



## VII/CE-B3-02

### Subestación Aislada en Gas SF6 de 500 kV de Itaipu Binacional Experiencia Operacional.

Ing. Miguel Santacruz Martinez  
Ing. Jose Guilherme Rodrigues Filho  
Ing. Guido R. Gonzalez Lafuente

#### Itaipu Binacional Paraguay - Brasil

#### RESUMEN

La Subestación Aislada en Gas SF6 de 500 kV - 50/60 Hz de Itaipu Binacional es presentada a través de su disposición física y principales características técnicas. La experiencia operacional es enfocada a través de las fallas dieléctricas en operación caracterizadas por componentes y con los respectivos índices de fallas dieléctricas, son enfocadas las causas de las fallas y las soluciones adoptadas en cada caso.

El trabajo presenta también brevemente el sistema de medición online de descargas parciales y el sistema de monitoreo de condiciones de los interruptores de potencia, recientemente instalados en las Subestaciones, como los dos sistemas ya se encuentran actualmente en operación, serán citados de forma breve, sobre la base de los resultados de las mediciones, los casos de utilización practicas con intervención en los equipos.

#### PALABRAS-CLAVES

Subestación, Gas SF6, 500kV.

#### 1.0 - INTRODUCCIÓN

La Subestación Aislada en Gas SF6 de 500 kV de Itaipu está compuesta de dos sectores, uno de 50 Hz. y otra de 60 Hz., semejantes y separadas, ambas con doble barras seccionadas en disposición de sistema de interruptor y medio para entradas de generadores y doble interruptor para salidas de líneas.

El sector de 50 Hz. comprende 10 unidades, de 1 a 9A, y 4 salidas de líneas de transmisión en 500 kV, de las cuales 2 líneas pasan de forma directa a Subestación de Furnas en Foz de Yguazu y 2 líneas son seccionadas en la Subestación Margen Derecha, de la cual salen 2 líneas en 500 kV. para la Subestación de Furnas de Foz de Yguazu, a partir del cual es rectificadora y transmitida en corriente continua para el sistema Brasileño. La Subestación Margen Derecha alimenta al sistema paraguayo en 220 kV a través de 4 autotransformadores y reguladores de 500 kV/220 kV.

El sector de 60 Hz comprende 10 unidades, de 10 a 18A, y 4 salidas de líneas de transmisión en 500 kV, que interconecta la Subestación a Gas SF6 con la Subestación de Furnas en Foz de Yguazu, que a su vez interconecta con el sistema brasileño a través de líneas en 765 kV.

#### 1.1 - Principales Características Técnicas

- Tensión nominal / frecuencias	: 500kV / 50-60 Hz
- Corriente nominal	: 4.000 A
- Tensión soportable a impulsos atmosféricos (BIL)	: 1.550 kV
- Tensión soportable a impulsos de maniobras (SIL)	: 1.240 kV
- Tensión soportable nominal a frecuencia Industrial	: 740 kV-rms
- TP's	: Inductivos

---

- Interruptores
  - Presión única (a 20 °C) : 700 KPa
  - Capacidad de interrupción : 63 kA
- Seccionadores : Lentos
- Pararrayos : ZnO
- Presión del gas SF6 (a 20 °C) : 480 KPa

## 2.0 - EXPERIENCIA OPERACIONAL

### 2.1 Fallas Dieléctricas en Operación

La cantidad de fallas en servicio es numerosa, en comparación con instalaciones similares, conforme sigue,

#### 2.1.1 - Fallas dieléctricas caracterizadas por origen/componentes

Las fallas dieléctricas en operación son caracterizadas y cuantificadas por origen/componentes asociados, conforme indicado en la Tabla 1.

