



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

FACULTAD DE INGENIERIA

DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA

ANÁLISIS MULTIVARIABLE DE ENSAYOS ELÉCTRICOS PARA EVALUAR EL ENVEJECIMIENTO DEL SISTEMA AISLANTE, APLICADO A GRANDES GENERADORES DE POTENCIA

ING. DARÍO SANTIAGO COCCO

Tesis presentada ante la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Nacional de La Plata
como requisito para la obtención del grado académico de
MAGISTER EN INGENIERÍA

DIRECTORA: DRA. ING. MARÍA INÉS VALLA

CO-DIRECTOR: MG. ING. RAUL ALVAREZ

JURADO DE TESIS:

- DR. JUAN CARLOS GÓMEZ TARGARONA
- MG. CARLOS VERUCCHI
- MG. JOSÉ CARLOS SCARAMUTTI

La Plata, 24 de Septiembre del 2015

*A mi esposa e hijos, que cedieron su
tiempo, brindaron su paciencia y
comprensión. Con todo mi cariño
está tesis se las dedico a ustedes.*

Marisa, Francisco, Liliana y Leandro

RESUMEN

Uno de los desafíos que se le presentan al ingeniero de mantenimiento en grandes centrales hidroeléctricas, es poder analizar el estado de sus equipos asignados garantizando la mayor disponibilidad de servicio posible. Para evaluar el estado de los generadores en forma global es necesario utilizar toda la información almacenada posible (datos de operación, historiales de mantenimiento y ensayos realizados).

El objetivo de este trabajo fue definir una metodología, que utilice herramientas estadísticas objetivas para analizar el estado del sistema aislante de los generadores eléctricos de una misma central. Evaluando en forma conjunta todos los parámetros relacionados con el envejecimiento y utilizando la mayor cantidad de datos operación y mantenimiento.

Las metodologías de evaluación multivariadas aplicadas han sido: evaluación multifactorial (AIE), evaluación multifactorial ampliada de la guía anterior y evaluación multifactorial por análisis de componentes principales de las variables más relacionadas con el envejecimiento del generador.

El estudio se realizó sobre los generadores eléctricos de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, la cual posee 14 generadores de 135 MW cada uno y con una edad promedio de 32 años de servicio. De los análisis realizados con las diferentes metodologías de evaluación se concluyó que no hay indicios de unidades críticas, las cuales necesiten una rápida intervención. Pero se observó un proceso de envejecimiento, el cual no es parejo en todos los generadores, evidenciando generadores con un estado de envejecimiento más avanzado.

De la comparación entre las distintas metodologías de evaluación, se pudo observar que los análisis multivariados propuestos se complementan; obteniendo una evaluación global detallada, objetiva y con referencia a estándares internacionales.

Palabras clave: Central Hidroeléctrica, Envejecimiento, Sistema Aislante, Generadores Eléctricos, Metodologías de Evaluación Multivariadas, Análisis de Componentes Principales, Unidades Críticas, Objetiva, Complementan.

ABSTRACT

One of the challenges the maintenance engineer faces in a large hydro plant, is to analyze the status of his assigned machines in order to ensure the highest possible service availability. To assess the globally status of the generators, all possible stored information (data operation, maintenance histories, tests performed) has to be taken into consideration.

The present work is aimed at defining a methodology, based on the use of objective statistical tools, to analyze the condition of the insulation system of electric generators of the same plant. This means to make a joint evaluation of all parameters related to aging using all the available operation and maintenance data.

The multivariate assessment methodologies applied in this work are: multifactor assessment (according to IEA guide), extended multifactor evaluation which considers more data than the previous guide and statistical evaluation of the variables more related to the aging of the generator, through principal component analysis.

The study was performed on electric generators in Salto Grande Hydroelectric Plant, which holds 14 generators of 135 MW each, with an average service time of 32 years.

The performed analyzes with different methodologies of evaluation concluded that there is no indication of critical units, which require rapid intervention. An aging process, which is not the same in all generators, has been noticed. Some of the generators showed evidence of deeper aging.

A comparison between the different evaluation methodologies showed that all proposed multivariate analyses are complemented, given rise to a global, but a the same time detailed, objective evaluation method which can be referenced to international standards.

Keywords: Hydroelectric Power, Aging Insulation System, Electric Generators, Multivariate Assessment Methodologies, Principal Component Analysis, Critical Units, Objective, Complemented.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a las instituciones que posibilitaron este trabajo. A la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concordia, a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata y a la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande; por la posibilidad de estudio, la formación brindada y el apoyo económico dado.

Agradezco a mis directores de tesis María Inés y Raúl por el tiempo, el esfuerzo y la motivación dedicada. También quiero agradecer el apoyo de mis compañeros de trabajo: Luis, Álvaro y Javier; los cuales convivo día a día trabajando por la optimización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande.

A mis padres, Martha y Bartolomé, que me dieron la posibilidad de ser ingeniero. Mis hermanos Osvaldo y Mariángeles, los cuales son una fuente de consulta y motivación. A mi esposa e hijos, los cuales le dan sentido a mi vida. Y a Dios, a quién debo agradecer por los seres queridos que puso a mi lado y la posibilidad de poder realizar este trabajo.

A todos ellos...

Muchas Gracias.

Contenidos

LISTA DE FIGURAS	XIV
LISTA DE TABLAS	XVIII
LISTA DE SÍMBOLOS	XX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. <i>Motivación</i>	1
1.2. <i>Antecedentes</i>	2
1.3. <i>Objetivo</i>	5
1.4. <i>Organización</i>	5
1.5. <i>Principales contribuciones de la Tesis</i>	7
2. OBJETO BAJO ESTUDIO	9
2.1. <i>Introducción</i>	9
2.2. <i>Objetivo</i>	9
2.3. <i>Historia y Descripción de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande</i>	9
2.3.1. <i>Ubicación e Historia</i>	9
2.3.2. <i>Descripción de la Central Hidroeléctrica</i>	11
2.3.3. <i>Descripción del Generador y Valores Nominales</i>	12
2.3.4. <i>Descripción del Sistema Aislante de los Generadores</i>	14
2.3.5. <i>Mantenimientos e Inspecciones de los Generadores</i>	16
2.4. <i>Conclusiones</i>	18
3. TEORÍA DE ENVEJECIMIENTO EN LOS SISTEMA AISLANTES	19
3.1. <i>Introducción</i>	19
3.2. <i>Objetivo</i>	19
3.3. <i>Modelos de Envejecimiento</i>	19
3.3.1. <i>Definiciones</i>	20
3.3.2. <i>Modelo de Envejecimiento Térmico</i>	21
3.3.3. <i>Modelo de Envejecimiento Eléctrico</i>	22
3.3.4. <i>Envejecimiento por Factores Ambientales</i>	23
3.3.5. <i>Envejecimiento por Solicitaciones Mecánicas</i>	24
3.3.6. <i>Envejecimiento por Varios Esfuerzos</i>	24

3.4.	<i>Causas de Falla en Sistemas Aislantes</i>	25
3.5.	<i>Ensayo de Envejecimiento Acelerado</i>	26
3.6.	<i>Indicadores de Falla</i>	27
3.7.	<i>Confiabilidad y Tasa de Falla</i>	28
3.8.	<i>Conclusiones</i>	30
4.	ANÁLISIS DE DATOS DE FUNCIONAMIENTO	31
4.1.	<i>Introducción</i>	31
4.2.	<i>Objetivo</i>	32
4.3.	<i>Materiales y Métodos</i>	32
4.3.1.	<i>Años de Servicio y Horas de Funcionamiento</i>	33
4.3.2.	<i>Número de Arranques</i>	33
4.3.3.	<i>Potencia y Energía Entregada</i>	34
4.3.4.	<i>Temperatura de Trabajo del Generador</i>	34
4.3.5.	<i>Horas de Parada Forzada</i>	37
4.4.	<i>Análisis</i>	37
4.4.1.	<i>Años de Servicio y Horas de Funcionamiento</i>	37
4.4.2.	<i>Número de Arranques</i>	39
4.4.3.	<i>Potencia y Energía Entregada</i>	41
4.4.4.	<i>Temperatura de Trabajo del Generador</i>	42
4.4.5.	<i>Horas de Parada Forzada</i>	48
4.5.	<i>Conclusiones</i>	50
5.	DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS ELÉCTRICOS	53
5.1.	<i>Introducción</i>	53
5.2.	<i>Objetivo</i>	54
5.3.	<i>Marco Teórico</i>	54
5.3.1.	<i>Resistencia de Aislamiento e Incide de Polarización</i>	54
5.3.2.	<i>Ensayo de Alta Tensión Aplicada (HIPOT)</i>	60
5.3.3.	<i>Medición de Capacitancia y Tangente Delta</i>	63
5.3.4.	<i>Descargas Parciales Fuera de Servicio</i>	70
5.4.	<i>Conclusiones</i>	80

6.	ANÁLISIS DE ENSAYOS ELÉCTRICOS	83
6.1.	<i>Introducción</i>	83
6.2.	<i>Objetivo</i>	84
6.3.	<i>Análisis</i>	84
6.3.1.	<i>Resistencia de Aislamiento e Incide de Polarización</i>	84
6.3.2.	<i>Ensayo de Alta Tensión Aplicada – Corriente Continua</i>	87
6.3.3.	<i>Ensayo de Alta Tensión Aplicada – Corriente Alterna</i>	89
6.3.4.	<i>Medición de Capacitancia</i>	91
6.3.5.	<i>Medición de Tangente Delta</i>	94
6.3.6.	<i>Descargas Parciales Fuera de Servicio</i>	99
6.3.7.	<i>Descargas Parciales en Servicio</i>	105
6.4.	<i>Resumen de las Observaciones de los Análisis</i>	122
6.5.	<i>Conclusiones</i>	123
7.	EVALUACION GENERALIZADA DEL SISTEMA AISLANTE	125
7.1.	<i>Introducción</i>	125
7.2.	<i>Objetivo</i>	126
7.3.	<i>Materiales y Métodos</i>	126
7.3.1.	<i>Evaluación Multifactorial del Estado del Bobinado Estatórico</i>	127
7.3.2.	<i>Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado Estatórico</i>	128
7.4.	<i>Análisis</i>	129
7.4.1.	<i>Evaluación Multifactorial del Estado del Bobinado Estatórico</i>	129
7.4.2.	<i>Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado Estatórico</i>	129
7.5.	<i>Conclusiones</i>	133
8.	EVALUACIÓN MULTIVARIADA DE PARAMETROS DE ENVEJECIMIENTO POR ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES	135
8.1.	<i>Introducción</i>	135
8.2.	<i>Objetivo</i>	136
8.3.	<i>Materiales y Métodos</i>	136
8.3.1.	<i>Definición Análisis Componentes Principales (ACP)</i>	137
8.3.2.	<i>Enfoque Geométrico</i>	137
8.3.3.	<i>Enfoque Estadístico</i>	138

8.3.4. Cálculo de los componentes.....	138
8.3.5. Selección del número de componentes	143
8.3.6. Interpretación del Gráfico del ACP.....	143
8.3.7. Análisis de Componentes Principales con las Variables de Envejecimiento de los Generador	144
8.3.8. Análisis multivariado de los últimos diez años de servicio del generador, incluyendo los datos de intensidad de descargas parciales “Qm”	145
8.4. Análisis.....	147
8.4.1. Análisis de Componentes Principales con las Variables de Envejecimiento de los Generadores.....	147
8.4.2. Análisis multivariado de los últimos diez años de servicio del generador, incluyendo los datos de intensidad de descargas parciales “Qm”	150
8.5. Comparaciones entre Evaluaciones Multivariada	156
8.5.1. Comparación capítulo N°7	156
8.5.2. Comparación entre ACP - capítulo N°8.....	158
8.5.3. Comparación entre capítulo N°7 y N°8.....	159
8.6. Conclusiones	160
9. CONCLUSIÓN FINAL	163
ANEXOS.....	A
4. A - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2010.....	4.A-1
4. B - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2011.....	4.B-1
4. C - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2012.....	4.C-1
4. D – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2010.....	4.D-1
4. E – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2011.....	4.E-1
4. F – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2012.....	4.F-1

6. A – Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización	6.A-1
6. B – Ensayo Alta Tensión Aplicada – Corriente Continua	6.B-1
6. C – Ensayos de Capacitancia en Generadores de Salto Grande	6.C-1
6. D – Ensayos de Tangente Delta en Generadores de Salto Grande	6.D-1
6. E – Análisis de la Varianza Multifactorial	6.E-1
7. A – Evaluación Multifactorial del Bobinado de los Generadores de Salto Grande	7.A-1
7. B – Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado de los Generadores de Salto Grande	7.B-1
REFERENCIAS	R-1

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ubicación de Salto Grande en la cuenca del rio Uruguay	10
Figura 2.2: Vista aérea de la Represa de Salto Grande	11
Figura 2.3: Representación de turbina tipo Kaplan	12
Figura 2.4: Esquema de los bobinados con sus derivaciones	13
Figura 2.5: Esquema del control térmico del devanado	13
Figura 2.6: Sección de una barra del devanado estatórico	15
Figura 2.7: Aislamiento de las cabezas de las barras del bobinado estator	15
Figura 2.8: Ataduras de las barras a los zunchos de fijación	16
Figura 2.9: Cuñas de ranura de estator	16
Figura 3.1: Causas de falla en los generadores.....	25
Figura 3.2: Causas de fallas en los sistemas de aislamiento eléctrico.....	26
Figura 3.3: Curva bañera para envejecimiento de equipos.....	29
Figura 4.1: Esquema de instalación de termorresistencias en el estator del generador ..	35
Figura 4.2: Años de servicio de las unidades hidrogeneradoras hasta el año 2012.....	37
Figura 4.3: Horas de funcionamiento de cada unidad desde la puesta en servicio.....	38
Figura 4.4: Horas de funcionamiento acumuladas de cada unidad por año.	39
Figura 4.5: Cantidad de arranques acumulados en cada unidad por año.....	39
Figura 4.6: Arranques promedio de todas las unidades por año.....	40
Figura 4.7: Horas de servicio por rango de potencia de trabajo.	41
Figura 4.8: Energía generada acumulada por año.	41
Figura 4.9a: Temperaturas en las barras del generador u06 a cada potencia (2010).....	42
Figura 4.9b: Temperaturas en las barras del generador u06 a cada potencia (2011).	42
Figura 4.9c: Temperaturas en las barras del generador u06 a cada potencia (2012).....	43
Figura 4.10a: Temperaturas promedio en el generador u06 a cada potencia (2010).....	44
Figura 4.10b: Temperaturas promedio en el generador u06 a cada potencia (2011)... ..	44
Figura 4.10c: Temperaturas promedio en el generador u06 a cada potencia (2012).....	45
Figura 4.11a: Temperatura estatórica promedio en función de la potencia (2010).....	47
Figura 4.11b: Temperatura estatórica promedio en función de la potencia (2011).....	47
Figura 4.11c: Temperatura estatórica promedio en función de la potencia (2012).....	48
Figura 4.12: Horas totales de parada forzada en las unidades.....	48
Figura 4.13: Horas totales de parada forzada del conjunto de unidades por año	49

Figura 5.1: Circuito equivalente de las corrientes en ensayo de resist. de aislamiento...	55
Figura 5.2: Curvas de las componentes de corriente en una prueba de aislamiento	55
Figura 5.3: Factor de corrección de temperatura K_t , en ensayo resist. aislamiento	59
Figura 5.4: Ángulo Delta: Circuito paralelo y diagrama vectorial	64
Figura 5.5: Ángulo Delta: Circuito serie y diagrama vectorial	64
Figura 5.6: Circuito serie equivalente del sist. aislamiento de una barra estática	66
Figura 5.7: Gráfico de $\text{tg}\delta$ de una barra estática mostrando las comp. de pérdida	66
Figura 5.8: Puente de Schering para medir $\text{tg}\delta$ y capacitancia	67
Figura 5.9: Representación de una cavidad en el aislamiento	72
Figura 5.10: Representación del sistema de medición del PDA-IV	73
Figura 5.11: Corte transversal de una barra de generador	74
Figura 5.12: Salida de ranura de las barras del estator	74
Figura 5.13: Gráfico de descargas de ranura	75
Figura 5.14a: Patrones (PRPD) de fallas en generadores – Descargas internas.....	75
Figura 5.14b: Patrones (PRPD) de fallas en generadores – Descarga de ranura.....	76
Figura 5.15: Patrón complejo (PRPD) de un turbo-alternador	76
Figura 5.16: Medición de pulsos de descargas parciales en ensayo fuera de servicio ...	78
Figura 6.1: Valores resistencia de aislamiento corregida a 75°C – U01	85
Figura 6.2: Valores Relación de absorción e índice de polarización – U01.....	85
Figura 6.3: Valores de resistencia de aislamiento de los generadores de salto grande ...	86
Figura 6.4: Valores de índice de polarización de los generadores de salto grande	86
Figura 6.5: Valores de relación de absorción de los generadores de salto grande	87
Figura 6.6: Corriente de fuga en los ensayos de A.T. C.C. – U04	88
Figura 6.7: Corriente de fuga promedio en los ensayos de A.T. C.C.....	89
Figura 6.8: Nivel de tensión aplicado en los ensayo de A.T. C.A.....	90
Figura 6.9: Valores de impedancia y capacitancia en los ensayo de A.T. C.A.	90
Figura 6.10: Valores de capacitancia en los ensayos de “Capacitancia y $\text{tg}\delta$ ” – U01.....	92
Figura 6.11: Valores de los factores $\Delta C/C_0$ en los ensayos de capacitancia y $\text{tg}\delta$	94
Figura 6.12: Valores de $\text{tg}\delta$ y $\Delta\text{tg}\delta$ – Generador U02	95
Figura 6.13: Valores de $\text{tg}\delta$ y $\Delta\text{tg}\delta$ – Generador U05	98
Figura 6.14: Valores de $\text{tg}\delta$ y $\Delta\text{tg}\delta$ – Generadores Salto Grande (2000-2012)	98
Figura 6.15: Sistema de medición de descargas parciales en SG	99
Figura 6.16: Diagrama de cajas con los valores de descargas parciales FS	102

Figura 6.17: Gráfico de resolución de fase, U04 – Año 2011 – Fase S	103
Figura 6.18: Gráfico de resolución de fase, U04 – Año 2011 – Fase R.....	104
Figura 6.19: Gráfico de resolución de fase, U10 – Año 2004 – Fase T.....	104
Figura 6.20: Gráfico de resolución de fase, U14 – Año 2003 – Fase T	105
Figura 6.21: Diag. de cajas con los valores de Qm en servicio (2012).....	107
Figura 6.22: Gráfico de medias y intervalos LSD de Qm – (2012).....	117
Figura 6.23: Gráfico de medias y intervalos LSD de Qm – (2001-2012)	119
Figura 6.24: Gráfico de medias de Qm en función del año de medición	120
Figura 7.1: Ítems de evaluación del bobinado del Generador Hidráulico (AIE).....	127
Figura 7.2: Ítems ampliados para evaluación del bobinado del generador hidráulico ..	128
Figura 7.3: Totales de la evaluación del bobinado estatístico.....	129
Figura 7.4: Totales de la evaluación ampliada del bobinado estatístico.....	130
Figura 7.5: Valores de ítem N°1 (Diseño y Fabricación) de la evaluación ampliada ..	131
Figura 7.6: Valores de ítem N° 2 (Historia) de la evaluación ampliada	132
Figura 7.7: Valores de ítem N° 3 (Inspección Visual) de la evaluación ampliada	132
Figura 7.8: Valores de ítem N° 4 (Ensayos) de la evaluación ampliada	133
Figura 8.1: Ej. de la recta que minimiza las distancias ortogonales de los puntos.....	137
Figura 8.2: Interpretación del gráfico del ACP	143
Figura 8.3: ACP de los generadores de Salto Grande – Tabla 8.2	149
Figura 8.4: ACP de los generadores de Salto Grande con Qm – Tabla 8.3	152
Figura 8.5: ACP generadores de SG con Qm – Tabla 8.3 – Grupos según CP1.....	153
Figura 8.6: ACP de los generadores de Salto Grande con Qm – Tabla 8.4	155

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1: Listado de termorresistencias en el estator del generador.....	36
Tabla 4.2: Fecha de puesta en servicio de las unidades hidrogeneradoras	37
Tabla 4.3: Observaciones de los registros de temperatura	46
Tabla 4.4: Motivo de los máximos de indisponibilidad	50
Tabla 4.5: Observaciones y conclusiones del capítulo N°4.....	51
Tabla 5.1: Valores mínimos recomendados de resistencia de aislamiento	57
Tabla 5.2: Estado presunto del aislamiento en función de RAD e IP	58
Tabla 5.3: Factor de corrección de temperatura kt.....	59
Tabla 5.4: Corriente de fuga en función de la tensión de ensayo	62
Tabla 5.5: Comparación entre factor de disipación y factor de potencia	65
Tabla 5.6: Distribución de Qm para máquinas refrigeradas con aire	80
Tabla 5.7: Resumen de valores límites.....	81
Tabla 6.1: Análisis descriptivo de la mediciones de capacitancia.....	92
Tabla 6.2: Análisis descriptivo de la mediciones de tgδ	97
Tabla 6.3: Denominación de los captosres de descargas parciales	100
Tabla 6.4: Clasificación de los niveles de descargas parciales.....	100
Tabla 6.5: Análisis descriptivo de las mediciones de descargas parciales FS.....	101
Tabla 6.6: Análisis descriptivo de las mediciones de DP– Año 2012.....	106
Tabla 6.7: Tabla ANOVA para el contraste de hipótesis	110
Tabla 6.8: Ejemplo Tipo de Análisis de la Varianza.....	111
Tabla 6.9: Cálculo de la Suma de Cuadrados Explicados – Ejemplo tipo	111
Tabla 6.10: Cálculo de la Suma de Cuadrados Residual y Total – Ejemplo tipo.....	112
Tabla 6.11: Tabla Anova – Ejemplo tipo	112
Tabla 6.12: Prueba de múltiples rango – Ejemplo tipo	114
Tabla 6.13: Grupos homogéneos – Ejemplo tipo	115
Tabla 6.14: Tabla parcial de valores de Qm en los generadores Salto Grande	115
Tabla 6.15: Tabla parcial del cálculo de la suma de cuadrados	116
Tabla 6.16: Análisis de varianza de los valores de Qm – Año 2012.....	116
Tabla 6.17: Niveles de intensidad de descargas parciales – Año 2012	117
Tabla 6.18: Análisis de varianza de los valores de Qm – Periodo (2001–2012).....	118
Tabla 6.19: Niveles de intensidad de descargas parciales – Periodo (2001–2012).....	119

Tabla 6.20: Conclusiones análisis de la varianza multifactorial (anexo 6.E).....	121
Tabla 6.21: Resumen conclusiones en los Ensayos Eléctricos del Generador.....	122
Tabla 7.1: Detalle de los ítems de evaluación del bobinado del Generador.....	127
Tabla 7.2: Valores de evaluación del bobinado del Generador Hidráulico.....	128
Tabla 7.3: Valores estadísticos de cada punto de evaluación.....	130
Tabla 8.1: Matriz Y de P variables.....	138
Tabla 8.2: Valores promedios para análisis multivariado.....	144
Tabla 8.3: Valores promedios para análisis multivariado con Qm (2002 – 2012).....	145
Tabla 8.4: Valores máximos para análisis multivariado con Qm (2002 – 2012).....	146
Tabla 8.5: Matriz correlación coeficientes y probabilidades – ACP tabla 8.2.....	147
Tabla 8.6: Autovalores y proporción explicada– ACP tabla 8.2.....	148
Tabla 8.7: Autovectores– ACP tabla 8.2.....	148
Tabla 8.8: Grupos de Generadores según CP1 – ACP tabla 8.2.....	150
Tabla 8.9: Matriz correlación coeficientes y probabilidades – ACP tabla 8.3.....	151
Tabla 8.10: Autovalores y proporción explicada – ACP tabla 8.3.....	151
Tabla 8.11: Autovectores – ACP tabla 8.3.....	151
Tabla 8.12: Grupos de Generadores según CP1 – ACP tabla 8.3.....	153
Tabla 8.13: Matriz correlación coeficientes y probabilidades – ACP tabla 8.4.....	154
Tabla 8.14: Autovalores y proporción explicada – ACP tabla 8.4.....	154
Tabla 8.15: Autovectores – ACP tabla 8.4.....	154
Tabla 8.16: Grupos de Generadores según CP1 – ACP tabla 8.4.....	156
Tabla 8.17: Comparación clasificación cap. N°7.....	157
Tabla 8.18: Comparación clasificación cap. N°8.....	158
Tabla 8.19: Comparación de evaluaciones multivariada.....	159

LISTA DE SIMBOLOS

- A.T. C.A.:** Ensayo alta tensión aplicada con corriente alterna.
- A.T. C.C.:** Ensayo alta tensión aplicada con corriente continua.
- ACP:** Análisis de componentes principales.
- AIE:** Evaluación multifactorial del estado de los generadores hidroeléctricos dadas por la Agencia Internacional de Energía.
- ANOVA:** Análisis de la varianza.
- C.A.:** Corriente alterna.
- C.C.:** Corriente continúa.
- C_{0.6-U_n}:** Valor de capacitancia al 60% de la tensión nominal.
- C_{MAX}:** Valor de capacitancia del bobinado a la mayor tensión de ensayo.
- C_{MIN}:** Valor de capacitancia del bobinado a la menor tensión de ensayo.
- CP1:** Componente principal que posee la mayor variabilidad del sistema.
- CP2:** Componente principal que posee la segunda mayor variabilidad del sistema.
- Cs:** Capacitor ideal sin pérdidas.
- D.E.:** Desviación estándar.
- δ:** Ángulo delta entre la componente de corriente capacitiva y la total.
- DP:** Descargas parciales.
- e_i:** Vectores propios asociados a λ_i .
- E_T:** Tensión de ensayo en la prueba de resistencia de aislamiento.
- FD:** Factor de disipación dieléctrica.
- FP:** Factor de potencia dieléctrica.
- I_A:** Corriente de absorción.
- I_C:** Corriente capacitiva geométrica.
- i_{fg}:** Corriente de fuga en las pruebas de alta tensión aplicada.
- I_G:** Corriente de conducción.
- I_L:** Corriente superficial de fuga.
- IP:** Índice de polarización.
- I_T:** Corriente total resultante en la prueba de resistencia de aislamiento.
- Kt:** Factor de corrección de temperatura.
- LSD:** Prueba de rangos múltiples por diferencia mínima significativa.

Max.: Valor máximo.

media: Valor medio.

Min.: Valor mínimo.

MVA: Unidad de potencia eléctrica “megavoltamperios”.

n: N° de observaciones.

N°Arr: Número de ciclo de arranque y parada.

NQN: Área normalizada bajo las líneas rectas que fijan la cantidad de pulsos de descargas en cada ventana de magnitud.

P_(xx): Valor de los percentiles xx.

p: Variables originales.

PDA-IV: Equipo de adquisición de descargas parciales.

PDEV: Nivel de voltaje de extinción de las descargas parciales.

PDIV: Nivel de voltaje de inicio de las descargas parciales.

PRPD: Gráficos de descargas parciales con resolución en fase.

Q: Carga aparente de las descargas parciales.

Qm: Valor máximo de las descargas parciales (mV) a una tasa de repetición de 10 pulsos por segundo.

Qm_ES: Valor de Qm en los ensayos en servicio.

Qm_FS: Valor de Qm en los ensayos fuera de servicio.

R_{A(1min)}: Resistencia de aislamiento medida a 1 minuto de aplicada la tensión de ensayo.

R_A: Resistencia de aislamiento.

RAD: Relación de absorción dieléctrica.

Rcs: Resistencia de pérdidas capacitiva.

Rs: Resistencia serie que representa pérdidas dieléctricas totales del aislamiento

S ran xx Txx: Termorresistencia Txx, ubicada en la ranura N°xx y censando barras de las fase S.

tgδ: Tangente delta, factor de pérdida dieléctricas.

tgδ_{0.2Un}: Valor de tangente delta medida al 20% de la tensión nominal.

tgδ_{Un}: Valor de tangente delta medida a tensión nominal.

Ucrítico: Generador ficticio con los valores máximos admisibles en cada variable.

U_E: Tensión de ensayo en las pruebas de alta tensión aplicada.

Umedio: Generador ficticio con los valores medios de las variables.

U_n, E_n: Tensión nominal de línea del generador.

U_{xx}: Generador N^oxx.

z: Nuevas variables obtenidas por ACP.

ΔC(%): Incremento porcentual del valor de capacitancia.

ΔC₁/C₀: Incremento porcentual del valor de capacitancia desde el 0.6Un a 0.2Un.

ΔC₂/C₀: Incremento porcentual del valor de capacitancia desde el 0.8Un a 0.2Un.

Δtgδ: Delta tangente delta, incremento del factor de pérdida dieléctrica con la tensión

Δtgδ₁: Factor delta tangente delta, incremento del valor de tangente delta medidas a 0.6Un y 0.2Un.

Δtgδ₂: Factor delta tangente delta, incremento del valor de tangente delta medidas a 0.8Un y 0.2Un.

Δtgδ_{Años}: Incremento del valor de tangente delta, medida al 20% de la tensión nominal, con los años de servicio.

θ: Ángulo de fase.

λ_i: Valores propios de la matriz varianza-covarianza.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

Las instalaciones que aprovechan la energía hidráulica para producir energía eléctrica se denominan Centrales Hidroeléctricas. Una de las características principales de dichas centrales, es que son instalaciones con una alta velocidad de respuesta ante la demanda de potencia eléctrica del sistema; es decir que en unos pocos minutos pasan de estar paradas a potencia nominal. Caso contrario sucede con las centrales térmicas, las cuales necesitan varias horas para llegar a régimen. Esto hace que las Centrales Hidroeléctricas sean utilizadas para cubrir los picos de demanda, así como también para cubrir las bajas imprevistas de otras centrales.

Uno de los desafíos que debe afrontar el Ingeniero de Mantenimiento, es poder analizar el estado de envejecimiento en sus equipos asignados sin comprometer la disponibilidad de servicio. Esta premisa, dificulta la evaluación en equipos de gran tamaño, donde la potencia afectada es importante y el tiempo de parada es extenso por el desarme que involucra dicha evaluación.

Una de las herramientas de diagnóstico que se dispone, es el historial de ensayos desde su puesta en servicio. Dicho historial consta de las mediciones que se han realizado en las paradas de mantenimiento programado o por posibles fallas que han sufrido a lo largo de su vida. Por lo tanto, la cantidad de mediciones que posee un equipo determinado depende del tiempo entre las paradas de mantenimiento programado (de 6 a 8 años de funcionamiento), y esto genera que se posea alrededor de 3 a 4 mediciones en equipamientos que están alrededor de los 30 años de servicio.

Otra de las características de las grandes centrales hidroeléctricas es que poseen varios generadores del mismo fabricante, operados de la misma forma, sometidos a condiciones externas similares y con casi el mismo tiempo de servicio, dando así una herramienta de comparación entre los distintos generadores en servicio. Esta comparación es también limitada, ya que se busca que las paradas de mantenimiento programado sean en forma escalonada (se realiza mantenimiento de una máquina por vez y en el periodo de poca demanda de energía o de poca hidraulicidad).

Uno de los objetivos de este trabajo, es poder evaluar en conjunto todas las variables de envejecimiento, para poder discernir en forma global el estado de cada equipo y así poder recomendar una evaluación más exhaustiva o una posible renovación.

Todo esto motiva el desarrollo de una metodología de análisis multivariada que nos permita poder evaluar el estado de envejecimiento de cada unidad, junto con el estado general de todas las unidades que conforman la central.

1.2. Antecedentes

El avance de la tecnología ha permitido la construcción de generadores con potencia cada vez mayores, tal es así, que comenzaron con unos pocos MVA y a fines de los años 70 ya había generadores de más de 700 MVA. Este aumento de la potencia, exigió un alto grado de confiabilidad en todos los componentes del generador, ya que una parada no programada en el momento máximo de la curva anual de demanda, y con los precios de energía en continuo aumento, generarían importantes pérdidas económicas.

El término "envejecimiento" se define como la acción de la naturaleza eléctrica, térmica, mecánica o ambiental en un sistema de aislamiento eléctrico, lo cual puede causar cambios en sus propiedades físicas [11] [23]. Los generadores, como todas las máquinas eléctricas, están sometidos al efecto envejecimiento. Pero los mismos están diseñados para soportar dichos efectos, a lo largo de toda su vida útil.

El tiempo exacto de vida útil del generador no está bien definido, sino que surge de un análisis estadístico de su riesgo de falla. Una de las formas de evaluar el riesgo de falla de un generador, es analizando el estado de su aislamiento; ya que las principales causas de fallas se producen en los sistemas aislantes [14] [29] [11]. Además, la vida útil calculada depende del tipo de aislamiento y del proceso de fabricación; como ejemplo, para aislamientos de resina epoxi la vida esperada debe ser mayor a los 27 años de servicio [11]. Otro dato relevante es el obtenido de estudios de campo [29], que han determinado que el tiempo de falla, en los sistemas de aislamientos a base de mica, es del orden de 40 a 50 años.

El estado del aislamiento del generador se puede evaluar por medio de ensayos dieléctricos y de inspecciones minuciosas [9]. A menudo las fallas en el aislamiento son causadas por procesos no eléctricos, como el sobrecalentamiento del núcleo magnético o defectos en la estructura de soporte mecánico. Por lo tanto, las inspecciones minuciosas buscan encontrar problemas en las diferentes partes constructivas del generador. Los ensayos eléctricos generalmente son indicadores de los procesos de envejecimiento o problemas no eléctricos que derivan en fallas del aislamiento [22] [23].

Los ensayos eléctricos pueden ser en servicio, donde el generador continúa conectado al sistema de potencia; o bien, fuera de servicio, donde el generador se lo desvincula de dicho sistema. Los ensayos que permiten una evaluación del estado del sistema aislante, pueden ser: medición de la capacitancia del bobinado del generador, medición del factor de pérdida ($\text{tg}\delta$), variación del factor de pérdidas “*factor tip-up*” ($\Delta\text{tg}\delta$) y análisis de patrones de descargas parciales [9] [34] [23] [29].

Además hay otros ensayos que nos garantizan que el generador está apto para ser energizado, los cuales nos permiten evaluar la calidad de trabajo de una reparación o de una parada de mantenimiento prolongada; estos ensayos son: resistencia de aislamiento e índice de polarización [2] [3], alta tensión aplicada con corriente continua y alta tensión aplicada a frecuencia industrial [1] [26].

No existe un valor límite que nos asegure que el aislamiento esté próximo a fallar. En cambio, lo que sí existe, son valores recomendados o límites establecidos por las normas internacionales y trabajos publicados [4] [32] [15] [26]. La evaluación de los datos se realiza por comparaciones con dichos límites o por gráficas en función del tiempo de servicio del generador (serie histórica). Dichas gráficas muestran tendencias, que si son crecientes y con una pendiente elevada, indicarían que el aislamiento se está deteriorando rápidamente [24].

Por motivos de servicio en las grandes centrales hidroeléctricas, es altamente costoso poseer varios ensayos dieléctricos de los generadores; sobre todo en ensayos que exigen varios días de parada del generador. Los ensayos se realizan en servicio o en la parada de mantenimiento programado de la unidad. Las paradas por mantenimiento programado se realizan cada 5 años pudiéndose extender el periodo según el estado del generador [30] [22]. En consecuencia, habrá muy pocas mediciones por generador para poder realizar extrapolaciones en el tiempo de los valores de ensayo. Sin embargo, una de las características de las grandes centrales hidroeléctricas es que poseen varios generadores del mismo fabricante, operados de la misma forma, sometidos a condiciones externas similares y con casi el mismo tiempo de servicio, dando así una poderosa herramienta de comparación entre las magnitudes medidas para poder evidenciar aquellos generadores cuyos valores salen del promedio general.

Otro indicador importante para la evaluación del estado del generador son sus históricos de operación y mantenimiento. Datos como: número de ciclos de arranques y paradas, problemas que se presentan en mantenimiento, operación fuera de rango, cortocircuitos, sobretensiones, fallas en el estator y comparaciones con equipos de construcción similar, nos muestran el estado general del generador y permiten evaluar cuando éste está próximo al fin de su vida útil [39] [40].

En la bibliografía existente, los análisis del estado de los generadores se realizan evaluando cada ensayo en forma individual, para luego dar conclusiones generales de su estado y recomendaciones sobre su renovación [10] [26]. Otra forma de evaluar es por medio de índices que se le asignan a cada ensayo o inspección, que luego en forma conjunta se obtiene un solo índice que refleja el estado del generador [39] [40].

Cuando se realizan ensayos en el sistema aislante de los generadores se obtienen múltiples variables de estado, lo que dificulta el proceso de comparación de unidades similares por simple observación de tablas de datos. Por eso es necesario utilizar herramientas estadísticas para analizar el estado general de los generadores contemplando todas las variables que reflejan el proceso de envejecimiento, permitiendo realizar comparaciones y mostrar tendencias del estado general.

Una de las herramientas que ofrece la estadística para poder analizar sistemas multivariados es el Análisis de Componentes Principales. Esta herramienta reduce el número de variables del sistema a las que poseen la mayor variabilidad, y en ese espacio de variables reducida es donde se realiza los análisis pertinentes. Si bien este espacio de variables reducidas pierde información del sistema en conjunto, se simplifica sustancialmente el análisis del sistema multivariado [41].

El análisis de componentes principales se utiliza en algunos trabajos para clasificar y comparar individuos; como así también, para reducir el número de variables simplificando el análisis. Entre las aplicaciones que se pueden encontrar son: caracterización de petróleos [44], indicadores e índices de calidad de suelos [43], clasificación de las descargas parciales [42], etc. Pero es difícil encontrar aplicaciones para generadores eléctricos que evalúen su sistema aislante; esto no es un limitante, ya que la evaluación del estado de varios generadores posee todas las características de un sistema multivariado en el cual se puede aplicar el análisis de componentes principales.

1.3. Objetivo de la Tesis

El objetivo del trabajo de tesis es definir una metodología, que utilice herramientas estadísticas objetivas para analizar el estado del sistema aislante de los generadores eléctrico de una misma central. Evaluando en forma conjunta todos los parámetros relacionados con el envejecimiento, para poder identificar de un grupo de generadores similares, el que posee un estado más avanzado de degradación.

1.4. Organización de la Tesis

La tesis está organizada en nueve capítulos. En el capítulo actual (Nº1) se presentan las motivaciones, antecedentes, objetivos y contribución de la tesis.

En el capítulo Nº2 se describe el campo de aplicación donde se realiza el estudio: tipo de central hidroeléctrica, fabricante, año de instalación, diseño constructivo de los generadores y de su sistema aislante. También, se describe el criterio de parada para mantenimiento programado, las tareas e inspecciones de mantenimiento, ensayos de puesta en servicio luego de una parada prolongada y los ensayos que se realizan con los generadores energizados vinculados al sistema.

En el capítulo N°3 se describe los conceptos fundamentales del proceso de envejecimiento en el sistema aislante de los generadores eléctricos, identificando los ensayos eléctricos relacionados y los parámetros que aceleran dicho proceso.

En el capítulo N° 4 se analizan todos los datos de operación de cada generador, evaluando los parámetros de temperatura, horas de marcha, ciclos de arranques, etc. El objetivo de este capítulo es diferenciar las unidades que han sido mayormente exigidas en su utilización.

En el capítulo N° 5 se construye el marco teórico para los análisis de los ensayos eléctricos. En el mismo, se da una descripción de cada ensayo con su principio de medida, esquema de medición, descripción de los equipos utilizados y los límites o valores de referencia recomendados y normalizados.

En el capítulo N° 6 se analizan todos los datos históricos de los ensayos eléctricos realizados en los generadores. Se identificaron los ensayos que son representativos del proceso de envejecimiento y se observaron las unidades que presentan valores altos en los diferentes parámetros evaluados.

