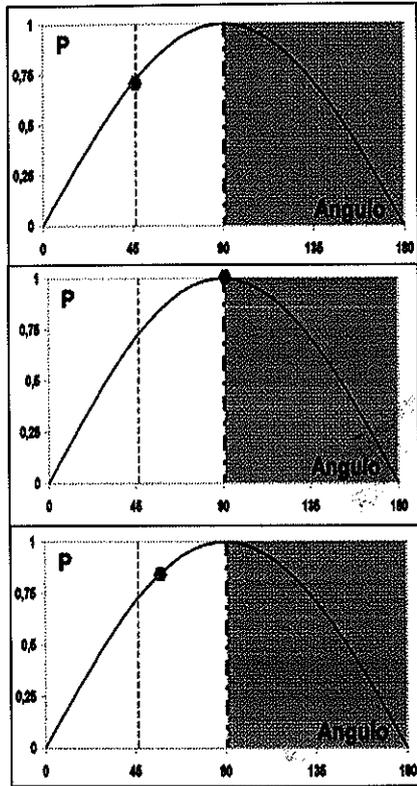


Fig 27

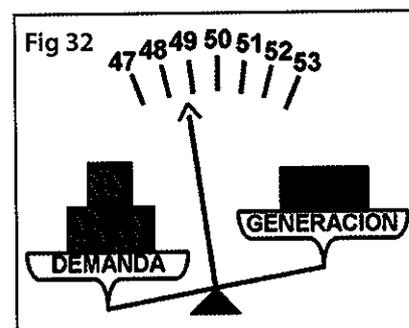
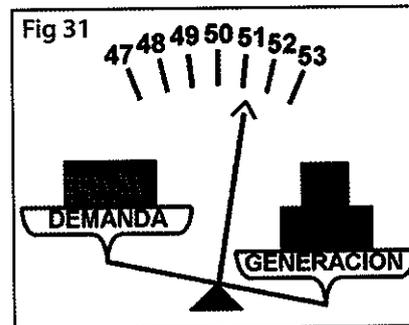
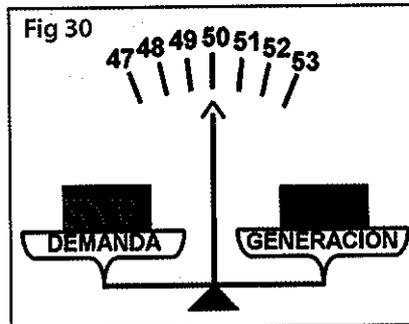
Fig 28

Fig 29

Estabilidad. Frecuencia:

Las Figs. 30 a 32 muestran la dependencia de la frecuencia con el balance entre la potencia generada y la potencia demandada. En el sistema argentino existen cortes de demanda automáticos que se producen cuando la frecuencia disminuye. Así, cuando se pierde generación se logra restablecer el equilibrio con la demanda. Por ejemplo, en nuestro país existen automatismos de Desconexión Automática de Generación (DAG) que actúan ante la pérdida de líneas de transmisión de 500 kV. En estos casos, se debilita el sistema de transmisión dado que los generadores deben aumentar su ángulo para transmitir la misma potencia con riesgo de funcionar en zona inestable según se ha visto (estabilidad angular). Para evitar esta inestabilidad se desconecta generación de modo tal de transmitir menor potencia por el sistema debilitado. Esto conlleva a un desbalance entre generación y demanda que se soluciona cortando demanda. En la Argentina hay 7 niveles de corte de demanda por subfrecuencia. La Fig. 33 muestra una caída de frecuencia ocurrida en el sistema eléctrico argentino el 13-11-2000 a las 07:05:30 que fue detenida exitosamente por la actuación del automatismo de corte de demanda llegando a actuar hasta el nivel 5. Se observa que la frecuencia se recupera y luego es controlada por los propios generadores eléctricos cuyas turbinas poseen controles de velocidad-potencia que actúan variando la potencia generada en función del apartamiento de la frecuencia respecto de 50 Hz. A este servicio brindado por los generadores se lo denomina Regulación Primaria de Frecuencia. Esta Regulación no actúa

en tiempos breves y tampoco dispone de toda la potencia necesaria para restablecer el equilibrio por lo que resulta necesario el corte automático de demanda por subfrecuencia.



Estabilidad. Tensión:

La Fig. 34 muestra la dependencia de la tensión (V) en el extremo de un sistema de distribución con la potencia demandada (P). Se observa que a igual demanda (P) la tensión (V) disminuye cuando la red es más débil. Por otra parte, si la tensión disminuye puede aumentar la corriente tomada por algunos equipamientos (p.e. motores,

equipos aire acondicionado, etc.). En la Fig. 34 se observa que la tensión "colapsa" (se hace nula) cuando la demanda hace superar la "nariz" de la curva. O sea que el aumento de demanda puede hacer "colapsar" la tensión. Esto ocurre en redes estructuralmente débiles como es el caso de las provincias de Formosa y Chaco (donde se encienden equipos de aire acondicionado a la hora de la "siesta" en los días calurosos de veranos). Las Figs. 35 a 40 muestran la disminución de la tensión (V) a medida que aumenta la demanda (P), en este caso, a medida que se ponen en marcha equipos de aire acondicionado de 2 kW, hasta llegar al "colapso" de la tensión.