Tabla 1 - FALLAS DIELECTRICAS POR COMPONENTES

<b>CUANTIFICACIÓN DE FALLAS POR ORIGEN Y COMPONENTES</b>		
<b>FALLAS POR ORIGEN/COMPONENTES</b>	<b>NUMERO DE FALLAS</b>	<b>TIPO DE FALLAS</b>
<i>Interruptor - Accionamiento principal</i>	5	18 Cortocircuito a tierra a través del gas SF6 entre accionamiento/blindaje y carcaza
<i>Interruptor - Soporte de las cámaras de extinción</i>	1	
<i>Interruptor - Contacto fijo de arco</i>	2	
<i>Interruptor entre Gas SF6 y blindaje (por contaminación)</i>	10	
<i>Seccionador - Operación en oposición de fase</i>	2	5 Cortocircuito a tierra a través del gas SF6 entre contactos y carcaza
<i>Seccionador - Operación simultanea</i>	2	
<i>Seccionador - Operación normal</i>	1	
<i>Pararrayos - Internas</i>		16 Cortocircuito a tierra desde asociado a parte activa
<i>Transformadores de Potencial - Internas Seccionador de Puesta a Tierra</i>		5 Cortocircuito a tierra a partir de la parte activa - contacto fijo y móvil
		1 Falla a tierra por maniobra errada por Falla humana
<i>Barras - Aisladores Cónicos (por contaminación)</i>	38	42 Cortocircuito para tierra sobre superficie del aislador cónico
<i>Barras - Contactos tulipa</i>	3	
<i>Barras - Compensador (por contaminación)</i>	1	
<b>TOTAL DE FALLAS DIELECTRICAS</b>		<b>87</b>

### 2.1.2 - Índice de Fallas Medio

Una manera de evaluar de forma comparativa las fallas dieléctricas en instalaciones diferentes, es a través del índice de fallas medio, que viene a ser:

$$\text{IFM} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fallas acumuladas}}{\sum \text{N}^\circ \text{ de Interruptor} \times \text{año de operación}}$$

La Figura 1 siguiente presenta los índices de fallas de la GIS de Itaipu, desde el inicio de la operación hasta el momento,