En el capítulo N° 7, se realiza a los generadores un análisis multifactorial del estado del bobinado estatístico, basado en tablas de evaluación multifactorial dadas en la guía “AIE” [40]. Además, se propone una ampliación de dicha guía, para que la misma sea más específica e incluya más datos de análisis. Con ambos análisis realizados, se define el estado de los generadores y se presenta una primera clasificación e identificación de las unidades más envejecidas.

En el capítulo N° 8, se propone como metodología de evaluación multivariada un análisis por componentes principales (ACP). Las variables que se consideran en las evaluaciones por ACP, son los parámetros más relacionados con el envejecimiento del sistema aislante. Se realizaron varios tipos de análisis para clasificar el estado de los generadores, en los cuales se consideran diferentes períodos de servicio o diferentes valores de las variables evaluadas (valores promedio o máximos). En esta sección también, se comparan los resultados obtenidos de los diferentes análisis de estado realizados (cap. N°7 y cap.N°8), identificándose las bondades y dificultades de cada una de ellos.

Finalmente, en el capítulo N° 9, se presentan las conclusiones finales de la tesis.

1.5. Principales contribuciones de la Tesis

Definir una metodología de evaluación multivariada del estado del sistema aislante de los generadores eléctricos, la cual utilice herramientas estadísticas objetivas y que contemple la mayor cantidad de variables de envejecimiento. Permitiendo así, un fácil diagnóstico y comparación entre unidades de una misma central.

En este trabajo se realizaron tres tipos de evaluaciones multivariadas del estado del sistema aislante de los generadores eléctricos de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande. La primera es la evaluación multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía (AIE) [40], la segunda es la evaluación multifactorial con las tablas ampliadas de la guía anterior y la tercera una evaluación multifactorial por análisis de componentes principales de las variables más relacionadas con el envejecimiento del generador. Además, se compararon los resultados obtenidos y se analizaron las características principales de cada una de dichas evaluaciones.

Producto de dichos análisis y comparaciones, se obtuvieron las siguientes contribuciones:

- Diagnóstico multivariado del estado de los generadores de Salto Grande, identificando a los generadores que poseen un mayor estado de envejecimiento.
- Presentación en el Congreso Bienal de IEEE Argentina “ARGENCON 2014” de la metodología de diagnóstico por análisis de componentes principales.
- Presentación en el XVI Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (XVI ERIAC 2015) de las distintas metodologías de evaluación multifactorial desarrolladas en esta tesis, comparando los resultados obtenidos y de las características principales de cada una de ellas.

2. OBJETO BAJO ESTUDIO

2.1. Introducción

Las grandes centrales hidroeléctricas no son solamente usinas productoras de energía eléctrica, sino que poseen funciones de responsabilidad social y ambiental producto del impacto que generan. Entre otras funciones se destaca la capacidad de controlar crecidas, fomentar el desarrollo social de las poblaciones de influencia y controlar o minimizar el impacto ambiental que ella misma genera. Por todo esto, el cuidado del equipamiento civil y electromecánico, el control ambiental y la responsabilidad social son pilares de excelencia que se exigen y deben cumplir dichas centrales.

2.2. Objetivo del capítulo

- Describir el campo de aplicación donde se realizaron los análisis multivariados para determinar el envejecimiento del sistema aislante de los generadores, detallando la historia y descripción de la Central Hidroeléctrica.
- Detallar el tipo de generadores que se van a evaluar, sus valores nominales, su forma constructiva y su sistema aislante.
- Detallar los criterios de mantenimiento, tareas e inspecciones que se realizan a lo largo de los años de servicio.

2.3. Historia y Descripción de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande

2.3.1. Ubicación e Historia

La Represa de Salto Grande se encuentra ubicada aguas arriba de las ciudades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay). Sus coordenadas geográficas son: Latitud Sur 31°16'36'' y longitud Oeste 57°56'13''.

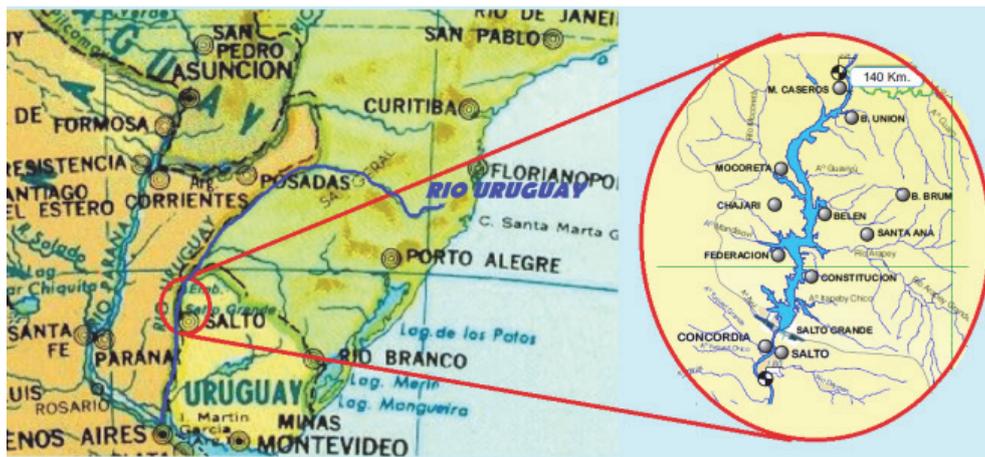


FIG. 2.1: UBICACIÓN DE SALTO GRANDE EN LA CUENCA DEL RIO URUGUAY

El río Uruguay es uno de los más importantes de América del Sur, su curso es compartido por Brasil, Argentina y Uruguay. Nace en el estado brasileño de Santa Catarina, en Serra Geral, en la confluencia de los ríos Canoas y Pelotas. Posee una extensión de 1770 km y abarca un área total de aproximadamente 370.000 km².

En 1938 se iniciaron los estudios y mediciones del terreno. Como el río es compartido por Uruguay y Argentina, los países tuvieron que ponerse de acuerdo para su aprovechamiento. En 1946 se firmó un convenio binacional que creó la Comisión Técnica de Salto Grande, integrada por igual número de delegados argentinos y uruguayos.

La comisión tenía como cometido:

- Estudiar el comportamiento del río
- Elegir el lugar más apropiado para construir la presa
- Diseñar la obra
- Decidir dónde comprar el equipamiento
- Encontrar recursos para pagar el costo de un proyecto de esa envergadura.

En 1960 (para preparar el proyecto) se contrato a un consorcio de firmas de ingeniería, que produjeron un informe técnico-económico-financiero y un proyecto relativo al aprovechamiento del río en la zona de Salto Grande, el cual determinó la factibilidad de la obra.

En 1969 se adjudicó un nuevo contrato para revisar y actualizar el proyecto anterior. En diciembre de 1973 se aprobó y el 1° de abril de 1974 se autorizó el inicio de las obras.

La represa quedaría ubicada al norte de la desembocadura del arroyo Ayuí Grande, a 6 km. aguas abajo del paraje donde estuvieron los rápidos de Salto Grande, a 18 kilómetros de la ciudad de Concordia y a 13 kilómetros de Salto.

En los primeros meses de 1979 se inició la formación del lago y la primera turbina comenzó a producir energía [18].

2.3.2. Descripción de la Central Hidroeléctrica

La Central Hidroeléctrica de Salto Grande posee dos salas de máquinas que están interconectadas. Su potencia total instalada es de 1890 megavatios y la generación media anual de diseño es de 6.700 gigavatios hora. Sin embargo, la evolución de la energía en los años de explotación supero a los valores de diseño [17].



FIG. 2.2: VISTA AEREA DE LA REPRESAL DE SALTO GRANDE

Cada una de las salas, ubicadas sobre las márgenes argentina y uruguaya, está equipada con siete turbinas tipo Kaplan de 135 MW, dando un total de catorce hidrogeneradores.

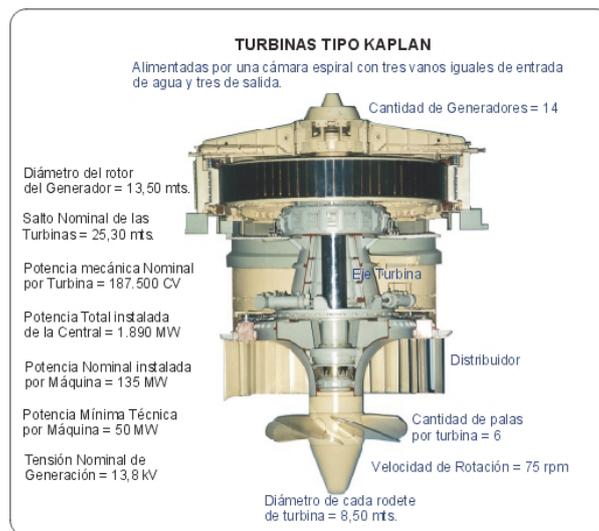


FIG. 2.3: REPRESENTACIÓN DE TURBINA TIPO KAPLAN

En el centro de la presa, entre las dos casas de máquinas, se encuentra ubicado el vertedero, que es una gran estructura de hormigón, formada por diecinueve vanos o ventanas que se utilizan para evacuar los caudales de aporte cuando los mismos superan la capacidad de evacuación de las turbinas.

Entre otras partes que componen a la represa podemos mencionar: escalas de peces, salas de mando, subestaciones, puente internacional, etc.

2.3.3. Descripción del Generador y Valores Nominales

El hidrogenerador es del tipo paraguas, provisto de un cojinete de empuje situado sobre un pedestal apoyado en la tapa de la turbina, y de un cojinete guía incorporado en la cruceta superior.

El hidrogenerador es del tipo autoexcitado, es decir que la alimentación del rectificador a tiristores se realiza por medio de las barras del estator a través de un transformador.

El devanado estatórico está formado por barras traspuestas, ondulado, de dos capas, con cuatro derivaciones paralelas por fase y tiene seis terminales principales y seis terminales neutros.

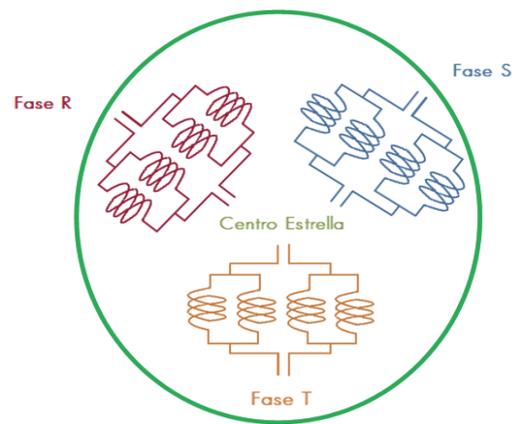


FIG. 2.4: ESQUEMA DE LOS BOBINADOS CON SUS DERIVACIONES

El rotor del hidrogenador consta de un armazón, una llanta con platillo de freno, polos con devanado de excitación y devanado amortiguador, barras o conductos de corriente que unen los devanados de excitación con los anillos colectores.

La temperatura del hidrogenador se controla con termo-avisadores y termómetros de resistencia, colocados en los conjuntos de mayor importancia. Para medir la temperatura del devanado y del acero activo del estator se han previsto termómetros de resistencia, que controlan las cuatro ramas paralelas de las tres fases y se ubican entre la barra y el fondo de la ranura.

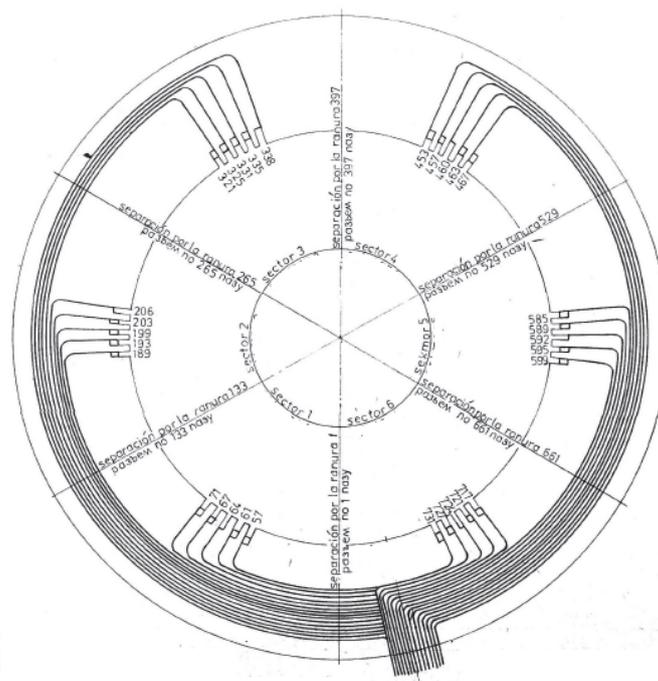


FIG. 2.5: UBICACIÓN DE TERMORRESISTENCIA PARA EL CONTROL TÉRMICO DEL DEVANADO –MANUAL DEL GENERADOR [20]

El control de la temperatura de los segmentos del cojinete de empuje, del cojinete guía, del aceite caliente y frío en los baños de aceite y del aire caliente y frío se efectúa con termómetros de resistencia y avisadores manométricos.

Los valores nominales del generador son:

- Potencia nominal por turbina: 187.500 CV.
- Potencia nominal instalada por generador / potencia total instalada: 135 MW (150 MVA) / 1890 MW total
- Tensión nominal de salida del generador / corriente nominal: 13,8 kV / 6280 A.
- Diámetro y altura del rotor del generador / número de polos: 13,50 m x 1,90 m / ochenta polos (cuarenta pares de polos).
- Clase de aislamiento del rotor / estator: B+ / B+.
- Tipo de estructura del grupo eje vertical: 6 brazos en paraguas.
- Fabricante y año de puesta en marcha del generador: Electrosila (URSS), 1979-1982.
- Diámetro del rotor de la turbina: 8,50 m.
- Tipo de turbina: Kaplan de eje vertical.
- Velocidad de rotación / velocidad de embalamiento: 75 rpm (50 Hz) / 180 rpm (225 rpm máximo).

2.3.4. Descripción del Sistema Aislante de los Generadores

El aislamiento entre el cuerpo del estator, los puentes y barras del devanado es de clase "B", de mica termo resistente. Dicho aislamiento está hecho a base de una cinta de mica y vidrio con aglutinantes epoxi.

Las barras del devanado estático tienen un revestimiento semiconductor que protege el devanado contra el efecto corona.

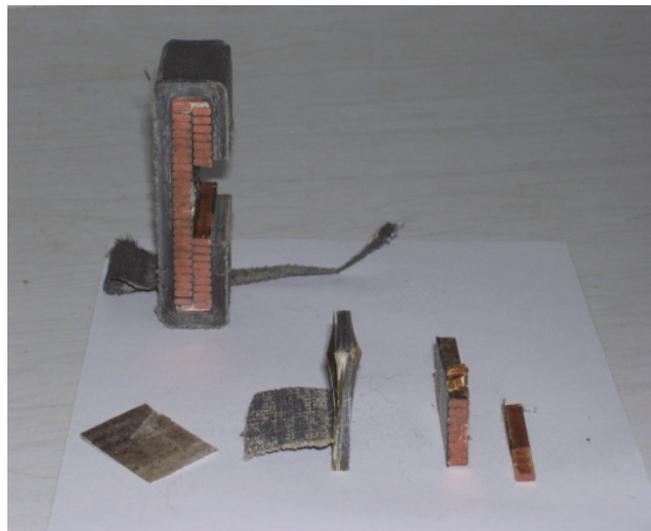


FIG. 2.6: SECCIÓN DE UNA BARRA DEL DEVANADO ESTATORICO CON SUS DIFERENTES COMPONENTES

Las cabezas de las barras se aíslan con cajitas estampadas de material epoxídico reforzado con fibra de vidrio. Las cajitas están llenas de compuesto termo-reactivo endurecido en frío. El compuesto de poliéster es un aislamiento macizo y confiable, asegurando mejor extracción del calor de las cabezas.

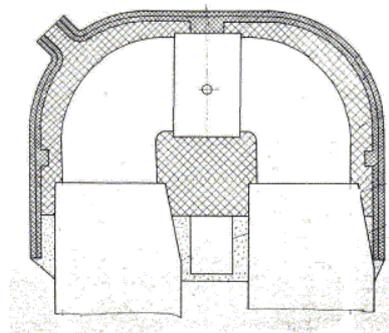


FIG. 2.7: AISLAMIENTO DE LAS CABEZAS DE LAS BARRAS DEL BOBINADO ESTATOR – MANUAL DEL GENERADOR [20]

Las cuñas para las ranuras del devanado estatórico están estampadas de material de alta resistencia a base de fibra de vidrio y resina epoxi. Las partes extremas del devanado se aseguran por zunchos de acero amagnético, por espaciadores aislantes montados en la salida de la ranura, por juntas espaciadoras de laminado de plástico reforzado con fibra de vidrio metidas entre las barras y por la atadura de las barras con cordón de lavsán (polietileno tereftalático).

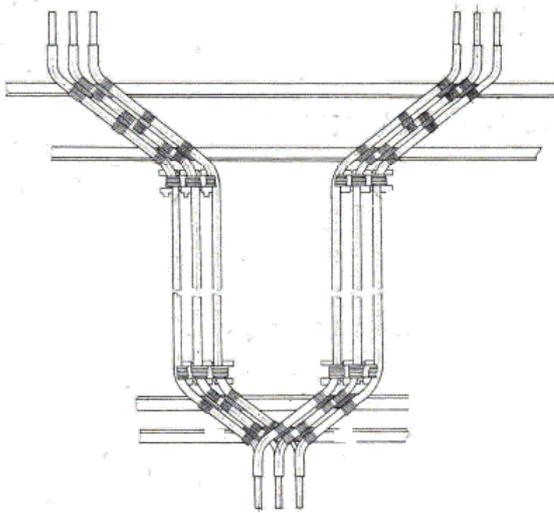


FIG. 2.8: ATADURAS DE LAS BARRAS A LOS ZUNCHOS DE FIJACIÓN
MANUAL DEL GENERADOR [20]

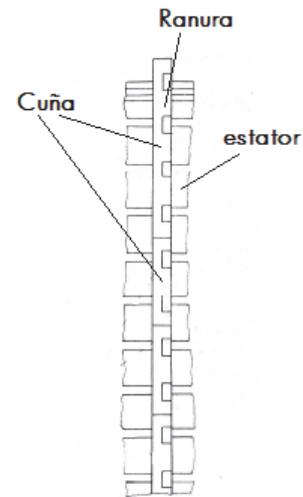


FIG. 2.9: CUÑAS DE RANURA DE ESTATOR
MANUAL DEL GENERADOR [20]

La bobina del polo está hecha de barras de cobre, puestas de canto y con un perfil especial. El aislamiento de los polos es de clase "B", el aislamiento entre las espiras está hecha de tejido de amianto con barniz epoxi, y entre el núcleo y el devanado del polo, en manguitos rígidos laminados de compuesto de amianto y vidrio [20].

2.3.5. *Mantenimientos e Inspecciones de los Generadores*

El tiempo programado entre mantenimientos de los hidrogenadores (según experiencia propia de Salto Grande) es de 45.000 horas, lo que equivale a un periodo de 7 o 8 años de servicio (5682 horas promedio de marcha anual) [22]. La duración del mantenimiento programado puede variar entre 40 a 50 días. Este tiempo, está condicionado al nivel de aporte de río y de las necesidades energéticas del sistema.

El río Uruguay presenta una disminución de caudal (estiaje) entre los meses de enero a marzo de cada año [19]. Es en ese momento, que se coordina la parada para inspección y mantenimiento. Generalmente, solo se puede realizar mantenimiento programado a dos unidades por año, ya que si nos extendemos en tiempo comprometemos la generación.

Al realizar mantenimiento programado a sólo dos unidades por año, se necesitan siete años para realizar dicho mantenimiento a todas las unidades hidrogeneradoras de la central. Este tiempo coincide con el ciclo establecido de parada para mantenimiento programado.

En el mantenimiento programado se realizan inspecciones, mediciones y ensayos tanto al generador como a la turbina. La lista de tareas se origina por las recomendaciones del fabricante, la experiencia propia y otras recomendaciones surgidas en otras centrales similares.

A continuación se enumera las tareas principales en el mantenimiento programado del generador:

1. Medición de la resistencia de aislamiento del estator pre-acuñado
2. Limpieza del rotor y estator del generador
3. Control conexiones cables excitación
4. Control y corrección peines de apriete núcleo estático
5. Control de puentes de conexión de los polos y bobinado amortiguador
6. Mantenimiento de Transformador de Excitación y Celdas de Medición.
7. Control visual del aislamiento del bobinado estático: revisión de efecto corona, presencia de partes dañadas, zonas con posibles daños, etc.
8. Control de ajuste de barras del bobinados estático (Acuñado).
9. Control visual de soldaduras internas al cuerpo del estator
10. Control de la llanta rotórica (luces en las partes de fijación)
11. Limpieza y control del generador de señal de velocidad (PMG)
12. Limpieza y ajuste del centro estrella, descargadores y anillos colectores
13. Control de bulones guía y bulones de anclaje

14. Control deslizamiento lateral generador
15. Control de ondulaciones y paquetes sector
16. Control entrehierro y verticalidad
17. Medida impedancia de polos
18. Control de aisladores y blindobarras
19. Ensayos eléctricos de puesta en servicio: resistencia de aislamiento e índice de polarización, alta tensión continua aplicada, alta tensión alterna aplicada, descargas parciales, medición de capacitancia y tangente delta.

Además de la parada para mantenimiento programado, hay ensayos predictivos para controlar el normal desempeño de hidrogenerador. Estos ensayos son: medición en servicio de descargas parciales, medición de vibraciones e inspecciones termográficas.

2.4. Conclusiones

Si bien este capítulo es de carácter descriptivo, se puede destacar que la Central Hidroeléctrica de Salto Grande es de gran importancia para los países que la comparten, ya que no sólo genera energía eléctrica sino que administra el río para otros fines sociales, como ser: control de crecidas, riego, desarrollo social en la zona de influencia, etc.

Una de las característica distintiva de la central, es que su equipamiento posee una edad mayor a treinta años, los generadores son de gran tamaño y similares entre sí (mismo fabricante e igual tecnología de desarrollo).

3. TEORÍA DE ENVEJECIMIENTO EN LOS SISTEMAS DE AISLAMIENTO DE LOS GENERADORES

3.1. Introducción

En el capítulo anterior se ha mencionado que la Central Hidroeléctrica de Salto Grande comenzó a funcionar en el año 1979. Por lo tanto, algunos de los generadores poseen más de 33 años de servicio (1979 – 2012).

El proceso de envejecimiento afecta a todos los materiales y equipos, por lo tanto es razonable deducir que los generadores de Salto Grande poseen un cierto grado de envejecimiento.

En consecuencia para poder evaluar en forma multivariada todas las variables de envejecimiento del sistema aislante de un generador, resulta de particular interés describir el proceso de envejecimiento que sufre el aislamiento de un generador y los factores que influyen en ello.

3.2. Objetivo

- Construir un marco teórico con los conceptos fundamentales del proceso de envejecimiento en los sistemas aislantes de los generadores.
- Identificar los ensayos de diagnósticos que sean más representativos del proceso de envejecimiento, y los parámetros que aceleran dicho proceso.

3.3. Modelos de Envejecimiento

El aislamiento de máquinas rotativas está sometido a esfuerzos combinados de carácter térmicos, eléctricos, mecánicos y ambientales. Estos esfuerzos generan un cambio local y global en las propiedades dieléctricas del aislamiento, y es precisamente lo que generalmente se conoce como envejecimiento [23] [11].

Los equipos pueden estar sometidos a los esfuerzos mencionados en forma constante o por un corto período de tiempo. Los esfuerzos de carácter constantes son la temperatura de operación o el campo eléctrico a tensión nominal; y los denominados transitorios son las sincronizaciones fuera fase, las sobretensiones atmosféricas, etc. Si la falla es generada por esfuerzos constantes, el tiempo de falla es determinado por el número de horas de marcha. Pero si el deterioro es generado por los esfuerzos transitorios, el tiempo de falla está determinado por el número de transitorios que la máquina experimenta [15].

3.3.1. Definiciones

Se define envejecimiento como el deterioro progresivo de una cierta propiedad física (eléctrica, mecánica o térmica). Aunque se puede decir que es una función compleja, la misma varía desde cero hasta un valor máximo de falla. Si se denomina la función envejecimiento con la letra “ A ”, la misma tendrá una cierta velocidad de variación, “ R ”, dada por:

$$R = dA/dt \quad (3.1)$$

De modo que el envejecimiento puede ser expresado como:

$$A_{(p)} = \int_0^t R \cdot dt \quad (3.2)$$

Donde “ p ” es la relación entre la propiedad física seleccionada para evaluar el envejecimiento a su valor inicial,

$$p = P/P_0 \quad (3.3)$$

Donde

P = propiedad física evaluada (eléctrica, mecánica o térmica).

P_0 = Valor inicial de propiedad física evaluada.

Cuando “ p ” decae hasta un valor límite, “ P_L ”, el tiempo en el cual esto sucede, llega a ser el tiempo de falla; de modo que la vida “ L ”, para esa situación en particular, sería:

$$A_{L(p)} = \int_0^L R \cdot dt \quad (3.4)$$

En pruebas en donde la temperatura es la variable, o esfuerzo aplicado al aislamiento, se usa generalmente el modelo de Arrhenius, donde la estimación de vida a temperaturas normales, es obtenida por extrapolación de datos de muestras probadas a temperaturas elevadas y constantes [12] [13].

En pruebas en donde la tensión es la variable o esfuerzo aplicado al aislamiento, se utilizan los modelos de Potencia Inversa y Exponencial. De igual forma, la vida del aislamiento en condiciones normales de operación es estimada por extrapolación de muestras probadas a tensiones elevadas y constantes [12].

3.3.2. Modelo de Envejecimiento Térmico

El sistema aislante de los bobinados está diseñado para soportar los esfuerzos térmicos que generan las condiciones normales de operación. Los esfuerzos térmicos son provocados por: las pérdidas en el cobre I^2R , las corrientes parasitas de Foucault, el calor adicional por las pérdidas del núcleo, el calor producido por efecto de la resistencia al viento, etc.

El modelo de envejecimiento térmico se basa en la teoría de la reacción química. De acuerdo con esta teoría, el envejecimiento térmico es debido a la aceleración de las reacciones químicas (oxidación) causadas por un aumento en la temperatura. Dichas reacciones hacen que los aislamientos tiendan a quedar frágiles, provocando exfoliación del aislamiento principal de tierra. La exfoliación es la separación de las capas de cinta del aislamiento debido a la pérdida de resistencia de unión de los compuestos de impregnación [15] [12].

Como una primera aproximación, el proceso de oxidación es una reacción química de primer orden en el cual la velocidad de la reacción se rige por la ley de velocidad de Arrhenius, donde la vida del aislamiento (L , en horas) se relaciona con la temperatura (T , en ° K) por:

$$L = Ae^{B/T} \quad (3.5)$$

Donde

A y B son asumidas como constantes.

La constante A depende del material del sistema aislante y la constante B de la energía de activación para la reacción que se presenta en el material [12].

Como se mencionó anteriormente, la ecuación 3.5 es una aproximación al proceso de envejecimiento térmico. Dicha ecuación no es exacta por los siguientes dos motivos, el primero es que es válida a una temperatura relativamente alta de operación (por debajo del umbral, clase térmica de aislamiento, no habrá envejecimiento térmico). Y la segunda, es que usualmente se produce más de una reacción química, por lo tanto no es válido el modelo de reacción de primer orden.

En consecuencia, cuanto mayor sea la temperatura, más corto es el tiempo de vida esperado en el aislamiento y en el bobinado. Como regla práctica, se dice que la vida del bobinado se reduce en un 50% por cada 10°C de aumento de la temperatura [15].

3.3.3. Modelo de Envejecimiento Eléctrico

En los bobinados estáticos de más de 1000 V, el espesor del sistema de aislamiento está determinado por la tensión eléctrica de diseño. La tensión de frecuencia industrial puede contribuir al envejecimiento del aislamiento si existiesen descargas parciales. Las descargas parciales son pequeñas corrientes que ocurren dentro de las burbujas de aire del aislamiento o en la superficie de las bobinas. Estas chispas contienen electrones e iones que bombardean al aislamiento sólido. Los materiales orgánicos tales como cintas, poliésteres, asfaltos, y epoxis se degradan bajo este bombardeo. Con un tiempo suficiente, las descargas parciales (DP) erosionarán el aislamiento, dando lugar a una falla [15].

Si existen descargas parciales, el efecto del campo eléctrico sobre la vida del aislamiento (L , en horas) es comúnmente representado por el modelo de potencia inversa, según la siguiente ecuación:

$$L = cE^{-n} \quad (3.6)$$

Donde c es una constante a ser determinada y el exponente n , que está relacionado con la capacidad del aislamiento de resistir un esfuerzo eléctrico, es el inverso de la pendiente de una curva de vida lineal en escala logarítmica-logarítmica.

Al igual que con el envejecimiento térmico, existe un umbral de campo eléctrico donde no habrá envejecimiento eléctrico. Este umbral es la tensión de extinción de las descargas parciales (PDEV), donde E es el valor de PDEV dividido por el espesor de aislamiento. En algunos casos, el valor de campo eléctrico E (ecuación 3.6) se sustituye por la expresión “ $E - E_0$ ”, donde E_0 es el campo eléctrico por debajo del cual no se produce envejecimiento.

Cuanto más grande sea el valor de n , mejor es la capacidad del aislamiento de resistir un esfuerzo eléctrico. El valor de n en los aislamientos de máquinas, está normalmente en un rango de 9 a 12. Por lo tanto, si se estima que n es igual a 10, al aumentar el campo eléctrico al doble, la vida útil se reducirá 1000 veces. En consecuencia, si existiesen DP, la tensión eléctrica tiene una influencia muy importante en la vida útil del equipo [15] [12].

Si bien n se dice que es constante, está puede cambiar con el valor de campo eléctrico. En estos casos se utiliza el modelo exponencial, el cual puede ser representado por:

$$L = ae^{-bE} \quad ; \quad a, b = \text{constantes} \quad (3.7)$$

Sin embargo, este modelo no es comúnmente utilizado en las aplicaciones de aislamientos de máquinas rotantes [15].

3.3.4. *Envejecimiento por Factores Ambientales*

El término factores ambientales se refiere al conjunto factores que se encuentran en el entorno del generador y que pueden provocar una falla. Los mismos son:

- Condensación de humedad en el bobinado.
- Aceite de los cojinetes o sellos.
- Humedad elevada.
- Partículas abrasivas en el aire de enfriamiento de los hidrogenadores.
- Partículas de carbón (escobillas).
- Suciedad de residuos industriales o químicos.
- Radiación.

Cada uno de estos factores afecta al aislamiento de manera diferente. En algunos casos no causan envejecimiento por si solos, pero combinados con otro tipo de esfuerzo (carbón, aceite y humedad) pueden llevar a la falla o al envejecimiento [15].

3.3.5. Envejecimiento por Solicitaciones Mecánicas

Existen tres fuentes principales de sollicitaciones mecánicas:

- Fuerzas centrífugas en el rotor.
- Fuerzas vibratorias originadas por la corriente de los conductores o barras.
- Fuerzas transitorias originadas por perturbaciones en el sistema o sincronizaciones fuera de fase.

Las fuerzas centrífugas del rotor, son fuerzas no vibratorias que tienden a deformar o aplastar los aislamientos de los polos del rotor.

Las originadas por la corriente de los conductores, son fuerzas vibratorias del doble de la frecuencia industrial; que en el caso de que las barras no estén bien acuñadas o sujetas a los anillos de atado el aislamiento se desgastará por abrasión debido al rozamiento.

Las fuerzas transitorias están relacionadas con el cuadrado de las corrientes transitorias; por lo tanto, una sincronización fuera de fase o una perturbación del sistema (rechazo de carga) provocarán fuerzas de gran magnitud.

A diferencia de los esfuerzos térmicos y eléctricos, no hay modelos bien aceptados para describir la relación entre amplitud de la vibración y la vida del aislamiento [15].

3.3.6. Envejecimiento por Varios Esfuerzos

Como se mencionó anteriormente (3.3.4 último párrafo) dos o más factores/esfuerzos necesitan actuar para producir un deterioro en el aislamiento. Como ejemplos podemos mencionar:

- El deterioro térmico en las barras estatóricas crea exfoliación dentro del aislamiento, permitiendo a las descargas parciales erosionar las cavidades presentes.
- Las vibraciones en las cabezas de bobina causan fisuras por fatiga en los conductores de cobre. En los aislamientos exfoliados y en las barras estatóricas refrigeradas directamente por agua, las DP conducen a una falla del aislamiento principal de tierra.
- El deterioro de la capa semiconductor de las bobinas, producido por un incorrecto fabricado o por una operación a elevada temperatura, genera descargas parciales; las cuales crean ozono que ataca químicamente el sistema aislante.

Por lo tanto, si dos o más agentes o esfuerzos están presentes, el proceso de falla es mucho más acelerado que si sólo existe un solo esfuerzo [15].

3.4. Causas de Falla en Sistemas Aislantes

Hay varios estudios internacionales que analizan las causas de fallas en los hidrogenadores y motores eléctricos [11] [14]. Para el caso de los hidrogenadores, las principales causa de falla se clasifican como: fallas en el sistema aislante, defectos mecánicos, problemas térmicos, y por último, fallas en los cojinetes.

En la figura 3.1 se representan los porcentajes de causa de falla en los hidrogenadores, dichos gráficos surgen de un estudio realizado por el Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). Las fallas y averías (aproximadamente 69) fueron registradas de aproximadamente 1200 generadores en un período de estudio de 10 años (1992 – 2002). Los generadores pertenecen a más de 20 empresas de servicios públicos de 5 países del mundo [11] [14].

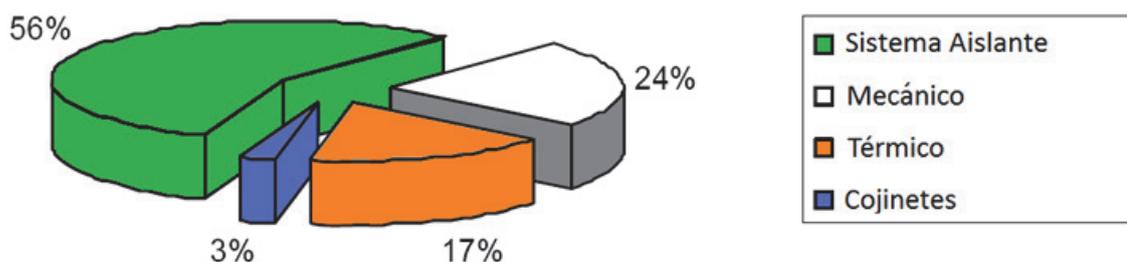


FIG. 3.1: CAUSAS DE FALLAS EN LOS GENERADORES [11] [14].

En la figura 3.2, se observan las causas de fallas del sistema aislante del estudio anterior. Las fallas más frecuentes son causadas por los efectos de envejecimiento y contaminación de polvo y humedad en los bobinados. Los mecanismos de fallas eléctricas son causados por las descargas parciales internas, por los problemas en la protección contra las descargas corona y por las solicitaciones de sobretensión. La pérdida de apriete de las barras, apriete de las cuñas de ranura o de sus ataduras en las cabezas de bobina, es debido a las vibraciones mecánicas [11] [14].

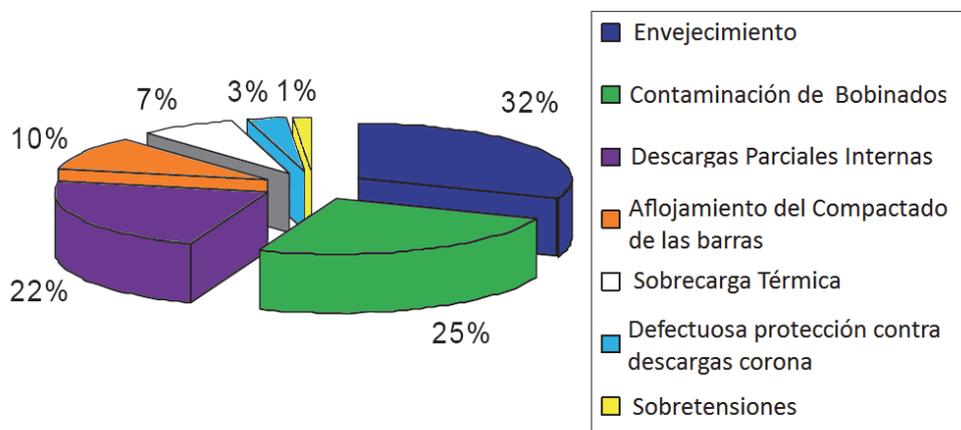


FIG. 3.2: CAUSAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO [11] [14].

En consecuencia, el sistema de aislamiento eléctrico (bobinado estático) desempeña el papel más importante en la construcción general de un generador. La mayoría de los defectos se producen en el sistema eléctrico, y son causados por el envejecimiento y los esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos [11].

3.5. *Ensayo de Envejecimiento Acelerado*

Las pruebas de envejecimiento acelerado ofrecen una estimación relativamente rápida de la vida residual y del grado del envejecimiento del material bajo estudio. En estas pruebas, las muestras bajo estudio se someten a condiciones de esfuerzos mayores que la condición normal de operación; aumentando así la velocidad de envejecimiento, de modo tal de poder disponer pronto los datos de vida útil por extrapolación a las condiciones normales de operación [12].

Las pruebas de envejecimiento acelerado son:

- **Envejecimiento Acelerado:** a las muestras de ensayo se las somete a una temperatura mayor de la clase térmica del aislamiento, y luego a esfuerzos mecánicos con elevada humedad, aplicando finalmente la tensión de ensayo.
- **Resistencia de Tensión:** a las bobinas se las somete a una alta tensión eléctrica, en la cual se inician las descargas parciales. A medida que la tensión eléctrica aumenta, el tiempo hasta la falla disminuye.
- **Ciclo Térmico:** se hace para simular el efecto de la variación rápida de la temperatura (debido a los cambios de corriente) que está expuesto el aislamiento. En este ensayo, se varía la temperatura desde el valor máximo (clase térmica) hasta la temperatura ambiente especificada (40 °C) [16].

3.6. Indicadores de Fallas

Cuando el agente de envejecimiento es la tensión eléctrica, el tiempo de vida de una muestra bajo ensayo se determina con el tiempo que necesita el envejecimiento para perforar el aislamiento.

Para otros ensayos de envejecimiento, es más difícil determinar el final de su vida útil. Por ejemplo, una prueba de resistencia térmica. Cuando un material de aislamiento se somete a envejecimiento térmico, el aislamiento puede perder resistencia mecánica, con lo cual se vuelven más frágiles, perder algo de masa (es decir, perder peso) y / o tener una resistencia inferior a la descarga eléctrica.

La solución es utilizar pruebas de diagnóstico que se aplican después de ciertos intervalos de envejecimiento. Las pruebas de diagnóstico pueden ser destructivas; por ejemplo, ensayo de resistencia a la tracción o la prueba de rigidez dieléctrica; o pueden ser **no** destructivas: medición de resistencia de aislamiento, medición de factor de disipación, o pruebas de descargas parciales. En ambos casos, primeramente se establecen los valores típicos iniciales midiendo de acuerdo con la prueba de diagnóstico las muestras no envejecidas. Seguidamente aplica un intervalo de tiempo fijo de envejecimiento, para luego ensayarlas. Se dice que la muestra ha fallado, si presenta un cambio superior a los límites establecidos en los parámetros medidos.

Para los ensayos de envejecimiento térmico, las pruebas de diagnóstico más comunes son: la rigidez dieléctrica y la resistencia a la tracción (ensayos destructivos), el incremento de factor de disipación con la tensión $\Delta \text{tg} \delta$ (*tip-up*) o magnitud de descarga parcial (ensayos no destructivos) [15].

