

Disertación del Ing. Jorge Luis Agüero en el acto de su incorporación como Académico Titular de la Academia de la Ingeniería de la Provincia de Buenos Aires realizada el 17-05-2012 y titulada **APAGONES: ¿Es posible evitarlos?**

Introducción: 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 reconocido 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; y 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); ó 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, y 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.), y c) excesos de consumo, especialmente en redes estructuralmente débiles.

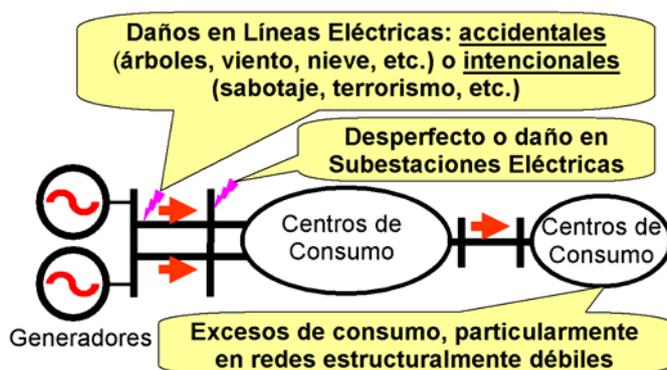


Fig.1

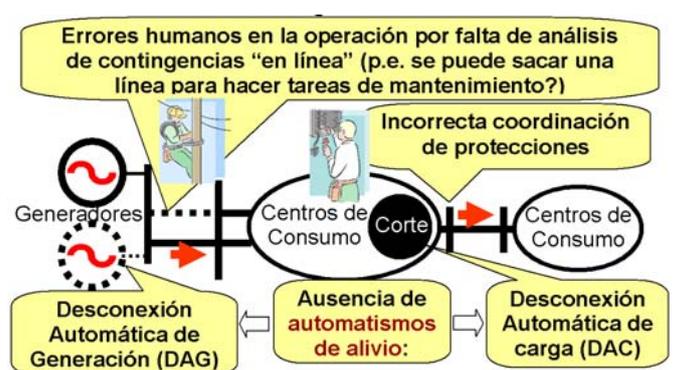


Fig.2

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 desconocimiento 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 descriptos 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 “camino” alternativos).

Si bien pueden tener un alto impacto social, los “cortes programados” no son considerados técnicamente 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 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).

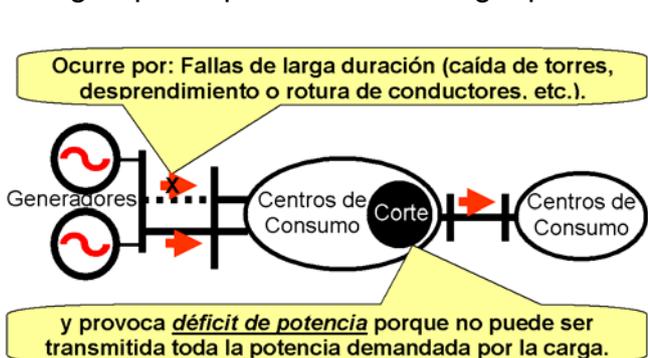


Fig.3

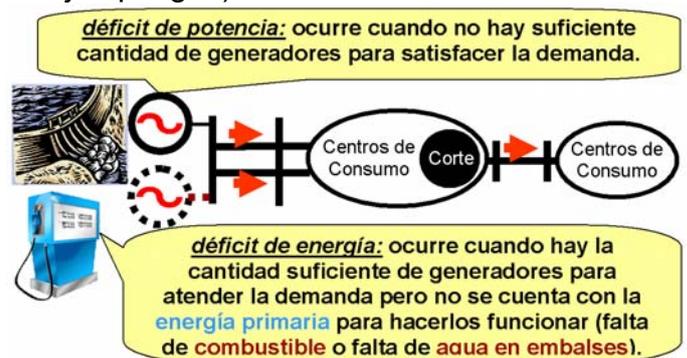


Fig.4

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”.

Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
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 Transfor. 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

Siglas: Alta Tensión (AT), Subestación Eléctrica (SE); Estación Transformadora (ET).

Tabla 1: Grandes Apagones en el mundo y en Argentina.

A continuación veremos con más detalle algunos de los apagones más grandes.

Apagón Noreste EEUU del 9-11-1966: Este apagón afectó a 13 millones de personas durante 14 horas. Se menciona este apagón porque dio origen al NERC (North American Electric Reliability Council) – Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Norte America - creado en 1968.

Apagón Noreste EEUU y Sudeste Canadá del 14-8-2003:

Este apagón dejó sin luz a 50 millones de personas en 6 Estados del noreste de EEUU y en 2 provincias del sureste de Canadá, con reposición completa del servicio luego de 3 días.



Fig.5. Apagón 14-8-2003. Zona afectada.

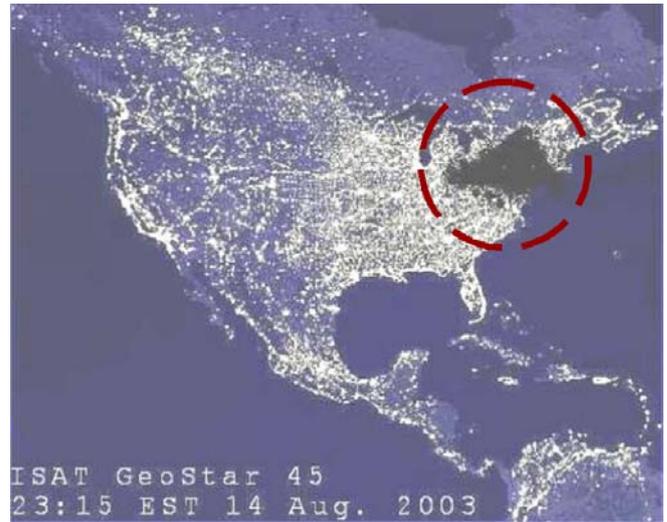


Fig.6. Foto satélite. Apagón 14-8-2003

Las principales ciudades afectadas fueron New York, Albany, Buffalo, Erie, Cleveland, Toledo y Detroit en EEUU, y Ottawa y Toronto en Canadá.

En **Figs. 5 y 6** se muestran la zona afectada por este apagón y una foto satelital del apagón.

El origen del apagón fue la desconexión a las 15: 06 de una línea de AT para mantenimiento que dejó estable pero débil al sistema eléctrico.

Entre las 15:32 y las 16:09 abren 8 líneas de Alta Tensión (AT) por fallas originadas en contactos con árboles (por mayores flechas - menores distancias al suelo – producidas por aumento del calentamiento de conductores por mayores corrientes circulantes) y en sobrecarga (mayores corrientes circulantes). Varios Centros de Control involucrados no “registran” la salida de servicio de las líneas. Comienza el desarrollo de un colapso “lento” de tensión en Ohio y norte de Michigan por falta de control de tensión.

A las 16:09:30 salen de servicio 2 plantas generadoras (1.800 MW) dando comienzo a un colapso rápido de tensión. Entre las 16:10:40 y las 16:10:46 sale de servicio en cascada varias líneas de AT y plantas generadoras, dando inicio al apagón total.

Resumiendo, salieron de servicio más de 100 plantas generadoras, 20 de ellas nucleares que tardaron 48 horas en volver a generar, siendo afectadas 50 millones de personas.