Estados de un sistema eléctrico:

La Fig. 41 muestra un diagrama con los posibles estados de funcionamiento de un sistema eléctrico. Estos estados son: Normal, Alerta, **Emergencia, InExtremis y Reposición**. Es importante evitar el apagón total porque se requiere mucho tiempo para reponer el servicio. Es preferible quitar demanda parcialmente para evitar el apagón total, u operar con "islas eléctrica", o sea con sistemas eléctricos aislados entre sí. De esta manera, es posible volver a reponer la totalidad de la demanda mucho más rápidamente que a partir de un apagón total. En un apagón total hay que volver a arrancar generadores. Algunos tipos tecnológicos de generadores requieren bastante tiempo para volver a arrancar (hasta equilibrar temperatura de metales) después de haber estado fuera de servicio por algunas horas (Turbinas de gas o de vapor). Las centrales atómicas requieren varios días para volver a arrancar.

Asimismo, cualquier tipo de generador requiere energía eléctrica para arrancar, la que obtiene de equipos motogeneradores.

A esta facilidad se la denomina "arranque en negro", es decir, arranque sin suministro externo de energía eléctrica. Luego del "arranque en negro" el generador debe tomar carga en forma aislada. Esta operación requiere cambios en la lógica de control de la turbina del generador, porque no es lo mismo operar con una "carga local" que operar en un gran sistema eléctrico interconectado. Es decir, no todos los generadores son capaces de operar en "isla eléctrica".

Por lo expuesto, hay que evitar el apagón total, y una forma es operar en "islas eléctricas" lo que permite recomponer el sistema más rápidamente.

Sistema eléctrico argentino:

Las Figs. 42 y 43 muestran respectivamente la potencia instalada en generadores (28665 [MW]) y el consumo de energía (110775 [GWh]) por área eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) mostrado en Fig. 44.

La red de transmisión en 500 kV del SADI es muy extensa como se observa en Fig. 45.

Comparativamente con Europa, si la SE Santa Cruz Norte (Pico Truncado, Santa Cruz) estuviera en el sur de Portugal, entonces la SE Ezeiza (Ezeiza, Buenos Aires) estaría en Córcega, o la SE Monte Quemado (Monte Quemado, Santiago del Estero) estaría en Berlín.

En Argentina la pérdida del generador más grande (Central embalse Río Tercero) representa el 5% de la generación total en un valle, y produce cortes de carga por subfrecuencia.

FB&A



ACADEMIA DE LA INGENIERIA
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Asimismo, la pérdida de líneas en Argentina requiere desconectar generación (y demanda por subfrecuencia) para mantener la estabilidad angular de los generadores. El sistema de transmisión en 500 kV de Argentina se caracteriza por: a) No ser redundante ni estar lo suficientemente mallado (anillado); b) Ante falla simple requiere hasta 1.200 MW de Desconexión Automática de Generación (DAG), ver Fig. 46; c) Ante falla doble requiere DAG por hasta 2.400 MW (20% demanda en valle), ver Fig. 46; y d) los relé de corte de carga por subfrecuencia equilibran la demanda con la generación.