3.7. Confiabilidad y Tasa de Falla

Si se considera una variable aleatoria “ x ” que representa el tiempo de vida de algún objeto que tiene una función de distribución acumulada “ F ” y una función densidad de probabilidad “ f ”; entonces, la función de tasa de fallas “ $\lambda(t)$ ” se define como:

$$\lambda_{(t)} = \frac{f_{(t)}}{1 - F_{(t)}} \quad (3.8)$$

La función “ F ” que ajusta los tiempos de falla, de una población de barras del bobinado estático de los generadores sometidos a envejecimiento eléctrico, es la distribución de Weibull.

$$F_{(t)} = 1 - e^{-(t/\alpha)^\beta} \quad (3.9)$$

Y su función de densidad de probabilidad “ f ”

$$f(t) = \begin{cases} \frac{\beta}{\alpha} (t/\alpha)^{\beta-1} e^{-(t/\alpha)^\beta}, & \beta > 0 \text{ y } \alpha \geq 0 \\ 0, & \text{otro} \end{cases} \quad (3.10)$$

Donde α es el parámetro de escala y β es el parámetro de forma.

El parámetro de escala representa el tiempo al cual la probabilidad de falla es del 0,632, y es el análogo a la media de la distribución Normal. El parámetro de forma es una medida del rango de tiempos de falla, y es el análogo al inverso de la desviación estándar de la distribución Normal [11] [12].

La confiabilidad “ R ” es una función muy importante en la estrategia de programa de mantenimiento y renovación de la utilidad, que se define con la siguiente ecuación:

$$R_{(t)} = 1 - F_{(t)} \quad (3.11)$$

La utilidad de la distribución de Weibull en pruebas de vida acelerada radica en poder representar diferentes tasas de falla mediante su parámetro de forma. Un $\beta < 1$, indica una tasa de falla decrece con el tiempo; $\beta = 1$, indica una tasa de falla constante en el tiempo y $\beta > 1$, indica que la tasa de falla crece con el tiempo. Por lo tanto, se pueden identificar tres zonas con diferentes tasas de falla: al comienzo, donde hay fallas tempranas donde la mortalidad decrece, luego una zona con tasa de falla constante y bajo valor de fallas, y por último la tasa de falla se incrementa debido al final de su vida útil.

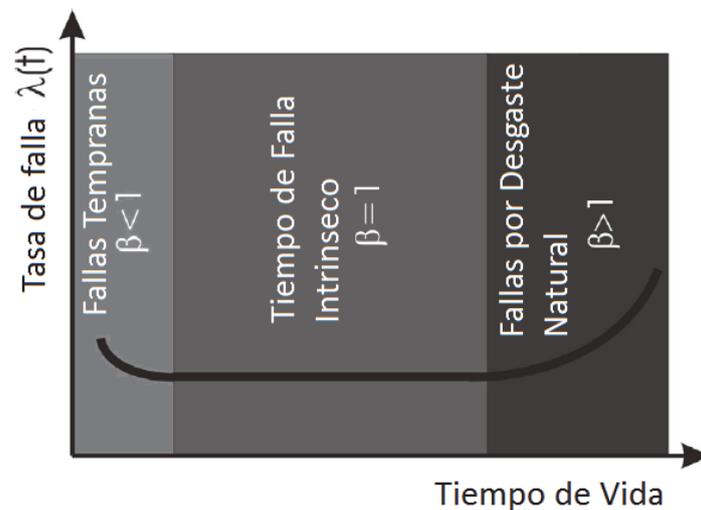


FIG. 3.3: CURVA BAÑERA PARA ENVEJECIMIENTOS DE EQUIPOS [11] [12].

En la figura 3.3 se representan las tres zonas mencionadas anteriormente, el comportamiento de la tasa de falla es similar a la curva de una bañera y de allí su nombre. De acuerdo con los estados descritos en el curso de la vida del equipo, las tres áreas matemáticamente se pueden describir utilizando el parámetro β de Weibull [11].

3.8. Conclusiones

En base al marco teórico tratado, podemos remarcar las siguientes conclusiones:

- El sistema de aislamiento eléctrico (bobinado estatórico) desempeña el papel más importante en la construcción general de un generador. La mayoría de los defectos se producen en el sistema eléctrico, y son causados por el envejecimiento y los esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos.
- Si dos o más agentes / esfuerzos están presentes, el proceso de falla es mucho más acelerado que si sólo existe un solo esfuerzo.
- Para los ensayos de envejecimiento térmico, las pruebas de diagnóstico no destructivas son: el incremento de factor de disipación con la tensión “ $\Delta tg\delta$ ” (*tip-up*) y la magnitud de descarga parcial.
- La tasa de falla en los sistemas de aislamiento, posee la forma de curva de bañera; y la misma se incrementa en final de su vida útil.

4. ANÁLISIS DE DATOS DE FUNCIONAMIENTO

4.1. Introducción

Todos los grandes generadores sincrónicos poseen recomendaciones, curvas de operación [7] [9] y programas de mantenimientos dados por el fabricante. Estos documentos permiten operar en forma segura y sin sobrecargar al equipamiento. Una operación segura permite llegar al final de su vida útil en forma más confiable.

Entre las recomendaciones más importantes, se encuentran: curva de capacidad del generador, límites térmicos en los diferentes puntos de medición y control, curvas de potencia en función del salto y otros límites técnicos de funcionamiento que se refieren a la unidad hidrogeneradora en su conjunto (Saltos Máximos, Niveles de Vibración, Valores de Sobrecarga, etc.) [20]. Todas estas curvas de funcionamiento establecen límites que son celosamente vigilados, para no utilizar al generador en zonas donde se acorta su vida útil.

Lo que si varía, en centrales donde se poseen más de un generador, son la cantidad de horas de funcionamiento, el número de arranques, la temperatura de funcionamiento, la potencia y la energía entregada al sistema de cada unidad. Esto determina que las unidades pueden operarse diferentes; y en consecuencia, es importante saber que unidades han sido más utilizadas en el tiempo que llevan de funcionamiento.

Hay ciertos parámetros de funcionamiento que exigen más al sistema aislante de un generador que otros. Entre los más exigentes se encuentran: el número de ciclos de arranques y parada de cada unidad, temperaturas mayores a la clase térmica del sistema aislante y sobretensiones o fallas externas del sistema (cortocircuitos, rechazos de carga, etc.). Por lo tanto es muy importante registrar todos los eventos anómalos que solicitan al generador, ya sea fallas internas o externas del sistema, y demás particularidades que se observan en mantenimiento.

Una valiosa herramienta para diagnosticar el estado de un generador es por medio de la comparación con máquinas similares. La palabra similar no sólo se refiere a los valores de diseño, tipo de materiales y fabricante; sino también, a los parámetros de operación y funcionamiento que han solicitado al generador a lo largo de su vida en servicio.

4.2. Objetivo

Se definen los siguientes objetivos:

- Identificar las unidades hidrogenadoras que han sido mayormente exigidas en sus parámetros de operación y funcionamiento.
- Identificar las unidades hidrogenadoras que han presentado fallas en su sistema aislante o han sido expuestas a sollicitaciones externas del sistema.

4.3. Materiales y Métodos

Los parámetros que determinan las unidades que han sido más utilizadas o exigidas son: horas de marcha, número de arranques, potencia entregada, energía entregada y la temperatura de trabajo. Existe otro parámetro, relacionado con las fallas que ha presentado la unidad a lo largo de toda su historia, que se denomina “horas de parada forzadas”. A este último indicador hay que compararlo con los históricos de inspección y mantenimiento, para poder discernir entre fallas que comprometen al generador y las que son de otros sistemas externos al generador (turbina, interruptor, transformador, etc.). Además de los informes históricos de inspección y mantenimiento, se pueden detectar aquellas máquinas que han presentado procesos de fallas o problemas en su sistema aislante.

A continuación se detallan los análisis que se han realizado sobre los parámetros de operación obtenidos en las unidades hidrogenadoras de Salto Grande.

4.3.1. Años de Servicio y Horas de Funcionamiento.

Como se mencionó en el capítulo N°2, la Central Hidroeléctrica de Salto Grande posee catorce generadores distribuidos en dos salas de máquinas. Los primeros generadores comenzaron a producir energía los primeros meses de 1979, y los últimos unos pocos años después. Por lo tanto, no todos los generadores poseen los mismos años de servicio; y las horas de funcionamiento varían según su uso.

Análisis realizados:

- Se aplicó análisis descriptivo por medio de gráficos de histogramas para observar diferencias de años de servicio.
- Se graficaron las horas acumuladas de servicio en todos los años que llevan de funcionamiento, para observar las diferencias en el criterio de operación de cada unidad y la cantidad de horas totales de funcionamiento.

4.3.2. Número de arranques.

Si bien el arranque está relacionado con el inicio de marcha de un generador; no puede haber dos arranques consecutivos sin una parada en el medio. Por lo tanto, se define como “Número de Arranques” de un generador a la cantidad de ciclos de marcha y parada.

Es importante saber la cantidad total y los arranques anuales de cada unidad, ya que estos generan esfuerzos transitorios que intervienen directamente en el proceso de envejecimiento del generador. El aumento de carga en los arranques de los generadores hidráulicos es de unos pocos minutos, originando ciclos térmicos que tienden a producir la separación entre los conductores de cobre y el sistema aislante de la barra (los coeficientes de expansión térmica de ambos materiales no son similares). Además en los arranques, se producen fuerzas vibratorias del doble de la frecuencia nominal que tiende a disminuir una vez que el generador llega a la temperatura de trabajo (las bobinas se dilatan ajustándose al espacio de la ranura del hierro del estator) [15].

Análisis realizados:

- Se graficaron los arranques acumulados de cada generador para ver máximos, mínimos y sus tendencias en el tiempo.
- Se sumó el número de arranques de todas las unidades por año para observar la pendiente del número de arranques de las unidades en conjunto.

4.3.3. Potencia y Energía Entregada.

Otros de los parámetros que diferencian la operación de las unidades son la potencia de trabajo y la energía generada por año. La energía generada por año depende de la potencia de trabajo y de las horas de marcha de la unidad.

Análisis realizados:

- Se sumaron todas las horas de trabajo de un generador clasificadas en rangos de potencia, y con la gráfica de la suma horas por rango se identificaron a las unidades más exigidas en potencia de trabajo desde el año 1991 hasta el año 2012 (el histórico de potencia de trabajo es a partir de 1991).
- Se graficó la energía anual acumulada por año de todos los generadores para observar diferencias de trabajo en el tiempo de explotación, como ser: cantidad de energía entregada desde la puesta en servicio y la evolución de la energía entregada a través del tiempo.

4.3.4. Temperatura de trabajo del Generador.

A partir del año 2010 en la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, está en funcionamiento un sistema supervisor que registra todos los parámetros de operación de las unidades hidrogeneradoras. Gracias a este sistema, es posible procesar en forma más sencilla los datos de temperatura de los generadores: identificar zonas calientes, regímenes de carga, comparación entre unidades, etc.

Antiguamente la medición de temperatura se registraba en planillas de papel, dificultando análisis posteriores mencionados anteriormente (no se registraban todos los puntos de medición, las lecturas eran dos o tres veces por turno de guardia, y la información se guardaba en carpetas sin volcarlas a un archivo o tabla electrónica).

La medición de temperatura en el estator se realiza por medio de 30 termorresistencias. Las mismas se encuentran instaladas en seis zonas diferentes del estator, repartidas en diferentes ranuras para vigilar la temperatura del hierro y de las barras estatóricas de cada fase.

La figura 4.1 representa las ubicaciones de las termorresistencias en los generadores de Salto Grande. La temperatura máxima admisible que puede llegar el generador en cada punto de medida es de 120°C [20].

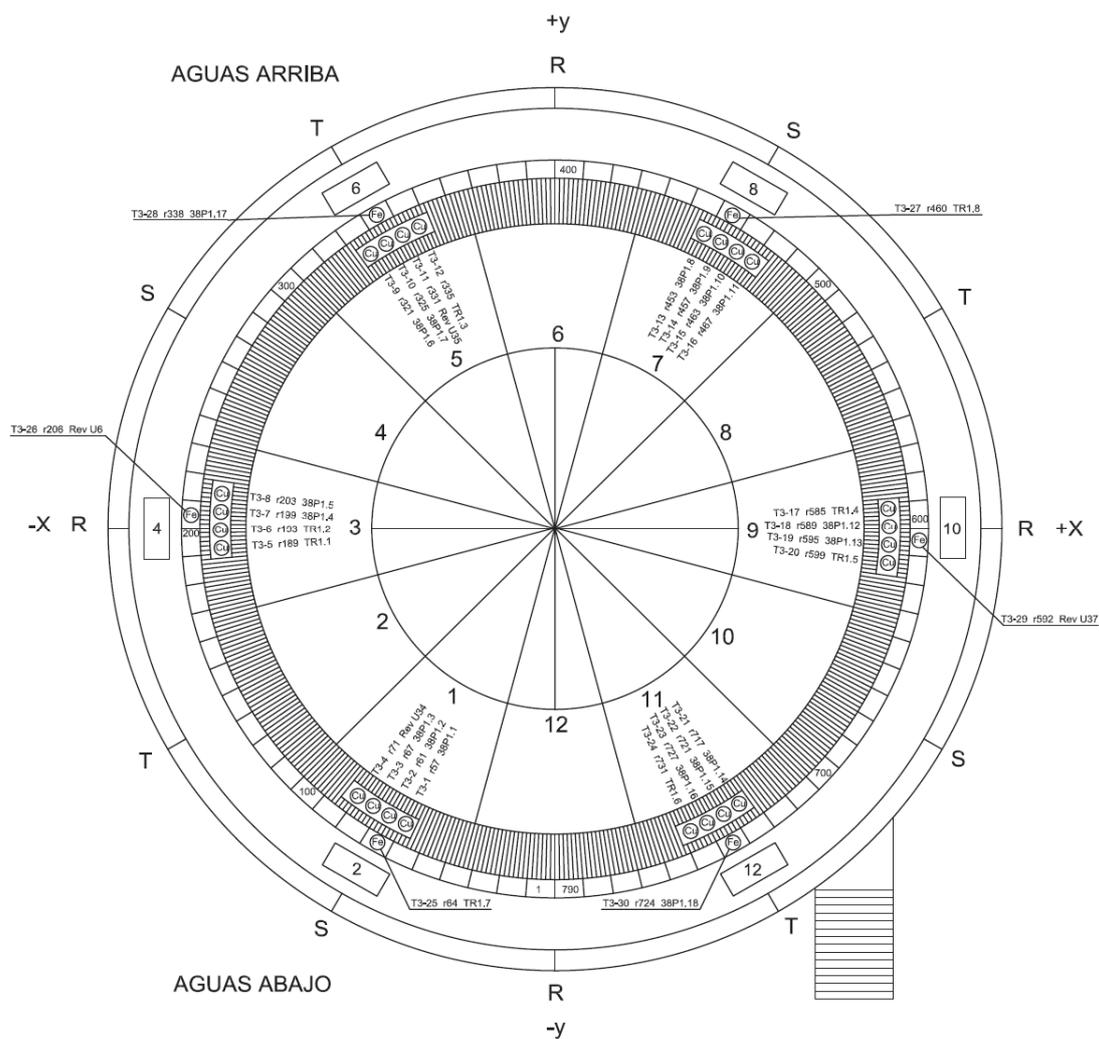


FIG. 4.1: ESQUEMA DE INSTALACIÓN DE TERMORRESISTENCIAS EN EL ESTATOR DEL GENERADOR

En la tabla 4.1 se especifica la ubicación, tipo y lugar de cada termorresistencia.

TABLA 4.1: LISTADO DE TERMORRESISTENCIAS EN EL ESTATOR DEL GENERADOR

<u>FASE</u>	<u>RANURA</u>	<u>TERMORRESISTENCIA</u>	<u>UBICACIÓN</u>	
S	57	Cobre [Cu]	T3-1	Entre las Barras
R	61	Cobre [Cu]	T3-2	Entre las Barras
S	67	Cobre [Cu]	T3-3	Entre las Barras
R	71	Cobre [Cu]	T3-4	Entre las Barras
R	189	Cobre [Cu]	T3-5	Entre las Barras
T	193	Cobre [Cu]	T3-6	Entre las Barras
R	199	Cobre [Cu]	T3-7	Entre las Barras
T	203	Cobre [Cu]	T3-8	Entre las Barras
T	321	Cobre [Cu]	T3-9	Entre las Barras
S	325	Cobre [Cu]	T3-10	Entre las Barras
T	331	Cobre [Cu]	T3-11	Entre las Barras
S	335	Cobre [Cu]	T3-12	Entre las Barras
S	453	Cobre [Cu]	T3-13	Entre las Barras
R	457	Cobre [Cu]	T3-14	Entre las Barras
S	463	Cobre [Cu]	T3-15	Entre las Barras
R	467	Cobre [Cu]	T3-16	Entre las Barras
R	585	Cobre [Cu]	T3-17	Entre las Barras
T	589	Cobre [Cu]	T3-18	Entre las Barras
R	595	Cobre [Cu]	T3-19	Entre las Barras
T	599	Cobre [Cu]	T3-20	Entre las Barras
T	717	Cobre [Cu]	T3-21	Entre las Barras
S	721	Cobre [Cu]	T3-22	Entre las Barras
T	727	Cobre [Cu]	T3-23	Entre las Barras
S	731	Cobre [Cu]	T3-24	Entre las Barras
Hierro	64	Cobre [Cu]	T3-25	En el fondo
Hierro	206	Cobre [Cu]	T3-26	En el fondo
Hierro	338	Cobre [Cu]	T3-27	En el fondo
Hierro	460	Cobre [Cu]	T3-28	En el fondo
Hierro	592	Cobre [Cu]	T3-29	En el fondo
Hierro	724	Cobre [Cu]	T3-30	En el fondo

Análisis realizados:

- Se evaluaron los gradientes térmicos de las unidades por medio de gráficos de temperatura en función de la potencia, en el periodo 2010 - 2012.
- Al promediar todas las termorresistencias de una unidad, se obtiene la temperatura del estator del generador. Con esta gráfica se evaluó cuales unidades poseen mayor temperatura de trabajo.

4.3.5. Horas de Parada Forzada.

Las horas de parada forzada son la suma de horas que la unidad hidrogeneradora salió fuera de servicio sin programación alguna. Los motivos de parada, pueden ser todas las fallas en los sistemas principales o secundarios que vigilan la unidad; como ser: cojinetes, sensores de medición, sistema de control, interruptor de generador, sistemas de protección, transformador elevador y el generador mismo.

Análisis realizados:

- Por medio de histogramas, se identificaron las unidades que poseen mayor número de horas de parada forzada.
- Al sumar todas las horas de parada forzada de las unidades en cada año, se obtiene las horas de indisponibilidad anuales de todos los generadores. Por medio de este gráfico es posible identificar los años en que se han producido las fallas más graves; para luego con el historial de cada equipo, discernir si la falla comprometió o exigió al sistema aislante.

4.4. Análisis

4.4.1. Años de Servicio y Horas de Funcionamiento.

En la figura 4.2 se representan los años de servicio de los generadores hasta la fecha de estudio (2012); y en la tabla 4.2 las fechas de puesta en servicio de cada unidad.

TABLA 4.2: FECHA DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS UNIDADES HIDROGENERADORAS

Unidad	Fecha
U01	12/02/1981
U02	07/04/1981
U03	10/06/1981
U04	18/08/1981
U05	25/11/1981
U06	23/03/1982
U07	04/08/1980
U08	17/04/1980
U09	24/10/1980
U10	08/01/1980
U11	10/11/1979
U12	12/07/1979
U13	29/06/1982
U14	14/12/1982

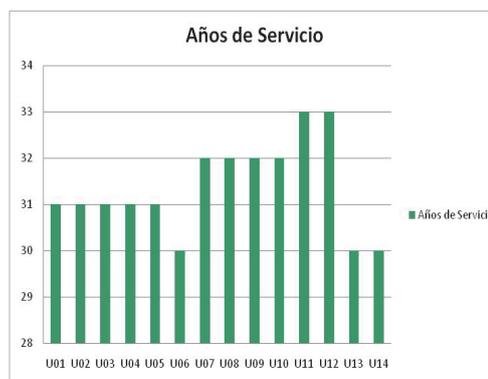


FIG 4.2: AÑOS DE SERVICIO DE LAS UNIDADES HIDROGENERADORAS HASTA EL AÑO 2012.

Se puede observar (figura 4.2) que el periodo entre el arranque de la primera unidad y la última es de tres años. La unidad U11 fue el primer generador que entró en servicio, el 10 de noviembre de 1979; y el último (unidad U14), arrancó el 14 de diciembre de 1982 (tabla 4.2).

Las horas de funcionamiento se programan, para coordinar las paradas de inspección y mantenimiento, de modo de realizar sólo dos unidades por año. Con esta programación, se logra un ciclo entre inspecciones de siete a ocho años; que es el tiempo recomendado por el fabricante y la experiencia propia en la explotación de la central [22].

En la figura 4.3, se representan las horas de funcionamiento hasta la fecha de estudio de los 14 generadores de Salto Grande.

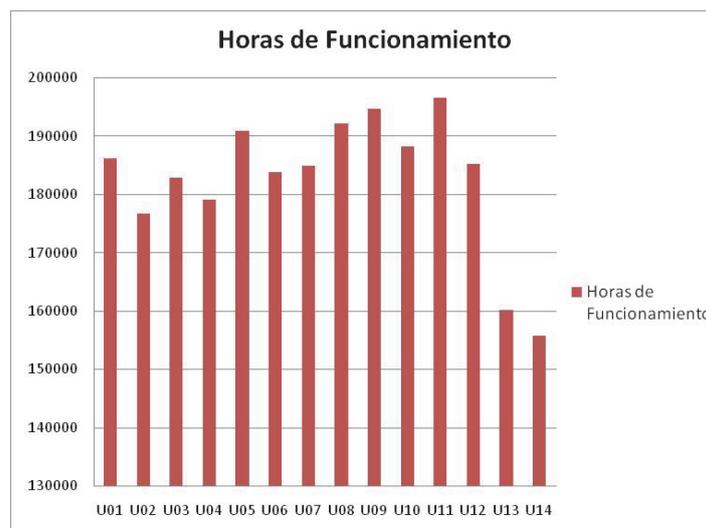


FIG. 4.3: HORAS DE FUNCIONAMIENTO DE CADA UNIDAD DESDE LA PUESTA EN SERVICIO HASTA EL AÑO 2012.

Las unidades U13 y U14 son las que menos horas de funcionamiento poseen. Las mismas están como última prioridad, por normas de funcionamiento internas de la empresa. El promedio de horas de todas las unidades es de 182681 horas, la unidad que posee más horas es la U11 con 196661 y la que posee menos horas es la U14 con 155779.

En la figura 4.4 se representan las horas de funcionamiento acumuladas por año.

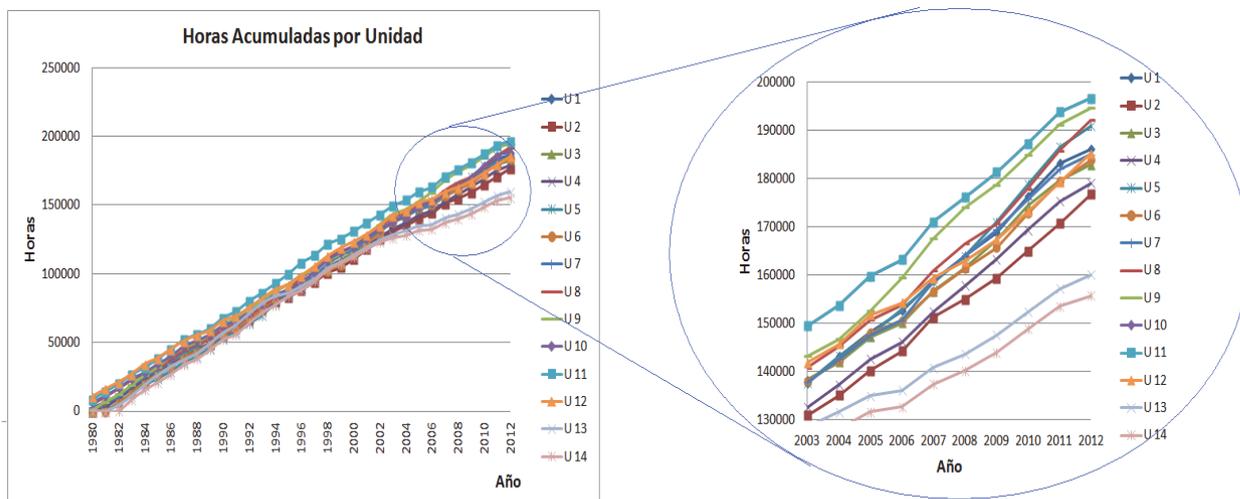


FIG. 4.4: HORAS DE FUNCIONAMIENTO ACUMULADAS DE CADA UNIDAD POR AÑO

Analizando el funcionamiento de las unidades año a año (figura 4.4) se observa, que las unidades poseen prácticamente la misma curva de horas de marcha anuales. Salvo la U13 y U14 (curva celeste y lila) que a partir del año 2002 disminuye las horas anuales de marcha.

4.4.2. Número de arranques.

En la figura 4.5 se representan el número de arranques acumulados por año de cada unidad generadora.

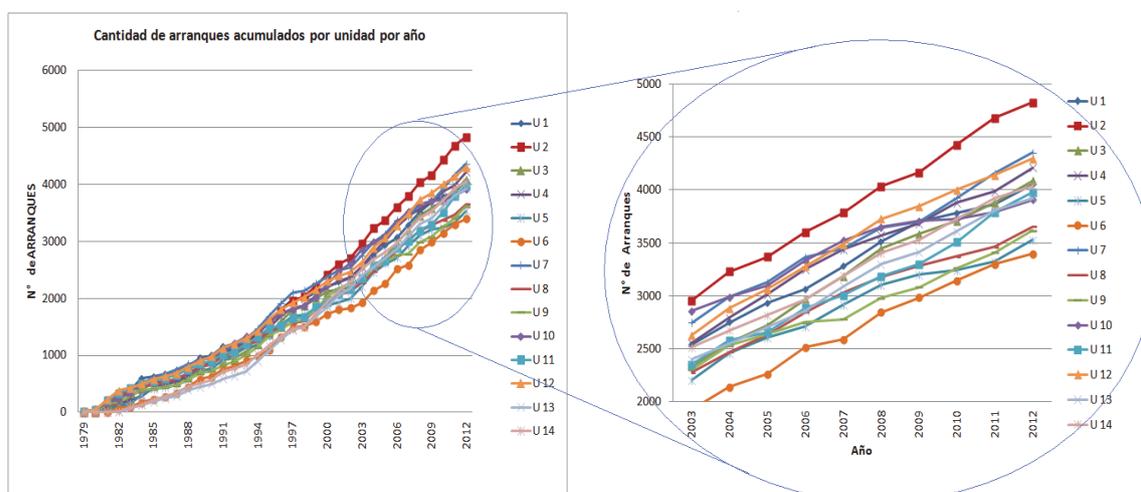


FIG. 4.5: CANTIDAD DE ARRANQUES ACUMULADOS EN CADA UNIDAD POR AÑO

La unidad que presenta mayor número de arranques es la U02 ($U02_{N^{\circ}ATR} = 4827$). La unidad que posee menor número es la U06 ($U06_{N^{\circ}ATR} = 3397$) (figura 4.5). El promedio total de números de arranques hasta el año 2012 es igual a 3992. Por lo tanto, si calculamos la diferencia entre el máximo y mínimo en base al promedio, nos determina que hay una diferencia de un 36% de maniobras entre ellos.

En la figura 4.6 se representa el promedio de arranques por año de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande (promedio anual de los 14 generadores).

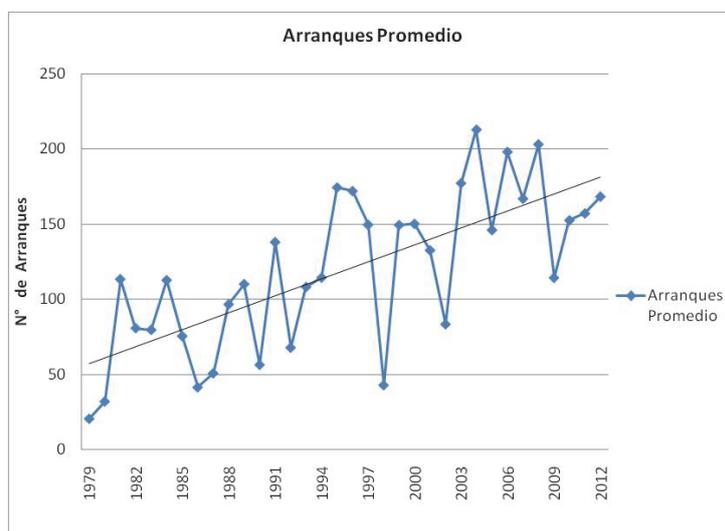


FIG. 4.6: ARRANQUES PROMEDIO DE TODAS LAS UNIDADES POR AÑO

En la figura 4.6 se observa que la cantidad de arranques promedio se ha incrementado desde la puesta en servicio de las unidades; situación no recomendada para bobinados estáticos con un cierto grado de envejecimiento.

4.4.3. Potencia y Energía Entregada.

En la figura 4.7 se representan las horas acumuladas de cada generador según su potencia entregada en el periodo de operación de 1991 a 2012.

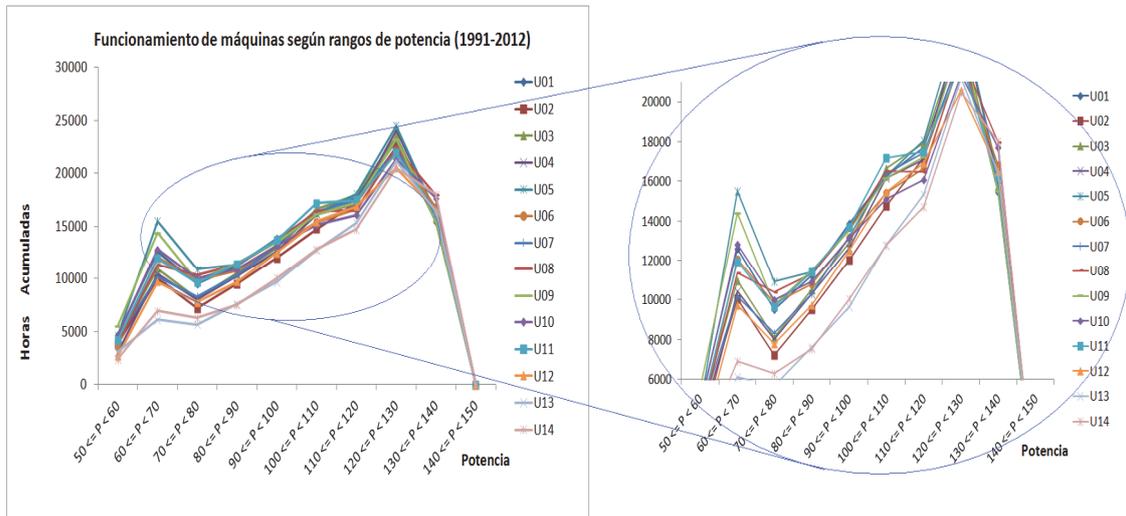


FIG. 4.7: HORAS DE SERVICIO POR RANGO DE POTENCIA DE TRABAJO.

De la gráfica de potencia (figura 4.7), se observó que la U13 y U14 son las que poseen menos horas funcionamiento en casi todos los rangos de potencia, el resto de las unidades, no presentan diferencias significativas en los diferentes rangos de operación.

En la figura 4.8 se representan la energía generada acumulada por año de los catorce generadores de la Central.

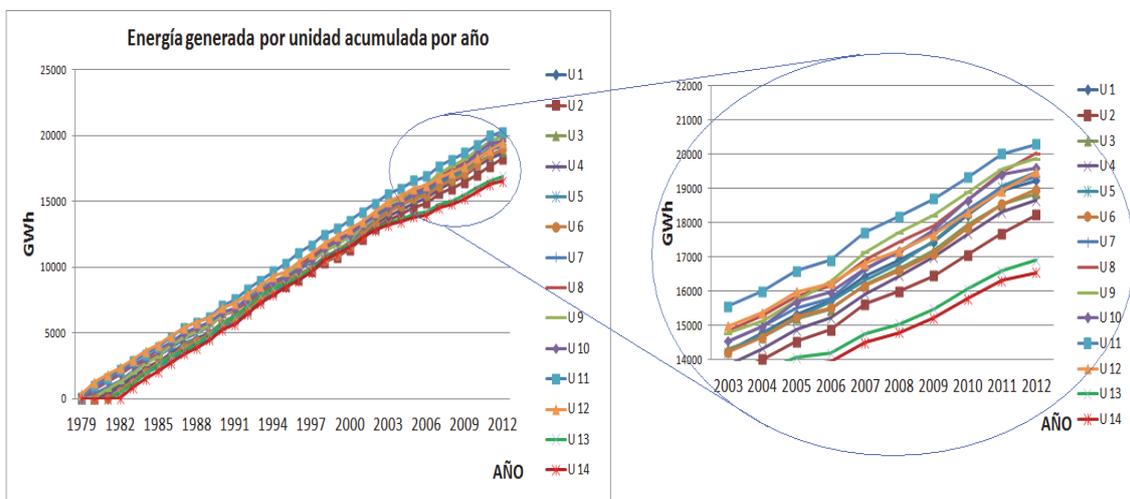


FIG. 4.8: ENERGÍA GENERADA ACUMULADA POR AÑO.

Se observa (figura 4.8) que poseen prácticamente la misma curva de energía generada anual, salvo la U13 y U14 que a partir del año 2002 disminuye su energía entregada. La unidad que ha entregado más energía es la U11, por ser la primera unidad en estar en servicio.

4.4.4. Temperatura de trabajo del Generador.

En las figuras 4.9 A, 4.9 B y 4.9 C se muestran las gráficas de temperaturas de trabajo de una unidad tipo en los años de servicios (2010, 2011 y 2012) con registros cada una hora. En dichos gráficos se observa la dispersión de las temperaturas medidas, como así también la potencia de trabajo de las unidades.

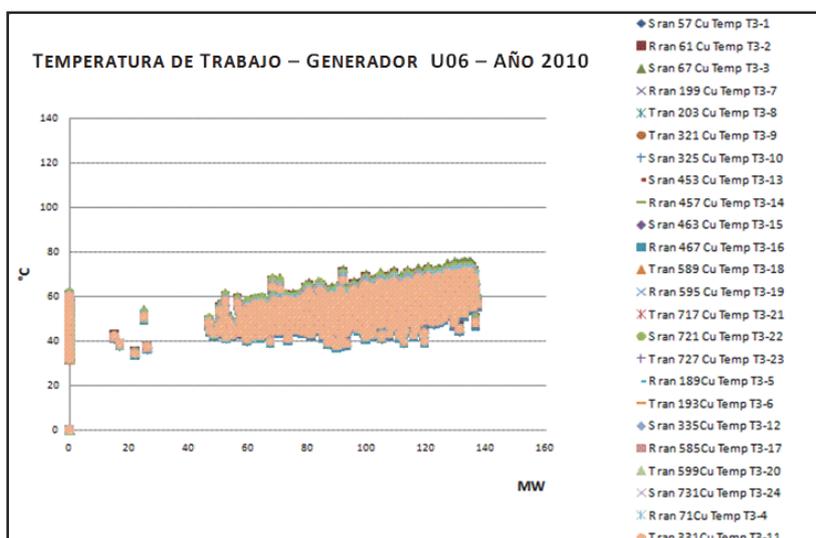


FIG. 4.9 A: TEMPERATURAS EN LAS BARRAS DEL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2010)

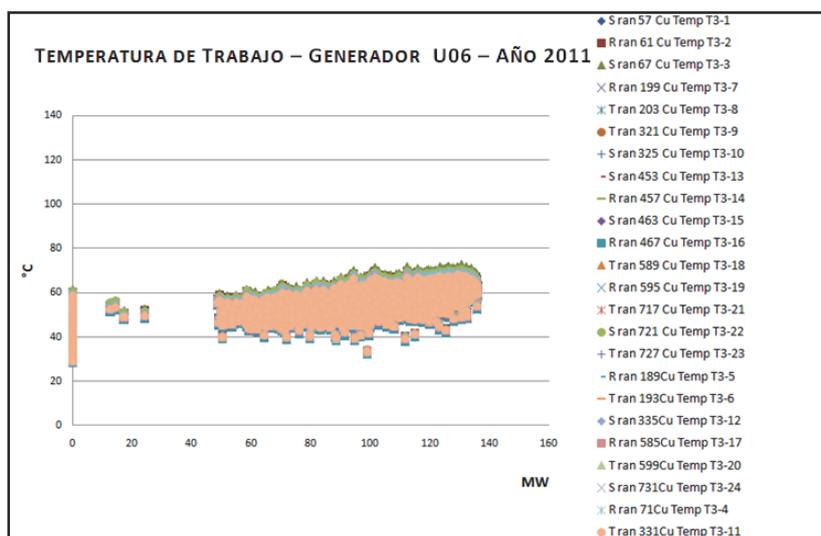


FIG. 4.9 B: TEMPERATURAS EN LAS BARRAS DEL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2011)

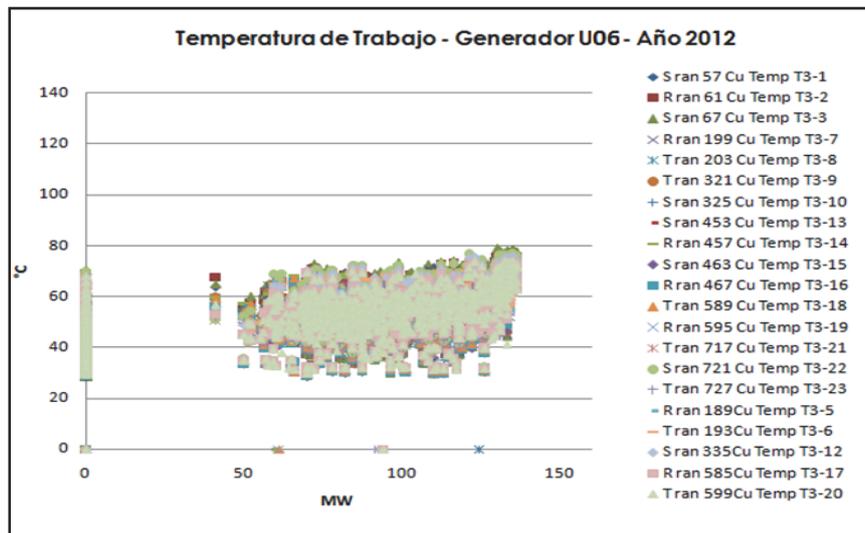


FIG. 4.9 C: TEMPERATURAS EN LAS BARRAS DEL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2012)

En el manual entregado por el fabricante del generador (Electrosila), se especifica el valor de 120°C (ver 4.3.4 del cap. 4) como temperatura límite a la que puede llegar cada punto de medida del bobinado estático [20].

Analizando a todas las unidades (ver anexos 4.A, 4.B y 4.C), se observó que ningún generador supera una temperatura de 80°C. Si bien hay termorresistencias que marcan valores altos, las mismas están dañadas, ya que registran temperaturas elevadas aun con la unidad detenida.

Por motivo de la diferencia de temperatura ambiente, se tienen varios puntos de temperatura a una misma potencia. Entonces, para observar zonas más calientes en los generadores, se promediaron las temperaturas por rango de potencia (rangos de 5 MW).

En las figuras 4.10 A, 4.10 B y 4.10 C se muestran las gráficas de temperaturas promedio de una unidad tipo en los años de servicios (2010, 2011 y 2012).