A las 12:00 del 15-8-2003 (20 horas desde inicio apagón) se repuso el 59% de la demanda y a las 17:00 del 17-8-2003 (3 días desde inicio apagón) se repuso el 100%.

Visto el desarrollo de este apagón surgen las siguientes preguntas:

a) No se realizaron análisis de contingencias “en línea” antes de autorizar la desconexión de la primera línea para mantenimiento? O estos análisis fueron hechos con modelos no adecuados?; b) Hubo falta de coordinación entre los 5 centros de operaciones involucrados para generar acciones correctivas?; c) No existen mecanismos de alivio tales como cortes automáticos de carga por: baja tensión, sobrecarga líneas, etc.?; 4) No existen “automatismos” para prevenir colapso total tales como formación de islas eléctricas con demanda y generación equilibradas?

Como respuesta a la pregunta 1) podemos indicar que a partir de este apagón, tanto en EEUU como en organismos técnicos internacionales se puso más énfasis en realizar ensayos para determinar parámetros de desempeño de equipamientos y para obtener modelos, más allá de lo informado por los fabricantes al respecto. La pregunta 2) tiene respuesta obvia: No hubo coordinación entre operadores, y si la hubo fue inadecuada. Las respuestas a las preguntas 3) y 4) también son obvias ya que de haber existido mecanismos de alivio o automatismos de formación de islas eléctricas, el apagón no hubiera sido de tal magnitud y la reposición del servicio hubiera sido más rápida.

Apagón Centro y Sur Brasil y Paraguay del 10-9-2009: Este apagón dejó sin luz a 150 millones de personas durante 2 horas en 18 Estado de Brasil e incluyó al 90 % de la población de Paraguay.



Fig.7. Apagón 10-9-2009. Zona afectada.



Fig.8. Foto satélite. Apagón 10-9-2009

Este apagón juntamente con otros 2 ocurridos 22-1-2002 y el 27-9-2004 tuvieron origen en fallas en subestaciones eléctricas y líneas de alta tensión entre la ciudad de San Pablo y la Central Hidroeléctrica Itaipú (ubicada en el río Paraná y compartida con Paraguay).

Los análisis post-falla indicaron que el apagón fue iniciado por a) Descargas atmosféricas y b) Contorneo de aisladores tipo pedestal por lluvias intensas (mayores a 3 mm/minuto) en Subestación Itaberá, ver **Fig.9**.

Como solución se decidió a) mejorar la protección contra descargas atmosféricas dentro de las subestaciones eléctricas, aumentando el blindaje mediante cables aéreos puestos a tierra, ver **Fig.10**; y b) Agregar “Buster Shed” a los aisladores tipo pedestal, ver **Fig.10**.

La **Fig.11** muestra ensayos en laboratorio de aisladores tipo pedestal con 0, 3, 5 y 6 “Buster Shed” sometidos a lluvia de 5 mm/min. En el aislador con 6 “Buster Shed” se señala uno de estos dispositivos dentro de una elipse punteada en rojo. Las fotos fueron tomadas con cámaras con luz UV para visualizar la ionización del aire (“camino” para la descarga eléctrica). Se observa como disminuye la ionización con el aumento de “Buster Shed” colocados.

Entre otras conclusiones, el operador eléctrico decidió a) Cambiar el sistema de comunicaciones: de Onda Portadora a Microonda (protecciones y voz); b) Readecuar criterios de operación para aumentar seguridad; c) Evaluar la formación de islas para prevenir colapso total; y d) Aumentar la disponibilidad de centrales generadoras con “Arranque en Negro”.

Apagón Tokio del 14-12-2006: A las 7:38 una grúa flotante de 33 m de altura impactó sobre una doble terna de 275 kV produciendo la rotura de cables y la desconexión de las líneas por protecciones, ver **Fig.12**. Quedaron sin suministro eléctrico 1.391.000 clientes (subtes, oficinas, negocios, casas, etc.), en un día de verano muy caluroso.

A las 12:20, casi 5 horas después, se repuso totalmente el servicio eléctrico.

Apagón Italia del 28-9-2003: Este apagón es tomado como referencia en la literatura técnica, ver **Fig.13**.



Fig.9

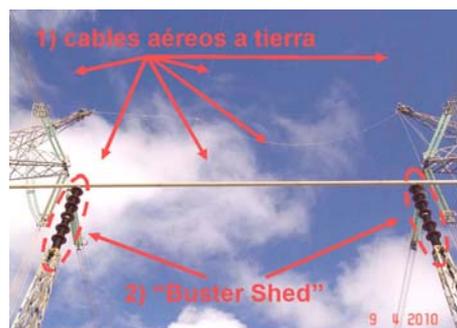


Fig.10

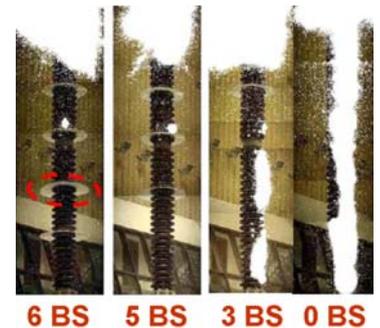


Fig.11



Fig.12. Apagón Tokio 14-12-2006.



Fig.13. Apagón Italia 28-9-2003

Previo al apagón, Italia tenía una demanda de 25.500 MW de los cuales 3.500 MW (14 %) eran bombas. Estas bombas toman agua desde un reservorio de baja altura y la envían a un reservorio de mayor altura para acumular energía. Estas bombas pueden funcionar como generadores eléctricos usando ahora a bomba como turbina que toma el agua del reservorio de mayor altura y la devuelve al reservorio de menor altura.

Además, antes del apagón Italia estaba importando potencia: 2.198 MW de Francia, 3.563 MW de Suiza, 185 MW de Austria, 648 MW de Eslovenia, y 300 MW de Grecia mediante un vínculo en CC. Es decir, Italia se encontraba importando 6.894 MW, o sea el 27 % de su consumo.

A las 3:01 abre la primera Línea de AT desde Suiza por contacto con árbol por aumento de flecha (disminución de distancia a tierra generada por estiramiento del conductor por aumento de calor producido por corriente circulante) con recierre automático no exitoso. La pérdida de esta línea da inicio a sobrecarga de las otras líneas que traen potencia a Italia, incluidas las que provienen de Suiza.

Entre 3:03 y 3:21 a pedido del operador suizo, el operador italiano saca 150 MW en bombas y aumenta 150 MW la generación, es decir disminuye la importación total en 300 MW. Esta medida es insuficiente ya que obliga a tomar más carga a las líneas que quedan en servicio.

A las 3:25:30 abre la segunda Línea de AT desde Suiza por las mismas razones que la primera línea y con recierre automático no exitoso. Entre las 3:25:30 y las 3:25:34 abren por sobrecarga todas las líneas de AT desde Suiza, Francia, Austria y Eslovenia.

A las 3:28 se produce el apagón total de Italia.

Entre las 4:30 y las 9:00 arrancan centrales hidráulicas en el norte de Italia y reponen servicio en el Norte. También se restablecimiento las interconexiones con Francia, Suiza y Austria.

Entre las 9:00 y las 12:00 quedan en condiciones de generar todas las centrales eléctricas, mientras que el suministro eléctrico permanece restringido en el Centro y Sur de Italia, y Sicilia queda funcionando en Isla.