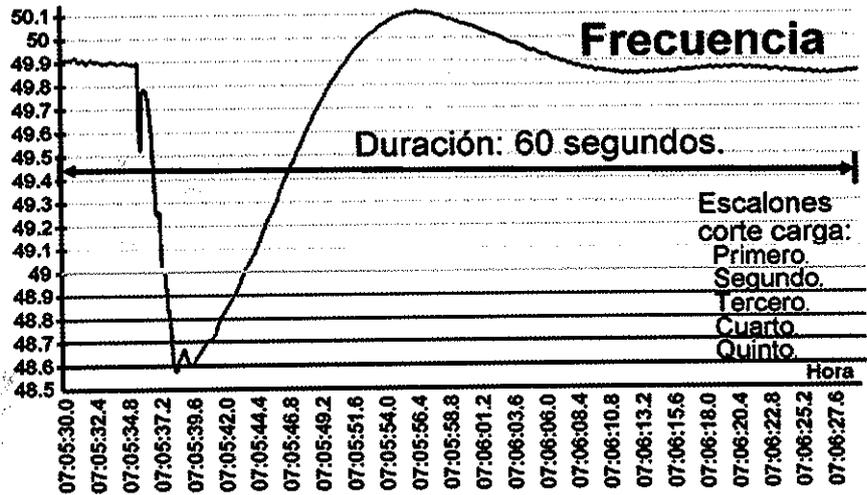


Fig. 33. Cortes demanda por subfrecuencia

Fig. 34. Relación Potencia-Tensión

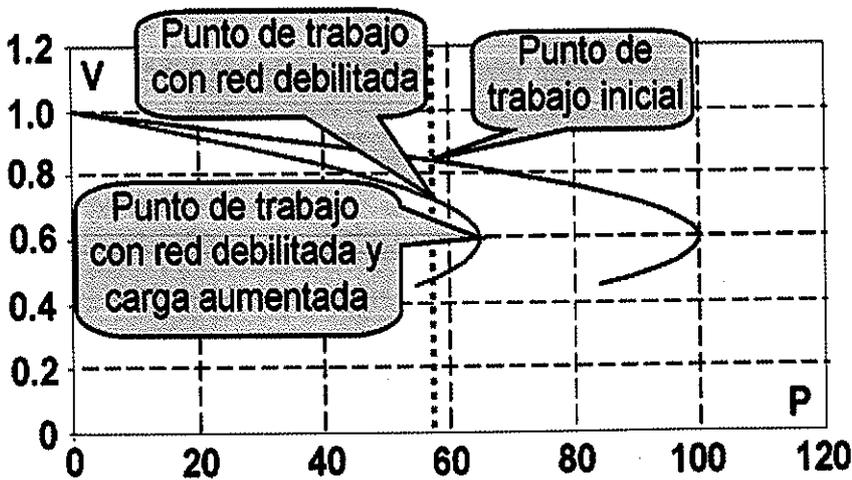


Fig. 35

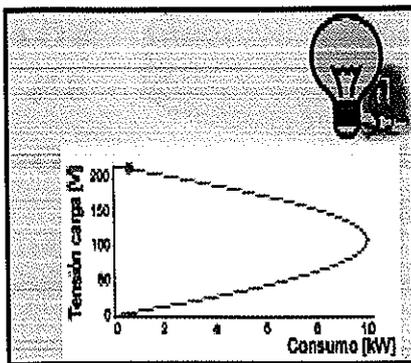


Fig. 36

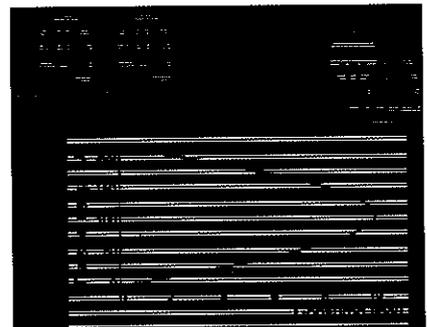
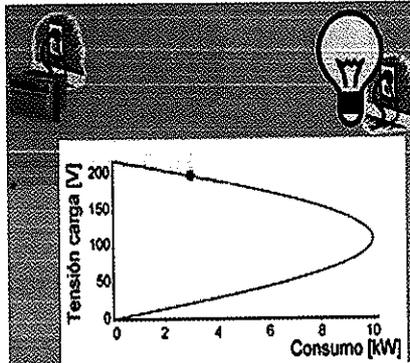