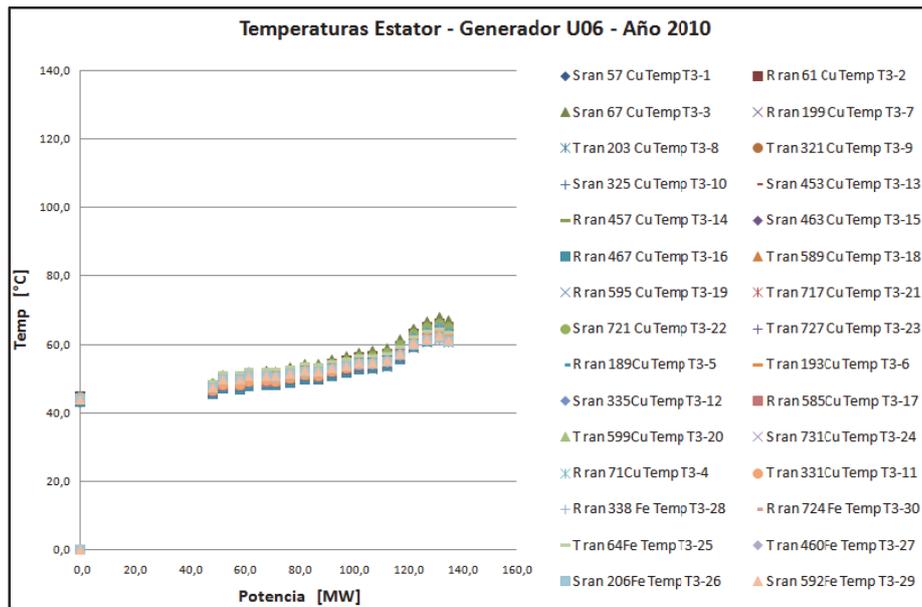


FIG. 4.10 A: TEMPERATURAS PROMEDIO EN EL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2010).

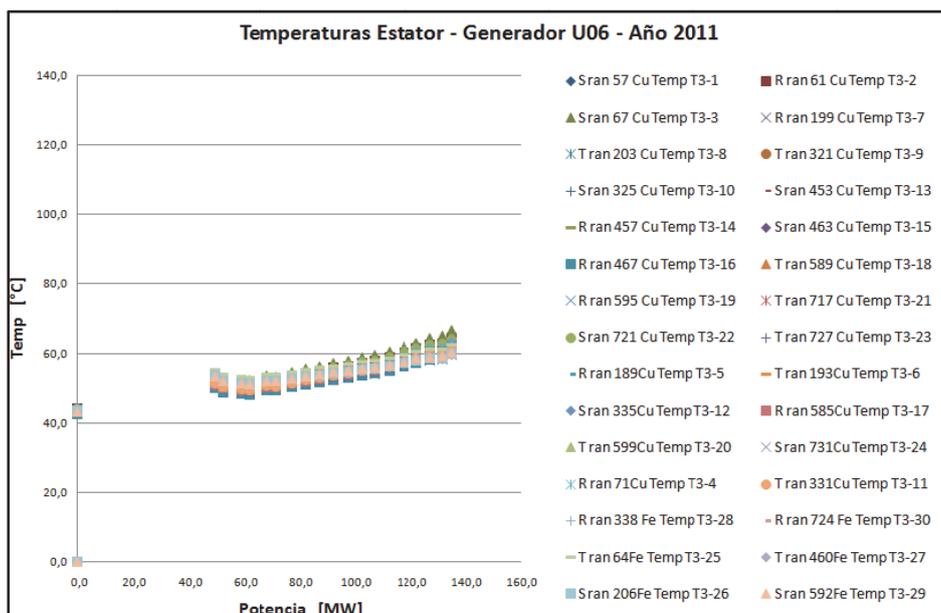


FIG. 4.10 B: TEMPERATURAS PROMEDIO EN EL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2011).

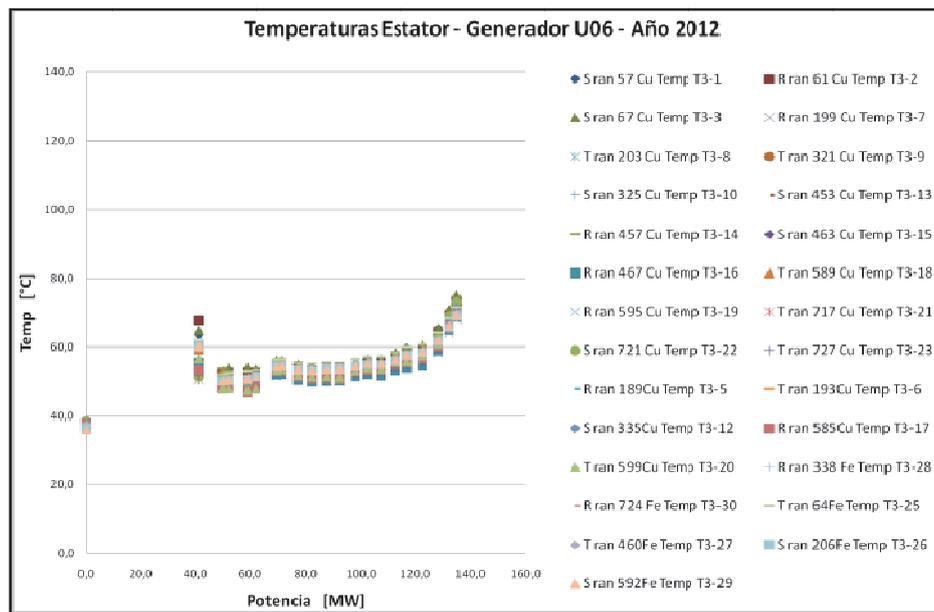


FIG. 4.10 C: TEMPERATURAS PROMEDIO EN EL GENERADOR U06 A CADA POTENCIA (AÑO 2012).

En dicho análisis (ver anexos 4.D, 4.E y 4.F), se puede observar que casi todas las zonas del generador poseen la misma temperatura y no hay zonas calientes fácilmente identificables.

Por medio de las gráficas de temperatura (figura 4.9 y 4.10) se pueden identificar las termorresistencias que están defectuosas o que su información es dudosa. Como ejemplo de termorresistencia defectuosa / dudosa, podemos mencionar: termorresistencia que siempre marcan la misma temperatura, termorresistencia que marcan elevadas temperatura aún con la unidad detenida o potencia cero y termorresistencia que presentan en todo el año una diferencia de más de 20°C con respecto a la de la ranura vecina.

En la tabla 4.3 se evaluaron las termorresistencias dudosas, para poder incluirlas o no en el análisis de temperatura promedio de las unidades.

TABLA 4.3: OBSERVACIONES DE REGISTROS DE TEMPERATURAS

Unidad	Termorresistencia	Observaciones	Causas
U01	R ran 71 T3-4	Temperaturas muy altas (aprox. 100°C)	No funciona correctamente
	S ran 335 T3-12	Curva de mayor temperatura en la unidad	
U02	R ran 71 T3-4	Curva de mayor temperatura en la unidad	
	S ran 335 T3-12		
U03	R ran 189 T3-5	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	S ran 335 T3-12		
	R ran 71 T3-4	Curva de mayor temperatura en la unidad	
	T ran 193 T3-6	Curvas con valores muy bajos de temperatura	
U04	Todas están en el mismo orden, no se observan diferencias entre termorresistencia.		
U05	R ran 724 T3-30	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
U06	Todas están en el mismo orden, no se observan diferencias entre termorresistencia.		
U07	R ran 71 T3-4	A veces registra temperaturas muy altas (aprox. 100°C)	No funciona correctamente
	R ran 189 T3-5	Curvas de mayor temperatura en la unidad	Hay mucha dispersión entre las curvas.
	T ran 193 T3-6		
	S ran 453 T3-12		
	R ran 724 T3-30	Temperatura elevada a la media	
U08	Todas están en el mismo orden, no se observan diferencias entre termorresistencia.		
U09	S ran 335 T3-12	Curva de mayor temperatura en la unidad	
U10	S ran 463 T3-15	Curvas con valores muy bajos de temperatura	
	R ran 189 T3-5	Curvas de mayor temperatura en la unidad	
	S ran 335 T3-12		
U11	R ran 71 T3-4	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	S ran 335 T3-12	Curva de mayor temperatura en la unidad	
U12	T ran 193 T3-6	Curva de mayor temperatura en la unidad	
	S ran 325 T3-10	A veces registra temperaturas muy altas (aprox. 100°C)	No funciona correctamente
	R ran 338 T3-28	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	R ran 724 T3-30	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	S ran 335 T3-12	Curva de mayor temperatura en la unidad	
	R ran 189 T3-5	A veces registra temperaturas altas (aprox. 90 °C)	
U13	S ran 453 T3-13	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	S ran 463 T3-15	Temperatura constante en 45°C	No funciona correctamente
	T ran 193 T3-6	Temperatura menores a la media en la unidad	
U14	Todas están en el mismo orden, no se observan diferencias entre termorresistencia.		

En las figuras 4.11 A, 4.11 B y 4.11 C se graficó el promedio de temperatura de trabajo del estator de cada generador, considerando a todas las termorresistencia del generador para dar una sola curva por unidad.

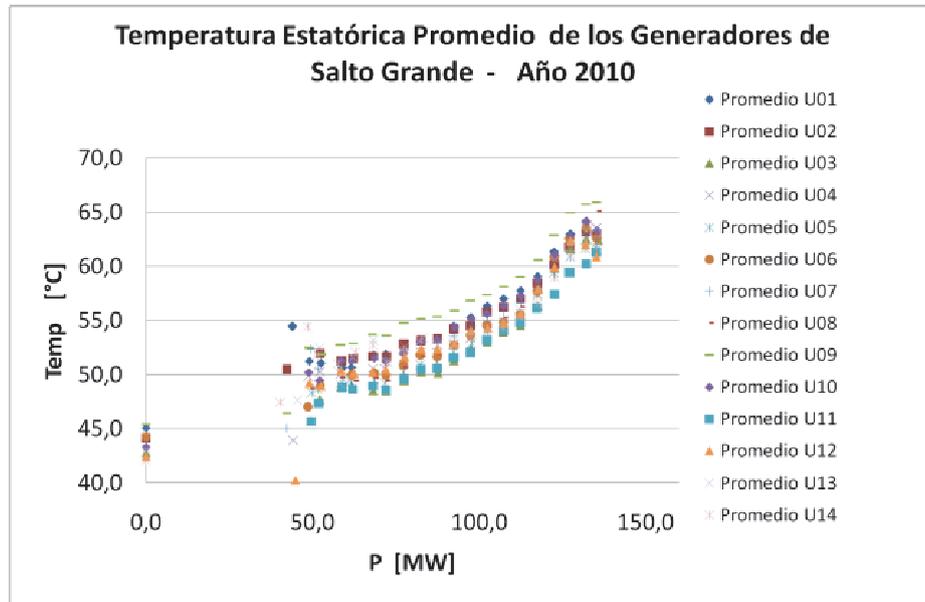


FIG. 4.11 A: TEMPERATURA ESTATÓRICA PROMEDIO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS GENERADORES SG (AÑO 2010).

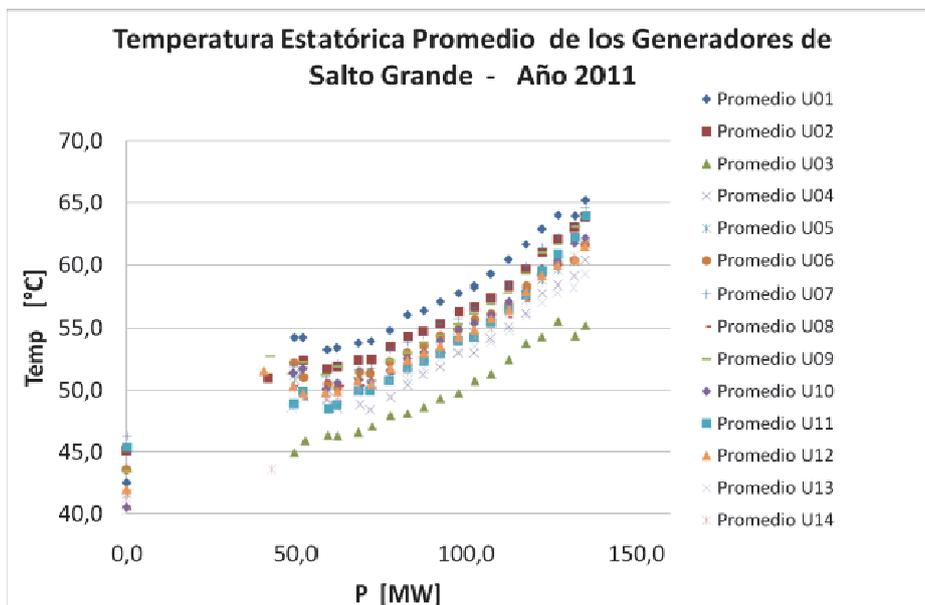


FIG. 4.11 B: TEMPERATURA ESTATÓRICA PROMEDIO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS GENERADORES SG (AÑO 2011).

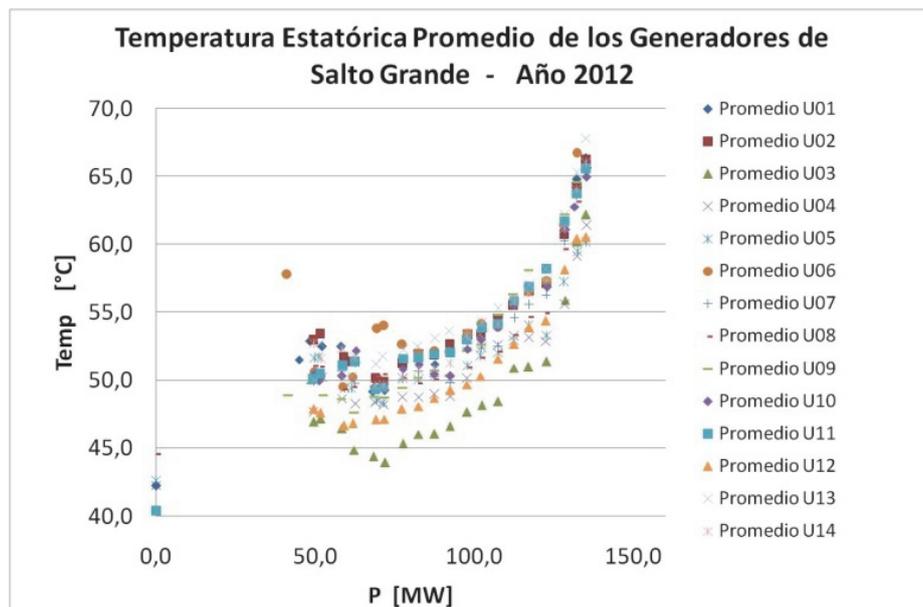


FIG. 4.11 C: TEMPERATURA ESTATÓRICA PROMEDIO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS GENERADORES SG (AÑO 2012).

En las figuras 4.11 no se observa ninguna unidad que presente una curva significativamente diferente, todas son similares en el rango de valores, tanto para el año 2010, 2011 y 2012. La diferencia de temperatura entre las curvas superiores e inferiores son: 5°C para el año 2010 y 10°C para los años 2011 y 2012.

4.4.5. Horas de Parada Forzada.

En la figura 4.12 se representan las horas de parada forzada de todos los generadores desde su puesta en servicio (período 1979 – 2012).



FIG. 4.12: HORAS TOTALES DE PARADA FORZADA EN LAS UNIDADES SG.

Las unidades que presentaron mayor número de horas de parada forzadas son: U03, U08 y U10 (figura 4.12). El generador U03, en el año 1996, tuvo cortocircuito a tierra en el bobinado estatórico; el origen del cortocircuito fue una sobretensión producto de una falla en el banco de transformadores. Al generador U08, en el año 1985, se le repararon zonas con efecto corona en las cabezas de bobina. Y el generador U10, en el año 1980, presentó una falla en las cabezas de bobina producto de una soldadura de barra incorrecta.

En la figura 4.13 se graficaron las horas anuales de parada forzada de toda las unidades en conjunto (período 1979 – 2012).

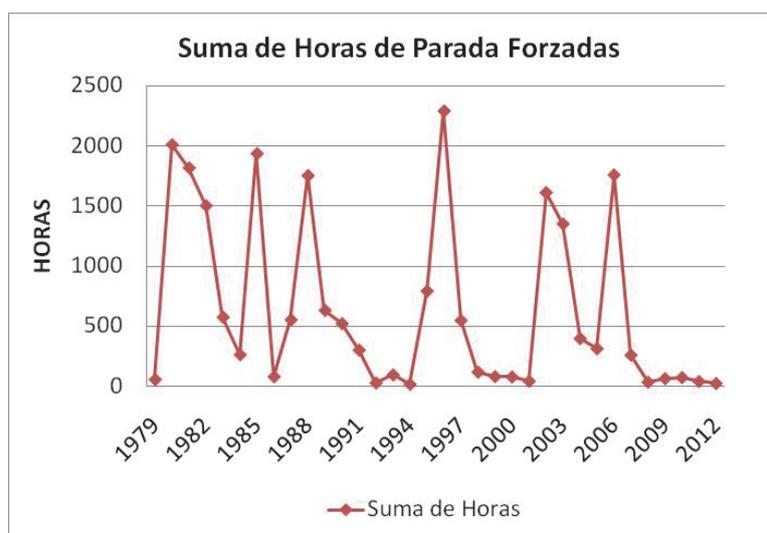


FIG. 4.13: HORAS TOTALES DE PARADA FORZADA DEL CONJUNTO DE UNIDADES POR AÑO.

Evaluando las horas anuales de parada forzada (figura 4.13) se puede observar que hubo varios máximos en donde la indisponibilidad forzada supera las 1000 horas. Visto que las horas de parada forzada involucran a todos los sistemas de una unidad hidrogenadora, en la tabla 4.4 se detallan los motivos de dicha indisponibilidad.

TABLA 4.4: MOTIVO DE LOS MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDAD.

Año	Horas	Detalle
1980	2006	La U10 presenta 1785 horas de parada, problemas en las cabezas de bobina del generador
1981	1813	La U03 presenta 889 horas de parada. La parada es por inspección
1982	1499	La U02, U03, U05, U06 y U13 presentan alrededor de 200 horas de parada
1985	1932	La U08 presenta 1580 horas de parada, La parada es por inspección de garantía (se observa presencia de efecto corona).
1988	1749	La U02 presenta 824 horas de parada. La parada es por inspección
1996	2287	La U03 presenta 1339 horas de parada, falla a tierra en barras producto de una falla en el Transformador Elevador
2002	1607	La U11 y U12 presentan alrededor de 700 horas de parada, se cambio el Transformador Elevador por actuación Rele Bulchholz
2003	1347	La U08 presenta 900 horas de parada, rotura de cable de realimentación.
2006	1755	Las U01 presenta 700 horas parada y las U07 y U08 alrededor de 350. La U01, U07 y U08 problemas en el interruptor Principal de Generador

En el año 1987, el generador U13, sufrió un cortocircuito a tierra en la fase S del bobinado estático. Dicha falla no se encuentra reflejada en las horas de parada forzada porque se produjo durante los ensayos de alta tensión cuando estaba en mantenimiento programado.

Por lo tanto, los generadores que han tenido fallas en su sistema de aislamiento son: U03, U08, U10 y U13. En las demás unidades, las horas de indisponibilidad se dan por otros motivos (tabla 4.4). Cabe aclarar, que si bien la U04 no sufrió consecuencias producto de la falla en el banco de transformadores que comparte con la U03, el generador tuvo que soportar las solicitaciones de cortocircuito producidas en dicho evento.

4.5. Conclusiones

En base a los análisis previos, se ha concluido lo siguiente:

- Entre los parámetros analizados (años, horas, arranques, potencia, energía y temperatura), el único que presenta diferencia significativa entre los generadores es el número de arranques. Los generadores U13 y U14 son excepciones, ya que poseen restricciones de operación y por tanto muestran diferencias en las horas de marcha y energía suministrada.

- Ninguna termorresistencia ha superado los límites admisibles establecidos por la clase térmica del sistema aislante.
- La unidad que presenta mayor número de arranques totales y mayor número de arranques anuales es la U02.
- Los generadores con más años de servicio tienen 33 años (U11 y U12). Existe una diferencia de 3 años de años entre las unidades más antiguas y las más modernas (U13 y U14).
- Los generadores que han presentado fallas en su sistema aislante son los generadores: U03, U08, U10 y U13. El generador U04 sufrió solicitaciones de cortocircuito cuando hubo una falla en su transformador elevador compartido con el U03.

En la tabla 4.5 se presenta un resumen para cada unidad con las observaciones y conclusiones del presente capítulo.

TABLA 4.5: OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES DEL CAP. N°4.

Generador	Años	Horas	N° de Arranque	Potencia y Energía	Temperatura de Trabajo	Falla en el Sist Aislante	Grado de Exigencia en los Años de Operación
U01							
U02			Mayor N° de Arranque				ALTO
U03						Cortocircuito a Tierra	ALTO
U04						Solicitaciones de Cortocircuito	ALTO
U05							
U06	Menor Años de Servicio (30)		Menor N° de Arranque				BAJO
U07							
U08						Efecto Corona en Cabezas de	ALTO
U09							
U10						Falla en soldadura de	ALTO
U11	Mayor Años de Servicio (33)						
U12	Mayor Años de Servicio (33)						
U13	Menor Años de Servicio (30)	Menor Horas de Servicio		Menor Energía Suministrada		Cortocircuito a Tierra	ALTO
U14	Menor Años de Servicio (30)	Menor Horas de Servicio		Menor Energía Suministrada			BAJO

5. DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS ELECTRICOS PARA EVALUAR EL ESTADO DEL SISTEMA AISLANTE EN LOS GENERADORES

5.1. Introducción

Como se mencionó en el capítulo anterior (4.4.1 del cap. N° 4), a cada unidad generadora se le realiza un mantenimiento programado después de un determinado tiempo de operación. El periodo entre mantenimientos es de 7 u 8 años, dependiendo de las horas de operación y de la disponibilidad del sistema [30] [22].

Luego de terminados todos los trabajos de inspección y mantenimiento, hay que normalizar la unidad para su puesta en servicio. Pero antes de la energización del generador, hay que realizar ciertos ensayos eléctricos para verificar el correcto estado del mismo [7] [9]. Estos ensayos eléctricos no sólo dan confianza al momento de aplicar tensión, sino que permiten diagnosticar el envejecimiento del sistema aislante.

Los ensayos eléctricos que se realizan son: Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización, Rigidez Dieléctrica o Alta Tensión Aplicada, Descargas Parciales Fuera de Servicio y Medición de Capacitancia y Tangente Delta.

La cantidad de ensayos existentes por unidad depende de varios factores: el número de mantenimientos programados por unidad, disponibilidad de equipos de medición, el cuidado del historial de ensayos realizados y la valoración de los encargados del mantenimiento para realizar o contratar los ensayos (costos, importancia, registro, tiempos, etc.).

Los ensayos dieléctricos miden diferentes magnitudes del sistema aislante, los cuales se comparan con valores límites recomendados y/o valores de referencia. Dichos límites, permiten diagnosticar un estado o detectar una situación potencialmente peligrosa. Otra forma de utilizar los valores de los ensayos, es por medio de comparaciones. De esta forma, comparando con el histórico de datos del propio generador se pueden obtener tendencias, valores medios y rango de variabilidad. Además, con estos estadísticos se pueden comparar generadores semejantes y así observar cuales están fuera de la media.

5.2. *Objetivo*

Si bien hay ensayos muy relacionados con el envejecimiento, hay que analizar todos los ensayos eléctricos, para detectar problemas en el sistema aislante del generador.

En consecuencia, se definen los siguientes objetivos:

- Construir un marco teórico con los conceptos fundamentales de cada ensayo eléctrico, el cual servirá como referencia para análisis posteriores.
- Identificar los ensayos más representativos del proceso de envejecimiento del sistema aislante, que junto con sus valores límites permitan lograr un diagnóstico del estado de los generadores.

5.3. *Marco Teórico*

5.3.1. *Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización*

Se realiza este ensayo antes de energizar un equipo eléctrico. El mismo garantiza que el aislamiento será capaz de soportar tensiones sin grandes corrientes de pérdidas; cuidando así, de no provocar un daño mayor en caso de tener alguna falla en el sistema aislante [26].

5.3.1.1. *Definiciones*

- **Resistencia de Aislamiento**

Es el cociente entre la tensión continua aplicada a través del sistema aislante “ E ” y la corriente total resultante medida al mismo tiempo “ I_T ”.

$$R_A = \frac{E}{I_T}$$

La corriente a través del sistema aislante no es constante en el tiempo; por tanto, se puede modelar por medio de una corriente total (I_T), la cual está compuesta por la suma de cuatro corrientes diferentes. Las corrientes que forman (I_T) son: corriente superficial de fuga (I_L), corriente capacitiva geométrica (I_C), corriente de conducción (I_G) y corriente de absorción (I_A) [2] [3] [8].

En la figura 5.1 se muestra circuito equivalente para las diferentes corrientes en una prueba de resistencia de aislamiento.

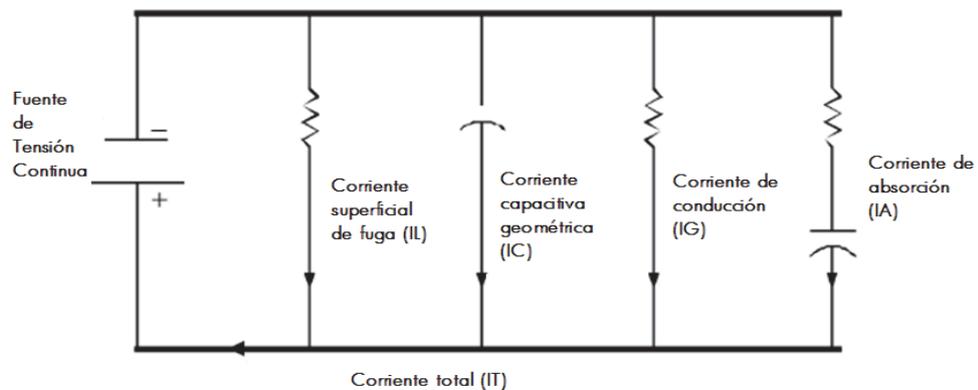


FIG. 5.1: CIRCUITO EQUIVALENTE MOSTRANDO LAS CUATRO CORRIENTES EN UN ENSAYO DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Cada una de estas cuatro corrientes poseen características distintas para llegar a su régimen estable, ya sea por su naturaleza o por la propia constante de tiempo.

En la figura 5.2, se representan las variaciones de intensidad en función del tiempo de las tres corrientes modeladas (I_L , I_C y I_A) junto con la corriente total (I_T); la corriente de conducción (I_G) no se muestra, ya que es pequeña y de característica similar a la corriente superficial de fuga. En dicho gráfico, se observa los tiempos que demoran cada una de las corrientes en extinguirse o establecerse en sus valores nominales [2].

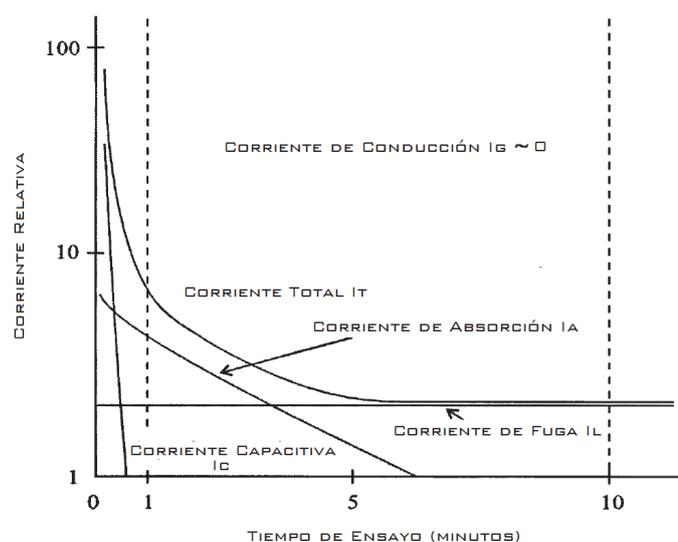


FIG. 5.2: CURVAS QUE MUESTRAN LAS COMPONENTES DE CORRIENTES MEDIDAS DURANTE UN ENSAYO DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO [2].

▪ **Relación de Absorción Dieléctrica (RAD):**

Es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a los 60 seg. y la medida a los 30 seg., de aplicada al espécimen la tensión continua “E” [3].

$$RAD = \frac{R_A(60 \text{ seg})}{R_A(30 \text{ seg})}$$

Normalmente en aislamientos de máquinas rotantes (limpias y secas), la resistencia de aislamiento entre los 30 segundos y los primeros minutos está determinada por la corriente de absorción dieléctrica (la corriente capacitiva geométrica se extinguió). Por lo tanto, la relación **RAD** evidencia el comportamiento de polarización molecular y el desplazamiento de electrones [2].

▪ **Índice de Polarización (IP):**

Es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a los 10 min., y la medida al minuto (1 min.), de aplicada al espécimen la tensión continua “E”.

$$IP = \frac{R_A(10 \text{ min})}{R_A(1 \text{ min})}$$

En la figura 5.2 se representaron las variaciones de intensidad en función del tiempo. La corriente superficial de fuga (IL) posee característica similar a la corriente de conducción (IG), pero es influenciada por la humedad y la suciedad presente en el aislamiento. La corriente de conducción (IG) no se muestra en la fig. 5.2 porque es pequeña.

Las demás corrientes (IC y IA) poseen constantes de tiempo para su extinción, de uno pocos segundos para IC y de algunos minutos para IA [2]. Por lo tanto, índice de polarización refleja la relación entre la corriente superficial de fuga (IL) y la suma de corrientes al minuto de iniciado el ensayo (IA+IL). Si la corriente superficial de fuga es mucho mayor a la corriente de absorción, la relación será cercana a la unidad.

5.3.1.2. Ensayos e Interpretación de los Resultados

▪ Ensayo de Medición Única

Consiste en realizar una lectura de la resistencia de aislamiento a los 60 segundos de aplicada la tensión continua de ensayo “E” [3]. Al mismo tiempo se mide la temperatura del aislamiento, en varios puntos, de manera de obtener un valor representativo de dicha temperatura. Al valor de la resistencia obtenido, se lo corrige a la temperatura de referencia; para poder así, compararse con valores especificados por las normas internacionales o locales. Esta comparación es el criterio básico para diagnosticar el estado del aislamiento de un equipamiento.

En la tabla siguiente se muestran los valores mínimos de aceptación para los sistemas aislantes [2].

TABLA 5.1: VALORES MÍNIMOS RECOMENDADOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 40 ° C (TODOS LOS VALORES EN MΩ) [2]

Resistencia de Aislamiento Mínima	Equipo bajo ensayo
$R_{A(1min)} = kV + 1$	Para bobinados confeccionados antes de 1970, bobinados de campo y otros no descritos en la tabla.
$R_{A(1min)} = 100$	Para otros inducidos de CC y bobinados de CA construidos después de 1970.
$R_{A(1min)} = 5$	Para el resto de las máquinas con valores nominales menores a 1 kV, bobinados en forma aleatoria o con bobinas preformadas.

Observaciones:

1. $R_{A(1min)}$ es la resistencia de aislamiento mínima recomendada (en MΩ), con el bobinado a 40 °C.
2. kV es el valor de tensión de línea en terminales de la máquina.

Además, el valor medido no deberá mostrar una marcada tendencia decreciente frente a valores tomados con anterioridad y bajo condiciones similares.

Asimismo, el fabricante del generador da valores de referencia en base a su experiencia constructiva [20]. Para el caso de los generadores de Salto Grande, la resistencia mínima de aislamiento a los 60 seg. y una temperatura de 75°C es de 5,52 Mohm y se calcula por la siguiente ecuación:

$$R_{A(1\text{min})} = \frac{U}{1000 + 0,01 \cdot P} \quad [M\Omega]$$

Donde:

U = Tensión nominal del hidrogenerador en Volt

P = Potencia nominal del hidrogenerador en KVA

▪ **Ensayo de Absorción Dieléctrica e Índice de Polarización**

El ensayo consiste en aplicar una tensión continua de ensayo “E” al equipo a evaluar y se mide la resistencia de aislamiento cada 10 seg. desde el instante inicial, hasta complementar el primer minuto y luego cada un minuto hasta completar los 10 minutos de ensayo [3].

Los valores obtenidos se grafican en función del tiempo, y se calcula la relación de absorción dieléctrica RAD y el IP. Ambas relaciones clasifican el estado del sistema aislante, según lo establece la siguiente tabla [3]:

TABLA 5.2: ESTADO PRESUNTO DEL AISLAMIENTO EN FUNCION DE RAD E IP.

Relación de absorción dieléctrica “RAD”	Índice de Polarización “IP”	Clasificación del estado del aislamiento (*)
RAD < 1,1	IP < 1 (**)	“Peligroso” (**)
1,1 ≤ RAD < 1,25	IP < 1,5	“Cuestionable”
1,25 ≤ RAD < 1,4	1,5 ≤ IP < 2	“Aceptable”
1,4 ≤ RAD < 1,6	2 ≤ IP < 3	“Bueno”
1,6 ≤ RAD	3 ≤ IP < 4	“Muy bueno”
	4 ≤ IP	“Excelente”

(*) Los valores indicados se consideran relativos y sujeto a la experiencia que se obtenga aplicando este método a períodos prolongados (cinco años o más).

(**) Se considera que un IP < 1 es inaceptable y la puesta en servicio del equipamiento entraña un inminente riesgo de falla.

Igual que con la resistencia de aislamiento a los 60 seg., el fabricante del equipo recomienda que la relación de absorción dieléctrica (RAD) a una temperatura entre 10° a 30°C no deberá ser menor a 1,3 [20].

▪ **Corrección por Temperatura**

El valor de la resistencia de aislamiento para cualquier sistema dado, en cualquier instante del tiempo, varía inversamente con la temperatura del devanado [2]. Por lo tanto, para poder comparar los valores de resistencia de aislamiento medidos en un equipamiento, es necesario referenciarlos a la misma temperatura.

En las normativas publicadas [2] [3], existen formulas aproximadas y tablas de corrección por temperatura. También se especifica en los manuales de mantenimiento del generador, provistos por el fabricante, la metodología de corrección y los valores del factor de corrección por temperatura “ Kt ” [20].

La corrección de temperatura, se realiza dividiendo el valor de medición de resistencia de aislamiento, a una temperatura dada, por el factor de corrección de temperatura Kt (tabla 5.3 y fig.5.3).

TABLA 5.3: FACTOR DE CORRECCIÓN DE TEMPERATURA Kt [20].

t °C	75	70	60	50	40	30	20	10
Kt	1,0	1,2	1,8	2,6	3,9	5,5	8,5	12

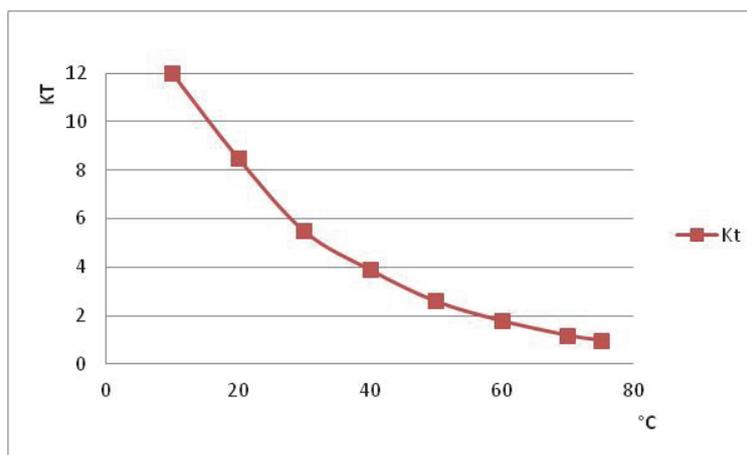


FIG. 5.3: FACTOR DE CORRECCIÓN DE TEMPERATURA Kt [20].

En las ecuaciones siguientes, se muestra como se corrigen los límites establecidos por las normas a una temperatura de 75 °C.

$$R_{A(1 \text{ min})@75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_{A(1 \text{ min})@^{\circ}\text{C}}}{kt}$$

$$R_{A(1 \text{ min})@75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_{A(1 \text{ min})@40^{\circ}\text{C}}}{3,9} = \frac{100}{3,9} = 25,64 \text{ M}\Omega$$

5.3.1.3. Límites Adoptados

Como mencionamos anteriormente, los valores de resistencia de aislamiento dependen de varios factores: temperatura, humedad en el bobinado, y de la contaminación superficial del mismo (aceite, carbón, polvo, etc.). Para considerar que el equipamiento posee un estado “Aceptable” en su aislamiento, deben superar los valores recomendados por el fabricante [20] y los establecidos en las normas internacionales [2] [3] (ver 5.3.1.2 del presente capítulo).

Si bien la norma “IEEE Std. 43-2000” especifica los límites a una temperatura de 40 °C, en los análisis realizados en la presente tesis se referenciaron todas las mediciones a una temperatura de 75 °C. El motivo de trabajar con esta temperatura, es porque se consideran los factores de corrección establecidos en el manual del generador (tabla 5.3 y figura 5.3).

Dichos valores límites son:

- $R_{A(1min)} \geq 25.64 \text{ M}\Omega$ a 75°C
- $RAD \geq 1.25$
- $IP \geq 2$

5.3.2. Ensayos de Alta Tensión Aplicada (HIPOT)

Este ensayo se realiza en mantenimiento programado, luego de haber culminado todos los trabajos; y nos permite garantizar que el sistema aislante está en buenas condiciones y es capaz de soportar las sollicitaciones de servicio [27].

5.3.2.1. Alta Tensión Aplicada - Corriente Continua (A.T. C.C.)

▪ Definición

El objetivo del ensayo es que el generador pueda soportar durante un minuto una alta tensión, sin presentar descargas y ruptura del aislamiento. Se toman las lecturas de corriente de fuga en cada escalón de tensión y la misma no debe presentar grandes variaciones entre escalones de tensión ni diferencias entre fases [1].

Este ensayo somete al aislamiento a una tensión por encima de la nominal de la máquina, asegurando que sea capaz de soportar las sollicitaciones de servicio y las extraordinarias del sistema (apertura de cargas, transitorios del sistema, etc...) [28].

La prueba de alto potencial se puede realizar con corriente continua (C.C.) o con corriente alterna (C.A.). Se recomienda esta última por que somete al aislamiento a un esfuerzo más real respecto a la operación del generador y es más sensible que la corriente directa a defectos serios del aislamiento. El inconveniente con la prueba con C.A. es que se requieren equipos de prueba de alta capacidad, especialmente en máquinas grandes. Por esta razón, generalmente esta prueba se realiza con corriente continua.

Los valores de tensión de ensayo a frecuencia industrial recomendados para esta prueba son los siguientes:

En fábrica: $U_E = (2E_n + 1) \text{ kV}$

Puesta en servicio: $U_E = 0.85 (2E_n + 1) \text{ kV}$

En mantenimiento: $U_E = 1.25 \dots 1.5 E_n \text{ kV}$

Donde:

E_n = La tensión nominal de línea del generador en kV.

Si se quiere probar con corriente continua, se deben multiplicar los valores anteriores por el factor igual a 1.7 [26] [27].

▪ **Interpretación**

La corriente continua medida en el momento de la prueba puede dar alguna indicación cualitativa de la condición del aislante, al igual que los ensayos de Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización. Por ejemplo, si la corriente en función de la tensión continua se incrementa en los últimos años, es una indicación de que la resistencia de aislamiento está disminuyendo, o que el bobinado posee mayor humedad o contaminación.

En el manual de mantenimiento del generador [20], se presenta una tabla con los valores máximos de corriente de pérdida, para una temperatura del devanado de +10 a +30°C (tabla 5.4).

TABLA 5.4: CORRIENTE DE FUGA EN FUNCIÓN DE LA TENSION DE ENSAYO

Nivel de tensión de ensayo U_E/U_n	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Corriente de fuga máxima admisible [μA]	250	500	1000	2000	3000	3500

Además establece que la característica de la corriente de fuga en función de la tensión ($i_{fg} = f(U_E)$) no debe incrementarse con una tensión constante de ensayo [20].