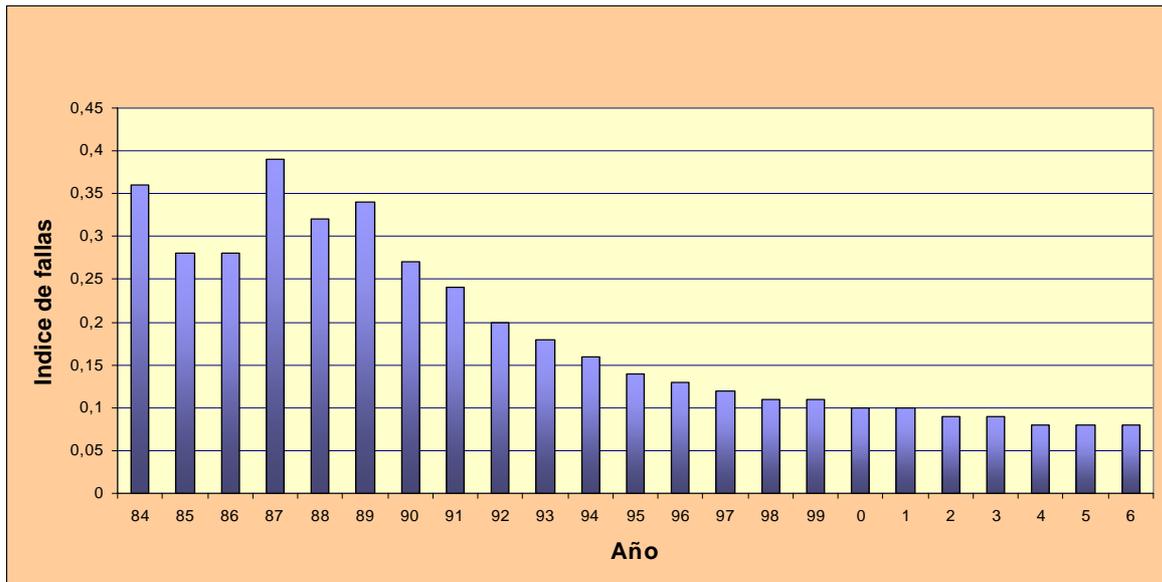


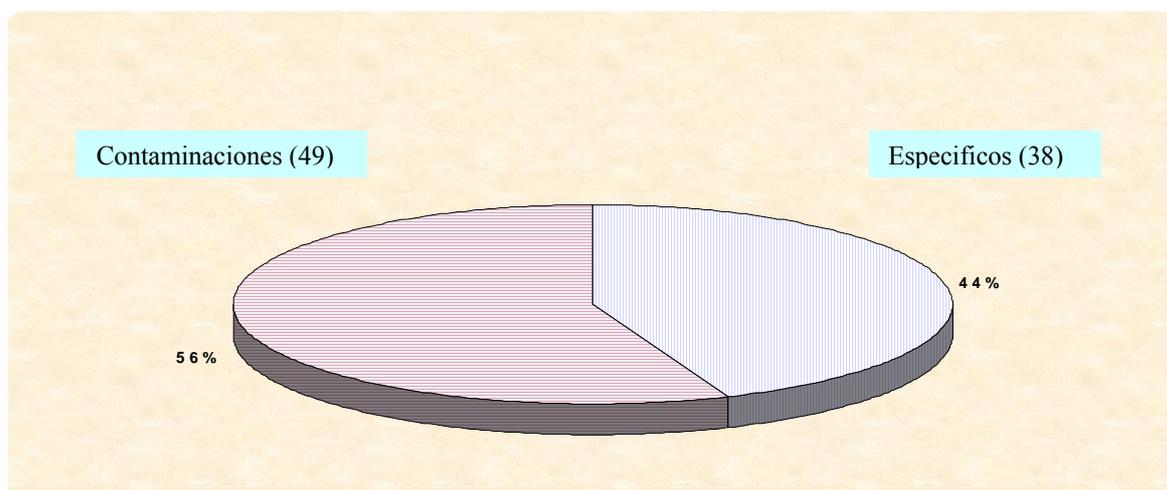
FIGURA 1 - INDICE DE FALLAS POR AÑO

Los valores inclusive actuales del índice de fallas medio son más elevados de los índices de fallas de instalaciones similares en el mundo. Este valor para otras instalaciones ronda el valor de 0.06.

### 2.2 - Causas de las Fallas Dieléctricas y Soluciones Adoptadas

Las causas de las fallas dieléctricas fueron divididas en dos grandes grupos

- Pequeñas contaminaciones, 49 fallas: 56 %
- Problemas específicos de los equipos, 38 fallas: 44%



## FIGURA 2 - FALLAS POR TIPOS

### 2.2.1 - Pequeñas contaminaciones

Del total de 87 fallas, 49 fueron debidas a pequeñas contaminaciones, habiendo sido elaborado y ejecutado un plan de acción para diagnosticar las causas de las fallas y basándose en ese diagnostico la ejecución de procedimientos para la eliminación de las contaminaciones antes de la falla.

En los informes técnicos presentados en las referencias [2], [3], [4] y [7] se pueden ver detalles de los planes de acciones tomadas y los resultados obtenidos. Una síntesis de los resultados es presentada en el ítem 4 de este informe.

Las ultimas 4 fallas ocurridas más recientemente (año 2005) que tienen como probables causas a pequeñas contaminaciones, fueron probablemente provenientes de deposición de partículas metálicas en el aislador cónico, de origen de los contactos móvil y fijos de arco y/o accionamiento del Seccionador.

### 2.2.2 - Problemas Específicos de los Equipos

Del total de 87 fallas, 38 fueron causados por problemas específicos de los equipos, ver Figura 3 siguiente:

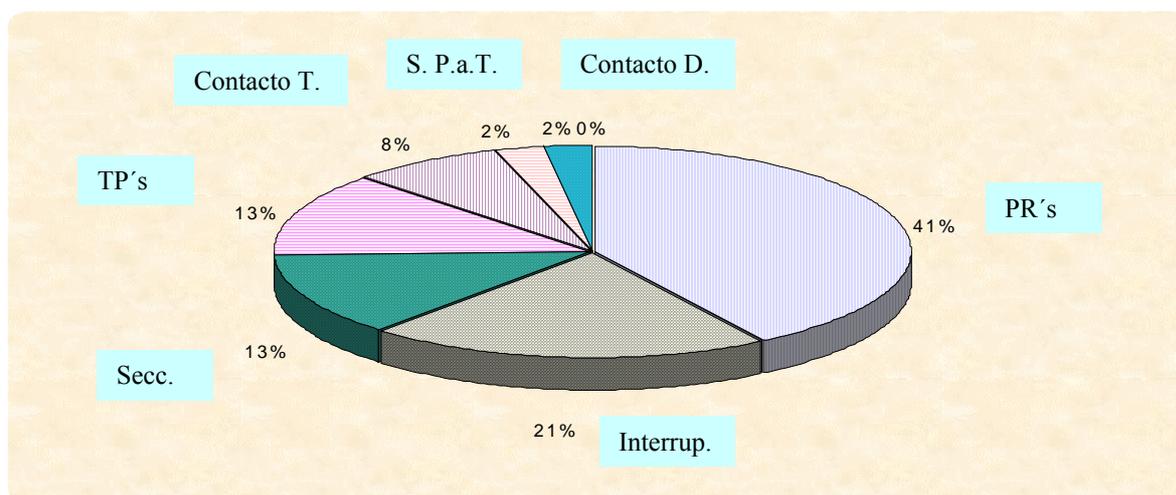


FIGURA 3 - FALLAS POR EQUIPOS

#### • Pararrayos con "Spark-Gap".

Los pararrayos encapsulados con Spark-Gap a base de Carbonato de Silicio - SiC, del sector 60 Hz, fallaron sistemáticamente en operación debido a degradación de los "gaps" internos, que consiste en la erosión de los electrodos/metalización de la cerámica, con la consecuente alteración de las características de disrupción de los mismos.

La causa más probable levantada en la oportunidad fue la falta de uniformidad de la distribución de tensión entre los elementos de los pararrayos, asociado a posible presencia de humedad en los mismos. Solución adoptada: Substitución de todos los pararrayos con Spark-Gap a SiC, del sector 60 Hz., 66 encapsulados y 24 en porcelana, por pararrayos de Oxido de Zinc - ZnO.

#### • Transformadores de Potencial (TP's)

Los TP's inductivos, en ocasiones de maniobras de Interruptores y Seccionadores, presentaban transferencia de sobretensiones de alta frecuencia del primario para el secundario, con valores de 5ns en la frente/18kV pico a pico, el fenómeno en su origen es conocido como transitorio rápidos (very fast transient - V.F.T.). La consecuencia provocada era falla del aislamiento en los terminales secundarios y posible deterioración futura del bobinado secundario.

Solución adoptada: Instalación de un segundo blindaje adicional entre el primario y el secundario para todos los TP's, trabajo realizado en fábrica, reduciendo los valores a 5ns de frente/1.5 kV pico a pico de la tensión.

#### • Seccionadores

La ocurrencia de 2 primeras fallas dieléctricas entre contactos, blindaje y carcasa, en el inicio de la operación de la Subestación, llevaron a una primera conclusión de que las causas serían: a) operación en oposición de fases y b) operación simultánea de los seccionadores de interruptores.

Las 2 fallas dieléctricas similares a las anteriores ocurridas, sin las mencionadas condiciones operativas señaladas, tornaron necesaria un análisis/pesquisa para diagnosticar las causas de las fallas. Las hipótesis levantadas para explicar la causa de las fallas son: a) crítica soportabilidad del seccionador frente a transitorios rápidos (very fast transients), b) traba mecánica del contacto follow-up o instalación sin regulación adecuada del mismo, c) deterioración prematura de material de piezas componentes de la parte activa durante arco eléctrico y d) descarga a través del vástago/aislador, con propagación a otras partes de los contactos del seccionador. Hasta ahora no se tiene una definición sobre la causa de las fallas, siendo que la indicada como "b", consecuencias de la traba mecánica y/o desajuste del contacto seguidor ("follow up") del contacto fijo, sería una de la más probable, no excluyendo la posibilidad de que existan asociaciones de las hipótesis cogitadas.

Posición adoptada: Observar y acompañar de cerca el comportamiento de los seccionadores para casos de fallas dieléctricas, siendo que la última falla, similar a las anteriores, fue en diciembre del año 1997.