Fig. 37

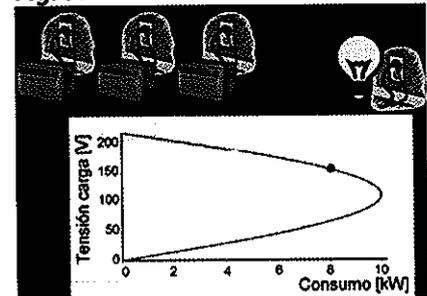


Fig. 38

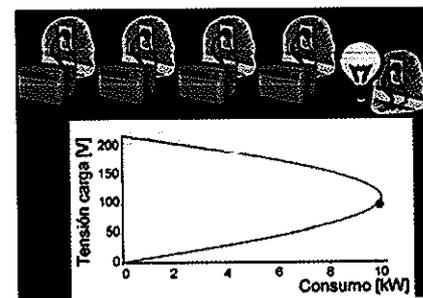


Fig. 39



Fig. 40

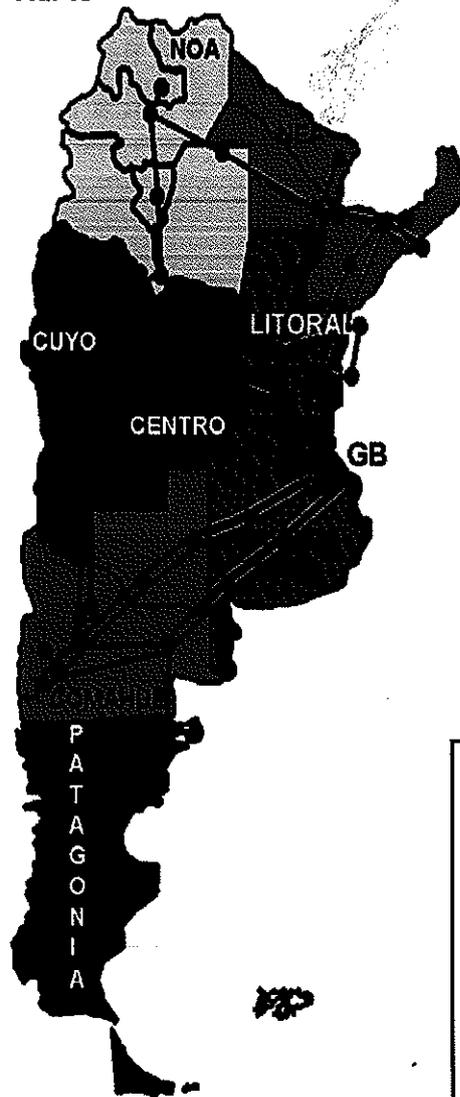


Fig. 44. Sistema Argentino de Interconexión

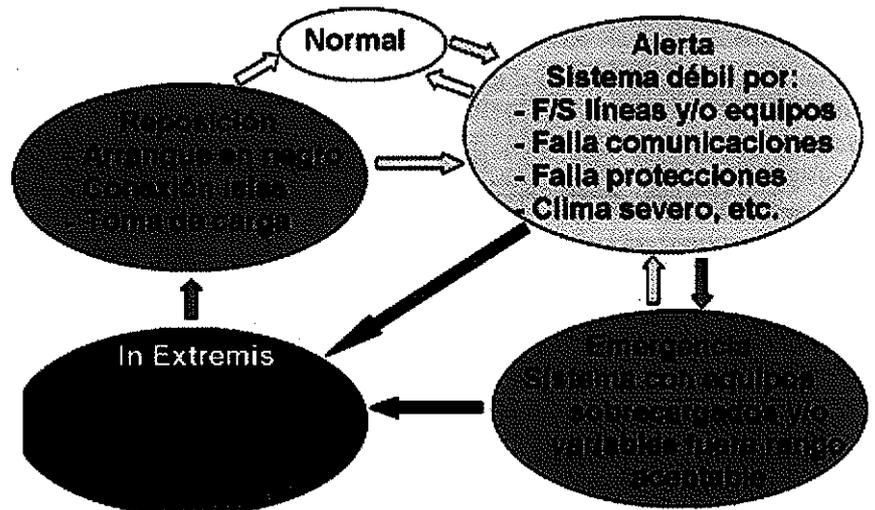


Fig. 41.