▪ **Observaciones**

La corriente es muy dependiente de la temperatura del bobinado y de la humedad atmosférica. Por lo tanto, en la mayoría de los casos la tendencia es errática, e imposible de interpretar [27].

La prueba de alto potencial no es un buen indicador del estado del aislante. Es un ensayo PASA / NO PASA y por tanto sólo identificará defectos serios en el sistema aislante. La idea es que, si la máquina está al borde del fallo, lo haga durante el ensayo; y la falla sea localizada y reparada, en caso contrario es poco probable que la máquina falle posteriormente durante el servicio [27].

La prueba de alto potencial no es aceptada por muchos como una prueba de rutina, ya que sobreesfuerza el aislamiento y le resta vida [27]. Sin embargo, realizada a niveles de tensión menos severos que en fábrica ó en la puesta en servicio, si el devanado pasa la prueba, se obtiene un buen nivel de confianza en que este no va a fallar cuando ocurra un transitorio de tensión [26].

- **Límites Adoptados**

Para que un ensayo sea aceptable, es condición de que las corrientes de fuga no superen los valores límites recomendados por el fabricante (tabla 5.4), que haya similitud entre fases y que las curvas de corriente no presenten valores bruscos de crecimiento [20].

5.3.2.2. Alta Tensión Aplicada - Corriente Alterna (A.T. C.A.)

Es un ensayo con características similares al de Alta Tensión Continua: El aislamiento debe soportar por un minuto la tensión de ensayo, las lecturas de corrientes deben ser estables y no deber haber indicios de descargas corona. El objetivo de la prueba es garantizar que el aislamiento es capaz de soportar una alta tensión a frecuencia industrial [1].

A diferencia del ensayo anterior (A.T. C.C.), a la tensión de ensayo se llega por medio de una suave rampa de crecimiento continua, sin presentar escalones intermedios. Se toma la corriente que circula por el aislante y se calcula su impedancia y capacitancia. Pero como este ensayo es de tipo PASA / NO PASA, los equipos que miden corriente no poseen una escala adecuada para calcular la capacitancia en forma exacta, por lo tanto no da valores precisos que permitan evaluar el envejecimiento.

En el caso que el generador NO PASE el ensayo, se busca el problema, y se lo repara. Luego se lo vuelve a ensayar con los mismos niveles de tensión para garantizar la calidad de la reparación.

5.3.3. Medición de Capacitancia y Tangente Delta

5.3.3.1. Definición

- **Ángulo Delta**

El circuito equivalente eléctrico de un sistema aislante puede ser representado por un modelo serie o paralelo, con un condensador ideal y una resistencia que representa las pérdidas dieléctricas. El ángulo delta (δ) entre la corriente capacitiva y la total se denomina ángulo de pérdidas [4].

En la figura 5.4 y 5.5 se representan respectivamente los modelos paralelo y serie de un sistema aislante.

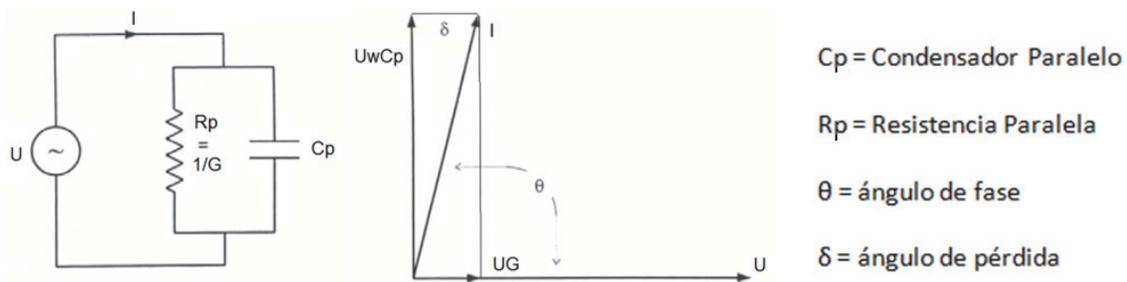


FIG. 5.4: CIRCUITO PARALELO Y DIAGRAMA VECTORIAL [4]

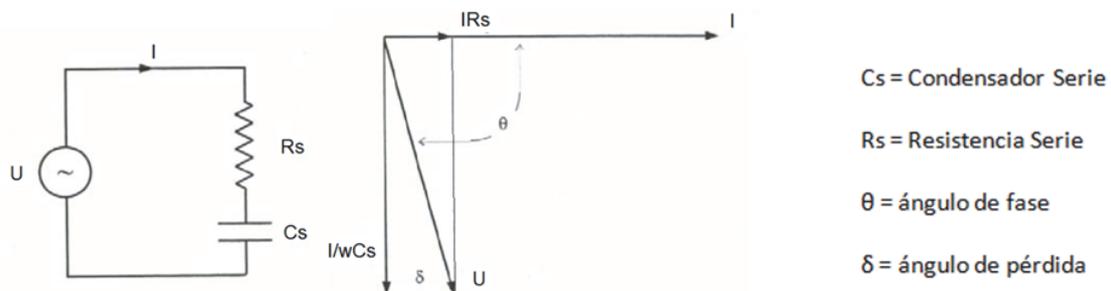


FIG. 5.5: CIRCUITO SERIE Y DIAGRAMA VECTORIAL [4]

▪ **Factor de Disipación o Tangente Delta ($tg\delta$)**

El factor de disipación dieléctrica (FD) se define como la tangente del ángulo de pérdida ($tg\delta$) o la cotangente del ángulo de fase:

$$FD = tg \delta = \cot \theta = \frac{V/R_P}{V/X_P} = \frac{X_P}{R_P} = \frac{G}{w \cdot C_P} = \frac{1}{w \cdot R_P \cdot C_P} = w \cdot R_S \cdot C_S$$

▪ **Factor de Potencia Dieléctrica**

Es la relación entre la potencia disipada en el aislamiento, medida en vatios, y el producto de la tensión sinusoidal con la corriente. Además, es igual al coseno del ángulo de fase θ o al seno del ángulo de pérdidas δ .

$$FP = \frac{W}{V \cdot I} = \cos \theta = \sin \delta$$

La comparación entre el factor de potencia y el factor de disipación están dadas en la tabla 5.5. Como se muestra en dicha tabla las dos medidas son similares para un equipo con factor de potencia o factor de disipación menor a 0.1.

TABLA 5.5: COMPARACIÓN ENTRE FACTOR DE DISIPACIÓN Y FACTOR DE POTENCIA

Factor de Potencia cos θ	Ángulo de fase θ, grados	Ángulo de pérdida complementario δ, grados	Factor de Disipación tan δ	Diferencia
0.000000	90.000000	0.000000	0.000000	0 part in 10 ⁶
0.005000	89.713520	0.286480	0.005000	< ± 1 part in 10 ⁶
0.010000	89.427033	0.572967	0.010000	< ± 1 part in 10 ⁶
0.020000	88.854008	1.145992	0.020004	± 4 parts in 10 ⁶
0.050000	87.134016	2.865984	0.050063	± 63 parts in 10 ⁶
0.100000	84.260830	5.739170	0.100504	± 504 parts in 10 ⁶
1.000000	0.000000	90.000000	infinity	

▪ **Delta Tangente Delta (factor “tip-up”)**

El delta tangente delta es la diferencia del factor de disipación (tgδ) a tensiones de ensayo diferentes [4].

$$\Delta \text{tg}\delta = \text{tg } \delta_{U2} - \text{tg } \delta_{U1}$$

▪ **Delta Capacitancia**

Se define delta capacitancia porcentual a la siguiente relación.

$$\Delta C(\%) = \frac{C_{\text{MAX}} - C_{\text{MIN}}}{C_{\text{MIN}}} \cdot 100$$

Donde C_{MAX} es la capacitancia del bobinado medida a la mayor tensión de ensayo y C_{MIN} es el valor de capacitancia a la menor tensión [34].

5.3.3.2. Objeto y Teoría

El aislamiento de una barra estatórica es básicamente un capacitor de alta tensión y su calidad se puede medir por el método de medición de factor de disipación (tgδ).

El aislamiento del bobinado de un generador, se puede representar según el modelo serie visto en la definición del ángulo delta (figura 5.5). En la figura 5.6, se representa dicho aislamiento por medio de un capacitor en serie con una resistencia. El capacitor está formado por el núcleo estático del generador y el cobre del devanado, separados por el aislamiento a tierra del bobinado. Esta capacitancia se representa por un capacitor ideal sin pérdidas (C_s) en paralelo con una resistencia de pérdidas capacitiva (R_{cs}). Las pérdidas dieléctricas totales del aislamiento se representan por medio de la resistencia serie (R_s) [34].

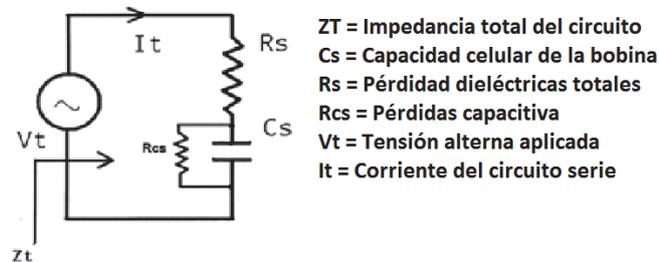


FIG. 5.6: CIRCUITO SERIE EQUIVALENTE DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UNA BARRA ESTÁTICA

Las pérdidas dieléctricas en una barra estática son producto del cuadrado de la corriente a través del aislante por la resistencia serie del modelo anterior ($I^2 \cdot R_s$). Dichas pérdidas se pueden expresar en vatios, pero generalmente se expresan en $\text{tg}\delta$ y $\Delta\text{tg}\delta$. Las barras estáticas poseen dos componentes de pérdidas, que son las pérdidas del aislamiento sólido (absorción dieléctrica y conductividad) y las pérdidas por ionización. La suma de estas dos pérdidas son las pérdidas dieléctricas totales, que son las medidas cuando se realiza un ensayo de $\text{tg}\delta$ (fig. 5.7).

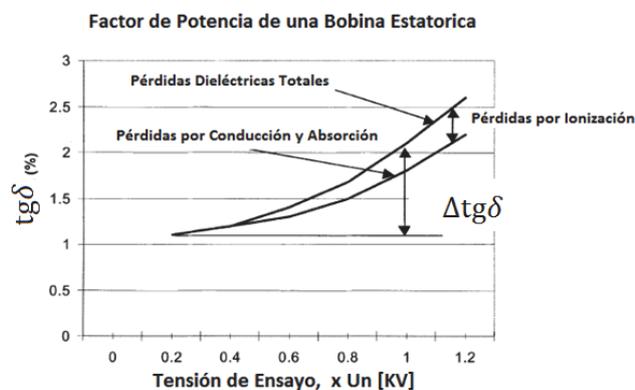


FIG. 5.7: GRÁFICO DE TGA DE UNA BARRA ESTÁTICA MOSTRANDO LAS COMPONENTES DE PÉRDIDAS

Como se observa en la figura 5.7 ambas pérdidas se incrementan con el aumento de la tensión de ensayo, pudiéndose calcular el factor $\Delta \text{tg}\delta$ en dos niveles de tensión diferentes [34].

Las barras estáticas siempre se diseñan para tener unas bajas pérdidas dieléctricas, logrando así un bajo valor $\text{tg}\delta$. Si el aislamiento está bien confeccionado, bien curado y con bajo contenido de cavidades o huecos, entonces el valor de $\Delta \text{tg}\delta$ será también bajo [34].

En el aislamiento, el factor de potencia a baja tensión, es un indicador de las pérdidas dieléctricas normales. Generalmente se mide a un 20% de la tensión nominal. Luego se aumenta la tensión de ensayo al valor nominal y se mide el factor de disipación. El factor delta tangente delta resulta:

$$\Delta \text{tg}\delta = \text{tg} \delta_{U_n} - \text{tg} \delta_{0.2U_n}$$

En la figura 5.7 se graficaron las componentes de pérdidas dieléctricas en un ensayo de una bobina estática. En dicho gráfico se puede observar que las pérdidas por ionización aumentan con el valor de la tensión de ensayo. Dicho efecto, es debido a que las descargas parciales dependen de la tensión de ensayo. Por consiguiente, cuanto mayor sea el valor de $\Delta \text{tg}\delta$, mayor es la energía consumida por las descargas parciales.

5.3.3.3. Equipos de Ensayo

El ensayo de tangente delta ($\text{tg}\delta$) busca determinar el ángulo que da nombre al ensayo (δ). Está basado en una fuente de potencia de alta tensión alterna y un puente de Schering (figura 5.8). Con este equipo además del valor de $\text{tg}\delta$ se obtiene la capacitancia del generador.

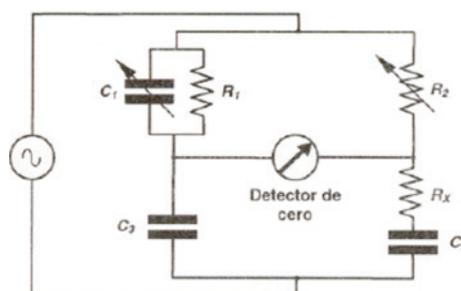


FIG. 5.8: PUENTE DE SCHERING PARA MEDIR $\text{Tg}\delta$ Y CAPACITANCIA

En la actualidad hay equipos que miden digitalmente la corriente que circula por el equipo a ensayar y con la tensión de una rama de comparación, calculan sus parámetros de capacitancia, tangente delta, potencia de pérdidas, elementos pasivos del modelo serie y paralelo, etc.

5.3.3.4. Interpretación

▪ Tendencia

Esta herramienta de mantenimiento se utiliza para ver su progresión con el tiempo. El valor inicial de $\text{tg}\delta$ y de $\Delta\text{tg}\delta$ en una fase no tendrá demasiada importancia. Al medir a lo largo de los años, si se detecta un aumento tanto en el valor de $\text{tg}\delta$ o de $\Delta\text{tg}\delta$, es indicación de un deterioro del sistema aislante. Un aumento significativo de $\text{tg}\delta$ es un incremento de 1% o más [15].

Las causas más probables de deterioro son:

- Deterioro térmico
- Ciclos de carga
- Impregnación defectuosa durante la fabricación

Este ensayo no es muy sensible a barras flojas en la ranura, fallas en la capa semiconductor o caminos de descargas en las cabezas de bobina. En estos casos, la actividad de descargas parciales es de baja repetición o el daño está confinado a una zona relativamente pequeña haciendo que la contribución a las pérdidas totales sea pequeña [24].

▪ Límites máximos

El valor de $\text{tg}\delta$ o de $\Delta\text{tg}\delta$, debe ser comparable entre los distintos bobinados de fase de una misma máquina. Si el aislamiento se mantiene en condiciones estables, los resultados en los distintos ensayos deben ser similares. Además, mediciones de máquinas similares deben poseer resultados semejantes [4].

En ensayos de mantenimiento de bobinados completos, la medida inicial de $\text{tg}\delta$ es irrelevante. Valores típicos de $\text{tg}\delta$ en aislamientos modernos impregnados con resina epoxi o poliéster, se encuentran alrededor de 0,5% y en bobinados compuestos por mica y asfalto, pueden ser de 3 a 5% [15].

Como guía general, el valor de $\Delta\text{tg}\delta$ en un bobinado de mica y epoxi puede ser menores al 1%, dependiendo del efecto la capa de control de campo [8] [21].

Además existen otras publicaciones [35] [26] [25] que establecen límites para el valor de $\text{tg}\delta$ y para el factor $\Delta\text{tg}\delta$, realizando recomendaciones y comparaciones entre las normas de distintos países.

Resumiendo, los límites máximos adoptados son:

- Incremento del valor de $\text{tg}\delta$ con los años ($\Delta\text{tg}\delta_{\text{Años}} < 1\%$).
- Valor del factor $\Delta\text{tg}\delta < 1\%$.

5.3.3.5. Variación de la capacitancia

La capacitancia del devanado se reduce con la formación de huecos en el aislamiento y aumenta si esta se satura con agua. La medición periódica de la capacitancia puede ser útil para determinar delaminación por sobrecalentamiento o contaminación con agua en el devanado. Para poder detectar cambios significativos en la capacitancia se necesita medirla con equipos de prueba con resolución de tres decimales. Generalmente los equipos de medición de tangente delta o factor de potencia incluyen la medición de la capacitancia con una buena resolución y se pueden realizar ambas mediciones al mismo tiempo. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que esta prueba no es muy sensible para detectar degradación del devanado [26].

La variación de capacitancia se representa por el factor ΔC (%), y es mayor cuando hay más huecos dentro del aislamiento. Bobinados con aislamientos de epoxi – mica deberían tener valores menores al 1%, y bobinados con aislamientos de mica – asfalto valores menores del 3 o 4 % [15].

$$\Delta C(\%) = \frac{C_{0.6 \cdot U_n} - C_{0.2 \cdot U_n}}{C_{0.2 \cdot U_n}} \cdot 100$$

5.3.4. Descargas Parciales Fuera de Servicio

5.3.4.1. Definiciones

- ***Descargas Parciales***

Las descargas parciales “DP” son descargas eléctricas que cortocircuitan parcialmente el aislamiento entre dos conductores. Las descargas parciales son producto de las ionizaciones gaseosas transitorias dentro del sistema aislante, que ocurren cuando el campo eléctrico supera su valor crítico.

- ***Carga Aparente***

La carga aparente (Q) de una descarga parcial individual es una carga que, si se inyecta instantáneamente entre los terminales del equipo a ensayar, cambiaría la tensión entre sus terminales en la misma cantidad que la descarga parcial. El valor absoluto (Q) de la carga aparente se llama habitualmente amplitud de la descarga. La carga aparente se expresa en picocoulombs [6].

- ***Número de la cantidad normalizado (NQN)***

Se define NQN como el área normalizada bajo las líneas rectas que fijan la cantidad de pulsos de descargas en cada ventana de magnitud. La cantidad de pulsos se expresan como un logaritmo de los pulsos por segundo y las ventanas magnitud en una escala lineal [5].

Matemáticamente se puede expresar:

$$NQN = \frac{FS}{G \times N} \times \left[\frac{\log_{10} P_1}{2} + \sum_{i=2}^{N-1} \log_{10} P_i + \frac{\log_{10} P_N}{2} \right]$$

Donde:

Pi = es el número de pulsos por segundo en la ventana de magnitud i

N = es el número de ventana de magnitud

G = es la ganancia del detector de descargas parciales

FS = es la máxima magnitud de la ventana en milivolts a una ganancia unitaria

▪ **Magnitud de la descarga (Qm)**

Se denomina Qm, a la magnitud de las descargas parciales positivas y negativas. La cual es definida como el valor máximo en mV a una tasa de repetición de 10 pulsos por segundo [26] [5].

5.3.4.2. Descargas en barras de generador

La actividad de descargas parciales puede ocurrir en cualquier sitio del interior de la barra estatórica; y las mismas originan una degradación, que con el tiempo guiarían a una falla. Los materiales resistentes a la actividad de descargas parciales son: la mica y el vidrio. Y los materiales que son degradados por acción de dichas descargas son: las resinas de consolidación y cualquier material tipo poliéster usado en el generador.

Para que haya actividad de descargas parciales tienen que estar presentes dos factores: cavidades y una intensidad de campo eléctrico. Las descargas parciales se producirán si las cavidades tienen una dimensión particular y el campo eléctrico, en el interior, supera su valor crítico. Generalmente las cavidades deben tener como mínimo un diámetro 0.03 mm y el esfuerzo eléctrico debe ser tal que supere los 3000 V/mm a una presión de aire de 1.01×10^5 Pa [34].

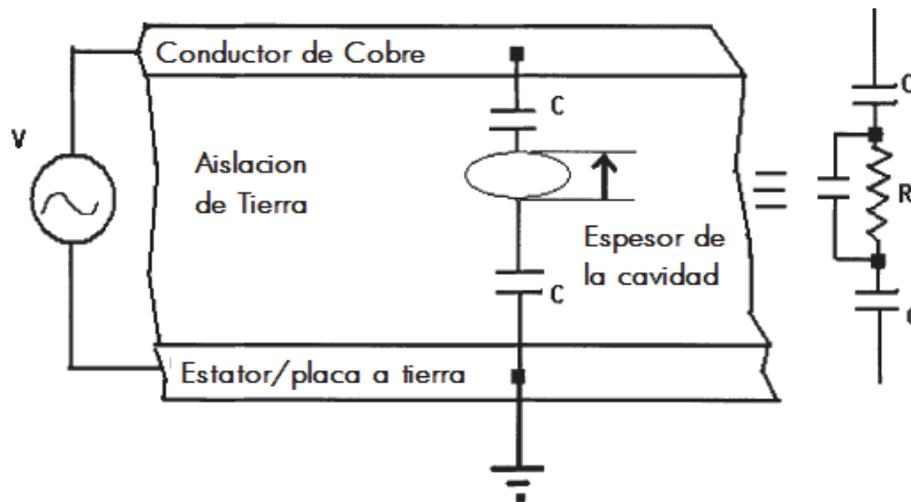


FIG. 5.9: REPRESENTACIÓN DE UNA CAVIDAD EN EL AISLAMIENTO DE UNA BARRA DE GENERADOR Y SU CIRCUITO EQUIVALENTE

5.3.4.3. Detección de las Descargas Parciales

Hay dos sistemas generales para la detección y medida de las DP:

- El método eléctrico, que consiste en evaluar la carga aparente o amplitud de la descarga.
- El método no eléctrico que consiste en la captación y evaluación de las ondas de presión.

Se usan las siguientes unidades para su medida:

- Milivolts (mV). Aplicable a objetos inductivos (medida directa).
- Picoculombios (pC). Aplicable para objetos capacitivos. Requiere calibración para cada objeto de medida. Representa la carga aparente de DP.
- Miliamperes (mA). Cuando se utilizan transformadores de corriente para realizar la medida.
- Decibeles (dBm). Cuando se utilizan analizadores de espectros.

En Salto Grande se dispone de un equipo denominado PDA-IV de la empresa Iris Power, el cual mide las descargas en milivolts. El principio de funcionamiento es el siguiente [36] [31]:

- En cada paralelo de cada fase del generador se instalan acopladores. Estos acopladores son condensadores de 80 pF que bloquean la tensión de frecuencia de red y permite el paso de los pulsos de alta frecuencia de las descargas parciales.
- Los acopladores se instalan en una configuración diferencial por fase. Es decir, los cables coaxiales entre los acopladores y la caja terminal se recortan de modo que los pulsos de ruido que se originan fuera del equipo lleguen a las dos entradas del instrumento en forma simultánea.
- Los pulsos de DP que se originan en el bobinado llegan a las dos entradas del instrumento con diferencia de tiempo. Por consiguiente, el sistema puede distinguir en forma digital entre ruido y DP de la bobina.
- La caja de terminales posee una resistencia de 50 ohm, que es donde el equipo toma las señales en milivolts.

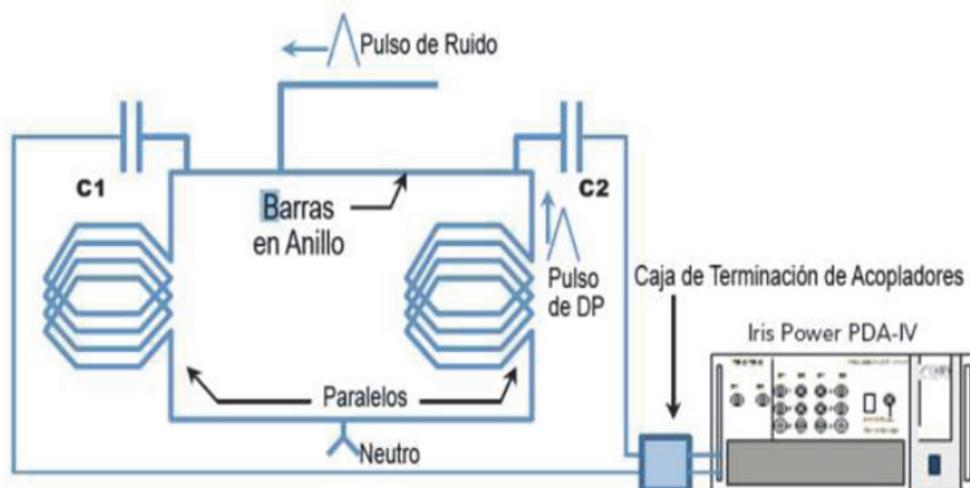


FIG. 5.10: REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICION DEL PDA-IV

5.3.4.4. Tipos de defectos e Interpretación:

En los generadores eléctricos las descargas parciales se pueden presentar en varios sitios, los cuales están determinados por diferentes defectos de fabricación, montaje o deterioro por envejecimiento. Los defectos más comunes donde se puede presentar las descargas se representan en la figuras 5.11 y 5.12 y son [37]:

A. Dependiendo del proceso de fabricación, un borde afilado puede causar un temprano inicio de las descargas.

B. Delaminación del aislamiento principal del conductor, se produce normalmente cuando una máquina ha sido sobrecargada.

C. Exfoliación interna del aislamiento principal, es parte del proceso normal de envejecimiento para los esfuerzos térmicos de los aislamientos epoxi-mica.

D. Camino de descarga laterales dentro de las capas de mica.

E. Exfoliación de la capa semiconductor o descargas de ranura, producido por las vibraciones de la barra dentro de la ranura, debido a un inadecuado acuñado.

F. Huecos o burbujas de gas en el interior del aislamiento.

G. Caminos de descargas superficiales, éstas se producen cuando la barra está contaminada con polvo, aceite, otros contaminantes.

H. Grietas en las salidas de barras con el estator, producidas por los desajuste de expansión térmica.

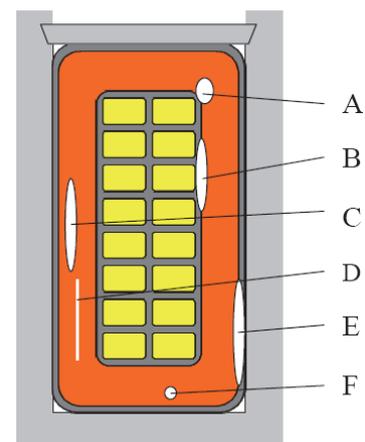


FIG. 5.11: CORTE TRANSVERSAL DE UNA BARRA DE GENERADOR

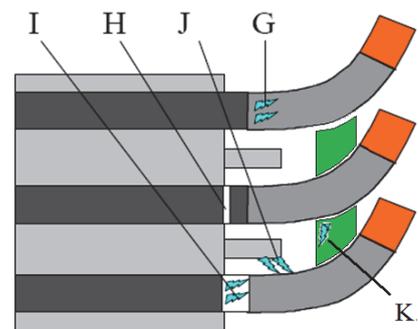


FIG. 5.12: SALIDA DE RANURA DE LAS BARRAS DEL ESTATOR

I. Descargas en la unión de la pintura semiconductor y la de control de campo, producidas por la erosión de dichas pinturas.

J. Descargas entre los dedos de apriete del núcleo estático y la capa de pintura semiconductor.

K. Descargas entre barras, producidas en las ataduras y separadores.

L. Para poder identificar el origen de las descargas existe el análisis de descargas parciales con resolución en fase (PRPD). Este análisis presenta una gráfica (fig. 5.13) que ubica a las descargas con la posición del ángulo de fase, mostrando su intensidad en el eje de ordenadas y su repetición por medio de intensidad de colores.

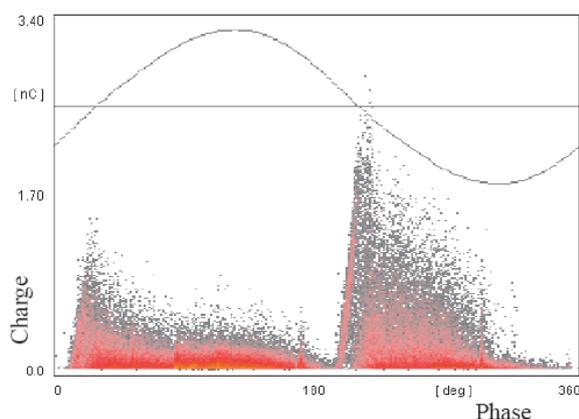


FIG. 5.13: GRÁFICO DE DESCARGAS DE RANURA [38]

Y como cada tipo de defecto posee un patrón particular de descargas parciales, por medio de la comparación, se podría determinar el origen de las fuentes de descargas. En las figuras siguientes (5.14a y 5.14b) se presentan algunos patrones característicos de falla.

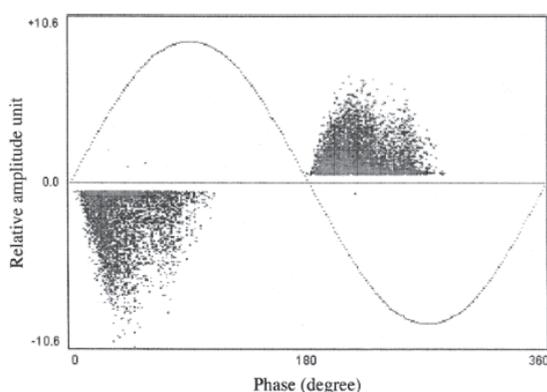


FIG. 5.14A: PATRONES (PRPD) DE FALLAS EN GENERADORES – DESCARGAS INTERNAS POR EXFOLIACIÓN DEL AISLAMIENTO PRINCIPAL [38].

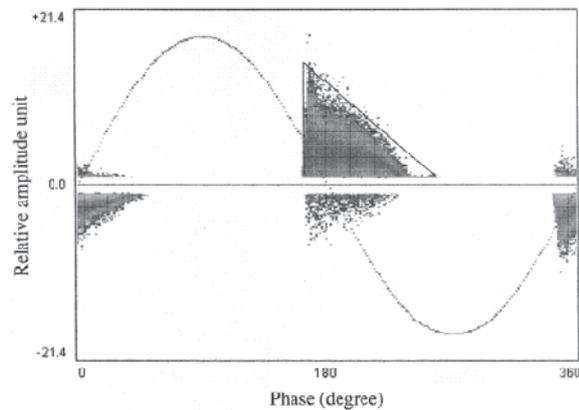


FIG. 5.14B: PATRONES (PRPD) DE FALLAS EN GENERADORES – DESCARGAS DE RANURA [38].

Lamentablemente, la determinación del origen de las descargas parciales no es una tarea sencilla, ya que por la superposición de las fuentes de descargas, hace falta personal capacitado para poder hacer dicho análisis [38].

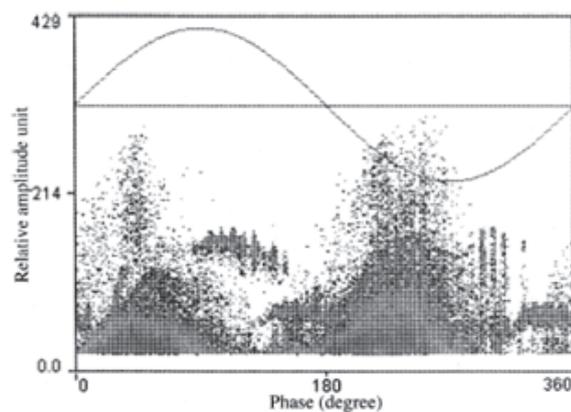


FIG. 5.15: PATRÓN COMPLEJO (PRPD) (RANGO 2 – 20 MHZ) DE UN TURBO-ALTERNADOR MOSTRANDO MÚLTIPLES FUENTES DE DESCARGAS [38].

5.3.4.5. Análisis y Valores de Referencia

Para poder analizar y comparar las mediciones de descargas parciales, necesitamos un valor que represente el nivel de actividad. Para ello, se utiliza el valor máximo (Q_m) y el número normalizado (NQN).

Lamentablemente las unidades de medición no están estandarizadas a nivel mundial, ya que en Europa la tendencia es usar como unidades de medida el valor máximo en pico-Coulombios. Pero en este trabajo utilizaremos las unidades antes mencionadas, ya que el equipo con que cuenta la Central Hidroeléctrica de Salto Grande adquiere medidas en mV y calcula los valores de Qm y NQN.

La magnitud detectada depende de varios factores:

- Cuanto mayor sea el volumen del defecto, mayor será el impulso detectado.
- Si el bobinado tiene una gran capacitancia, la mayoría de los pulsos son derivados a tierra, disminuyendo la cantidad detectada por el sistema de adquisición.
- Si el sistema de adquisición está lejos de la fuente de descargas parciales, habrá una gran atenuación al propagarse por el arrollamiento.
- Lamentablemente, todos estos efectos hacen que sea difícil poder definir un valor límite, que indique un riesgo de falla o un gran deterioro [15].

5.3.4.6. Ensayos fuera de servicio (off-line) de descargas parciales:

En base a lo antes mencionado, este ensayo es una prueba de comparación. Se puede determinar cuál es la fase que tiene el mayor Qm. También se puede comparar con otras máquinas similares y evaluar su tasa de crecimiento en el tiempo.

El ensayo consiste en aplicar tensión con una fuente externa libre de descargas parciales a una fase del generador con las otras puestas a tierra (fig. 5.16). Se aplican diferentes niveles de tensión, pudiendo así detectar los niveles de tensión donde se inician las descargas (PDIV) y los niveles de tensión donde se apagan dichas descargas (PDEV). Ambos valores son también indicadores de la calidad del aislamiento, y permiten comparación entre unidades.

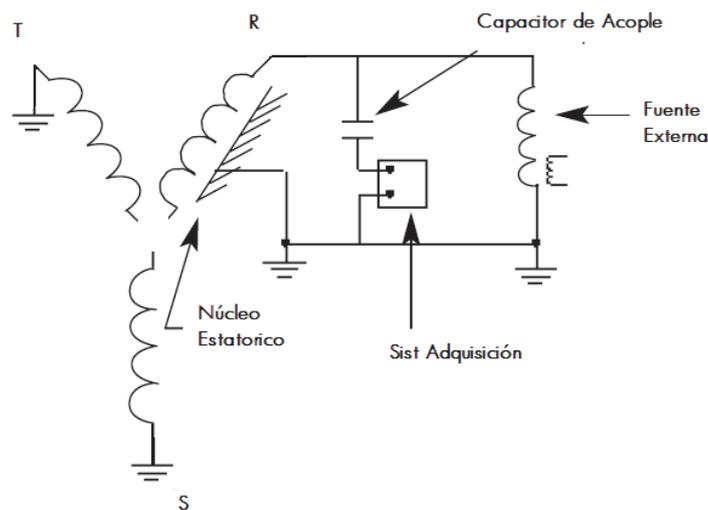


FIG. 5.16: MEDICIÓN DE LOS PULSOS DE DESCARGAS PARCIALES EN UN ENSAYO FUERA DE SERVICIO

5.3.4.7. Ensayos en servicio (on-line) de descargas parciales

Como se mencionó la clave para interpretar cualquier medición de descargas parciales es la magnitud del pico de dichas descargas (Q_m). El mayor valor registrado, está asociado al defecto de mayor deterioro. Y lo más probable, es que si el fallo se produce, se producirá en el lugar de mayor deterioro. Hay muchas otras cantidades que se pueden derivar de los datos DP, pero la mayoría están asociadas a la condición media del devanado, en lugar de la peor condición.

La interpretación es comparativa, ya que es difícil de definir un nivel aceptable de Q_m o un nivel de Q_m que represente un alto riesgo de falla. Normalmente las descargas parciales son un síntoma de un proceso de falla y no una causa directa. Por lo tanto, la interpretación puede surgir desde:

- Tendencia de magnitudes medidas con el tiempo.
- Comparación entre fases o máquinas similares.
- Comparación con límites establecidos, conservando restricciones ya que las unidades no son similares.

5.3.4.8. *Tendencia en el Tiempo*

El objetivo es comparar las sucesivas mediciones con el estado inicial de actividad de descargas parciales, y así poder detectar crecimientos en dicho niveles de actividad.

Si el arrollamiento se deteriora, el volumen de defectos se incrementará, lo que hace aumentar el valor de Q_m . La duplicación de Q_m cada 6 meses es un indicador de que se está produciendo un rápido deterioro [36].

Después de unos cuantos años de servicio las descargas parciales tienden a saturarse. Este fenómeno, complica las mediciones en máquinas antiguas que han sido adaptadas con sensores de descargas parciales (caso de Salto Grande), ya que se puede dar, que el arrollamiento se encuentre en el estado saturado; y así, sin los datos iniciales, no se puede analizar su tendencia en el tiempo [15].

En consecuencia, aunque la tendencia en el tiempo es la interpretación más potente de diagnóstico, las comparaciones con otros equipos son necesarias para asegurar que no ha ocurrido la saturación.

5.3.4.9. *Comparación con Máquinas Similares*

La mejor comparación se puede realizar cuando todas las máquinas son idénticas, y las mediciones son hechas con el mismo sistema de adquisición y bajo las mismas condiciones operativas. Diferencias de $\pm 25\%$ no son significativas, ya que las descargas parciales son un poco erráticas (se producen en diferentes lugares y no poseen un período fijo) [36] [15].

5.3.4.10. *Comparación con Límites establecidos*

Existen publicaciones que comparan los valores de Q_m obtenidos en los generadores, clasificándolos por sus características constructivas y el sistema de adquisición de descargas parciales [15] [32] [33].

Las características predominantes que determinan si las máquinas son "similares" son: tensión nominal, tipo de refrigeración (aire, hidrógeno, presión) y sistema de monitoreo.

Del análisis estadístico referenciado anteriormente [15], surge la tabla 5.6 la cual es comparativa para los generadores de Salto Grande.

TABLA 5.6: DISTRIBUCIÓN DE Q_M EN [mV] PARA MAQUINAS REFRIGERADAS CON AIRE USANDO CAPTORES CAPACITIVOS DE 80 PF [15]

Tensión Nominal	2-4 kV	6-8 kV	10-12 kV	13-15 kV	16-18 kV	>19 kV
Promedio [mV]	89	88	121	168	457	401
Máximo [mV]	2461	1900	3410	3396	3548	3552
25%	2	6	27	9	145	120
50%	15	29	63	79	269	208
75%	57	68	124	180	498	411
90%	120	247	236	362	1024	912

La Tabla 5.6 muestra la probabilidad acumulada de los valores de Q_m en función de la tensión. La tabla indica que para un arrollamiento de 13,8 kV, el 25% de las máquinas de la base de datos tenía un valor de Q_m menor igual a 9 mV, el 50% menor igual a 79 mV, y el 90% de las mediciones tiene un valor menor igual a 362 mV.

5.4. Conclusiones

En base al marco teórico recopilado en el presente capítulo, se observó lo siguiente:

- Los ensayos dieléctricos de resistencia de aislamiento y alta tensión aplicada son buenos indicadores para la puesta en servicio del generador. No obstante no permiten evaluar el envejecimiento del sistema aislante, ya que los mismos están muy influenciados por la humedad y la contaminación superficial.
- Los ensayos de tangente delta ($tg\delta$), medición de la capacitancia y nivel de descargas parciales, son los que mejor representan el proceso de envejecimiento del aislamiento del generador.
- Los análisis de descargas parciales con fase resuelta (PRPD) permiten identificar el tipo de problema del sistema aislante; pero en caso de que haya una superposición de efectos, la interpretación es demasiado complicada.

En la tabla 5.7 se presenta un resumen con todos los valores límites establecidos en el marco teórico del presente capítulo.

TABLA 5.7: RESUMEN DE VALORES LÍMITES

Ensayo							
Resistencia de Aislamiento		Alta Tensión Aplicada – Corriente Continua		Capacitancia y $Tg\delta$		Intensidad de Descargas Parciales Q_m	
$R_{A(1min)}^a$ 75°C	25.64 MΩ	U_E/U_n	I_F [μA]	$\Delta tg\delta_{Años}$	< 1%	Percentil	Q_m [mV]
		0,5	250				
RAD	> 1,25	1,0	500	$\Delta tg\delta$	< 1%	25%	9
		1,5	1000			50%	79
IP	> 2	2,0	2000	ΔC (%)	< 1%	75%	180
		2,5	3000			90%	362

6. ANÁLISIS DE ENSAYOS ELÉCTRICOS

6.1. Introducción

En el capítulo anterior (cap. N° 5), se trató el marco teórico de los ensayos eléctricos para el diagnóstico del estado del sistema aislante de los generadores de potencia. En dicho capítulo, se definieron los límites de cada ensayo y se confeccionó una tabla resumen con los valores de los mismos (tabla 5.7 del cap. N° 5).