#### • Interruptores

- Vástagos de accionamiento principales

En los vástagos de accionamiento principales ocurrían descargas disruptivas, debido a mala distribución del campo eléctrico en el blindaje asociado.

Solución adoptada: fueron re-estudiados y desarrollados nuevo vástago y blindaje. Estos componentes fueron sustituidos en todos los interruptores, solucionando el problema.

- Contactos fijos de arco

Los contactos fijos de arco presentaron ruptura mecánica, liberando partículas o trozos metálicos internamente al interruptor, provocando descargas disruptivas de las partes vivas del interruptor para carcasa.

Las causas probables son a) micro estructura y dureza del material sinterizado ELMET (aleación tungsteno/cobre 80/20%, utilizado para soportar elevadas corrientes de arco y disminuir desgastes en los contactos fijos de arco) en desacuerdo con lo especificado y b) desalineación del sistema de

los contactos asociados aun diámetro de perno de 32 mm. En el momento se tenían en operación diámetros de los pernos de contactos fijos de 32 y de 35 mm.

Solución adoptada: fueron sustituidos en la totalidad de los interruptores los contactos fijos de arco por otros con diámetro del pino de 35 mm y material sinterizado de acuerdo con lo especificado. Adicionalmente fue mejorada la geometría de la pieza.

Para el proceso fue necesario desmontar y remontar en la Usina cada una del conjunto de cámaras de extinción de cada polo de los 52 interruptores en operación, más 6 polos reservas y cada una de las 4 cámaras de cada unidad de extinción, trabajo que duró aproximadamente 3 años.

#### • Seccionador de puesta a tierra

Fue realizada una maniobra errada dando como resultado una descarga disruptiva en el seccionador de puesta a tierra. Hasta ahora tenemos un solo caso de ocurrencia del tipo de falla.

### • Barras

- Contactos tipo tulipa de salidas de líneas de transmisión

La ruptura del dieléctrico sucede en función de contaminación por partículas metálicas liberadas en la fusión/erosión entre los dedos de contacto (contacto tulipa) y el tubo conductor.

Las causas de la fusión/erosión fueron caracterizadas de la siguiente forma; reducción de la presión del resorte del contacto, arrastre de la camada de plata del conductor y/o lote de piezas con montaje fuera del padrón, todo esto da como resultado en un aumento de la resistencia de contacto, lo cual origina aumento de la temperatura (sobrecalentamiento) que da como resultado la fusión/erosión de los contactos.

Solución en observación: fueron instalados, en carácter experimental 3 conductores, con contactos tulipa con modelo diferente al actual, se eliminan los dedos de contactos y se utiliza 2 resortes bañados en plata haciendo la función de un contacto "lamelar", similar a los utilizados en contactos principales de interruptores y seccionadores. El conductor también es sustituido por otro de menor diámetro, manteniendo el espesor, con la intención de disminuir el peso, que es reducido en el caso en un 25%.

Para evitar nuevos casos de fallas dieléctricas, fueron realizadas inspecciones visuales en los puntos críticos de las salidas de líneas, regiones con posibles puntos de deterioración de los contactos.

- Conductor deslizante de compensador,

Para la falla hubo desplazamiento del conductor debido a pérdida de la traba mecánica, que fue suelta por causa del aflojamiento de 2 tornillos de sujeción que no recibieron la traba química (loctite) correspondiente en fábrica, en la zona se tubo sobrecalentamiento y fusión del material (contactos "lamelares" y conductor) originando presencia de partículas metálicas que provocaron la descarga a través del gas SF<sub>6</sub>.

Solución adoptada: fueron inspeccionados otros 3 puntos de compensadores no siendo constatados otras anomalías. Hasta el momento se tiene una sola falla del tipo.

## 3.0 – SISTEMAS NUEVOS EN OPERACIÓN - DMS Y CMU

Asociado a las nuevas ampliaciones para la instalación de la 9A y la 18A, fueron adquiridos dos sistemas nuevos para las Subestaciones en Gas SF<sub>6</sub>, estos se justificaron principalmente por el gran número de fallas dieléctricas de las Subestaciones:

### 3.1 - Sistema de Monitoreo de Descargas Parciales - DMS

Existen 2 sistemas de monitoreo de descargas parciales por UHF, instalados en cada una de las subestaciones blindadas de 50 Hz y 60 Hz.