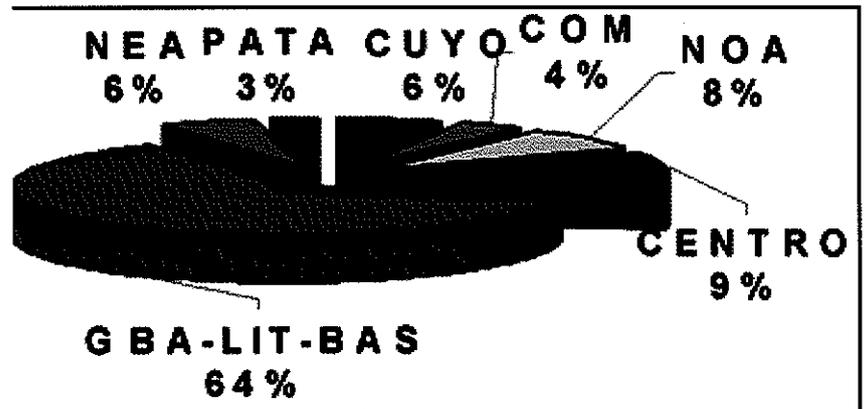


Fig. 42. Pot. Instalada. CAMMESA 2010

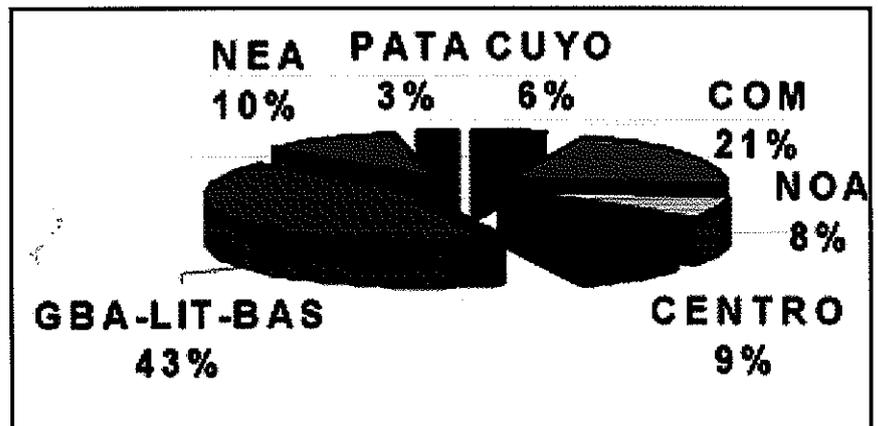


Fig. 43. Consumo. CAMMESA 2010 Fig. 44

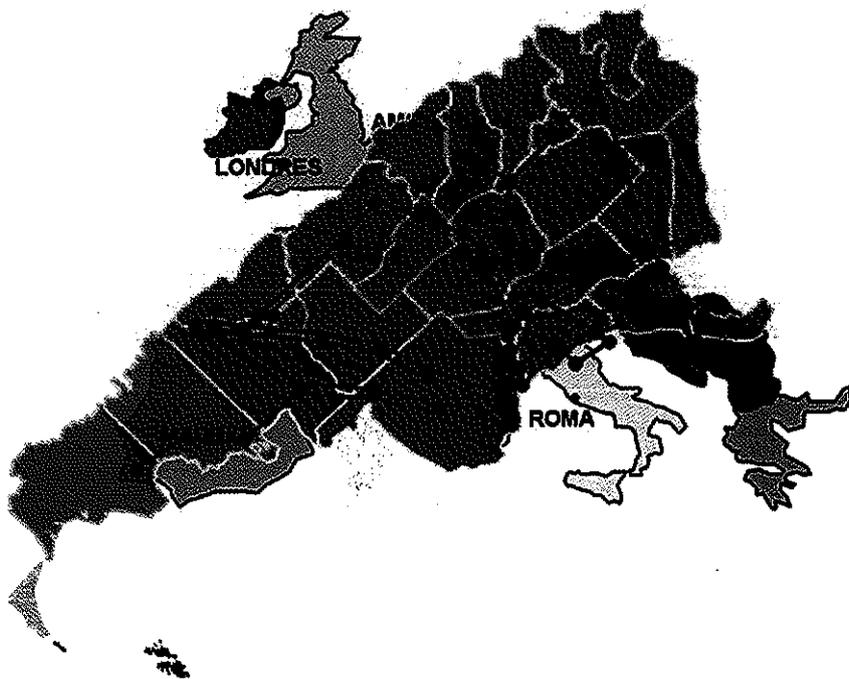


Fig. 45. Europa versus SADI

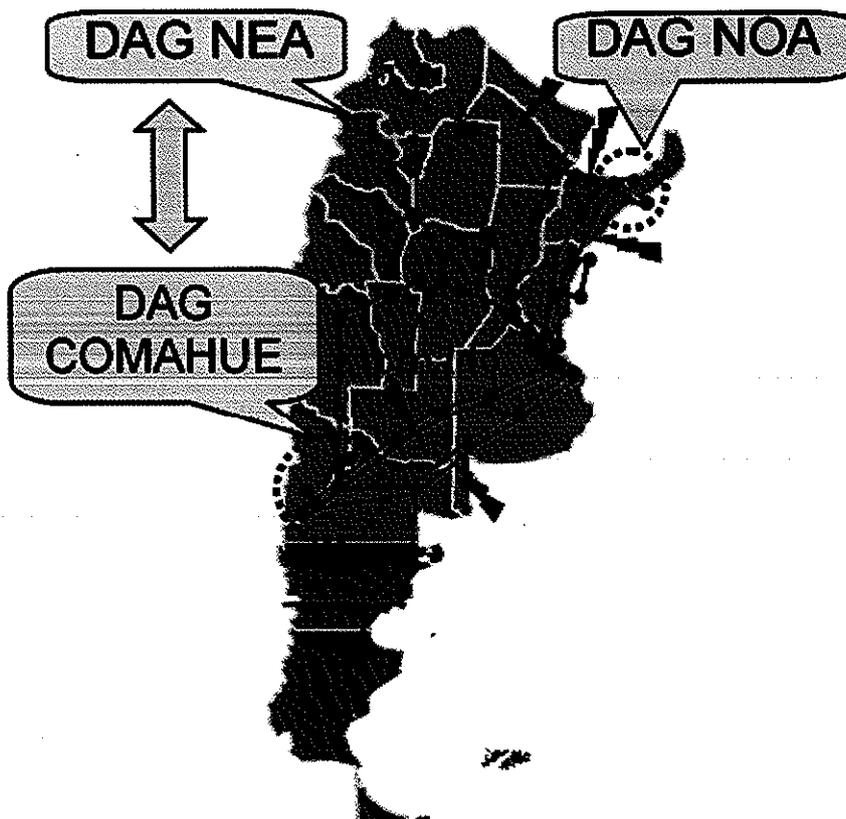


Fig. 46. Esquema DAG SADI

Estudios de estabilidad:

Para diseñar los automatismos de alivio resulta necesario realizar estudios de estabilidad del sistema eléctrico con el objeto de determinar: a) Los generadores a desconectar (DAG) ante fallas en líneas de transmisión (estabilidad transitoria); b) el comportamiento oscilatorio del sistema ante pequeñas perturbaciones (oscilaciones electromecánicas); c) El comportamiento de la tensión en sistemas débiles (colapso de tensión); d) Los esquemas de Formación de Islas Eléctricas o de otros mecanismos de alivio; e) Cualquier otro fenómeno que comprometa equipos (resonancia subsincrónica) o el normal funcionamiento del sistema.

Se debe tener en cuenta que, a lo sumo, los resultados de los estudios serán tan confiables como confiables sean los modelos que se utilicen.

Por ejemplo, en el apagón de EEUU y Canadá del 14-8-2003 los estudios previos indicaron que no había riesgo de sacar una línea para mantenimiento (inicio del apagón). Hasta ese apagón se utilizaban modelos de los fabricantes de equipos. A partir de este apagón se puso mayor énfasis en verificar los modelos mediante ensayos.