En los generadores de Salto Grande se realizan varios tipos de ensayos eléctricos. Los mismos se pueden clasificar de dos formas: ensayos con el generador detenido fuera de servicio (*off-line*) y ensayos en servicio con el generador conectado al sistema (*on-line*).

Los ensayos fuera de servicio son los más antiguos y son los mismos que se le realizaron al generador en su puesta en servicio. Estos ensayos se realizan aplicando tensión con una fuente externa al sistema aislante del generador y midiendo sus parámetros de corriente, capacitancia y resistencia. Entre ellos podemos mencionar: Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización, Ensayos de Alta Tensión Aplicada, Medición de Capacitancia y Tangente Delta y Medición de Descargas Parciales.

Los ensayos en servicio son más modernos y permiten observar el sistema aislante del generador en las condiciones reales de servicio [31]. En estos ensayos, la tensión aplicada al generador es la misma tensión inducida en bornes del mismo y las condiciones de medición se pueden variar para observar diferentes estados de marcha (en vacío, a plena carga con el generador en frío, plena carga en caliente, etc.). En Salto Grande sólo se realizan mediciones en servicio de Descargas Parciales.

Se mencionó también (pto. 5.4 del cap. N°5), que existen ensayos eléctricos muy relacionados con el envejecimiento del sistema aislante. Pero para detectar problemas en el aislamiento, es necesario analizar todos los ensayos eléctricos disponibles.

6.2. Objetivo

- Identificar los generadores que superen las recomendaciones o límites establecidos en los distintos ensayos eléctricos.
- Identificar los generadores que por comparación sean diferentes del resto, tanto en sus valores de medición como en sus tasas de crecimiento con el tiempo.
- Verificar que ensayos representan mejor el envejecimiento de los generadores de Salto Grande, para una evaluación conjunta en capítulos posteriores.

6.3. Análisis

6.3.1. Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización

Para poder evaluar los generadores según este ensayo, se realizaron los siguientes análisis:

- Se compararon las mediciones con los límites establecidos, por medio de gráficos de valores en función del tiempo.
- Se evaluaron tasas de crecimiento y se realizó una comparación entre unidades, para observar disparidades o tendencias a valores no admisibles.

6.3.1.1. Comparación con Límites.

En la figura 6.1 y 6.2 se presentan, de un generador tipo, los distintos valores de resistencia de aislamiento, índice de polarización y relación de absorción. En dichos gráficos se establecen los límites admisibles por medios de líneas, para observar si las mediciones están por debajo de este umbral.

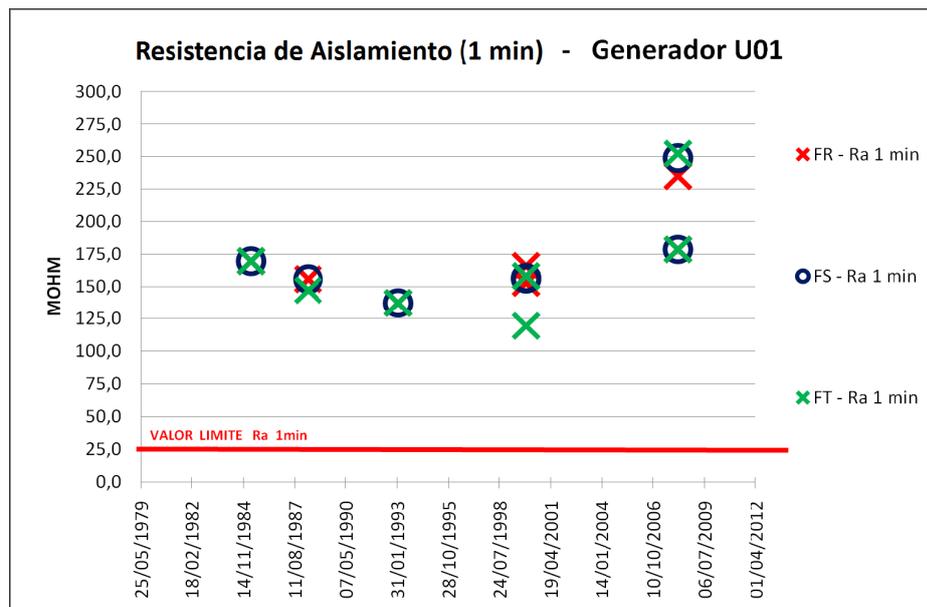


FIG. 6.1: VALORES RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDA A 75°C – U01.

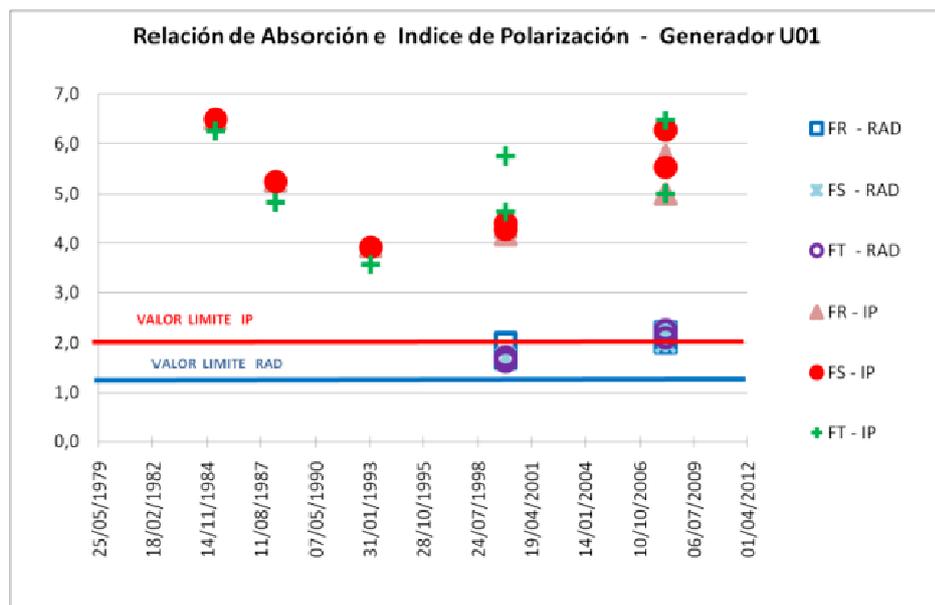


FIG. 6.2: VALORES RELACIÓN DE ABSORCIÓN E ÍNDICE DE POLARIZACIÓN –U01.

Se observa (ver Anexo 6.A) que ningún generador presentó, en todas las mediciones realizadas, valores por debajo del valor límite. Se observa también, que las unidades no poseen una tendencia significativa de decrecimiento en el tiempo; tanto en los valores de resistencia de aislamiento, como en las relaciones de absorción e índice de polarización.

6.3.1.2. Comparación entre Generadores y Tasas de Crecimiento.

En las figuras siguientes (fig. 6.3, 6.4 y 6.5) se presentan todas las mediciones de Resistencia de Aislamiento, Relación de Absorción e Índice de Polarización de todas las unidades generadoras.

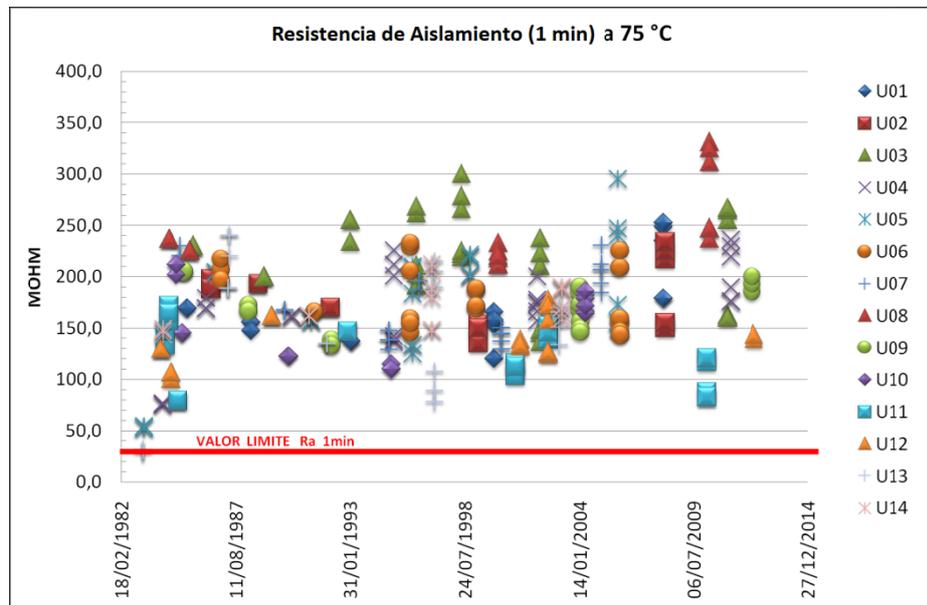


FIG. 6.3: VALORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE.

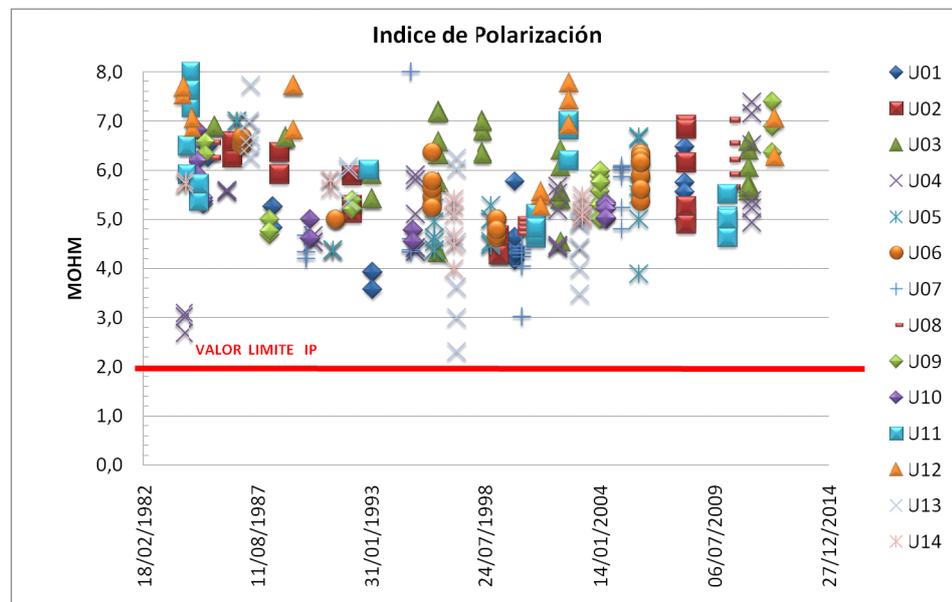


FIG. 6.4: VALORES DE INDICE DE POLARIZACIÓN DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE.

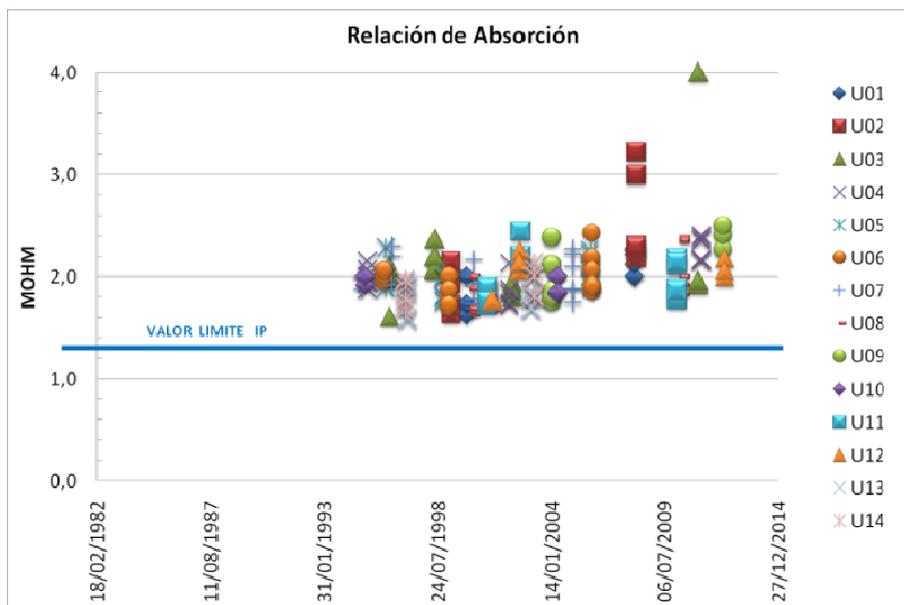


FIG. 6.5: VALORES DE RELACIÓN DE ABSORCIÓN DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE.

En dichos gráficos se observó, que no hay un generador que posea valores significativamente diferentes del resto y no se observa una tendencia clara de disminución del valor de resistencia de aislamiento con el tiempo (fig. 6.3).

En consecuencia, los gráficos confirman que este ensayo no permite evaluar el envejecimiento de la unidad con respecto al tiempo, ni se puede comparar con unidades vecinas. No obstante, a partir de estos ensayos es posible saber si el aislamiento está en buenas condiciones para poder energizarlo (que no presenta fisuras, no posee un gran nivel de suciedad, y no tiene humedad interna o el nivel de secado es aceptable) [26].

6.3.2. Alta Tensión Aplicada - Corriente Continua (A.T. C.C.)

Si bien este es un ensayo PASA / NO PASA existen indicadores de fallas, los cuales son: la comparación entre las corrientes de fuga de las distintas fases y la corriente de fuga máxima admisible.

Análisis realizados:

- Se graficaron todas las curvas de ensayo, para ver curvas y similitudes entre fases.
- Se compararon los valores con los límites establecidos por el fabricante y entre unidades.

6.3.2.1. Gráficos de Corriente de Fuga y Comparación entre Fases.

En la figura 6.6, se muestran las diferentes curvas de corriente de fuga de una unidad tipo, de los ensayos realizados en los diferentes mantenimientos programados. Si bien, hay algunas curvas que no son tan suaves; los niveles de corriente de pérdida son mínimos en comparación con los límites establecidos por el fabricante (curva roja).

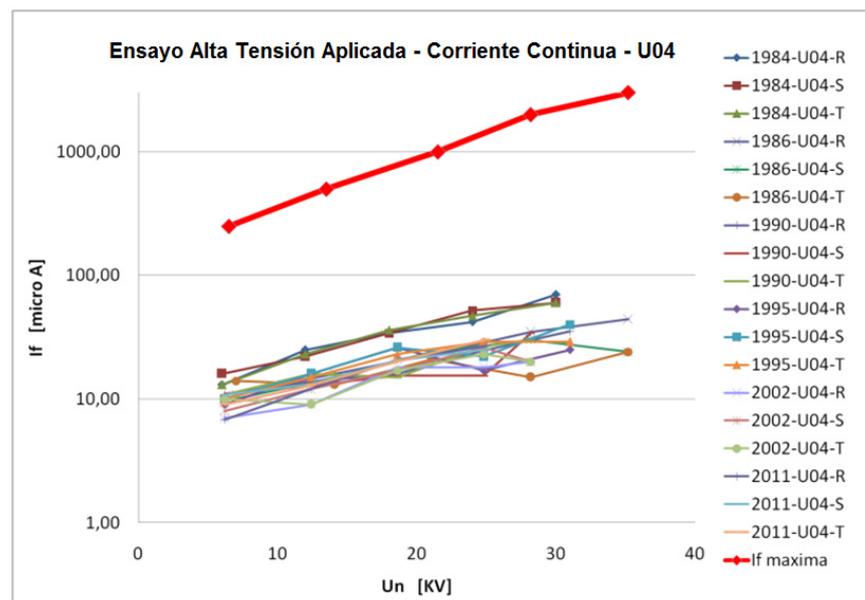


FIG. 6.6: CORRIENTE DE FUGA EN LOS ENSAYOS DE ALTA TENSIÓN APLICADA CC – GENERADOR U04.

En el anexo 6.B se graficaron todas las curvas de corriente de fuga de todas las unidades realizadas en los ensayos de mantenimiento programado. Se observó que ninguna unidad presenta valores cercanos a los límites mencionados, ni tampoco hay un claro crecimiento de la corriente de fuga con el tiempo.

6.3.2.2. Comparación entre Generadores.

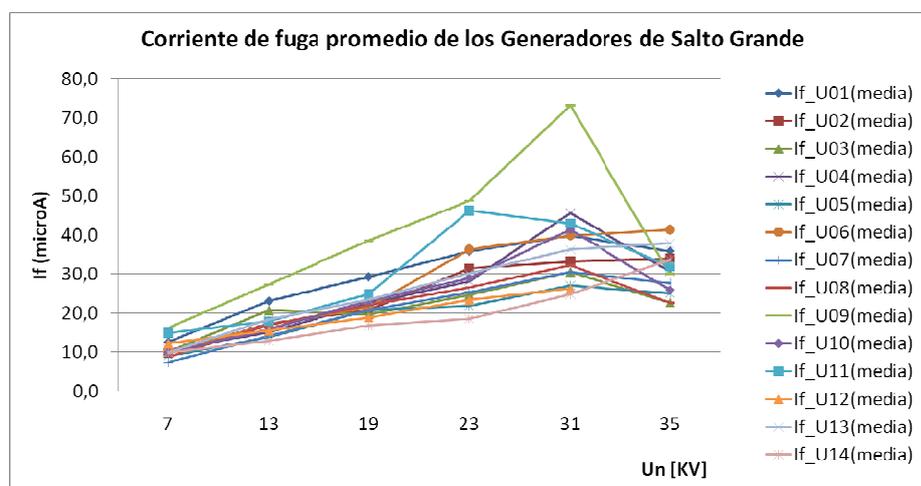


FIG. 6.7: CORRIENTE DE FUGA PROMEDIO EN LOS ENSAYOS DE ALTA TENSIÓN APLICADA CC.

Se observó (figura 6.7) que el generador U09 presenta los valores mayores de corriente de pérdida. El motivo de esta desviación es generada por la medición del año 1998, donde las fases S y T presentaron valores muy elevados con respecto a la fase R. Al repetir los ensayos en el manteniendo programado del año 2004, ambas fases disminuyeron notoriamente sus valores, igualando a los de la fase R.

6.3.3. Alta Tensión Aplicada - Corriente Alterna (A.T. C.A.)

Este es un ensayo de características similares al de Alta Tensión Aplicada con Corriente Continua.

Análisis realizados:

- Se graficaron los diferentes valores de impedancia y capacitancia calculadas en función de la corriente consumida.

6.3.3.1. Valores de Impedancia y Capacitancia Calculados.

En la figura 6.8 se presentan los niveles de tensión al que fue sometido el aislamiento durante 1 minuto en los distintos ensayos de mantenimiento. Como se puede observar, los niveles de tensión de ensayo han ido disminuyendo con los años de servicio. El motivo de esta disminución, es que no se pretende sobre-exigir el aislamiento a medida que el envejecimiento crece.

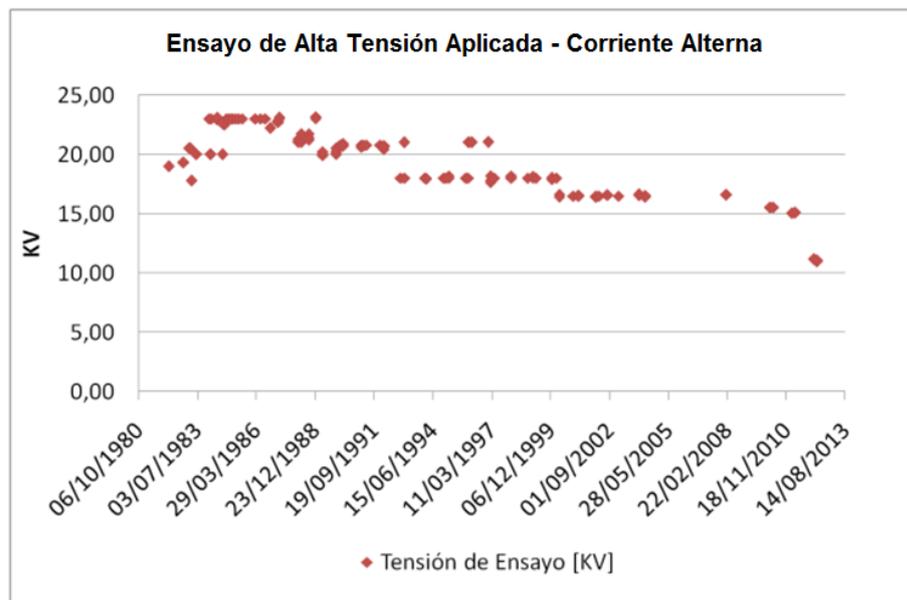


FIG. 6.8: NIVEL DE TENSIÓN APLICADO A LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE, EN LOS ENSAYO DE ALTA TENSIÓN.

En el gráfico 6.9, se muestran los valores registrados de impedancia y capacitancia de todos los generadores de la central.

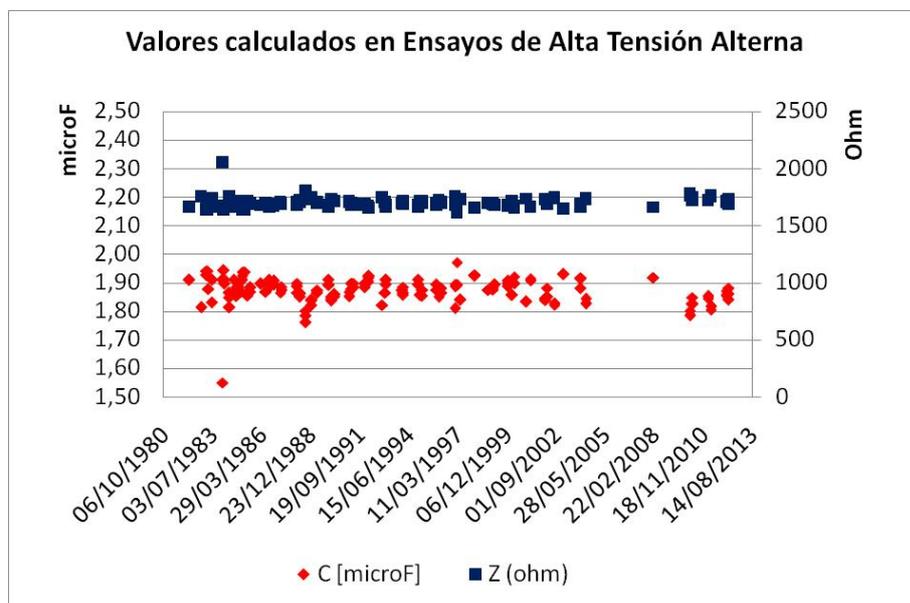


FIG. 6.9: VALORES CALCULADOS DE IMPEDANCIA Y CAPACITANCIA EN LOS ENSAYO DE ALTA TENSIÓN.

Se puede observar (fig. 6.9), que todos los generadores poseen valores de capacitancia e impedancia prácticamente constantes y no han variado en los años de servicio. La explicación a este fenómeno se origina, porque la lectura de corriente en el ensayo no posee la precisión adecuada para medir capacitancia en el bobinado del generador [26].

6.3.4. Medición de Capacitancia

En el capítulo 5.3.3.5 “Variación de la capacitancia” se mencionó que la capacitancia de un bobinado se reduce con la formación de huecos en el aislamiento y aumenta si este se satura con agua. La variación de la capacitancia se representa por el factor ΔC (%), y este no puede ser mayor a 1% (tabla 5.7 del cap. N° 5).

Análisis realizados:

- Se graficaron los valores de capacitancia y del factor ΔC (%), en todas las unidades generadoras.
- Se realizó un análisis descriptivo de los valores de capacitancia y del factor ΔC (%), para obtener: máximo, mínimo, media, desviación estándar, etc.

6.3.4.1. Valores de Capacitancia y Factor ΔC (%).

Anteriormente se definió el factor ΔC (%) (pto. 5.3.3.5 del cap. N°5) como:

$$\Delta C(\%) = \frac{C_{0.6Un} - C_{0.2Un}}{C_{0.2Un}} \cdot 100$$

Otra variante de dicho factor es:

$$\Delta C(\%) = \frac{C_{0.8Un} - C_{0.2Un}}{C_{0.2Un}} \cdot 100$$

Por lo tanto, se denominará al primer factor $\Delta C_{1/C_0}$ y al segundo $\Delta C_{2/C_0}$.

En la figura 6.10 se presentan los valores, en las distintas mediciones, de una unidad tipo. Y en el anexo 6.C se presentan todas las mediciones de todas las unidades.

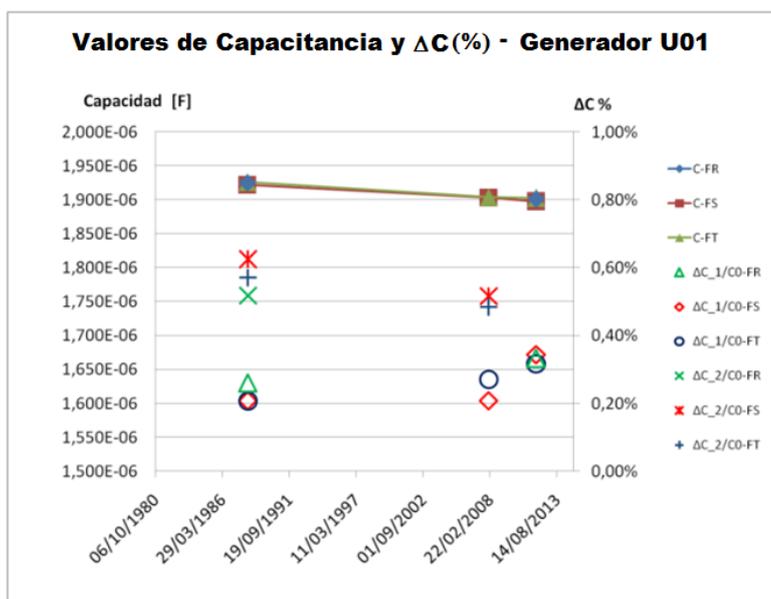


FIG. 6.10: VALORES DE CAPACITANCIA EN LOS ENSAYOS DE CAPACITANCIA Y $Tg\delta$ – GENERADOR U01.

Según se puede observar en el anexo 6.C, ninguna medición supera el límite ($<1\%$) establecido para el factor $\Delta C(\%)$.

6.3.4.2. Análisis Descriptivo de los Valores de Ensayo.

En la tabla 6.1 se presenta un análisis descriptivo de los valores de capacitancia y de los factores $\Delta C(\%)$. Las variables de análisis son: capacitancia del bobinado “C [μF]” y los factores de variación porcentual definidos anteriormente ($\Delta C_1/C_0$ y $\Delta C_2/C_0$). Las variables estadísticas que se calculan son: número de observaciones (n), valor medio (*media*), desviación estándar (*D.E.*), valor mínimo (*Mín*), valor máximo (*Máx*) y los percentiles 5 y 95 ($P_{(05)}$ y $P_{(95)}$).

TABLA 6.1: ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA MEDICIONES DE CAPACITANCIA EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE

Estadística descriptiva							
Variable	n	Media	D.E.	Mín	Máx	P(05)	P(95)
C [μF]	83	1,877	0,033	1,814	1,988	1,833	1,925
$\Delta C_1/C_0$	83	0,23%	0,08%	0,00%	0,38%	0,10%	0,36%
$\Delta C_2/C_0$	66	0,53%	0,14%	0,21%	0,86%	0,26%	0,75%

Como marco teórico, se detalla cada estadístico y su fórmula de cálculo [40]:

- Número de observaciones (n): cantidad de valores en cada variable.
- Valor medio (*Media*): es el promedio de todos los valores de la variable, es decir, la suma de todos los datos divididos el número de ellos.

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

- Desviación estándar (*D.E.*): da una medida de dispersión que tienen los datos con respecto a la media, corresponde a la raíz cuadrada de la varianza muestral calculada como la suma de los cuadrados de los desvíos con respecto a la media muestral, dividida por $(n-1)$.

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$$

- Valor mínimo (*Mín*) y Valor máximo (*Máx*): Son los valores extremos de cada variable.
- Percentiles $P_{(05)}$ y $P_{(95)}$: El percentil de orden k deja por debajo el $k\%$ de la muestras, es decir: el percentil $P_{(05)}$ es el valor que deja por debajo el 5% de las muestras y $P_{(95)}$ deja por debajo el 95% de las muestras. Por lo tanto, el rango que forman ambos percentiles abarca el 90 % de las muestras.

En base al análisis descriptivo (tabla 6.1), se identificó lo siguiente:

- El valor medio de capacitancia de todos los bobinados es de 1,877 μF , donde el mínimo de 1,814 μF lo presenta el generador U11 en el año 2010 y el valor máximo de 1,988 μF lo presenta el generador U06 en el año 1986.

- El 90% de los valores de capacitancia están dentro del rango (1,833 - 1,925) μF , es decir que hay una diferencia de un 4,9% entre los valores de capacitancia en los diferentes generadores.
- Los generadores que presentan mayor valor de ΔC_1 ($\Delta C_1 \geq P_{(95)}$) son U04, U05 y U06. Y los que presentan mayor valor ΔC_2 ($\Delta C_2 \geq P_{(95)}$) son U06 y U11.
- Ningún generador supera el límite de variación porcentual establecido en el punto 5.3.3.1 ($\Delta C(\%) < 1\%$).

En la fig. 6.11 se representan todos los valores de los factores de variación porcentual ΔC_1 y ΔC_2 , en dicha figura se observa que no hay una tendencia clara de crecimiento.

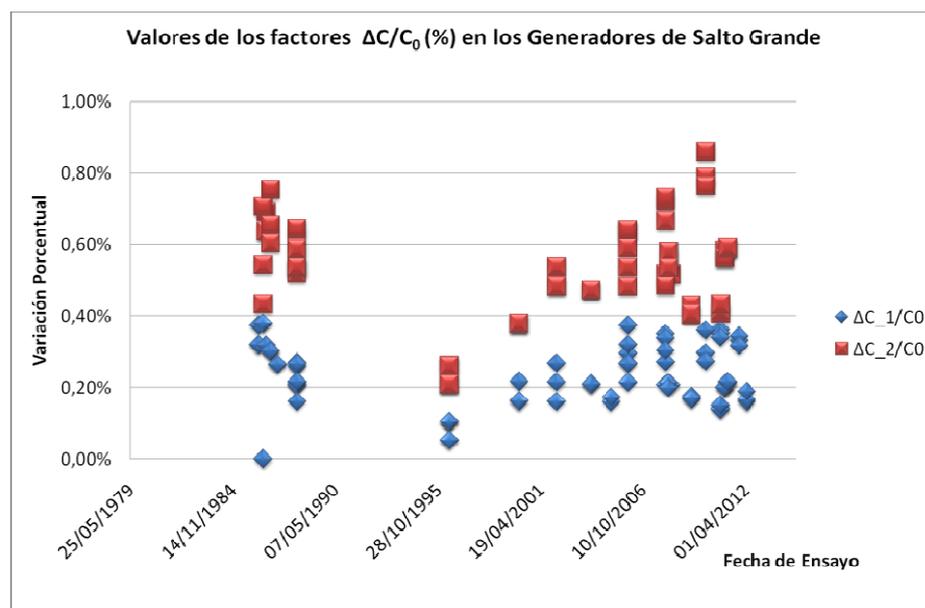


FIG. 6.11: VALORES DE LOS FACTORES $\Delta C/C_0$ EN LOS ENSAYOS DE CAPACITANCIA Y $Tg\delta$.

6.3.5. Tangente Delta

Como se mencionó anteriormente (pto. 5.3.3.1 del cap. N°5), el ensayo de tangente delta ($tg\delta$) consiste en medir las pérdidas que se presentan en el dieléctrico. Si bien existen valores recomendados de $tg\delta$ y $\Delta tg\delta$, lo importante de este ensayo es su progresión con el tiempo [15].

Los valores límites adoptados en la tabla 5.7 del cap. N° 5, son:

- Incremento del valor de $\text{tg}\delta$ con los años ($\Delta\text{tg}\delta_{\text{Años}} < 1\%$).
- Valor del factor $\Delta\text{tg}\delta < 1\%$.

Análisis realizados:

- Se compararon en forma gráfica, valores de $\text{tg}\delta_{0,2U_n}$ y $\Delta\text{tg}\delta$, de todas las unidades generadoras con los límites establecidos.
- Se realizó un análisis descriptivo de los valores de $\text{tg}\delta_{0,2U_n}$ y $\Delta\text{tg}\delta$, para obtener: máximo, mínimo, media, desviación estándar, etc.
- Se observó dependencia con en el tiempo.

6.3.5.1. Valores de $\text{tg}\delta_{0,2U_n}$ y $\Delta\text{tg}\delta$

En el anexo 6.D se presentan las mediciones de todas las unidades, en los diferentes años de explotación de la central. En la figura 6.12, se muestra una unidad tipo de dicho anexo. En los gráficos del anexo se muestran valores de $\text{tg}\delta$ al 20% de la tensión nominal “ $\text{tg}\delta_{0,2U_n}$ ”, valores de $\Delta\text{tg}\delta$ entre el 60% y el 20% U_n ($\Delta\text{tg}\delta_1$) y valores de $\Delta\text{tg}\delta$ entre el 80% y el 20% U_n ($\Delta\text{tg}\delta_2$).

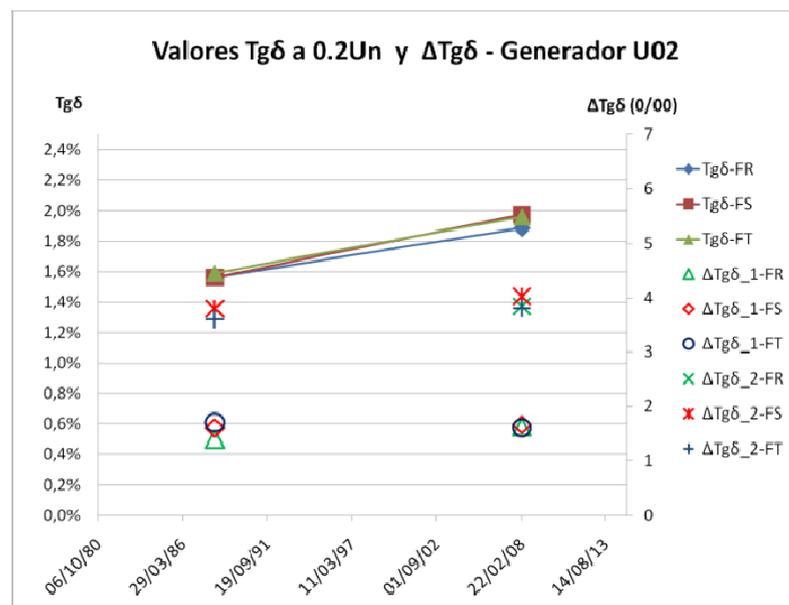


FIG. 6.12: VALORES DE Tgδ Y ΔTgδ – GENERADOR U02

Se observó (anexo 6.D), que el generador U11 presenta el mayor valor para el factor $\Delta \text{tg}\delta$ ($\Delta \text{tg}\delta_2 > 5 \text{ ‰}$).

La mayoría de los generadores presentan una tendencia positiva de sus valores de $\text{tg}\delta_{0.2U_n}$ con el tiempo. Pero hay unidades que muestran lo contrario, las mismas son:

- U01: En el ensayo del año 1988, el valor promedio de las tres fases para el parámetro de $\text{tg}\delta_{0.2U_n}$ fue de 1,92 %. Y en el ensayo del año 2008 el promedio fue de 1,79 %.
- U04: En el ensayo del año 1986, el valor promedio fue de 2,03 %. Luego se midió en 1988 dando un promedio de 1,83%. Y en el año 2011 el promedio fue de 1,59 %.
- U08: En el ensayo del año 2000, el valor promedio fue de 1,57 % y en el año 2010 el promedio fue de 1,50 %.
- U09: En el ensayo del año 2004, el valor promedio fue de 1,44 % y en el año 2012 el promedio fue de 1,35 %.

Esta característica de decrecimiento con el tiempo, no concuerda con la teoría de que las pérdidas aumentan con los años de servicio. La posible explicación a esta tendencia, es por errores de medición en los instrumentos usados en los primeros ensayos de los generadores (la mayor diferencia se da con los ensayos de los años 1986 y 1988).

6.3.5.2. Análisis Descriptivo de los Valores de Ensayo

En la tabla 6.2 se presenta un análisis descriptivo de las mediciones de $\text{tg}\delta$ en los últimos doce años. Se tomó este periodo de tiempo porque incluye mediciones en casi todas las unidades y evita la característica de decrecimiento con el tiempo.

Las variables de análisis son: valores de $tg\delta$ al 20% de la tensión nominal " $tg\delta_{0.2Un}$ ", valores de $\Delta tg\delta$ entre el 60% y el 20% de la tensión nominal " $\Delta tg\delta_1$ ", valores de $\Delta tg\delta$ entre el 80% y el 20% de la tensión nominal " $\Delta tg\delta_2$ " y la diferencia de $tg\delta$ 0.2Un entre la primera medición y la última " $\Delta tg\delta_{años}$ ". Las variables estadísticas que se calculan son: número de observaciones (n), valor medio (*Media*), desviación estándar (*D.E.*), valor mínimo (*Mín*), valor máximo (*Máx*) y el percentil 90 ($P_{(90)}$).

TABLA 6.2: ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA MEDICIONES DE $TG\delta$ EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE

Estadística descriptiva						
Variable	n	Media	D.E.	Mín	Máx	P(90)
$tg\delta$ (0.2Un) [0/0]	50	1,672	0,166	1,348	1,972	1,885
$\Delta tg\delta_1$ [0/00]	50	1,628	0,339	1,100	2,470	2,110
$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	41	3,694	0,803	2,660	5,610	4,720
$\Delta tg\delta_{años}$ [0/0]	50	0,101	0,264	-0,452	0,692	0,466

En base al análisis descriptivo (tabla 6.2), se observó lo siguiente:

- Los generadores no superan el valor límite para $\Delta tg\delta_{Años}$.
- Los generadores que más ha aumentado sus valores de $tg\delta_{0.2Un}$ en sus años de explotación ($\geq P_{(90)}$) son: U05 y U12.
- Los generadores no superan el valor límite para $\Delta tg\delta_1$ y $\Delta tg\delta_2$.
- Los generadores que presenta mayor valor de $\Delta tg\delta_1$ ($\geq P_{(90)}$) son: U01 (FT), U05 (FR y FS) y U11 (FR, FS y FT).
- Los generadores que presenta mayor valor de $\Delta tg\delta_2$ ($\geq P_{(90)}$) son: U05 (FR) y U11 (FR, FS y FT).

6.3.5.3. Evolución con el tiempo

Si bien son muchos los ensayos que se disponen para todas las unidades generadoras, si se observa la evolución a través del tiempo por unidad, se disponen muy pocos datos para los análisis.

El generador U05 es el que presenta mayor cantidad de mediciones (doce), pero éstas sólo se realizaron en tres periodos diferentes. Por lo tanto se puede afirmar que se posee sólo tres mediciones: en 1986 se midió dos veces, en 2006 una sola vez y la última en el año 2008. En la figura 6.13 se grafican dichas mediciones.