Luego de 18 horas de corte, a las 24:00 están todas las centrales eléctricas funcionando y toda Italia con suministro eléctrico.

Como conclusiones surgen los siguientes interrogantes: a) Faltó coordinación entre los centros de operaciones Suizo e Italiano para generar acciones correctivas más eficaces?; b) Faltaron cortes automáticos de carga (por baja tensión, por sobrecarga de líneas, etc.) que hubieran permitido sobrevivir a la mayor parte del sistema eléctrico?; c) Faltaron automatismos tales como "formación de islas" para prevenir el colapso total, y así poder recuperar más rápido el sistema eléctrico; y e) En el Centro de Control italiano faltó contar con la ayuda de análisis de contingencias en tiempo real realizados con modelos adecuados?

Las respuestas afirmativas a los anteriores interrogantes explican porqué se llegó al apagón total y porqué se tardó tanto tiempo en reponer totalmente el servicio eléctrico.

Apagón España y Francia del 23 y 24-1-2009: El ciclón Klaus pasó por el noreste de España y el sureste de Francia durante la noche del 23 y la mañana del 24 de enero del 2009. En las **Figs. 14 a 19** se observa el avance del ciclón para algunas horas de los días 23 y 24, y los contornos de algunos países europeos, particularmente de España y Francia.

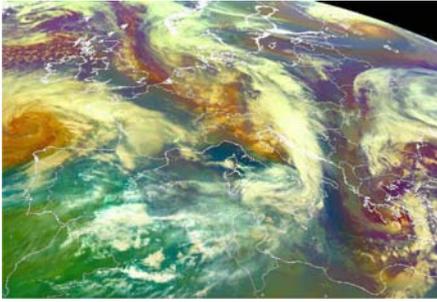


Fig.14. 22:00, 23-1-2009

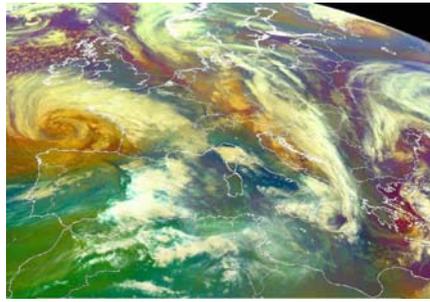


Fig.15. 1:00, 24-1-2009

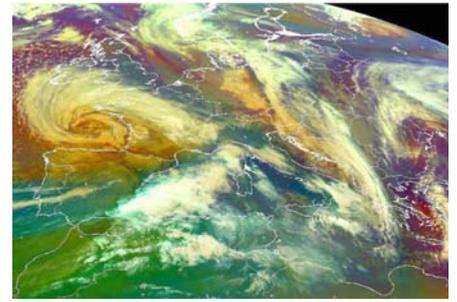


Fig.16. 3:00, 24-1-2009



Fig.17. 5:00, 24-1-2009

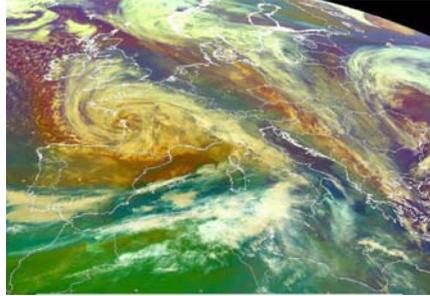


Fig.18. 8:00, 24-1-2009

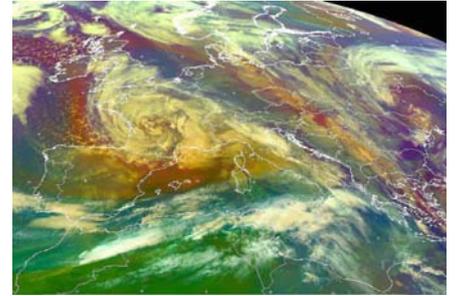


Fig.19. 11:00, 24-1-2009

El pronóstico del 22 de enero de 2009 indicó que se aproximaba una tormenta normal de invierno. Entre las 12 hrs. y las 23 hrs. del 23 de enero la tormenta se transformó en ciclón con vientos de hasta 200 Km/hr. En las **Figs. 20 a 22** se muestra alguno de los disturbios sobre líneas AT provocados por el ciclón Klaus.

En España este ciclón causó en el sistema transmisión 56 disturbios el día 23 y 177 el día 24. En menos de 24 horas se produjeron un 30% del total de disturbios (773) del año anterior (2008). Colapsaron 25 torres con doble línea de 400 kV o de 220 kV, quedando fuera de servicio 6 líneas de 400 kV y 5 líneas de 220 kV. La última torre fue reparada el 28-2-2009 (más de 1 mes después).

Según los expertos españoles este ciclón causó los daños más severos de los últimos 25 años. No se menciona ningún la elaboración de ningún plan para reforzar la confiabilidad de la operación del sistema eléctrico frente a eventos de esta naturaleza.

En Francia este ciclón provocó en el sistema transmisión la salida de servicio de 115 ET y 116 líneas aéreas de AT. Hubo 176 daños en 69 líneas de AT, correspondiendo el 88% a líneas con postes de cemento en áreas boscosas. La última de las 115 ET afectadas entró en servicio el 29-1-09 (6 días después), y la última de las 116 líneas AT afectadas entró en servicio el 3-2-09 (8 días después).

Según los expertos franceses este ciclón fue tan severo como un ciclón del año 1999, pero produjo menos daños como consecuencia del plan para reforzar la confiabilidad iniciado en 1999 con finalización prevista en 2017.

Apagón Irlanda del Norte del 30 y 31-3-2010: El apagón se produce por acumulación de nieve en conductores con diámetro que alcanzaron hasta 150 mm, ver **Fig.23**. Algunos conductores aumentaron su flecha hasta quedar a solo 3 m del suelo en medio del vano.



Fig.20. España/Francia



Fig.21. España/Francia



Fig.22. España/Francia



Fig.23. Irlanda del Norte



Fig.24. Portugal



Fig.25. Portugal



Fig.26. Portugal



Fig.27. Portugal

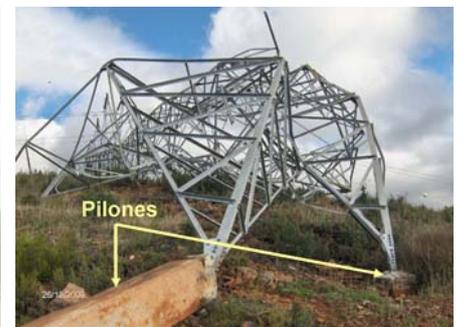


Fig.28. Portugal

Se produjeron daños severos en el sistema de distribución (11 kV) afectando a 138.000 clientes durante 6 días. Quedaron fuera de servicio las terminales remotas (RTU) del sistema de Supervisión y Control (SCADA) por problemas con las fuentes interrumpibles de alimentación (UPS). Como consecuencia, los operadores de los centros de control del sistema de distribución no podían ver el estado de la red de distribución ni realizar operaciones sobre la misma. Para mejorar la confiabilidad de la operación se decidió. a) incorporar el sistema de doble barra en todas las Subestaciones (SE) de distribución; b) extender el alcance del sistema SCADA; y c) mejorar la alimentación ininterrumpible del sistema SCADA incorporando baterías.