El sistema utiliza como elementos sensores (como antena de UHF) los acopladores capacitivos, instalados en los seccionadores de puesta a tierra, que toman las señales de UHF internas de la Subestación.

Fueron conectados inicialmente 24 puntos de monitoreo, siendo 12 correspondiente al sistema de 50 Hz y 12 el correspondiente al de 60 Hz. Para cada 3 sensores existe una unidad de conversión óptica (OCU "Optical Converter Unit") que digitalizaba la señal analógica de tensión proveniente de los sensores y lo transmite vía fibra óptica para la caja de distribución ("Radial Distribution Cabinet") y de ésta para un sistema central.

Conforme la parametrización de la configuración del acoplador, el sistema almacena eventos que presentan seis o más pulsos de descargas en un periodo de un segundo, 50/60 ciclos, y cuya intensidad sea mayor que un cierto valor. Con esta configuración el sistema almacena eventos que lo podemos dividir en 3 categorías:

1. Eventos referentes a descargas parciales.
2. Eventos referentes a ignición de arco eléctrico provocado durante maniobras de interruptores y seccionadores.
3. Eventos provocados por ruidos externos.

La distinción entre cada uno de los eventos, así como su evaluación en cuanto a su estabilidad o grado de riesgo, son objeto de análisis/diagnóstico por la Ingeniería de Mantenimiento. Como herramientas por auxilio de este análisis el software "SmartSub" disponibiliza las siguientes opciones.

1. Alarma por tasa de eventos por acoplador en periodo de quince minutos.
2. Visualización de los eventos por día con clasificación dada por Red Neural.
3. Histórico del día actual con pulso máximo de cada intervalo de quince minutos
4. Histórico del día anterior con pulso máximo de cada intervalo de quince minutos
5. Histórico anual con pulso máximo por día recurrido al histórico diario.

El sistema actualmente ya se hizo extensivo a toda la GIS comprendiendo los 10 vanos de maquinas, los 8 vanos de líneas, los 2 vanos de transformadores auxiliares y los dos vanos de acopladores de barras.

Hasta la actualidad ya se tiene 3 inspecciones internas realizadas en la base de detección de actividades de descarga parciales, con resultados satisfactorios de constatación de presencias de anomalías internas. Estos resultados serán analizados en otro informe técnico en el futuro.

### **3.2 - Sistema de Monitoreo Online de Interruptores de la Subestación - CMU**

Estas unidades de adquisición para monitoreo on-line de los interruptores ELK-500KV de la Subestación, en cantidad de 6 interruptores, se encuentran instalados en dos vanos de máquinas, uno por sector, debiendo tener capacidad de expansión para el total de 54 interruptores.

#### 3.2.1 - Relación de magnitudes a ser monitoreadas

1. Movimiento del mecanismo, incluido tiempo de reacción, velocidad y trayectoria, para la determinación de los tiempos de operación y discrepancia entre fases.
2. Corrientes de fase durante cada operación.
3. Desgaste acumulado, porcentual, de los contactos y boquillas.
4. Tiempo de energización de las bobinas de abertura y cierre.
5. Tiempo de actuación de los contactos auxiliares.
6. Número de partidas y tiempo de operación de la motobomba de reposición de presión del sistema hidráulico.
7. Número de operaciones del interruptor.
8. Temperatura el envoltorio (blindaje del interruptor).

#### 3.2.2 - Composición del sistema

El sistema de monitoreo on-line estará compuesto, en su estado final, de unidades de adquisición instalados junto a los interruptores, interconectadas a una Unidad Central de almacenamiento, en la cual se realiza el procesamiento de las magnitudes monitoradas, haciéndose así la siguiente distinción:

- Unidad de adquisición.
- Red de interligación.
- UC (Unidad Central).

**Unidad de Adquisición:** Las unidades de adquisición tienen por finalidad la digitalización de las magnitudes anteriormente relacionadas. Estas unidades de adquisición tienen capacidad de almacenamiento mínimo de siete eventos de operación.