En la Argentina se realizan ensayos sobre los generadores eléctricos para verificación de modelos y de parámetros de desempeño desde la década de 1980. También se han realizado ensayos para modelar el comportamiento de las demandas en general, y de algunas demandas industriales en particular.

Ejemplo estudios de estabilidad.

Falla SIP 14-12-06

A principios de 2006 se puso en servicio la línea de 500 kV entre SSEE

Choele-Choel y Puerto Madryn que interconecta el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) con el resto del sistema argentino (SADI).

Previo a esta interconexión se realizaron muchos estudios de estabilidad ya que se interconectaba al SADI un sistema eléctrico (SIP) muy extenso y estructuralmente débil, ver Figs. 47 y 48.

El SIP Norte tiene un sistema de transmisión conformado con 2 líneas de 330 kV que vincula la Central Hidroeléctrica Futaleufú, ubicada en Esquel, con la SE Puerto Madryn, donde está instalada la fábrica productora de aluminio de Aluar, que demanda mucha potencia eléctrica (680 MW) y que dispone de mucha generación térmica propia (720 MW). En Figs. 49 a 54 se muestran fotos del complejo hidroeléctrico Futaleufú.

Previo a la falla, Futaleufú estaba generando 4*112 MW estando en servicio las 2 líneas de 330 kV, Aluar tenía una demanda neta de 126 MW + 169 MW por sus 2 arribos, y el SIP exportaba 123 MW al SADI.

La falla ocurrió en la planta de Aluar y consistió en un cortocircuito trifásico a tierra en barras de 33 kV con apertura del interruptor y consecuente rechazo de 126 MW.

Para control de tensión en SE Puerto Madryn se tomaron las siguientes acciones automáticas:

- a) Desconexión de capacitores en Aluar;
 - b) Conexión de 2 reactores en 330 kV;
 - c) Desconexión de 1 línea de 330 kV.
- Para control de estabilidad se tomaron las siguientes acciones automáticas:

- a) Desconexión una unidad generadora de Futaleufú (Futa 02) por rechazo de carga 126 MW en Aluar;
- b) desconexión de la segunda unidad generadora de Futaleufú (Futa 03) por disparo de la línea de 330 kV.

Luego, las protecciones de genera-

dores realizaron las siguientes acciones: a) Desconexión de la tercera unidad generadora de Futaleufú (Futa 04) por la protección de grandes oscilaciones; y b) Desconexión de la cuarta unidad de Futaleufú (Futa 01) por actuación de la protección de máxima corriente. Es decir que como consecuencia del incidente en la central Futaleufú fueron desconectadas las

4 unidades y en el sistema de 330 kV, fue desconectada una línea. Cuando el SIP estaba aislado del SADI, la misma falla solo desconectaba automáticamente un generador en Futaleufú para equilibrar generación con demanda.

El diagnóstico postfalla indicó que: a) con la interconexión SADI-SIP la central Futaleufú disminuyó su margen de estabilidad angular, ya que su "centro de carga" se trasladó desde Puerto Madryn al área Gran Buenos Aires, es decir se alejó eléctricamente; y b) se debía mejorar los modelos de Futaleufú incluyendo el "acoplamiento hidráulico" entre las unidades generadoras. Este "acoplamiento" aumenta transitoriamente la potencia generada en las unidades en servicio por el aumento de la presión de agua en la entrada de sus turbinas debido a la desconexión de otra turbina.

Entonces, Se elaboraron modelos del sistema hidráulico de Futaleufú que fueron verificados mediante: a) la realización de ensayos sobre el sistema de suministro de agua en la central Futaleufú; y b) la reproducción de fallas en el sistema eléctrico. Los modelos desarrollados fueron usados en: a) Estudios de estabilidad para redefinición de de automatismos en el SIP; y b) Reajuste de sistemas de control (Power System Stabilizer - PSS) e implementación de un automatismo de Reducción Rápida de Generación (RAG) en Central Futaleufú.

La Fig. 55 muestra la evolución temporal de la potencia transmitida desde central Futaleufú por el sistema de 330 kV durante la falla del 14-12-2006. Se observa el comportamiento oscilatorio inestable luego del disparo de la segunda unidad (F/S Futa 03), y el nivel de potencia (aprox. 140 MW) que alcanza la última unidad disparada (F/S Futa 01) debido a la sobrepresión del agua, superior al valor de despacho inicial (450/4 MW).

Fig.88. Registro (trazo azul) y simulación con modelos (trazo rojo). Falla en SIP del 14-12-06

Cabe destacar que la determinación de las causas del problema y su solución fue consecuencia directa del trabajo conjunto de: FUTALEUFÚ (Generador), TRANSPA (Transportista SIP), CAMMESA (Operador Sistema Eléctrico), ALUAR (Industria electrointensiva), y el IITREE-LAT (Instituto Universitario de la Facultad de Ingeniería - UNLP).