Apagón Portugal del 23-12-2009: El apagón fue consecuencia de vientos locales muy fuertes (superiores a 190 Km/hr) en Algarves y en Lisboa, ver **Figs. 24 a 28**. A las 2:38 en Algarves sale de servicio una doble línea 150 kV con 4 pilones (bases) dañados. De 4:34 a 4:48 en Lisboa: salen de servicio una línea simple y otra doble de 150 kV y 1 línea simple de 400 kV con un total de 2+6+6 pilones dañados. Quedan sin servicio 350.000 personas.

Contando desde el inicio del apagón: a) 5 horas después tenían servicio 200.000 clientes, o sea el 57 % de los afectados; b) 20 horas después tenían servicio 315.000 clientes, o sea el 90 % de los afectados; c) 43 horas después tenían servicio 347.000 clientes, o sea el 99 % de los afectados; y d) 5 días después tenían servicio todos los afectados.

Quedaron fuera de servicio 4 de las 7 líneas que arriban a Lisboa desde el norte. La puesta en servicio de las líneas dañadas demandó entre 34 y 174 días.

Como consecuencia de este apagón se decidió mejorar el anclaje de las torres ya que los antiguos pilones, ver **Fig.28**, están diseñados para soportar vientos de hasta 150 Km/hr.

Apagón Sudeste Australia. Enero-Febrero 2009. Ola de Calor - Incendio Arbustos: El sábado 7 de febrero de 2009 en Victoria se alcanzaron temperaturas de 48 °C con baja humedad relativa y luego de 35 días sin llover. Estas condiciones climáticas provocaron incendios de arbustos que ocasionaron víctimas mortales (17 personas) y cuantiosas pérdidas materiales. Por los incendios salieron de servicio 6 líneas (1x500 kV, 2x220 kV y 3x132 kV). Esto provocó la separación del sistema eléctrico en 2 islas durante 1 hora. Los cortes de demanda fueron pequeños porque era fin de semana. Durante un día laborable se estima que se hubiera cortado 1.500 MW (15% de la demanda).

En condiciones de temperaturas muy altas la demanda se incrementó más allá de las previsiones. Por ello, se decidió que la planificación de reservas basadas en el peor escenario de 1 de cada 10 años se aumentara a 1 de cada 20 años. También se decidió identificar los posibles riesgos de fallas en elementos del sistema de transmisión por altas temperaturas.



Fig.29. Sudeste Australia



Fig.30. Sudeste Australia

Por otra parte, se decidió elaborar planes de contingencias que permitan estar “un paso adelante” de la emergencia. Asimismo, se buscarán soluciones alternativas a los cortes de demanda, que no son “socialmente aceptados”, sin desmejorar la seguridad en la operación del sistema eléctrico.

Cabe destacar que dicho corte de demanda más la conformación de 2 islas eléctricas permitió la supervivencia de gran parte del sistema eléctrico y la rápida reposición de la demanda que quedó sin suministro.

Apagón Khakassia, Rusia. Accidente Sayano-Shushenskaya del 7-8-2009: La central de Sayano-Shushenskaya es una de las 15 centrales hidroeléctricas más grandes del mundo, y fue construida en el año 1979 sobre el río Yenesei, ver **Figs. 31 a 37**. Tiene 10 turbinas Francis de 650 MW c/una (total: 6.500 MW, aprox. 1/3 de la máxima demanda de Argentina). El salto es de 245 m y el caudal es de 360 m³/s.

La unidad 2 tenía problemas de vibraciones. En la última reparación rellenaron grietas y cavidades en los álabes, pero no balancearon. En la madrugada del 7 de agosto del 2009 hasta los sensores sísmicos de la central acusaron las vibraciones de la unidad 2. Estaban intentando detener la unidad 2 cuando a las 8:13 se produjo una sobrepresión en la Unidad 2 (quizás debido a “golpe de ariete” por cierre rápido de distribuidor?). Esta sobrepresión “impulsó” la unidad 2 (900 tons) hasta el techo de la casa de máquinas, y “movió” a las unidades 7 y 9. El resto de las turbinas sufrió daños menores. En **Fig.32** se muestra un corte de la central donde se observa la toma de agua, la tubería (de aducción) de una turbina y el emplazamiento de un grupo turbina - generador. Las **Figs. 33 y 34** es una ampliación de la anterior donde se observa un grupo turbina (abajo) - generador (arriba). La **Fig.33** corresponde al estado previo a la falla, y la **Fig.34** al estado posterior a la falla donde se observa el desplazamiento de los grupos turbina-generador 7 y 9 (violeta) y la impulsión hacia el techo del grupo turbina-generador 2 (amarillo). Luego, el agua inundó la Sala de Máquinas y niveles inferiores provocando la muerte de 75 personas y la explosión de transformadores.



Fig.31. Sayano-Shushenskaya



Fig.32. Sayano-Shushenskaya

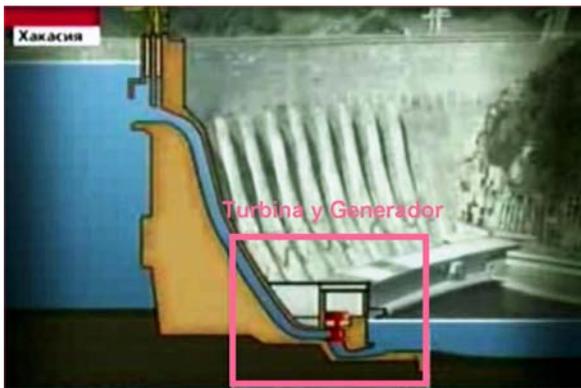


Fig.33. Corte Esquemático



Fig.34. Ampliación

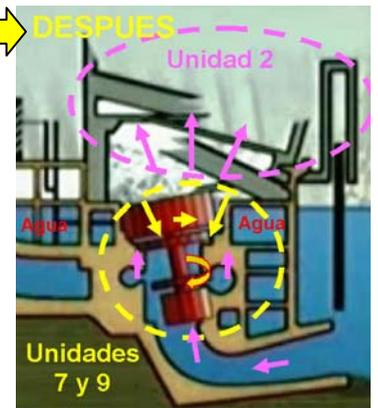


Fig.35. Ampliación



Fig.36. Sala Máquinas antes accidente



Fig.37. Sala Máquinas después accidente

Toneladas de aceite emulsionado quedaron desparramadas y flotando hasta 80 Km aguas abajo del río Yenesei.

No se pudo ubicar el reporte "oficial" de este accidente. No obstante ello se pueden extraer las siguientes conclusiones: a) Se debe operar las turbinas (y todos los equipamientos) dentro de los límites garantizados, en este caso se sobrepasó ampliamente el límite para las vibraciones; b) se deben realizar todos los mantenimientos "preventivos" y "correctivos"; y c) previo a la puesta en servicio, se deben probar las "adecuaciones tecnológicas" (parece que en la unidad 2 hubo un cambio del sistema de control de turbina) en bancos de pruebas y con simulaciones.

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 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 EETT 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.