**Red de Interconexión:** La red de interconexión es de fibra óptica.

**Unidad Central:** Los datos provenientes de las unidades de adquisición son almacenados en una base de datos relacional, en una Unidad Central de almacenamiento y procesamiento.

Adicionalmente al software de "gerenciamiento" de la base de datos de la Unidad Central, existe un software de "gerenciamiento" de la base de datos instalados en los PC's de los usuarios, con posibilidad de acceso hasta para 10 usuarios.

#### 4.0 - CONCLUSIONES SOBRE LAS FALLAS DIELECTRICAS

Las conclusiones sobre al elevado número de fallas en servicio son:

- La ratificación como una de las principales causas, la criticidad de la soportabilidad dieléctrica de la subestación para pequeñas contaminaciones, originadas en los procesos de fabricación, montaje, manipuleo de gas SF<sub>6</sub> y transporte, asociado a significativa contribución de los problemas específicos de los equipos, conforme fueron presentados más arriba.

- Los trabajos desarrollados en conjunto con el fabricante mostraron los resultados en conformidad con lo esperado, una vez que hubo una sensible reducción en el tiempo del número de fallas dieléctricas en servicio, conforme mostrado en el comportamiento del índice de fallas medio a través de los años en la figura 1 anterior.

#### 5.0 - BIBLIOGRAFIAS

≈1.... F. Y. Chu, Tahiliani - "Gas-Insulated Substations fault Survey" IEEE Pas Paper F80226-1 Winter Meeting Feb/80

≈2.... Brown Boveri – "Insulation Coordination Study" Relatório ASV 323000-1480 de 03.12.87, para la Usina de Itaipu

≈3.... Brown Boveri – "Studies on the Sensivity of ELK3 Gis material to contamination" Relatório ASV 323000-1478 de 04.12.87

≈4.... Brown Boveri – "Investigation in to the Internal Dielectric Flashovers in the Itaipu 500 kV Gis Consolidating Report" Relatório ASV 323000-1479 de 03.12.87

≈5.... J.M.M Silva, R. F. Noronha, E.L. Pedrassani, A. A. Gimenez – "Subestação Isolada a Gás SF<sub>6</sub> de 500kV de Itaipu – Comissionamento e Experiência Operacional relativa a 1ª etapa de 50 Hz" VIII SNPTEE, São Paulo, Maio/86

≈6.... F. M. M. Faria, J. R. Silveira, T. J. Sánchez, F. M. S. Carvalho, J. M. M. Silva – "Avaliação dos Surtos de Manobra produzidos por seccionadoras, no setor 60 Hz da GIS da Itaipu, usando-se o programa EMTP – IX SNPTEE, Belo Horizonte, Outubro/87.

≈7.... F. M. M. Faria, E. L. Pedrassani, M. Santacruz M., A. Avalos G. - "Subestação Isolada a Gás SF<sub>6</sub> de 500KV de Itaipu - Comissionamento e Experiência Operacional Relativa a Todas Etapas (50/60 Hz)". X SNPTEE - Curitiba - PR - Outubro/89.

≈8.... M. Santacruz M., F. M. M Faria - "Pára-raios (SiC) do Setor de 60 Hz da Subestação Isolada a Gás SF<sub>6</sub> (SIG) - 500 kV de Itaipu - Falhas em serviço devido a degradação dos Gaps". XI SNPTEE - Rio de Janeiro - RJ - Outubro/91.

≈9.... Asea Brown Boveri – "Arcing contact of the circuit breakers" Relatórios ASG-323000-1905 e 1906 de 27.03.92

≈10.... D. Kopejtkova, T. Molony, S. Kobayashi, I.M. Welch "A twenty Five Year Review of Experience With SF<sub>6</sub> gas Insultated Substations (GIS)".

≈11.... Jhon S. Pearson Et Alli, "Partial discharge diagnostics for Gas Insulated Substation", IEEE Trans on Dielec and Elec Insu, vol 2 N° 5, Octubre 1997.

≈12.... Bryan F, Hampton, "Diagnostics for Gas Insulated Substation", University of Strathclyde, Glasgow. UK, 1995.