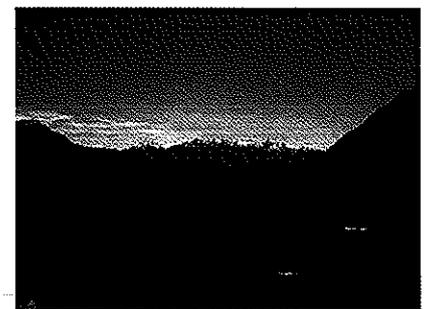


Fig. 49. Emb. Amutui Quimei

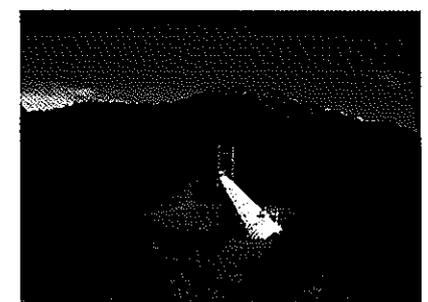


Fig. 50. Tubería aducción



Fig. 51. Chimenea equilibrio

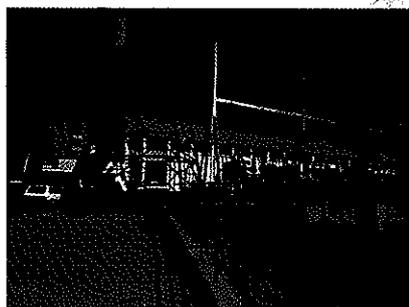


Fig. 52. Edificio de la Central



Fig. 53. Sala de máquinas

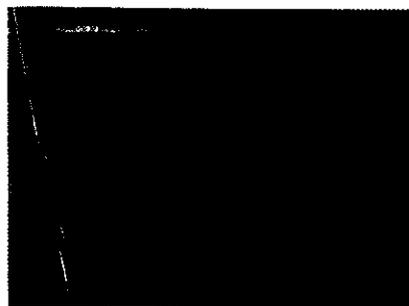


Fig. 54. Válvula mariposa

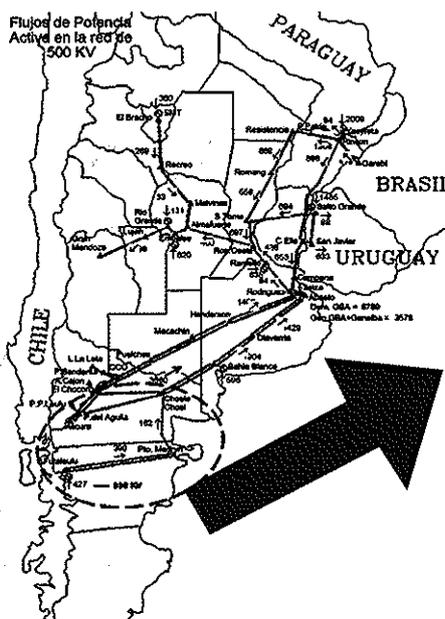


Fig. 47. Flujo Potencia 14-12-06

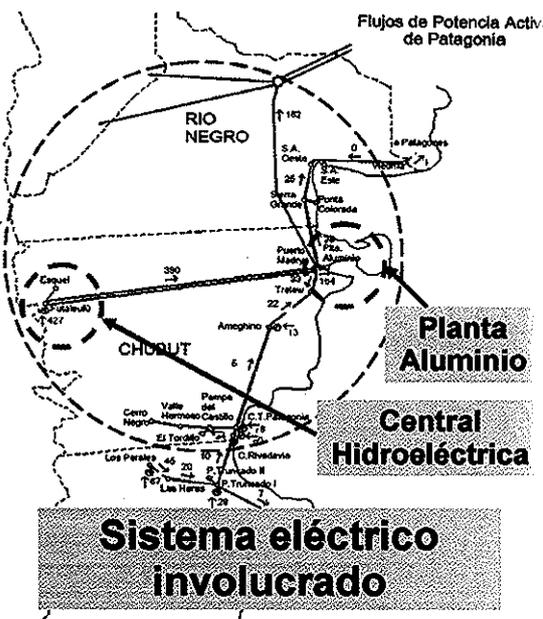
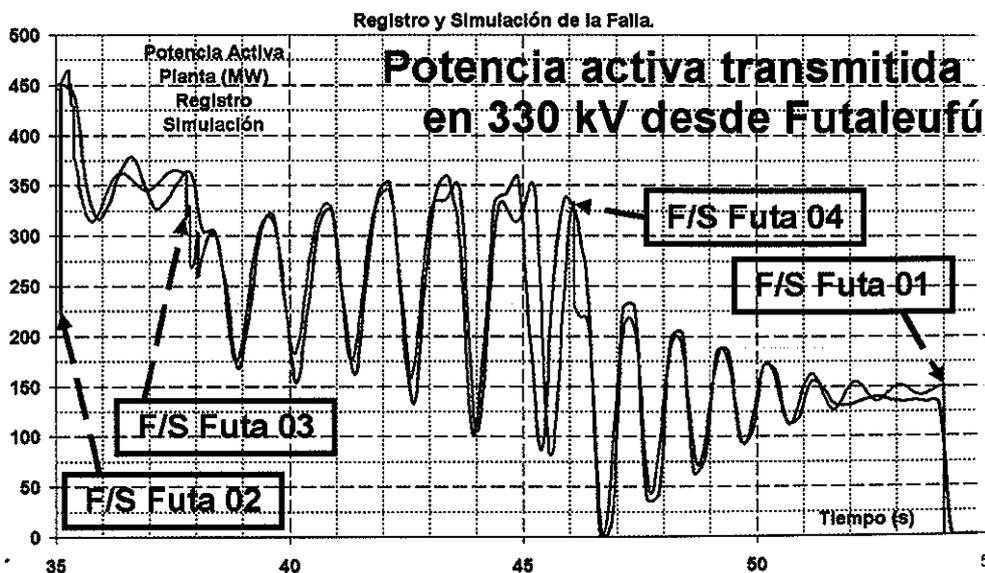