Fig.38. Apagón ET Azopardo. Área afectada



Fig.39. Apagón ET Azopardo. Interior ET

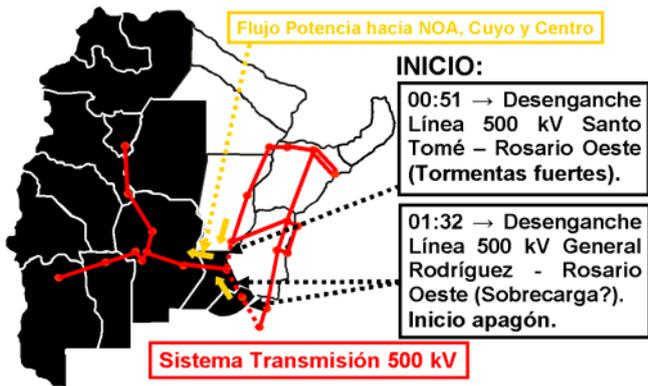


Fig.40. Apagón 3-10-2002

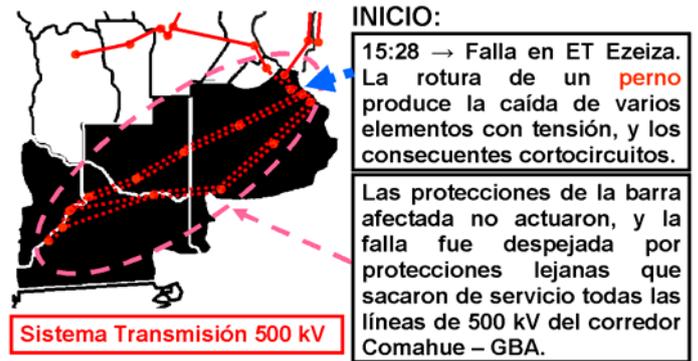


Fig.41. Apagón 24-11-2002

Las Figs. 38 y 39 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 por 90 millones de USD.

Apagón NOA, Cuyo y Centro del 3-10-2002: Como se observa en Fig.40 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.41 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.42. La Fig.43 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. 44 a 51 se presenta los hechos más importantes de la probable secuencia de eventos que originaron este apagón.



Fig.42. Morseto



Fig.43. Elemento que cayeron

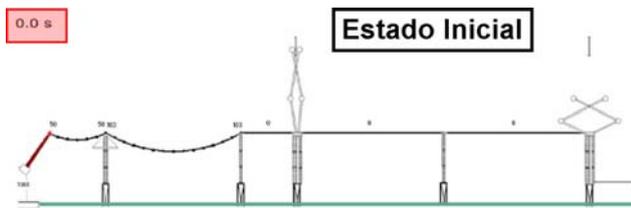


Fig.44.

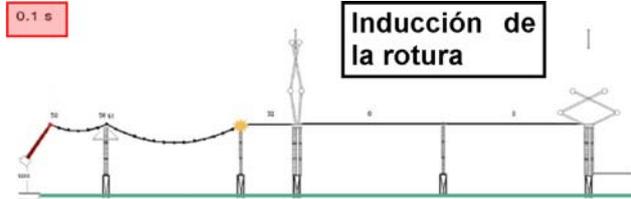


Fig.45.

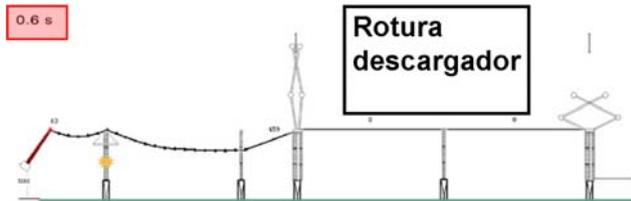


Fig.46.

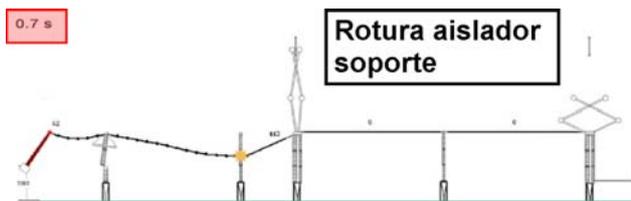


Fig.47.

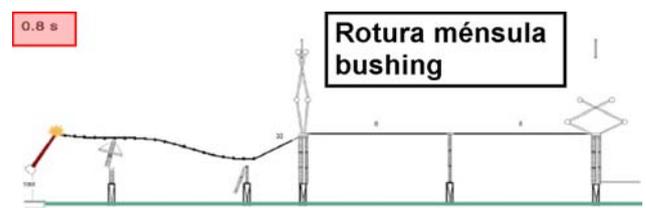


Fig.48.

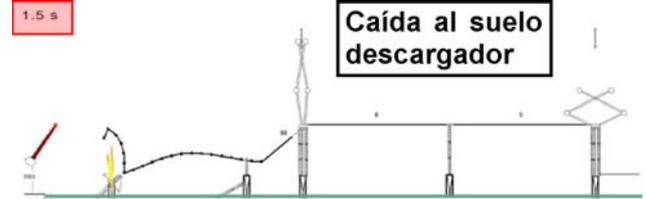


Fig.49.

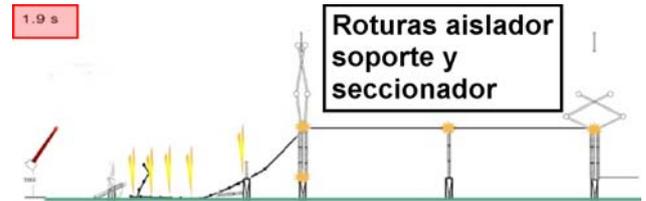


Fig.50.

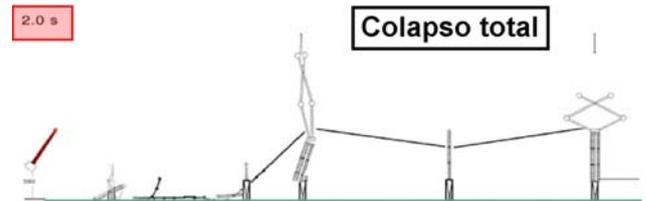


Fig.51.

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; y c) La “supervivencia” del resto del sistema permitió la rápida recuperación del suministro eléctrico a la demanda cortada.

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. 52 a 55**. 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, ver **Figs. 54 y 55**.



Fig.52. Vista lateral

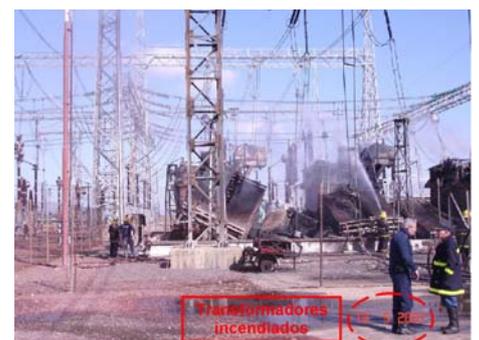


Fig.53. Vista trasera

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.54.



Fig.55

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, tsunamis, 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; y 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.56 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.57; b) oscilatorio inestable, ver Fig.58; y c) no oscilatorio inestable, ver Fig.59.

Las Figs. 60 a 62 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.60 muestra la evolución de la potencia generada en función del ángulo del generador. La Fig.61 muestra la evolución temporal del ángulo del generador mientras que la Fig.62 muestra la evolución espacial del ángulo del generador.