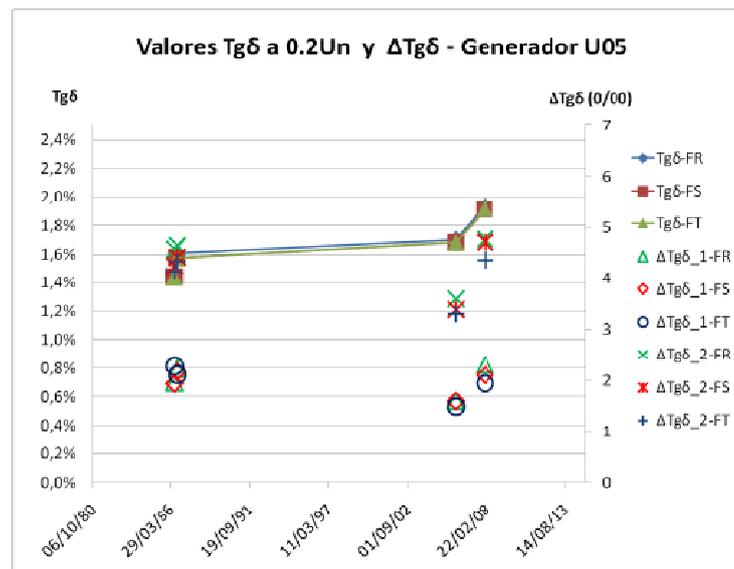


FIG. 6.13: VALORES DE Tgδ Y ΔTgδ – GENERADOR U05

En la figura 6.14 se graficaron todos los valores de $tg\delta_{0.2Un}$, $\Delta tg\delta_1$ y $\Delta tg\delta_2$, de los generadores de Salto Grande, independiente del número de unidad. En dicha gráfica se observa que no hay una clara dependencia de crecimiento con el tiempo.

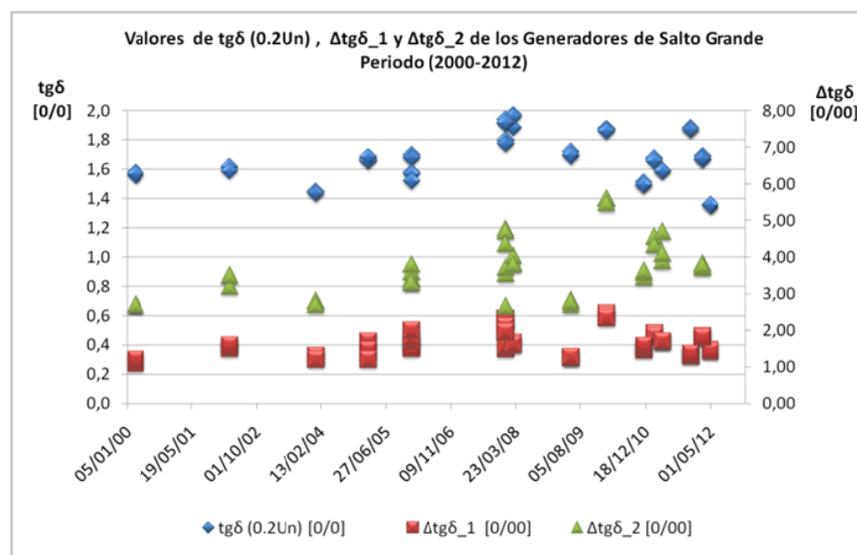


FIG. 6.14: VALORES DE Tgδ Y ΔTgδ – GENERADORES SALTO GRANDE PERIODO (2000-2012)

Los valores de $\text{tg}\delta_{0.2U_n}$ son propios de cada generador y dependen de varios factores: materiales sistema aislantes, proceso de fabricación de la barras, montaje del bobinado y de la contaminación superficial del generador [15] [35]. Si bien, hay varios de estos factores que son similares en los generadores de Salto Grande (materiales y manufactura), hay otros que determinan el valor en cada generador (montaje y polución).

Resumiendo:

- Los valores de $\text{tg}\delta_{0.2U_n}$, $\Delta\text{tg}\delta_{-1}$ y $\Delta\text{tg}\delta_{-2}$ se mantienen constante desde los últimos doce años, sin presentar una dependencia creciente con el tiempo.
- Los valores de $\Delta\text{tg}\delta_{\text{Años}}$ están por debajo de los límites máximos.

6.3.6. Descargas Parciales Fuera de Servicio

En el año 2000 se implementó un sistema de monitoreo de D.P. en cada generador de la central Hidroeléctrica de Salto Grande. Este sistema permite medir las descargas tanto en servicio, como fuera de servicio inyectando tensión con una fuente externa. El principio de funcionamiento fue descrito en el capítulo anterior (pto. 5.3.4.3 del cap. N°5)

En la figura 6.15 se representaron los bobinados estáticos del generador, con sus 4 ramas en paralelo por fase. En dicho gráfico se representó también, los 12 acopladores capacitivos que permiten adquirir las descargas parciales.

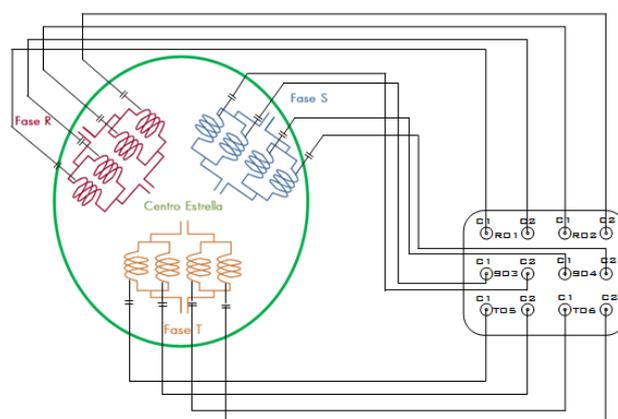


FIG 6.15: SISTEMA DE MEDICION DE DESCARGAS PARCIALES EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE

Estos acopladores o captosres miden las descargas de polaridades positivas y negativas en forma directa expresándolas en mV; lo cual implica que en cada medición, se obtiene veinticuatro valores de intensidad de descarga “ Q_m ”. En tabla 6.3 se muestran las denominaciones de los doce captosres, con quien están apareados, la fase y rama en la cual están instalados y las variables que adquieren cada uno de ellos.

TABLA 6.3: DENOMINACION DE LOS CAPTORES DE DESCARGAS PARCIALES Y VARIABLES OBTENIDAS

FASE	N° de RAMA	PARES	NOMBRE	VARIABLE
R	1	1	R₀₁C₁	Q_m + , Q_m -
	2		R₀₁C₂	Q_m + , Q_m -
	3	2	R₀₂C₁	Q_m + , Q_m -
	4		R₀₂C₂	Q_m + , Q_m -
S	1	3	S₀₃C₁	Q_m + , Q_m -
	2		S₀₃C₂	Q_m + , Q_m -
	3	4	S₀₄C₁	Q_m + , Q_m -
	4		S₀₄C₂	Q_m + , Q_m -
T	1	5	T₀₅C₁	Q_m + , Q_m -
	2		T₀₅C₂	Q_m + , Q_m -
	3	6	T₀₆C₁	Q_m + , Q_m -
	4		T₀₆C₂	Q_m + , Q_m -

En la tabla 5.7 del cap. N° 5 se muestran la probabilidad acumulada de Q_m . En base a esta, definimos valores extra altos, altos, medios y bajos (tabla 6.4).

TABLA 6.4: CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE DESCARGAS PARCIALES

Percentil	Intensidad de Descargas Parciales , Q_m [mV]	Clasificación
50%	$Q_m < 79$	Valores Bajos
75%	$79 \leq Q_m \leq 180$	Valores Medios
90%	$180 \leq Q_m \leq 361$	Valores Altos
100%	> 362	Valores Extra Altos

Análisis realizados:

- Análisis descriptivo de valores Q_m .
- Comparación entre unidades y con los límites de referencia.

6.3.6.1. Análisis Descriptivo de Valores Q_m

En la tabla 6.5 se realizó un análisis descriptivo de las mediciones de descargas parciales con el generador fuera de servicio. La variable de análisis fue la “*intensidad máxima de descargas parciales*” (Q_m), y se calcularon los siguientes parámetros estadísticos: número de observaciones (n), valor medio (*Media*), desviación estándar (*D.E.*), valor mínimo (*Mín*) y valor máximo (*Máx*).

TABLA 6.5: ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LAS MEDICIONES DE DESCARGAS PARCIALES FUERA DE SERVICIO EN LOS GENERADORES SALTO GRANDE

Estadística descriptiva						
Generador	Variable	n	Media	D.E.	Mín	Máx
U01	Qm	48	123	102,18	0	361
U02	Qm	24	19	52,63	0	169
U03	Qm	48	48	55,49	0	188
U04	Qm	48	148	191,78	0	700
U05	Qm	72	28	46,89	0	172
U06	Qm	48	53	85,48	0	289
U07	Qm	48	30	65,83	0	237
U08	Qm	24	18	49,27	0	151
U09	Qm	24	17	47,82	0	175
U10	Qm	24	100	131,99	0	389
U11	Qm	72	15	45,5	0	171
U12	Qm	72	67	74,61	0	252
U13	Qm	24	0	0	0	0
U14	Qm	24	136	123,61	0	450
TODOS	Qm	600	57	98	0	700

Con la clasificación definida en la tabla 6.4, se observa (tabla 6.5) que existen generadores con valores extra altos de descargas parciales (> 369 mV), dichos generadores son: U04, U10 y U14. Y otros con valores altos (>180 mV): U01, U03, U06, U07 y U12. Se observa que los valores mínimos de la tabla 6.5 son ceros en todos los generadores, esto se origina porque al medir de a pares de captos el rango de medición lo establece el sensor de mayor nivel de descargas parciales.

6.3.6.2. Comparación entre unidades y con los límites de referencia

Como se mencionó anteriormente (tabla 6.3), por cada medición de descargas parciales se obtienen, por generador, 24 valores de intensidad de descarga parciales “ Q_m ”. En consecuencia, es muy dificultoso realizar una comparación entre generadores por la simple observación de la matriz de datos.

Para identificar las unidades con mayor probabilidad de falla, hay que observar las descargas con mayor valor Q_m (pto. 5.3.4.7 del cap. N°5); ya que si una bobina presenta una falla, queda todo el generador fuera de servicio.

En la figura 6.16 se realizó un diagrama de cajas (box-plot), donde se identificó los captore que poseen valores altos y extra altos. El gráfico de cajas (box-plot), refleja la forma de las distribuciones dando en un mismo elemento gráfico información acerca de la media (punto negro en cada barra de color), los cuantiles 0.25 y 0.75 (barra de color que poseen el 50% de las muestras), los cuantiles 0.05 y 0.95 (bigotes extremos que abarcan el 90% de las muestras) y mostrando la presencia, si los hubiere, de valores extremos (punto hueco fuera de la barra) [45].

Valores de Descargas Parciales - Ensayo Fuera de Servicio

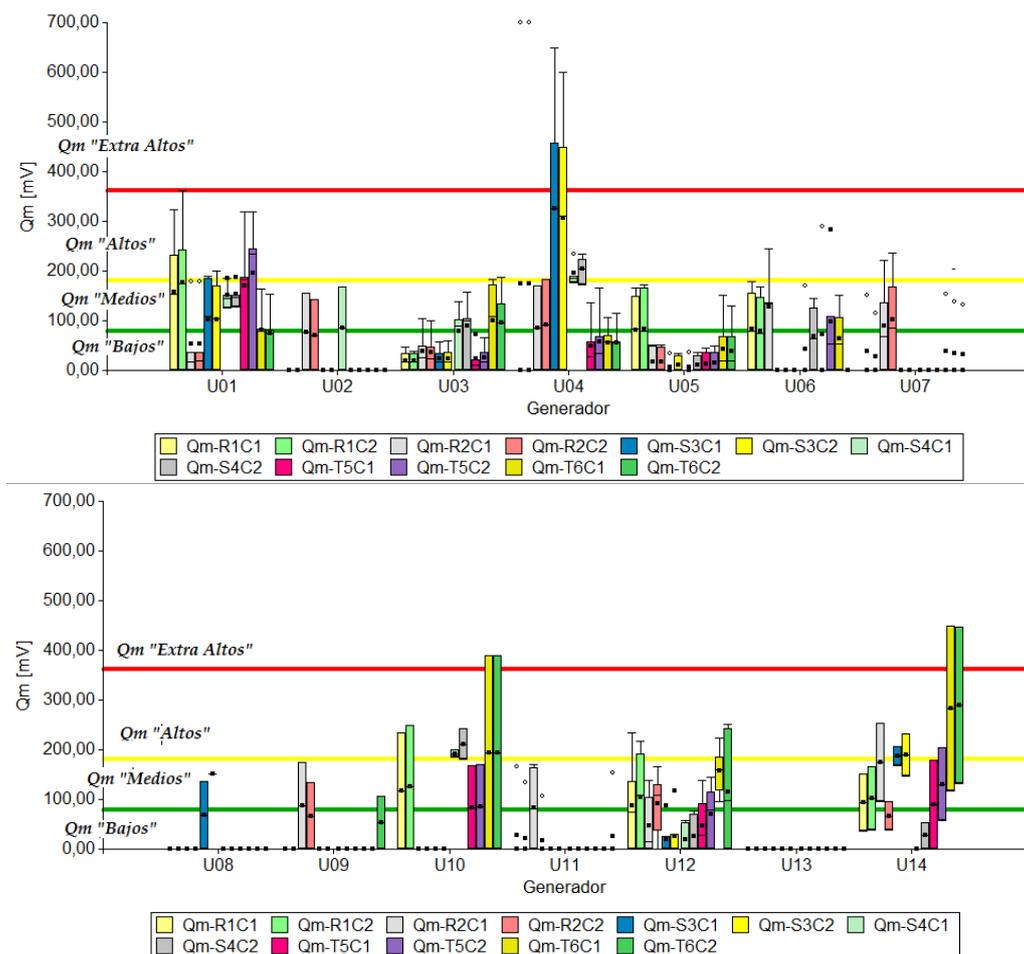


FIG. 6.16: DIAGRAMA DE CAJAS CON LOS VALORES DE DESCARGAS PARCIALES FUERA DE SERVICIO EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE

Del gráfico (fig. 6.16) se observa lo siguiente:

- Los generadores que poseen valores extra altos (por encima de la línea roja) son: U04, U10 y U14.
- Los que poseen valores altos (entre línea roja y amarilla) son: U01, U03, U06, U07 y U12.
- Los generadores que poseen valores medios o bajos (debajo de la línea amarilla) son: U02, U05, U08, U09, U11 y U13.
- El generador U13 presenta valores nulos en todos sus captores generando desconfianza en la medición, posiblemente se realizó la medición con el equipo configurado en un rango muy elevado.

Para poder determinar el origen de los valores extra altos que presentan los generadores, se realizaron comparaciones de los gráficos con resolución en fase (PRPD) con los patrones de falla mencionados en el pto. 5.3.4.4 del capítulo N° 5.

De dicha comparación, observamos lo siguiente:

- U04 = En la fig. 6.17 y 6.18 se presentan los gráficos PRPD de los captores que presentaron valores extra altos en medición realizada en el año 2002 y 2011. El captor que registra valores extra altos en ambas mediciones, pertenece a la fase S; y el que sólo registra en el año 2011, es el de la fase R.

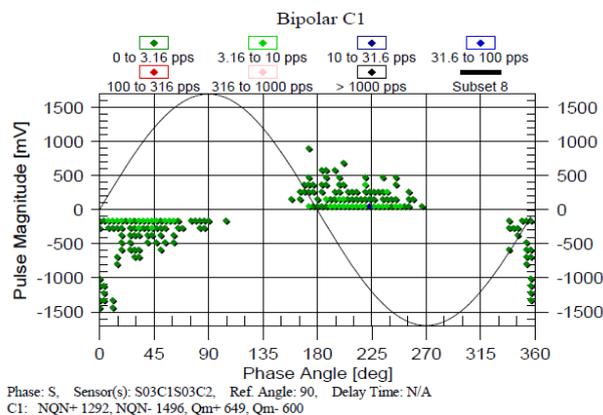


FIG. 6.17: GRÁFICO DE RESOLUCIÓN DE FASE, GENERADOR U04 – AÑO 2011 – FASE S.

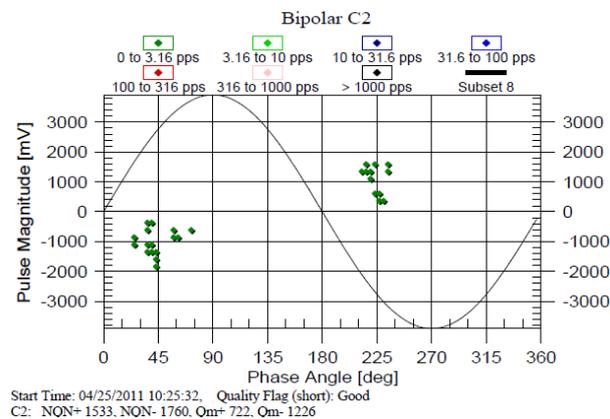


FIG. 6.18: GRÁFICO DE RESOLUCIÓN DE FASE, GENERADOR U04 – AÑO 2011 – FASE R.

Observando la figura 6.17 y comparando con los patrones de falla de referencia [38], se deduce que las descargas registradas en la fase S se ajustan a los patrones de descargas internas en el bobinado del generador. En las figuras 6.17 y 6.18 se observan que existen descargas de extra alta intensidad (> 700 mV), dichos patrones de descargas no corresponden a ningún patrón de falla en los generadores dado por las publicaciones de referencia [38], pero al ser de muy alta intensidad se recomienda en especial seguimiento.

- U10 = En la fig. 6.19 se presenta el gráfico PRPD del captor que presentan valores extra altos en la medición realizada en el año 2004. El captor pertenece a la fase T y se deduce que las descargas registradas se ajustan a los patrones de descargas entre fases [38].

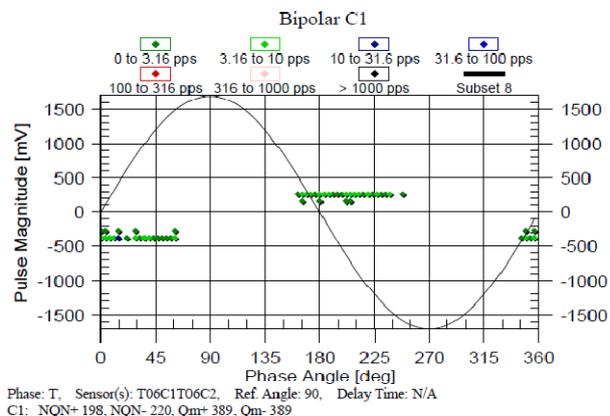


FIG. 6.19: GRÁFICO DE RESOLUCIÓN DE FASE, GENERADOR U10 – AÑO 2004 – FASE T.

- U14 = En la fig. 6.20 se presenta el gráfico PRPD del captor de la fase T que presentan valores extra altos en la medición realizada en el año 2003.

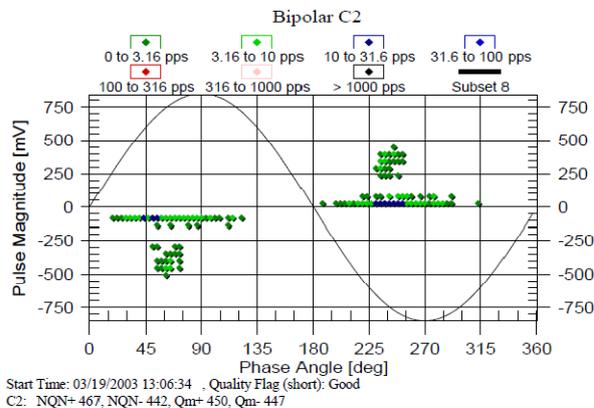


FIG. 6.20: GRÁFICO DE RESOLUCIÓN DE FASE, GENERADOR U14 – AÑO 2003 – FASE T.

Se observa que las descargas de mayor intensidad no corresponden a ningún patrón de falla en generadores, aduciendo entonces que las mismas son de origen externo [38].

6.3.7. Descargas Parciales en Servicio

Se mencionó en capítulos anteriores (pto. 5.1 del capítulo N°5), que en la Central Hidroeléctrica de Salto Grande se realizan mantenimientos programados a dos unidades por año. Por lo que si se quisiera comparar los niveles registrados de actividad de descargas parciales fuera de servicio, estaríamos realizando comparaciones con generadores de distintas edades.

Uno de los beneficios de los ensayos en servicio es que se puede medir a todos los generadores en el mismo período de tiempo. Por consiguiente, las comparaciones entre unidades brindan mejores diagnóstico del estado del sistema de aislamiento.

Se mencionó también (pto. 6.3.6.2), que no es tarea sencilla comparar y clasificar el estado general de los generadores con las mediciones de descargas parciales. Es decir, hay que clasificar unidades que poseen valores altos en dos o tres sensores, otras con valores medios en la mayoría de los sensores y algunas que podrían tener niveles bajos en casi todos los sensores pero con uno de ellos con valores muy altos.

Análisis realizados:

- Análisis descriptivo de la última medición (año 2012).
- Análisis de la varianza de la última medición registrada.
- Análisis de la varianza de todas las mediciones para clasificar las unidades en forma histórica.
- Análisis de evolución de los niveles de descarga con el tiempo.

6.3.7.1. Análisis descriptivo de los valores Q_m .

Al igual que en el pto. 6.3.6 para poder analizar las mediciones con la unidad en servicio y clasificar las unidades, se realizó un análisis descriptivo (tabla 6.6) de los valores de Q_m registrados en la última medición (año 2012). La variable de análisis fue la intensidad máxima de descargas parciales (Q_m), y se calcularon los siguientes parámetros estadísticos: número de observaciones (n), valor medio (*Media*), desviación estándar (*D.E.*), valor mínimo (*Min*), valor máximo (*Máx*) y los percentil 75 y 90 ($P_{(75)}$ y $P_{(90)}$). En el punto 6.3.4.2 del presente capítulo, se describe cada parámetro estadístico y su fórmula de cálculo.

TABLA 6.6: ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LAS MEDICIONES DE DESCARGAS PARCIALES EN LOS GENERADORES SALTO GRANDE – AÑO 2012

Estadística descriptiva								
Unidad	Variable	n	Media	D.E.	Mín	Máx	P(75)	P(90)
U01	Q_m	24	251	208	0	700	377	474
U02	Q_m	24	51	44	0	157	73	94
U03	Q_m	24	227	225	0	700	270	686
U04	Q_m	24	157	162	0	486	108	439
U05	Q_m	24	140	120	0	476	194	246
U06	Q_m	24	62	53	0	215	75	154
U07	Q_m	24	100	111	0	479	109	135
U08	Q_m	24	168	186	0	700	212	297
U09	Q_m	24	166	200	0	700	196	564
U10	Q_m	24	131	183	0	700	116	181
U11	Q_m	24	113	119	0	384	190	291
U12	Q_m	24	61	46	0	174	88	114
U13	Q_m	24	70	58	0	174	95	174
U14	Q_m	24	86	103	0	391	96	139
TOTAL	Q_m	336	127	153	0	700	154	335

Se observa (tabla 6.6) que los valores medios de Q_m de todos los generadores (promedio total), están alrededor de 127 mV (rango de valores medios). El 75% de las mediciones presentan valores menores a 154 mV (valores medios) y hay un 10% de las mediciones que poseen valores mayores a 335 mV (valores altos). Las unidades que poseen descargas de extra alta intensidad (≥ 362 mV) son: U01, U03, U04, U05, U07, U08, U09, U10, U11 y U14.

Si clasificamos a los generadores por su media, obtenemos los siguientes grupos:

- Unidades con valores bajos: U02, U06, U12 y U13.
- Unidades con valores medios: U04, U05, U07, U08, U09, U10, U11 y U14.
- Unidades con valores altos: U01 y U03.

En la figura 6.21, se realiza un diagrama de cajas de los valores Q_m registrado en el año 2012. De la misma forma que en la figura 6.16 estos diagramas representan varios valores estadísticos, los cuales son: los cuantiles 0.25 y 0.75 (barras de color que poseen el 50% de las muestras, los cuantiles 0.05 y 0.95 (bigotes extremos que abarcan el 90% de las muestras), valor medio (punto negro en cada barra) y los valores extremos si los tuviera (punto hueco fuera de la barra). El objetivo de este gráfico es identificar que unidades tenían los mayores niveles de intensidad.

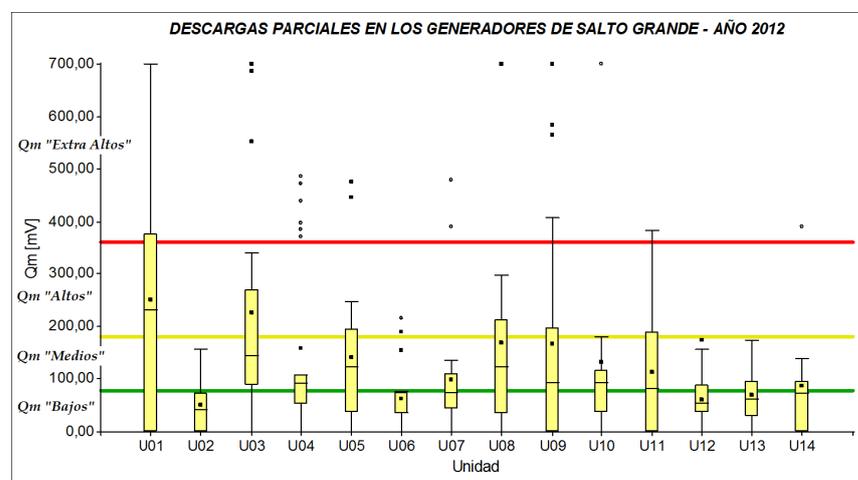


FIG. 6.21: DIAGRAMA DE CAJAS CON LOS VALORES DE DESCARGAS PARCIALES EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE – AÑO 2012

En la figura 6.21 se observa lo siguiente:

- La zona central (caja con el 50% de las muestras) del generador U01 se encuentra con valores extra altos de descargas parciales.
- Los generadores que el rango del 95% (bigote superior) superan los valores extra altos de descargas parciales son: U01, U09 y U11.
- Los generadores que presentan valores extremos con intensidad de descarga parcial extra alta (por encima de la línea roja) son: U01, U03, U04, U05, U07, U08, U09, U10, U11 y U14.

6.3.7.2. Análisis de la varianza de la última medición registrada.

- **Marco Teórico Análisis de la Varianza (ANOVA)**

El análisis anterior (pto. 6.3.7.1) permite poder identificar claramente las unidades que están en riesgo de falla, los mayores valores de intensidad de descargas parciales (Q_m) son los que podría llevar a una falla en el sistema de aislamiento. Esto es de poca utilidad para clasificar en forma global el estado de envejecimiento del sistema aislante, ya que hay generadores que presentan valores altos en muchos sensores y otros presentan valores extra altos en unos pocos sensores y en el resto valores medios. La comparación de los valores medios dados en la tabla 6.6, es una clasificación preliminar que está influenciada por los valores extremos y no contempla el efecto de la dispersión de datos.

Por eso una de las herramientas que ofrece la estadística para diferenciar los valores medios en forma más precisa es el análisis de la varianza (ANOVA) y la prueba de rangos múltiples (LSD).

En un ANOVA multifactorial se plantea si entre una cierta variable numérica continua, Y , llamada variable respuesta, y ciertas variables categóricas F_1, \dots, F_n , llamadas factores, hay relación o no. En este contexto, hay dos preguntas que, en general, se desea contestar:

1. **Factores significativos:** ¿Qué factores resultan significativos? Es decir, nos planteamos qué factores tienen influencia sobre la variable respuesta.

2. **Interacción:** La combinación de ciertos factores, ¿posee alguna influencia en el valor de la variable respuesta?

Si se representa la media global como μ , el modelo de ANOVA con interacción supone que:

$$Y_{ijk} = \mu + \alpha_i + \beta_j + (\alpha\beta)_{ij} + \epsilon_{ijk} \quad (6.1)$$

Donde α_i es el efecto del factor F_1 en nivel i , β_j es el efecto del factor F_2 en nivel j , $(\alpha\beta)_{ij}$ es el efecto de interacción entre F_1 en nivel i y F_2 en nivel j , y ϵ_{ijk} es el residuo el cual es debido al azar.

Si se representa por μ_i a la media de todas las observaciones que tienen F_1 en nivel i , y por μ_j a la media de todas las observaciones que tienen F_2 en nivel j , entonces:

$$\alpha_i = \mu_i - \mu, \quad \beta_j = \mu_j - \mu, \quad (\alpha\beta)_{ij} = \mu_{ij} - \mu_i - \mu_j + \mu. \quad (6.2)$$

Para ver si F_1 es un factor significativo, se realiza el contraste de hipótesis:

$$H_0: \alpha_i = 0 \text{ para todo } i \quad ; \quad H_1: \text{algún } \alpha_i \neq 0 \quad (6.3)$$

Si H_0 es rechazada, se dice que F_1 es significativo.

Igualmente, para ver si F_2 es un factor significativo, se realiza el contraste de hipótesis:

$$H_0: \beta_j = 0 \text{ para todo } j \quad ; \quad H_1: \text{algún } \beta_j \neq 0 \quad (6.4)$$

Si H_0 es rechazada, decimos que F_2 es significativo.

También, se debe comprobar si existe interacción entre los factores, lo cual supone contrastar la siguiente hipótesis:

$$H_0: (\alpha\beta)_{ij} = 0 \text{ para todo } i, j \quad ; \quad H_1: \text{algún } (\alpha\beta)_{ij} \neq 0 \quad (6.5)$$

Para contrastar las diferentes hipótesis se construye una tabla ANOVA

TABLA 6.7: TABLA ANOVA PARA EL CONTRASTE DE HIPÓTESIS

Fuente	Suma de cuadrados	g.l.	Varianza	Estadístico F	p-valor
Factor A	SCE(A)	$I - 1$	$S_A^2 = \frac{SCE(A)}{I - 1}$	$F_A = \frac{S_A^2}{S_R^2}$	p_A
Factor B	SCE(B)	$J - 1$	$S_B^2 = \frac{SCE(B)}{J - 1}$	$F_B = \frac{S_B^2}{S_R^2}$	p_B
Residual	SCR	$(I - 1)(J - 1)$	$S_R^2 = \frac{SCR}{(I - 1)(J - 1)}$		
Total	SCT	$IJ - 1$			

La suma de cuadrados explicados se calcula por las siguientes ecuaciones:

- Explicada por A: $SCE(A) = J \sum_i (\bar{y}_i - \bar{y}_{..})^2 = J \sum_i \hat{\alpha}_i^2$ (6.6)

- Explicada por B: $SCE(B) = I \sum_j (\bar{y}_j - \bar{y}_{..})^2 = I \sum_j \hat{\beta}_j^2$ (6.7)

- Residual: $SCR = \sum_i \sum_j (y_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y}_{..})^2$ (6.8)

- Total: $SCT = \sum_i \sum_j (y_{ij} - \bar{y}_{..})^2$ (6.9)

$$SCE(A) + SCE(B) + SCR = SCT \quad (6.10)$$

Los cocientes F_A y F_B siguen una distribución F de Fischer o Snedecor con sus respectivos grados de libertad ($F_A(I-1), (I-1)(J-1)$, $F_B(J-1), (I-1)(J-1)$). La distribución F sirve para buscar el p-valor (valor de probabilidad) a partir del cual el cociente es lo suficientemente grande como para declarar las diferencias entre grupos estadísticamente significativas. Es decir como los p-valor asociados a los cocientes F_A y/o F_B son menores que un cierto nivel de confiabilidad " α " ($\alpha=0,05$ representa una probabilidad mayor a 95%), rechazamos la hipótesis nula y aceptamos que F_1 y/o F_2 son factores significativos e influyen en los valores de la variable respuesta.

A continuación se detalla un ejemplo tipo para ilustrar los conceptos dados:

Ejemplo: Se quiere saber si los niveles de descargas parciales “Qm” medidos en las tres fases de cinco (5) generadores de una central hidroeléctrica cualquiera, son significativamente diferentes entre sí y poseen independencia con las fases en que se mide.

TABLA 6.8: EJEMPLO TIPO DE ANALISIS DE LA VARIANZA

Qm	FASE			
	FR	FS	FT	
GENERADOR	I	218	245	320
	II	170	158	186
	III	75	110	90
	IV	77	225	101
	V	65	56	88

Factor A: Número de Generador, cinco niveles (I = 5).

Factor B: Fase en que se realizó la medición, tres niveles (J = 3).

En la tabla 6.9, se calculan los valores medios por fila ($\bar{y}_{i.}$), por columna ($\bar{y}_{.j}$) y el general de todos los datos ($\bar{y}_{..}$). Una vez calculados los valores medios por fila y columna, se realizan las diferencias con el valor medio general y se eleva al cuadrado ($(\bar{y}_{i.} - \bar{y}_{..})^2$, $(\bar{y}_{.j} - \bar{y}_{..})^2$). A continuación, se suman todas diferencias cuadráticas por fila ($\sum_i(\bar{y}_{i.} - \bar{y}_{..})^2$) y por columna ($\sum_j(\bar{y}_{.j} - \bar{y}_{..})^2$). Para finalmente calcular la suma de cuadrados explicados por el factor A “SCE(A)” (Generador) y “SCE(B)” B (Fase), los cuales se calculan por las ecuaciones previamente vistas (ecuación 6.6 y 6.7).

TABLA 6.9: CÁLCULO DE LAS SUMAS DE CUADRADOS EXPLICADOS – EJEMPLO TIPO

Qm	FASE			Niveles J	Valor Medio $\bar{y}_{i.}$	$y_i - \bar{y}_{..}$	$(y_i - \bar{y}_{..})^2$	$\sum(y_i - \bar{y}_{..})^2$	SCE(A)	
	FR	FS	FT						$J \sum(y_i - \bar{y}_{..})^2$	
GENERADOR	I	218	245	3	261	115	13317	22781	68343	
	II	170	158		171	26	662			
	III	75	110		92	-54	2909			
	IV	77	225		101	134	-11			127
	V	65	56		88	70	-76			5766
Niveles	I	5								
Valor Medio	$\bar{y}_{.j}$	121	159	157	$\bar{y}_{..}$	146				
	$(y_j - \bar{y}_{..})$	-25	13	11						
	$(y_j - \bar{y}_{..})^2$	605	174	130						
	$\sum(y_j - \bar{y}_{..})^2$	909								
	SCE(B)	$I \sum(y_j - \bar{y}_{..})^2$							4547	

En la tabla 6.10, se calculan los la suma de cuadrados residual “SCR” (ecuación 6.8) y la suma de cuadrado total “SCT” (ecuación 6.9).

TABLA 6.10: CÁLCULO DE LAS SUMAS DE CUADROS RESIDUAL Y TOTAL – EJEMPLO TIPO

SCR (Ecuación 6.8)	$(y_{ij} - \bar{y}_{i.})$			$(y_{ij} - \bar{y}_{i.} - \bar{y}_{.j})$			$(y_{ij} - \bar{y}_{i.} - \bar{y}_{.j} + \bar{y}_{..})$			$(y_{ij} - \bar{y}_{i.} - \bar{y}_{.j} + \bar{y}_{..})^2$			SCR
		-43	-16	59	-164	-175	-98	-18	-29	48	339	853	2266
	-1	-13	15	-122	-172	-142	23	-27	3	541	704	11	15214
	-17	18	-2	-138	-140	-159	8	5	-13	63	26	171	
	-57	91	-33	-178	-68	-190	-33	77	-45	1071	6001	2001	
	-5	-14	18	-126	-172	-139	20	-27	7	397	722	48	

SCT (Ecuación 6.9)	$(y_{ij} - \bar{y}_{.j})$			$(y_{ij} - \bar{y}_{.j})^2$			SCT
		72	99	174	5242	9880	30415
	24	12	40	595	154	1632	88104
	-71	-36	-56	4984	1267	3091	
	-69	79	-45	4706	6304	1989	
	-81	-90	-58	6496	8028	3318	

Con las sumas de cuadrado obtenidas en las tablas 6.9 y 6.10, se construye la tabla ANOVA (tabla 6.11). Los grados de libertad para el efecto *GENERADOR* es igual a 4 ($I - 1$) y los grados de libertad para el efecto *FASE* es igual a 2 ($J - 1$). Los valores de la columna Varianza se calculan por las ecuaciones dadas en la tabla 6.7 ($S_A^2 = \frac{SCE(A)}{I-1}$, $S_B^2 = \frac{SCE(B)}{J-1}$ y $S_R^2 = \frac{SCR}{(I-1)(J-1)}$).

TABLA 6.11: TABLA ANOVA – EJEMPLO TIPO

ANOVA						
Origen de Variaciones	Suma de Cuadrados	Grados Libertad	Promedio Cuadrados	F	p-valor	F-crítica ($\alpha=0,05$)
GENERADOR	68343	4	17086	8,98	0,0047	3,84
FASE	4547	2	2273	1,20	0,3514	4,46
RESIDUO	15214	8	1902			
TOTAL	88104	14				

Conclusiones:

Se observa en la tabla 6.11, que el p-valor del efecto “Generador” es menor a 0,05 (nivel de confianza de 95%), por lo tanto se rechaza la hipótesis nula de que todas las medias son iguales; es decir que los valores medios de Q_m no son iguales en todos los generadores. Se observa también, que el efecto “Fase” no posee relación significativa sobre los valores de Q_m ya que p-valor es mayor a 0,05.

▪ **Marco Teórico prueba de rangos múltiples (LSD)**

La prueba de rangos múltiples sirve para determinar cuáles son los pares de medias que son diferentes. Existen varios procedimientos, pero el que se usará en este trabajo, es el de la diferencia mínima significativa (LSD) de Fisher.

La diferencia mínima significativa (LSD) se define como la diferencia mínima que podría existir entre dos medias de muestras significativamente diferentes. El procedimiento LSD crea un intervalo de confianza para cada par de medias en el nivel de confianza seleccionado usando una distribución t-Student.

$$LSD = t_{\alpha/2; N-1} \sqrt{\hat{S}_R^2 \left(\frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j} \right)} \quad (6.11)$$

Donde:

- LSD se denomina mínima diferencia significativa
- n_i y n_j el número de observaciones correspondiente a cada media.
- $N - I$ el número de grados de libertad de la varianza residual.
- $t_{\alpha/2; N-I}$ el valor crítico de la distribución t con $N - I$ grados de libertad que deja una probabilidad a su derecha igual a $\alpha/2$.
- S_R^2 es la varianza residual.

Por lo tanto, se concluye que la pareja de medias μ_i y μ_j son estadísticamente diferentes si:

$$|\bar{y}_i - \bar{y}_j| > LSD \quad (6.12)$$

Este procedimiento debe de usarse solamente cuando la prueba-F en la tabla de ANOVA indica diferencias significativas entre las medias de nivel.

A continuación se muestra un ejemplo de cómo se realiza la prueba de múltiples rangos por el método LSD.

Ejemplo: Con los datos y cálculos del ejemplo anterior (ANOVA), se desea saber si los valores medios de intensidad de descargas parciales en los generadores son significativamente diferentes.

Para un nivel de significación del 5%, el valor de LSD es

$$LSD = t_{0,025;8} \sqrt{1902} \sqrt{\left(\frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j}\right)} = 2.3060 \cdot 43.61 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j}\right)}$$

$$LSD = 100.57 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{3}\right)} = 82.11$$

Ordenamos las medias de menor a mayor, donde el valor medio \bar{y}_{i1} representa el valor medio (de las tres fases) del generador N°1, y así sucesivamente.

$$\bar{y}_{i5} = 70 \quad ; \quad \bar{y}_{i3} = 92 \quad ; \quad \bar{y}_{i4} = 134 \quad ; \quad \bar{y}_{i2} = 171 \quad ; \quad \bar{y}_{i1} = 261$$

Comparamos las medias.