Fig. 48. SIP Norte



Registro (trazo azul) y simulación con modelos (trazo rojo).
 Falla en SIP del 14-12-06

Siglas: Alta Tensión (AT), Subestación Eléctrica (SE); Estación Transformadora (ET).
Tabla 1: Grandes Apagones en el mundo y en Argentina.

9-11-1965	Falla sistema de protección	30 millones personas	Noreste EEUU (8 estados)	14 horas	26-4-2007	Falla Interruptor Subestación AT	25 millones personas	Colombia	3 horas
13 y 14 -7-1977	Falla Transformador	10 millones personas	New York, EEUU	25 horas	17-5-2007	Falla SE AT	168.000 personas	Buenos Aires y sur Conurbano	3 horas
13-3-1989	Tormenta solar. Falla Transformador	6 millones personas	Sureste Canadá	9 horas	23-7-2007	Incendio 2 Transf. SE AT	283.000 personas	Barcelona, España	50 horas
15-1-1999	Falla Incendio ET Azopardo	500.000 Personas	Ciudad Buenos Aires	4 a 10 días	Enero y febrero de 2008	Tormentas invernales. 11 técnicos fallecidos	4 millones personas	Provincia Chenzhou, China	10 días
3-10-2000	Falla líneas AT por fuertes tormentas	4 millones personas	NOA, NEA, Cuyo y Rosario	1 a 8 horas	29-4-2008	Incendios forestales. Falla Líneas AT	40% población del país	Venezuela	3 horas
22-1-2002	Falla 3 líneas AT de Itaipú	100 millones personas	Brasil (18 Estados)	1 hora	10-9-2009	Falla línea AT Itaipú	Paraguay (90%) y Brasil (18 Estados)	Paraguay y Brasil	1 hora
14-8-2003	Falta de automatismos?	50 millones personas	EEUU (8 Estados) y Canadá (2 Pcias.)	2 horas	26-9-2009	Falla línea AT y rotura Transf.	200.000 personas	Salta y Jujuy Argentina	12 horas
28-9-2003	Caída árbol Línea AT	56 millones personas	Italia	3 horas	6-2-2010	Fuertes nevadas	200.000 personas	Estados Unidos	3 días
12-7-2004	Falla línea AT	7 millones personas	Sur de Grecia	Más de 1 hora	27-2-2010	Terremoto	13 millones personas	Chile (80%)	1/2 hora a 2 semanas
27-9-2004	Falla Sub-Estación	47 millones personas	Brasil (9 Estados)	1 hora	14-3-2010	Falla Transformador (sin repuesto por anterior terremoto)	12.5 millones personas	Chile	1 a 6 horas
23-10-2004	Falla Transformador	600.000 personas	Ciudad Buenos Aires	1 hora	8-9-2011	Falla central eléctrica	3.5 millones personas	Baja California (EEUU)	6 a 7 horas
18-8-2005	Falla Línea AT	100 millones personas	Indonesia	5 horas	24-9-2011	"razones complejas" según autoridades	10 millones personas	Chile	1 a 5 horas

Conclusiones:

Como resumen de esta presentación se puede concluir que los apagones se producen por:

- Condiciones climáticas extremas;
- Falta de mantenimiento preventivo y correctivo;
- Uso de equipamiento más allá de su vida útil;
- Errores humanos en la operación (falta de ayuda "en línea" de análisis de contingencias);
- Protecciones incorrectamente ajustadas;
- Falta de mecanismos de alivio (DAG, DAD por subfrecuencia, islas eléctricas, etc.). Como conclusión de esta presentación podemos convenir que los apagones originados por:
- Condiciones climáticas extremas requieren soluciones que pueden resultar demasiado onerosas;
- Falta de mantenimiento preventivo y correctivo requiere contar con adecuados planes de mantenimiento y personal capacitado;
- Uso de equipamiento más allá de su vida útil requieren las correspondientes inversiones en equipamientos nuevos;
- Errores humanos en la operación requiere capacitación del personal y "ayuda en línea" con programas que realicen análisis de contingencias;
- Protecciones incorrectamente ajustadas requiere capacitación del personal;
- Falta de mecanismos de alivio por "desconocimiento" del comportamiento dinámico del sistema eléctrico son técnicamente posibles de evitar con soluciones que tienen costos razonables.