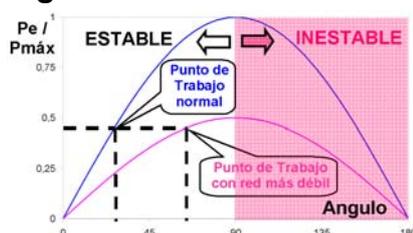


Fig.56.



Fig.57.

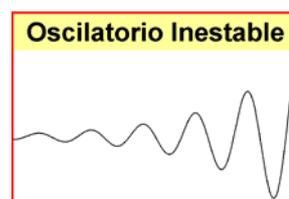


Fig.58.



Fig.59.

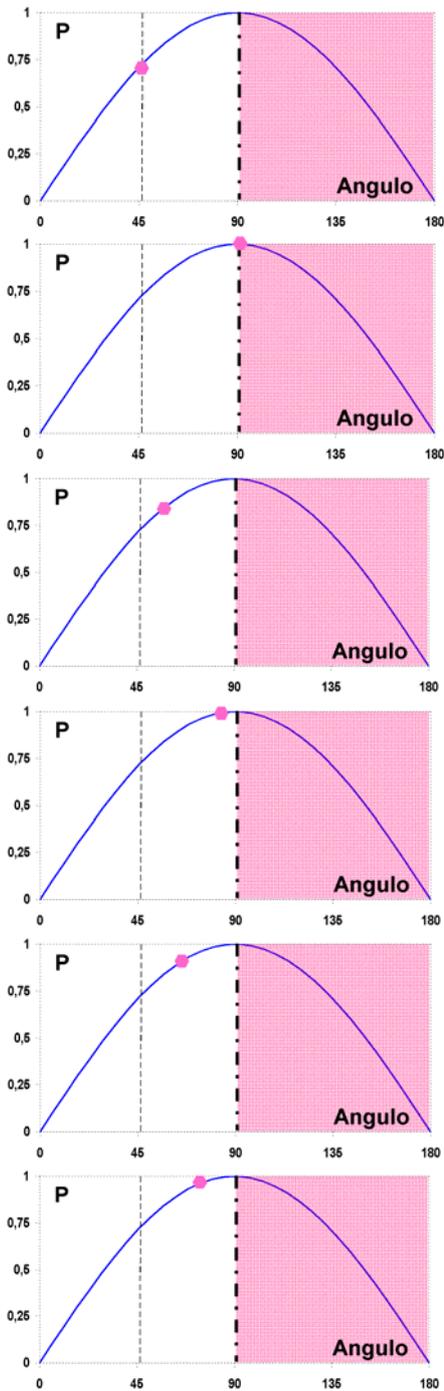


Fig.60.

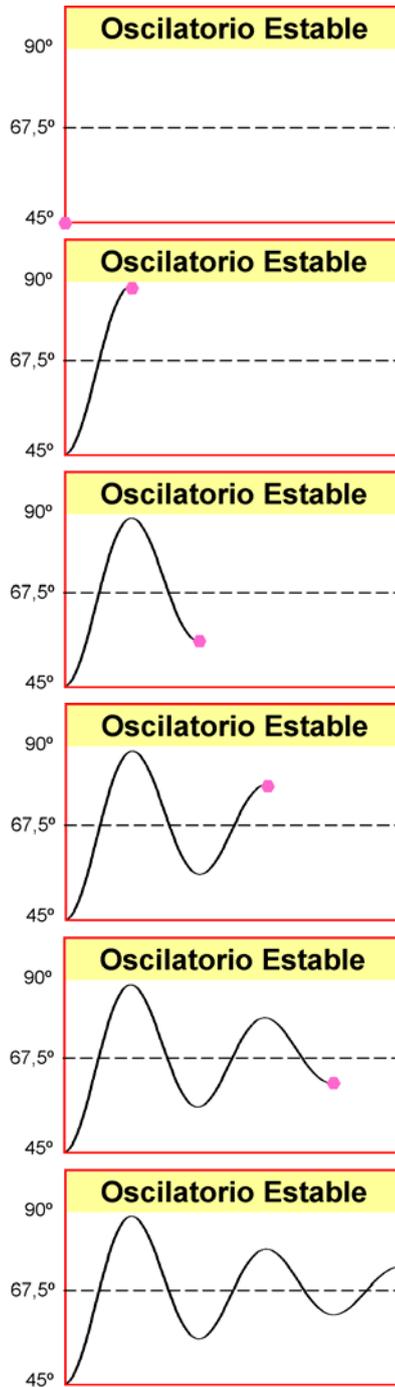


Fig.61.

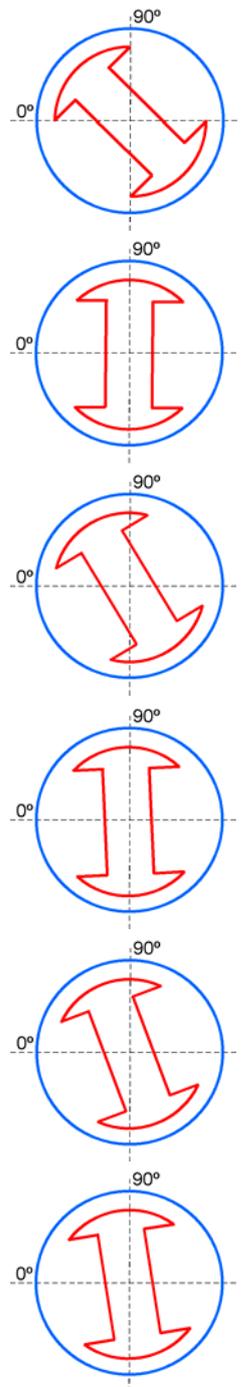


Fig.62.

Estabilidad. Frecuencia: Las Figs. 63 a 65 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.

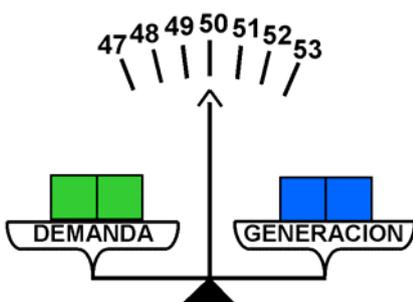


Fig.63.

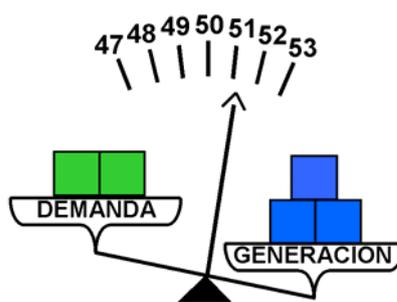


Fig.64.

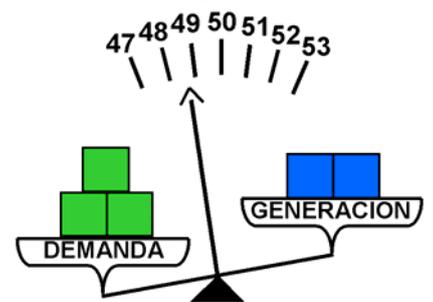


Fig.65.

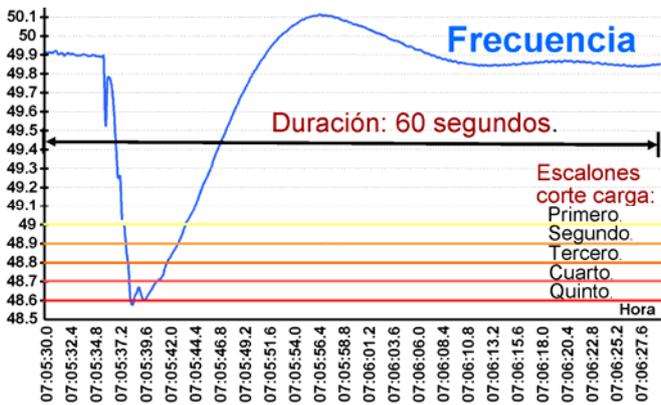


Fig.66. Cortes demanda por subfrecuencia.

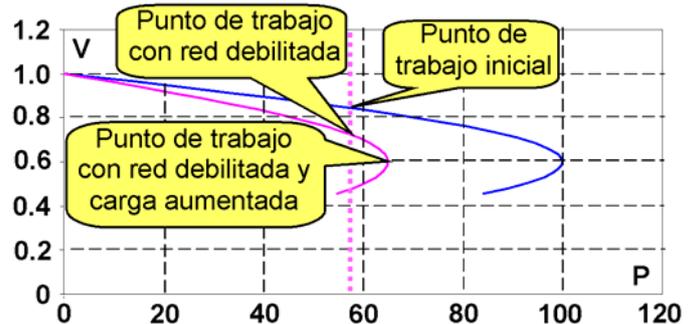


Fig.67. Relación Potencia-Tensión

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.66** 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.67** 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.).

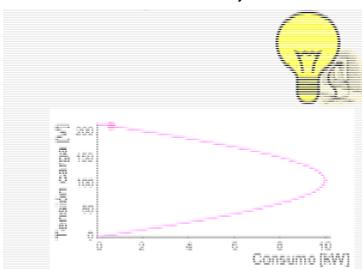


Fig.68

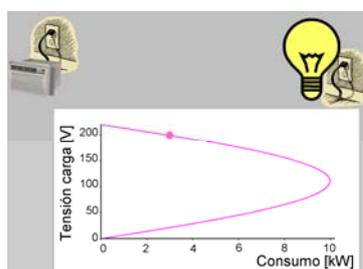


Fig.67

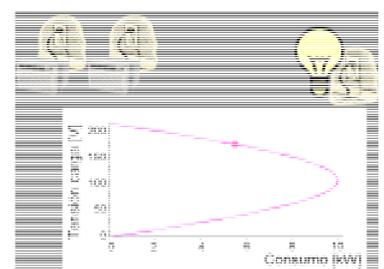


Fig.70

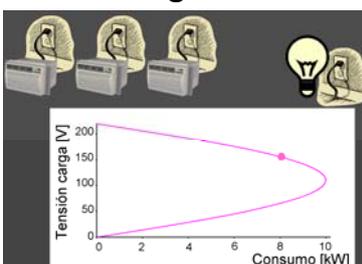


Fig.71

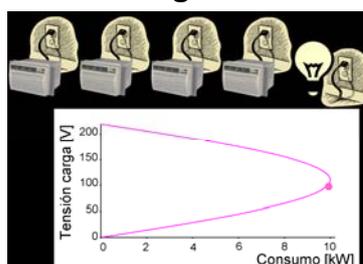


Fig.72

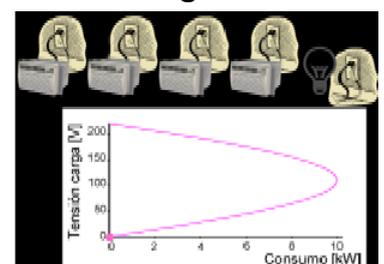


Fig.73

En la **Fig.67** 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. 68 a 73** 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.74** muestra un diagrama con los posibles estados de funcionamiento de un sistema eléctrico. Estos estados son: **Normal**, **Alerta**, **Emergencia**, **In Extremis** 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 sistema eléctricos aislados entre sí. De esta manera, es posible volver a reponer la totalidad de la demanda mucho mas 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 moto-generadores. 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. 75 y 76** 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.77**.

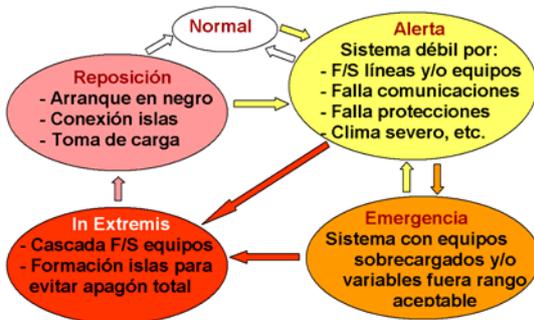


Fig.74.

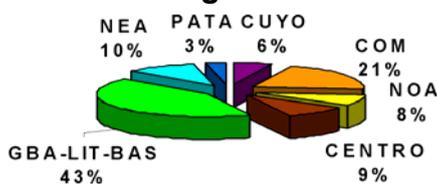


Fig.75. Pot. Instalada. CAMMESA 2010

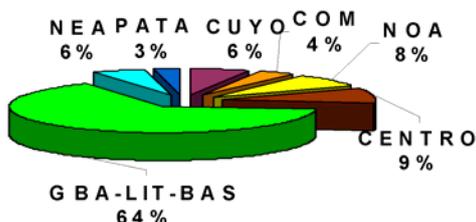


Fig.76. Consumo. CAMMESA 2010

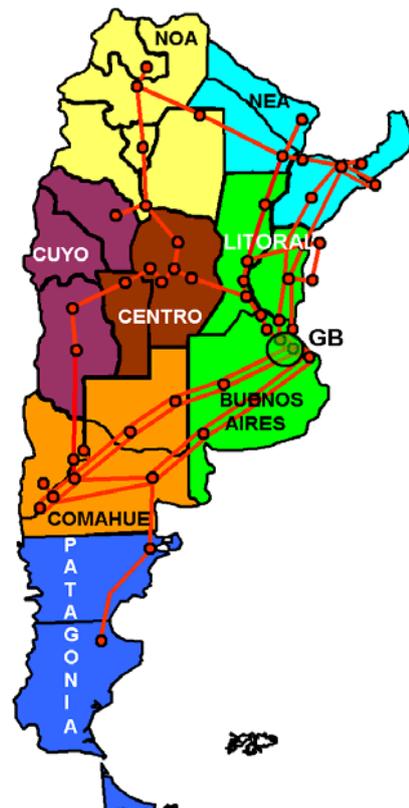


Fig.77. Sistema Argentino de Interconexión



Fig.78. Europa versus SADI

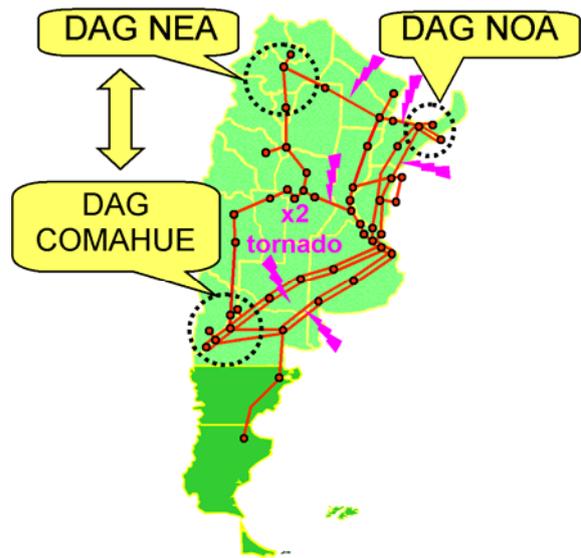


Fig.79. Esquema DAG SADI

La red de transmisión en 500 kV del SADI es muy extensa como se observa en **Fig.78**. 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.

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.79**; c) Ante falla doble requiere DAG por hasta 2.400 MW (20% demanda en valle), ver **Fig.79**; y d) los relé de corte de carga por subfrecuencia equilibran la demanda con la generación.

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. 80 y 81**.

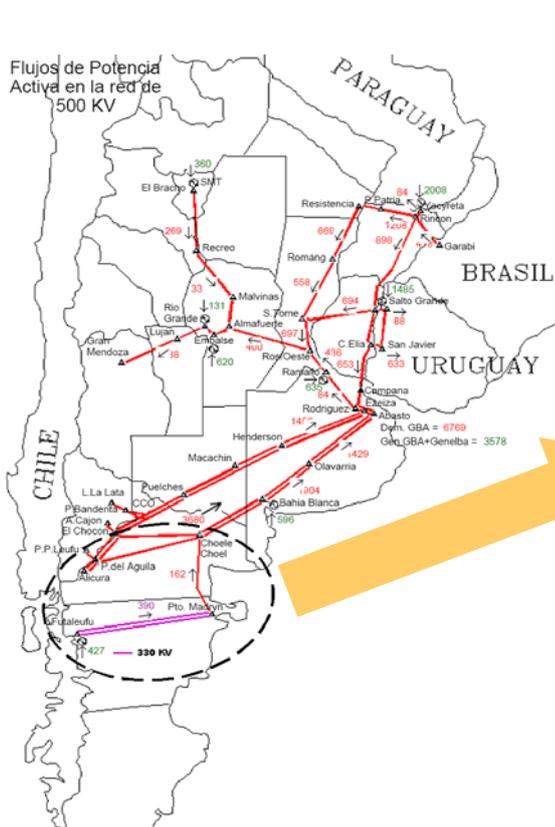


Fig.80. Flujo Potencia 14-12-06

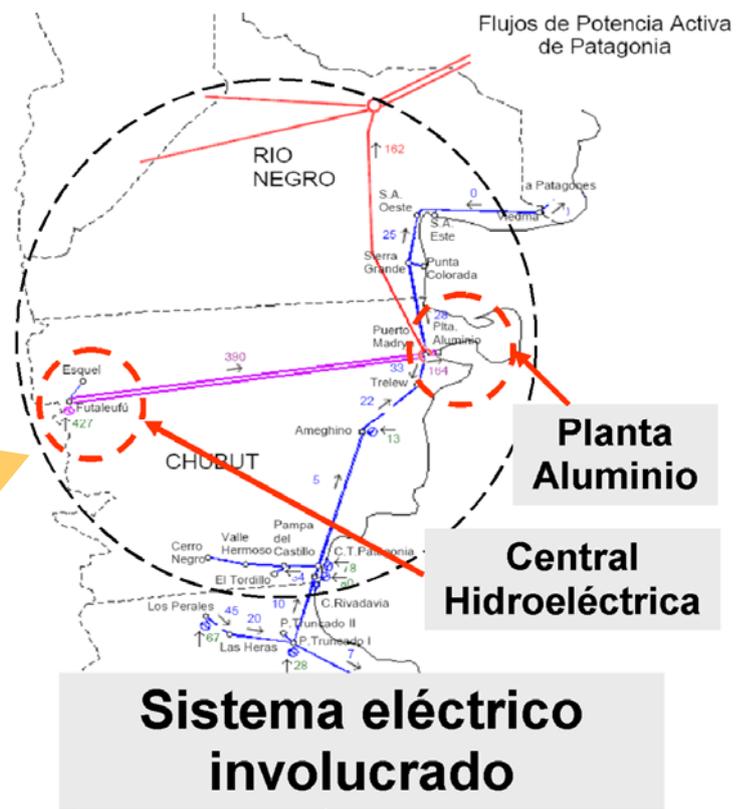


Fig.81. SIP Norte

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. 82 a 87** 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.



Fig.82. Embalse Amutui Quimei



Fig.83. Tubería aducción



Fig.84. Chimenea de equilibrio



Fig.85. Edificio de la Central



Fig.86. Sala de máquinas



Fig.87. Válvula mariposa

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; y 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; y b) desconexión de la segunda unidad generadora de Futaleufú (Futa 03) por disparo de la línea de 330 kV. Luego, las protecciones de generadores 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. 88** 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).

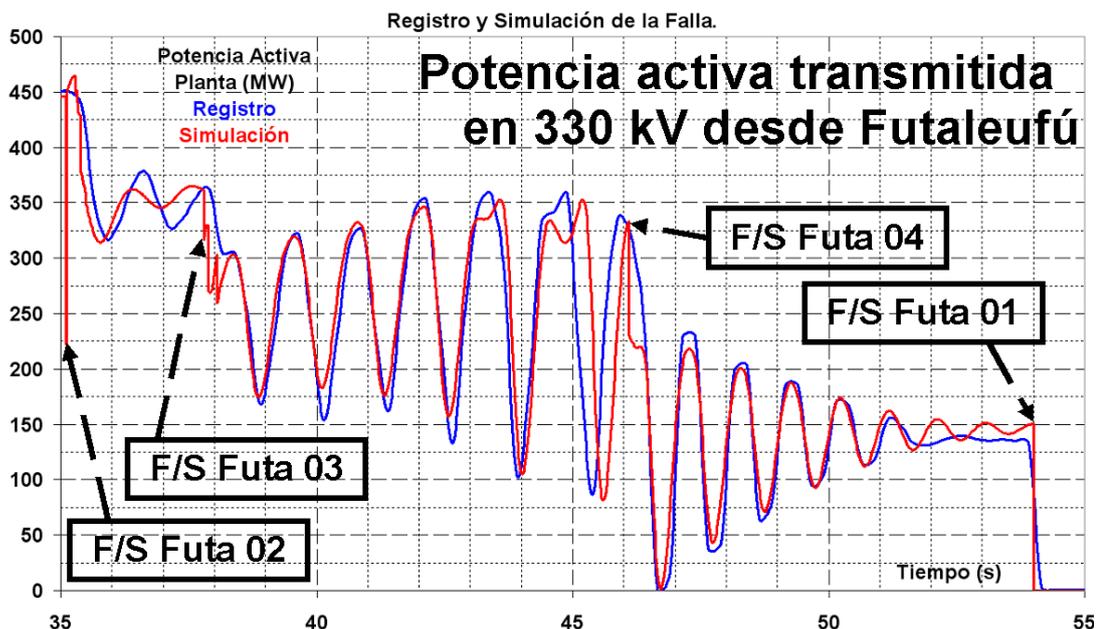


Fig.88. Registro (trazo azul) y simulación con modelos (trazo rojo). Falla en SIP del 14-12-06

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 electro-intensiva), y el IITREE-LAT (Instituto Universitario de la Facultad de Ingeniería - UNLP).

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.
- ❖ Por “desconocimiento” del comportamiento dinámico del sistema eléctrico son técnicamente posibles de evitar con soluciones de menor costo.