TABLA 6.12: PRUEBA DE MULTIPLES RANGO – EJEMPLO TIPO

Contraste		Diferencia	LSD	Significancia
V - III	$ \bar{y}_{i5} - \bar{y}_{i3} $	22	82,1	NO
V - IV	$ \bar{y}_{i5} - \bar{y}_{i4} $	65	82,1	NO
V - II	$ \bar{y}_{i5} - \bar{y}_{i2} $	102	82,1	SI
V - I	$ \bar{y}_{i5} - \bar{y}_{i1} $	191	82,1	SI
III - IV	$ \bar{y}_{i3} - \bar{y}_{i4} $	43	82,1	NO
III - II	$ \bar{y}_{i3} - \bar{y}_{i2} $	80	82,1	NO
III - I	$ \bar{y}_{i3} - \bar{y}_{i1} $	169	82,1	SI
IV - II	$ \bar{y}_{i4} - \bar{y}_{i2} $	37	82,1	NO
IV - I	$ \bar{y}_{i4} - \bar{y}_{i1} $	127	82,1	SI
II - I	$ \bar{y}_{i2} - \bar{y}_{i1} $	90	82,1	SI

Conclusiones:

En la tabla 6.12, se observa que existe diferencia significativa entre el generador I y el resto de los generadores. Además hay diferencia significativa entre los generadores V y II.

Los grupos homogéneos se forman las similitudes entre generadores:

- Generador V es similar a: III y IV.
- Generador III es similar a: V, IV y II.
- Generador IV es similar a: V, II y III.
- Generador II es similar a: III y IV.
- Generador I no posee generadores similares.

Otra forma de expresar la clasificación anterior es por letras de grupos homogéneos, donde generadores que posean la misma letra son similares entre sí (tabla 6.13).

TABLA 6.13: GRUPOS HOMOGENEOS – EJEMPLO TIPO

GENERADOR	GRUPOS
V	A
III	AB
IV	AB
II	B
I	C

▪ **Análisis**

Para realizar el análisis de la varianza, se confeccionó una tabla de datos donde se colocaron todos los valores registrados de Qm (14 generadores con 24 mediciones cada uno). En la tabla 6.14 se muestra parte de la tabla de datos, en la cual sólo se observan algunos datos del generador U01.

TABLA 6.14: TABLA PARCIAL DE VALORES DE QM EN LOS GENERADORES SALTO GRANDE

Año	Unidad	Fase	Sensor	Polaridad	Qm
2012	U01	R	R1C1	Pos	453
2012	U01	R	R1C2	Pos	288
2012	U01	R	R2C1	Pos	289
2012	U01	R	R2C2	Pos	0
2012	U01	S	S3C1	Pos	297
2012	U01	S	S3C2	Pos	146
2012	U01	S	S4C1	Pos	206
2012	U01	S	S4C2	Pos	435
2012	U01	T	T5C1	Pos	700

Para confirmar que los valores medios de Qm de los generadores son diferentes entre sí, se realizó un análisis de la varianza ANOVA (tabla 6.15) con los datos de las mediciones de descargas parciales del año 2012. En ella se analizó si el efecto Generador tiene relación significativa, con los valores de intensidad de descargas parciales “Qm”.

El análisis ANOVA se realizó por medio de programas estadísticos, ya que la base de datos es bastante extensa. Pero el procedimiento del cálculo es similar al ejemplo tipo dado en el marco teórico del análisis de la varianza (pag. 111).

En la tabla 6.15 se presenta parte de la tabla de cálculo de la suma de cuadrados para visualizar que el procedimiento de cálculo de los programas estadísticos concuerda con el marco teórico dado. Y en la tabla 6.16 el análisis de la varianza de los valores de intensidad de descargas parciales del año 2012, en el cuál se evaluó si el efecto “Generador” posee relación significativa sobre los valores de Qm.

TABLA 6.15: TABLA PARCIAL DEL CÁLCULO DE LA SUMA DE CUADRADOS

Qm		CAPTOR					Niveles	Valor Medio	$y_i - \bar{y}_{..}$	$(y_i - \bar{y}_{..})^2$	$\Sigma(y_i - \bar{y}_{..})^2$	SCE(A)	
		R1C1+	R1C2+	...	T6C1-	T6C2-							
GENERADOR	U01	453	288	...	143	0	24	\bar{y}_i	250,5	123,1	15145	49686	$J\Sigma(y_i - \bar{y}_{..})^2$
	U02	31	43	...	55	36		50,8	-76,6	5868			
	U03	686	263	...	239	148		226,6	99,1	9830			
	U04	0	486	...	89	38		157,3	29,9	891			
	U05	476	198	...	169	113		140,5	13,0	170			
	U06	31	75	...	36	41		62,5	-65,0	4222			
	U07	55	109	...	77	38		99,8	-27,7	766			
	U08	74	197	...	147	0		168,0	40,6	1646			
	U09	700	0	...	409	93		166,5	39,0	1523			
	U10	87	181	...	80	0		131,3	3,9	15			
	U11	65	190	...	335	89		113,3	-14,1	200			
	U12	54	38	...	93	0		61,3	-66,2	4380			
	U13	95	72	...	29	20		69,8	-57,6	3323			
	U14	0	69	...	139	76		86,1	-41,3	1706			
Niveles	I	14											
Valor Medio	\bar{y}_j	200,5	157,8	...	145,7	49,4	$\bar{y}_{..}$	127,4					
	$(y_j - \bar{y}_{..})$	73,1	30,4	...	18,3	-78,0							
	$(y_j - \bar{y}_{..})^2$	5339	921	...	334	6085							
	$\Sigma(y_j - \bar{y}_{..})^2$	207140											
	SCE(B)	$I\Sigma(y_j - \bar{y}_{..})^2$											
		2899965											

TABLA 6.16: ANÁLISIS DE VARIANZA DE LOS VALORES DE QM EN LOS GENERADORES SALTO GRANDE – AÑO 2012

Cuadro de Análisis de la Varianza

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Varianza	F	Valor-P
Generador	1192455	13	91727	4,43	<0,0001
Residuo	6664718	322	20698		
Total	7857173	335			

Los grados de libertad de la variable generador es igual a 13 (14 generadores – 1), los grados de libertad del sistema total es igual a 335 (14 gen x 12 captore x 2 polaridad – 1) y los grados de libertad del residuo es 322 (335 – 13). La suma de cuadrados explicados “SCE”, los cuadrados medios o varianza y el valor del estadístico “F” surgen de las ecuaciones dadas en la tabla 6.7. El estadístico F es igual a 4.43, lo cual determina una probabilidad menor 0,01, que determina que el que el efecto “Generador” posee relación significativa sobre los valores de Qm, verificando así que los valores medios de Qm no son iguales en todos los generadores.

En la figura 6.22 se presentan los valores medios de cada unidad, los intervalos de diferencia mínima significativa (LSD) con 95 % de nivel de confianza y los límites adoptados en la tabla 6.4. En la figura también, se presentan los grupos homogéneos clasificados por letras o combinaciones de ellas basados en el procedimiento de diferencia mínima significativa (LSD) de Fisher (tabla 6.17).

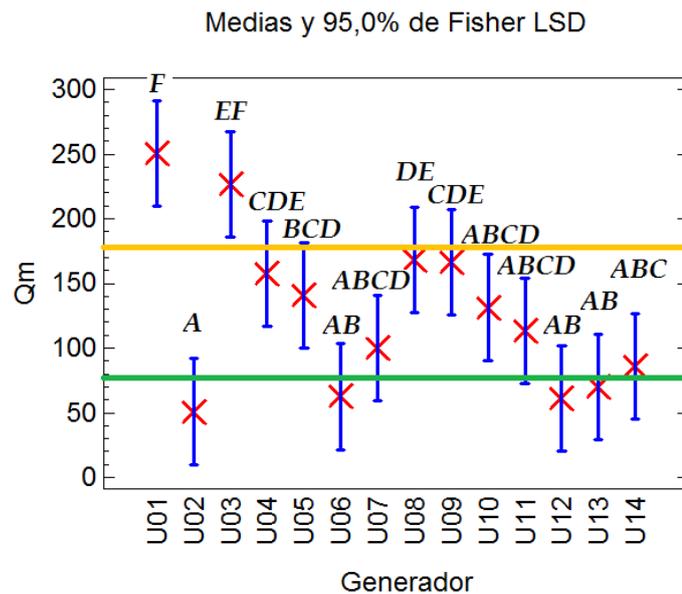


FIG 6.22: GRÁFICO DE MEDIAS Y INTERVALOS LSD DE LOS VALORES DE Qm – AÑO 2012

Con los grupos definidos (tabla 6.17) y los límites dibujados en la figura 6.22, se clasificaron las unidades en cinco niveles de intensidad de descargas parciales: bajo, medio-bajo, medio, medio-alto y alto.

TABLA 6.17: NIVELES DE INTENSIDAD DE DP EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE - AÑO 2012

Pruebas de Múltiple Rangos para Qm por GENERADOR		
Método: 95,0 porcentaje LSD		
GENERADOR	Grupos Homogéneos	Nivel de Intensidad de Descarga
U02	A	BAJO
U12	AB	BAJO
U06	AB	BAJO
U13	AB	BAJO
U14	ABC	MEDIO-BAJO
U07	ABCD	MEDIO
U11	ABCD	MEDIO
U10	ABCD	MEDIO
U05	BCD	MEDIO
U04	CDE	MEDIO-ALTO
U09	CDE	MEDIO-ALTO
U08	DE	MEDIO-ALTO
U03	EF	ALTO
U01	F	ALTO

6.3.7.3. Análisis de la varianza de todas las mediciones para clasificar las unidades en forma histórica.

En el punto anterior se pudo confirmar, con un nivel de confiabilidad del 95%, que los valores de descargas parciales “Qm” registrados en el año 2012 no son iguales en todos los generadores y a partir de allí se realizó una clasificación por sus valores medios. De la misma forma, en esta sección se busca verificar a nivel histórico la diferencia de los valores medios de Qm en cada generador y realizar una clasificación histórica.

En la tabla 6.18, se realizó un análisis de la varianza (ANOVA) con todos los datos de las mediciones de descargas parciales, periodo (2001-2012). Se analizó si el efecto “Generador” tiene relación significativa, con los valores de intensidad de descargas parciales “Qm”.

TABLA 6.18: ANÁLISIS DE VARIANZA DE LOS VALORES DE QM EN LOS GENERADORES SALTO GRANDE – PERIODO 2001 A 2012

Cuadro de Análisis de la Varianza

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Varianza	F	Valor-P
GENERADOR	6486122	13	498932	19,58	<0,0001
RESIDUO	90155882	3538	25482		
TOTAL	96642004	3551			

En el análisis de la varianza (tabla 6.18) y con un nivel de confianza del 95%, se verificó que el efecto “Generador” es significativo sobre los valores de Qm ($p < 0,0001$). Es decir que no todos los generadores tienen el mismo nivel en forma histórica de actividad de descargas parciales.

En la figura 6.23 se presentan los valores medios de cada unidad en forma histórica, los intervalos y grupos dados en la tabla 6.19 y los límites de clasificación.

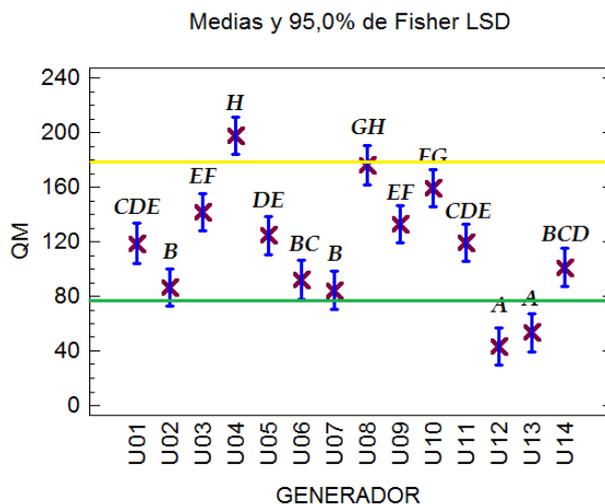


FIG 6.23: GRÁFICO DE MEDIAS E INTERVALOS LSD DE LOS VALORES DE QM – PERIODO 2001 A 2012

Con los grupos definidos y los límites dibujados en la figura 6.23, se clasificaron las unidades según su nivel de intensidad de descargas parciales (tabla 6.19).

TABLA 6.19: NIVELES DE INTENSIDAD DE DP EN LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE (2001 – 2012)

Pruebas de Múltiple Rangos para QM por GENERADOR		
Método: 95,0 porcentaje LSD		
GENERADOR	Grupos Homogéneos	Nivel de Intensidad de Descarga
U12	A	BAJO
U13	A	BAJO
U07	B	MEDIO-BAJO
U02	B	MEDIO-BAJO
U06	B C	MEDIO-BAJO
U14	B C D	MEDIO-BAJO
U01	C D E	MEDIO
U11	C D E	MEDIO
U05	D E	MEDIO
U09	E F	MEDIO
U03	E F	MEDIO
U10	F G	MEDIO-ALTO
U08	G H	MEDIO-ALTO
U04	H	ALTO

6.3.7.4. Análisis de evolución de los niveles de descarga con el tiempo.

Para observar si los niveles de intensidad de descargas parciales se han incrementado con los años de servicio, se realizó un análisis de la varianza multifactorial por unidad (anexo 6.E) y un gráfico de los valores medios de Q_m registrado en todos los generadores de Salto Grande en función de los años de medida (fig. 6.24).

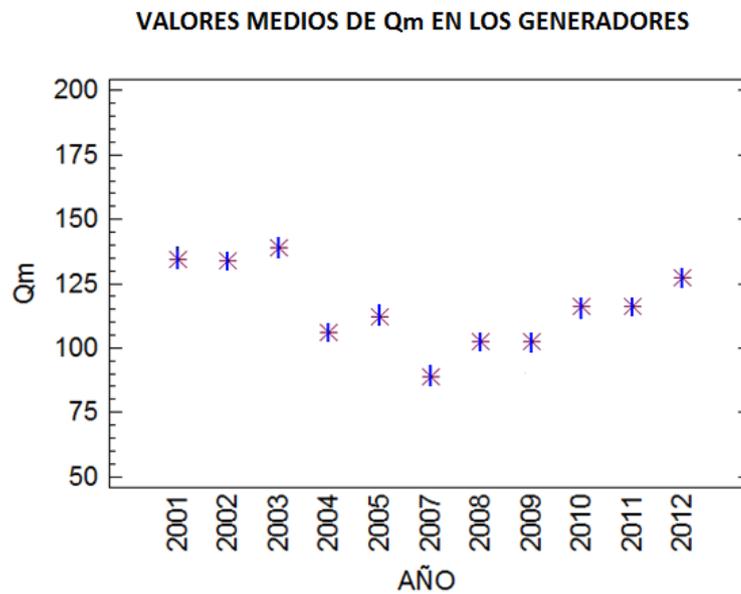


FIG 6.24: GRÁFICO DE MEDIAS DE LOS VALORES DE Q_m EN FUNCION DEL AÑO DE MEDICIÓN

En la figura 6.24 se observan dos características de crecimiento de Q_m con el tiempo. Una primera etapa decreciente (período 2001 – 2007) y luego un período en donde comienzan aumentar año a año (desde el 2007 hasta 2012).

En el análisis ANOVA, la variable de análisis es Q_m y los efectos son: el año de la medición “AÑO” y la fase donde está instalado el captor de medida “FASE”. Se incluyó el efecto “FASE” para observar si hay interacción con el efecto “AÑO”; ya que podría darse que en un generador una fase incrementen sus niveles y la otra disminuya por causa de eliminación de ruidos externos. Además el ANOVA con el efecto “FASE” permite observar si hay fases con mayor nivel de Q_m y así poder identificarlas por un gráfico de medias. En dicho anexo, se encuentran las tablas ANOVA, los gráficos de valores medios de Q_m y los valores medios de Q_m por fase, ambos en función del tiempo.

Observando la dependencia de los valores Q_m en función de los efectos “AÑO” y “FASE”, se obtiene la tabla 6.20 con las conclusiones por generador.

TABLA 6.20: CONCLUSIONES ANALISIS DE LA VARIANZA MULTIFACTORIAL POR GENERADOR (ANEXO 6.E)

Generador	Nivel	Dependencia con el Factor		Interacción	Conclusiones	
		AÑO	FASE		AÑO - FASE	Efecto : AÑO
U01	MEDIO	SI	NO	NO	Los niveles de Q_m se mantenían constantes (valores medios), pero en la última medición ha aumentado notoriamente (valores altos).	Los niveles de actividad son similares en las tres fases.
U02	MEDIO-BAJO	SI	SI	NO	Los valores de actividad de descargas parciales han disminuido desde las primeras mediciones. En los últimos años (período 2005-21012) se han mantenido constantes en niveles bajos.	En las primeras mediciones (2001-2004) la fase T presentaba valores más altos. En los últimos registros (2011 y 2012) los niveles de actividad son similares en las tres fases.
U03	MEDIO	NO	SI	NO	Los niveles de Q_m se mantenían constantes (valores medios) , pero en la última medición ha aumentado notoriamente (valores altos).	Las fases T y R presentan mayores niveles de intensidad de descarga.
U04	ALTO	NO	NO	NO	No hay crecimiento en el nivel de actividad de descargas parciales. Siempre se mantiene en niveles alto.	En la primera medición (año 2001) la fase S presentaba valores de Q_m inferiores al resto de las fases. A partir del año 2002 fué la que presenta mayor niveles de intensidad de descargas parciales.
U05	MEDIO	SI	SI	NO	Se observa un aumento en el nivel de actividad de descargas parciales a través de los años.	Las fases T y R presentan mayores niveles de intensidad de descarga.
U06	MEDIO-BAJO	SI	NO	NO	Los valores de actividad de descargas parciales han disminuido desde las primeras mediciones. En los últimos años (período 2008-21012) se han incrementado a los valores iniciales.	Los niveles de actividad son similares en las tres fases.
U07	MEDIO-BAJO	NO	SI	NO	Los niveles de Q_m se mantenían constantes (valores bajos), pero en la última medición ha aumentado notoriamente (valores medios).	Las fases T y R presentan mayores niveles de intensidad de descarga.
U08	MEDIO-ALTO	NO	NO	NO	No hay crecimiento en el nivel de actividad de descargas parciales.	Los niveles de actividad son similares en las tres fases.
U09	MEDIO	SI	NO	NO	Los niveles de Q_m han aumentado en las últimas mediciones (período 2008-2012).	En las últimas mediciones la fase T presenta mayores niveles de intensidad de descarga.
U10	MEDIO-ALTO	NO	SI	NO	No hay crecimiento en el nivel de actividad de descargas parciales.	La fase T es la que presenta mayores niveles de intensidad de descarga.
U11	MEDIO	NO	SI	NO	No hay crecimiento en el nivel de actividad de descargas parciales.	Las fases T y R presentan mayores niveles de intensidad de descarga.
U12	BAJO	SI	SI	NO	Los niveles de Q_m se mantenían constantes, pero en las últimas mediciones han aumentado notoriamente.	La fase T es la que presenta mayores niveles de intensidad de descarga.
U13	BAJO	SI	SI	NO	Se observa un aumento en el nivel de actividad de descargas parciales a través de los años.	Las fases T y R presentan mayores niveles de intensidad de descarga.
U14	MEDIO-BAJO	SI	SI	NO	Los valores de actividad de descargas parciales han disminuido desde las primeras mediciones. En los últimos años (período 2007-21012) se han mantenido constantes.	La fase T es la que presenta mayores niveles de intensidad de descarga.

6.4. Resumen de las Observaciones de los Análisis

En la tabla 6.21, se presenta un resumen por unidad de las observaciones o conclusiones de los análisis realizados en el presente capítulo. En dicha tabla, sólo se resumió las variables de ensayo que están más relacionadas con el envejecimiento; las cuales son: $\Delta C/C_0(\%)$, $\Delta tg\delta$, $\Delta tg\delta_{\text{años}}$ y Q_m .

TABLA 6.21: RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES EN LOS ENSAYOS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE

Generador	ΔC_1	ΔC_2	$\Delta tg\delta_{\text{años}}$	$\Delta tg\delta_1$ [0/00]	$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	$Q_{m_{FS}}$ (fuera de servicio)	$Q_{m_{ES}}$ - med. 2012 (en servicio)
U01	-	-	-	Mayor Valor	-	Niveles Altos	Niveles Altos
U02	-	-	-	-	-	-	
U03	-	-	-	-	-	Niveles Altos	Niveles Altos
U04	Mayor Valor	-	-	-	-	Niveles Extra Altos (Descargas Internas)	Niveles Medios-Altos
U05	Mayor Valor	-	Mayor Valor	Mayor Valor	Mayor Valor	-	
U06	Mayor Valor	Mayor Valor	-	-	-	Niveles Altos	
U07	-	-	-	-	-	Niveles Altos	
U08	-	-	-	-	-	-	Niveles Medios-Altos
U09	-	-	-	-	-	-	Niveles Medios-Altos
U10	-	-	-	-	-	Niveles Extra Altos (Descargas entre fases)	
U11	-	Mayor Valor	-	Mayor Valor	Mayor Valor	-	
U12	-	-	Mayor Valor	-	-	Niveles Altos	
U13	-	-	-	-	-	-	
U14	-	-	-	-	-	Niveles Extra Altos (Descargas Desconocidas)	

6.5. Conclusiones

En el punto 6.2 se definieron tres objetivos para este capítulo:

- Identificar los generadores que superen las recomendaciones o límites establecidos en los distintos ensayos eléctricos.
- Identificar los generadores que por comparación sean diferentes del resto, tanto en sus valores de medición como en sus tasas de crecimiento con el tiempo.
- Verificar que ensayos representan mejor el envejecimiento de los generadores de Salto Grande, para una evaluación conjunta en capítulos posteriores.

En base a los análisis realizados se concluye lo siguiente:

- Ningún generador supera el límite de variación de capacitancia porcentual ($\Delta C/C_0$). Las unidades que presentan mayor valor de ΔC_1 son: U04, U05 y U06; y las que presentan mayor valor ΔC_2 son: U06 y U11.
- Ningún generador supera el límite para $\Delta tg\delta_1$ y $\Delta tg\delta_2$. Los generadores que presentan mayor valor de $\Delta tg\delta_1$ son: U01, U05 y U11. Los generadores que presentan mayor valor de $\Delta tg\delta_2$ son: U05 (FR) y U11 (FR, FS y FT).
- Ningún generador supera el límite establecido para $\Delta tg\delta_{\text{años}}$.
- Los valores de $tg\delta_{0.2U_n}$, $\Delta tg\delta_1$ y $\Delta tg\delta_2$ se mantienen constantes desde los últimos doce años, sin presentar una dependencia creciente con el tiempo.
- En las mediciones fuera de servicio, hay generadores que superan los valores altos y extra altos de intensidad de descargas parciales ($Q_{m_{FS}}$). Los generadores que poseen valores extra altos son: U04, U10 y U14. Los que poseen valores altos son: U01, U03, U06, U07 y U12.

- En las mediciones en servicio, los generadores que poseen valores extra altos de intensidad de descargas parciales ($Q_m > 362$ mV) son: U01, U03, U04, U05, U07, U08, U09, U10, U11 y U14. Es decir, que sólo los generadores U02, U06, U12 y U13 no presentan valores peligrosos.
- En las mediciones en servicio del año 2012, los generadores con niveles MEDIO-ALTO y ALTO son: U01, U03, U04, U08 y U09.
- En los ensayos en servicio, los generadores evaluados históricamente (periodo 2001-2012) que poseen niveles MEDIO-ALTO y ALTO son: U04, U08 y U10.
- El comportamiento general de las descargas parciales en la Central Hidroeléctrica Salto Grande presenta una característica creciente en los últimos cinco años.
- Los generadores que presentan una característica creciente en los niveles de Q_m en los últimos años son: U01, U05, U09, U12 y U13. De estas unidades, las más críticas son las que además de crecer poseen valores altos o medios altos (U01 y U09).
- No se observan diferencias, ni dependencias con el tiempo, en los datos de los ensayos de Resistencia de Aislamiento y Alta Tensión Aplicada. Esto confirma que no son buenos indicadores para evaluar el envejecimiento de los generadores y sólo sirven para garantizar la puesta en servicio de la unidad.
- El gráfico de cajas (box-plot) con los valores agrupado de Q_m por unidad, es una forma sencilla y representativa para detectar a los generadores que poseen valores peligrosos de descargas parciales.
- Para obtener una clasificación de los generadores, el análisis de la varianza multifactorial con prueba de múltiples rango es el que aporta mejores datos; ya que permite llegar a una clasificación precisa, con un nivel de confianza definido.

7. EVALUACION GENERALIZADA DEL SISTEMA AISLANTE

7.1. Introducción

Anteriormente se mencionó, que es muy difícil predecir con certeza cuándo, cómo y qué unidades van a presentar una falla en el sistema de aislamiento. Lo que sí se puede estimar, es la vida útil esperada del equipo en cuestión, que es el periodo de tiempo donde el equipo presta su utilidad con la mínima probabilidad de falla. La finalización de su vida útil, no significa, que el equipo automáticamente presentará una falla; pero el riesgo de que esta ocurra aumenta [11].

Uno de los desafíos que se les presenta a los responsables del servicio de varios generadores, es definir que unidades están más envejecidas dentro de su planta. Esta necesidad se da principalmente para dedicar una especial atención a las unidades críticas, pero en el caso de que todos los generadores necesiten encarar un proceso de renovación, ya sea por fin de su vida útil o por otro motivo, es necesario definir un plan de trabajo en el cual se contempla que unidades son prioritarias en el proceso de renovación.

A modo de ejemplo, el proceso de renovación de una unidad generadora 150 MVA (incluyendo cambio del generador y turbina) demora aproximadamente 8 meses. Si calculamos tiempo que demandaría renovar las 14 unidades hidrogenadoras implicaría un periodo de tiempo de 9,5 años en la mejor de las situaciones.

Es importante destacar, que las evaluaciones parciales por ensayo (realizadas en capítulos previos) poseen la desventaja de que dificulta la clasificación general del estado de los generadores. Es decir, es difícil comparar dos generadores que poseen diferentes valores en sus respectivos parámetros de evaluación.

Por todo lo anterior, en este capítulo se realiza una evaluación global del estado del sistema aislante de los generadores, en base a las conclusiones de los capítulos N°4 y N°6 del presente trabajo.

7.2. *Objetivo*

- Evaluar en forma generalizada el estado del sistema aislante de los generadores de Salto Grande.
- Clasificar los generadores según su envejecimiento en las variables analizadas en capítulos anteriores.
- Identificar unidades críticas, para una especial atención o rápida intervención.

7.3. *Materiales y Métodos*

Para poder evaluar y comparar el estado de envejecimiento del sistema aislante de los generadores de Salto Grande, se utilizaron las tablas de evaluación multifactorial del estado de los generadores hidroeléctricos dadas por la Agencia Internacional de Energía (AIE) [40].

Dichas tablas evalúan el estado de todos los sistemas del generador hidráulico (estator, núcleo, rotor, y otros componentes mecánicos). Pero para el estudio, sólo se evaluó el estado del bobinado estatórico (ptos. 1, 2, 3 y 4), ya que la información necesaria de los otros puntos no se ha contemplado en el presente trabajo.

Se realizaron dos evaluaciones diferentes de estado:

- La primera, es la evaluación (AIE) que presenta la guía de referencia [40], en donde una vez terminado el análisis, al resultado final se lo compara con los valores de referencia (dados por la guía), determinando así el estado general del bobinado estatórico.
- La segunda, es una evaluación con las tablas de la guía (AIE) pero en forma ampliada, pudiendo así abarcar todos los puntos analizados en el presente trabajo. Esta evaluación permitió una comparación más detallada entre los distintos generadores de Salto Grande, para dar finalmente una clasificación de estado.

7.3.1. Evaluación Multifactorial del Estado del Bobinado Estatórico (AIE).

La evaluación del bobinado estatórico contempla varios ítems, como ser: Diseño y Fabricación, Historia, Inspección Visual en los Mantenimientos y Valores de los Ensayos. A su vez estos ítems se dividen en sub-ítems, los cuales poseen valores para la evaluación final. La suma de cada valor en los diferentes puntos de evaluación, reflejan el estado del generador en ese aspecto.

En la figura 7.1 y en la tabla 7.1 se detallan todos los sub-ítems y se muestra parte de una tabla con los valores para análisis.



FIG. 7.1: ITEMS DE EVALUACIÓN DEL BOBINADO DEL GENERADOR HIDRÁULICO (AIE)

TABLA 7.1: DETALLE DE LOS ITEMS DE EVALUACION DEL BOBINADO DEL GENERADOR HIDRÁULICO

BOBINADO ESTATORICO						
1	Diseño y Fabricación			2	Historia	
1.1	Tipo de Aislación			2,1	Nº y Tipo de Fallas en las Bobinas	
	epoxi mica "en estado b"	0			no tubo fallas	0
	cintas de mica y expoxi	1	1		en las conexiones	(# x 2)
	poliester mica	2			fuera de la ranura	(# x 4)
	mica asfalto	3			por un objeto extraño	(# x 5)
	capas de mica	4			en las ranuras, fase a tierra	(# x 6)
					en las ranuras, fase con fase	(# x 10)
1.2	Tipo de Bobinado					
	1 espira (barra traspuesta)	0	0	2.2	Fallas en los Últimos 5 años	
	varias espiras	5			NO	0
					SI	(# x 5)
1.3	Número de espiras				Bobinas en Corto	(# x 5)

En dicha guía [40], brinda valores de comparación (tabla 7.2) para la suma total la cual determinan la condición de estado.

TABLA 7.2: VALORES DE EVALUACIÓN PARA EL BOBINADO ESTATÓRICO DEL GENERADOR HIDRÁULICO [40]

Menor a 35	Entre 35 y 60	Entre 60 y 85	Mayor a 85
Excelente	Bueno	Pobre	Mediocre

7.3.2. Evaluación Multifactorial Ampliada del Estado del Bobinado Estatórico.

Para poder comparar a los generadores en forma más completa, y así poder llegar a una clasificación de estado de envejecimiento, se expandieron las tablas en forma similar a los puntos originalmente evaluados. Dicha ampliación tiene por objetivo, que contemple todos los datos evaluados en los capítulos N°4 y N° 6 (datos de operación, datos de las paradas de mantenimiento y los ensayos con la unidad en servicio).

En la figura 7.2 se detallan todos los ítems y sub-ítems de las tablas ampliadas, para la clasificación final de los generadores. Como las tablas fueron ampliadas, ya no sirven los valores de evaluación de estado dados en la tabla 7.2, por lo que la evaluación del bobinado surge por comparación entre generadores.



FIG. 7.2: ÍTEMS AMPLIADOS PARA EVALUACION DEL BOBINADO DEL GENERADOR HIDRAULICO

7.4. Análisis

7.4.1. Evaluación Multifactorial del Estado del Bobinado Estatórico.

En el anexo 7.A se presentan las evaluaciones multifactorial del estado del bobinado de cada generador de Salto Grande. En la figura 7.3 se muestran los resultados obtenidos de dicho anexo y los límites de comparación de estado dados en la tabla 7.2.

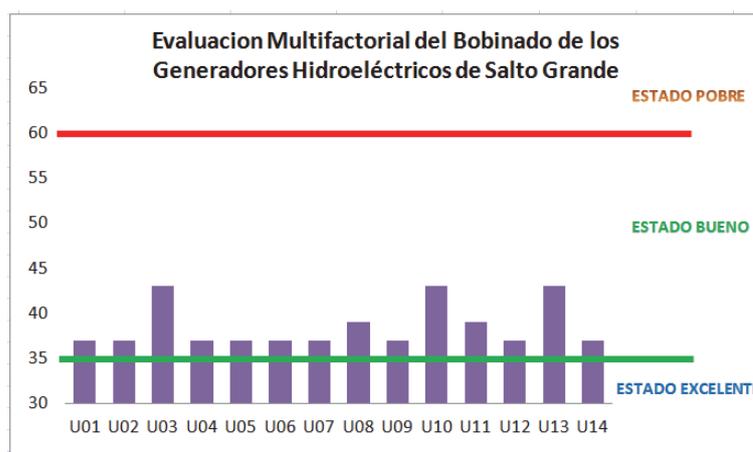


FIG 7.3: TOTALES DE LA EVALUACIÓN DE LOS BOBINADOS ESTATORICOS

En consecuencia, se observó que el estado de todos los bobinados estatóricos de la Central Hidroeléctrica Salto Grande es el denominado “*Estado Bueno*”.

7.4.2. Evaluación Multifactorial Ampliada del Estado del Bobinado Estatórico.

De la figura 7.3, se observó que la evaluación multifactorial realizada en el análisis anterior, no permitía una clasificación detallada entre generadores (3 generadores con un nivel superior, 2 en nivel intermedio y los 9 restantes con el nivel inferior).

Por lo tanto al realizar un análisis similar, pero ampliando las tablas de evaluación para que abarque la mayor información posible, se obtiene una diferenciación mayor entre las unidades. En el anexo 7.B se presentan las evaluaciones ampliadas del estado del bobinado de cada generador de Salto Grande, los ítems de evaluación analizados están detallados en el pto. 7.3.2 y en la fig. 7.2.

Para poder clasificar a los generadores en distintos grupos e identificar que parámetros los aleja de los valores medios, se realizó un análisis descriptivo (tabla 7.3) de los resultados totales y de los ítems de evaluación. Es decir, se analizaron las siguientes variables: resultado total de la evaluación del bobinado (**TOTAL**), resultado del ítem diseño y fabricación (**Ítem : 1**), resultado del ítem historia (**Ítem : 2**), resultado del ítem inspección visual (**Ítem : 3**) y resultado del ítem ensayos (**Ítem : 4**).

En la tabla 7.3, se calcularon los siguientes parámetros estadísticos (pto. 6.3.4.2 del capítulo N°6): número de generadores (**n**), valor medio (**Media**), desviación estándar (**D.E**), valor mínimo (**Mín**), valor máximo (**Máx**), percentil 25% (**P₍₂₅₎**), percentil 50% (**P₍₅₀₎**) y percentil 75% (**P₍₇₅₎**).

TABLA 7.3: VALORES ESTADISTICOS DE CADA PUNTO DE EVALUACIÓN

Estadística descriptiva								
Variable	n	Media	D.E.	Mín	Máx	P(25)	P(50)	P(75)
TOTAL	14	57	5	50	65	54	57	60
Ítem : 1	14	6	0	6	6	6	6	6
Ítem : 2	14	19	2	17	24	17	18	20
Ítem : 3	14	17	1	17	21	17	17	17
Ítem : 4	14	15	4	9	22	11	15	18

Para poder clasificar a los generadores en cuatro grupos, se utilizó el valor de los percentiles obtenidos en la evaluación total del bobinado estático (variable: **TOTAL**).

En la figura 7.4 se grafican dichos totales junto a los valores de los percentiles 25, 50 y 75.

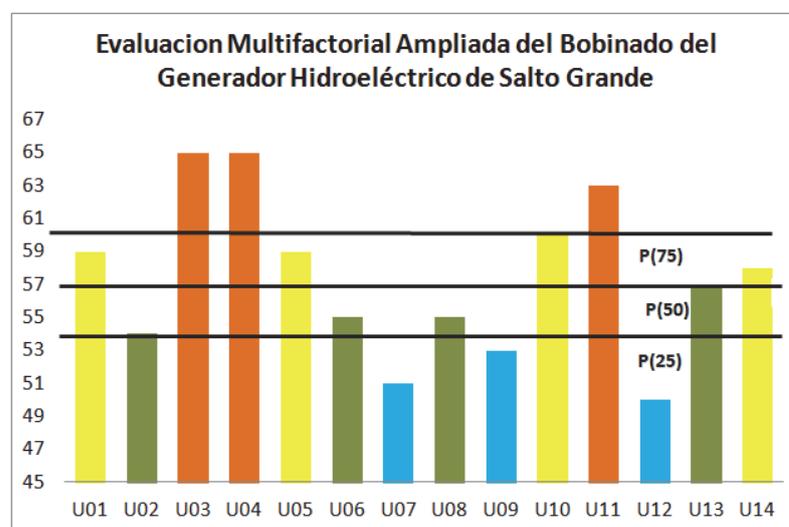


FIG 7.4: TOTALES DE LA EVALUACIÓN AMPLIADA DEL BOBINADO ESTATORICO

Observando la figura 7.4 se denominan los grupos y se clasifican a los generadores de la siguiente forma:

- Generadores con niveles bajos (color azul): U07, U09 y U12.
- Generadores con niveles medios (color verde): U02, U06, U08 y U13.
- Generadores con niveles altos (color amarillo): U01, U05, U10 y U14.
- Generadores con niveles muy altos (color naranja): U03, U04 y U11.

Para identificar el motivo de los niveles superiores en la clasificación anterior, se analizó cada ítem por separado (fig. 7.5, fig. 7.6, fig. 7.7 y fig. 7.8).

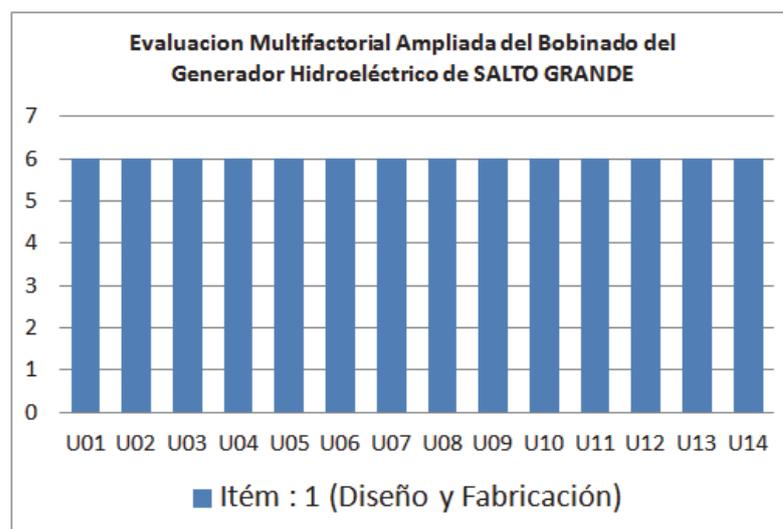


FIG 7.5: VALORES DE ÍTEMS N° 1 (DISEÑO Y FABRICACIÓN) DE LA EVALUACIÓN AMPLIADA DEL ESTADO DEL BOBINADO ESTATORICO

En el gráfico 7.5 se observa que el resultado del ítem N°1 (diseño y fabricación) es similar en todos los generadores, lo que confirma que los mismos son del mismo fabricante y de igual diseño.

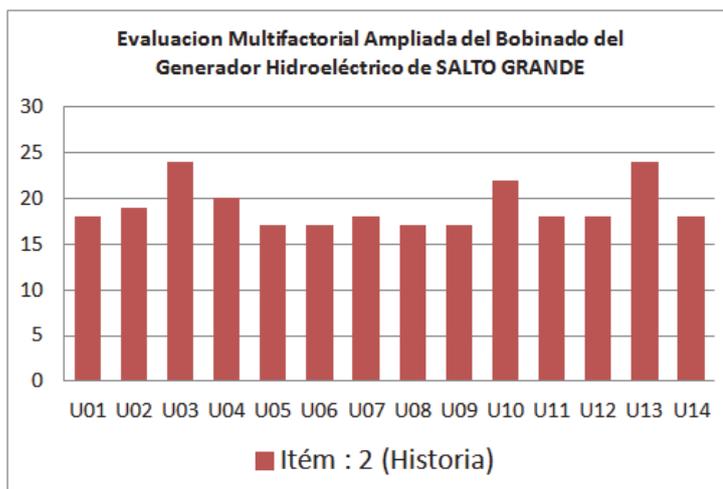


FIG 7.6: VALORES DE ÍTEMS N° 2 (HISTORIA) DE LA EVALUACIÓN AMPLIADA DEL ESTADO DEL BOBINADO ESTATORICO

En el gráfico del ítem N° 2 (fig. 7.6), el cual evalúa los parámetros de operación, se observa que los generadores con valor mayor al percentil 75 de la variable “*Ítem: 2*” (tabla 7.3, $P_{(75)} > 20$) son: U03, U10 y U13. El motivo de que estos valores sean más elevados que el resto de los generadores, es porque a lo largo de su vida útil han sufrido fallas en el bobinado estatórico (para más detalles ver pto. 4.4.5 del capítulo N°4).

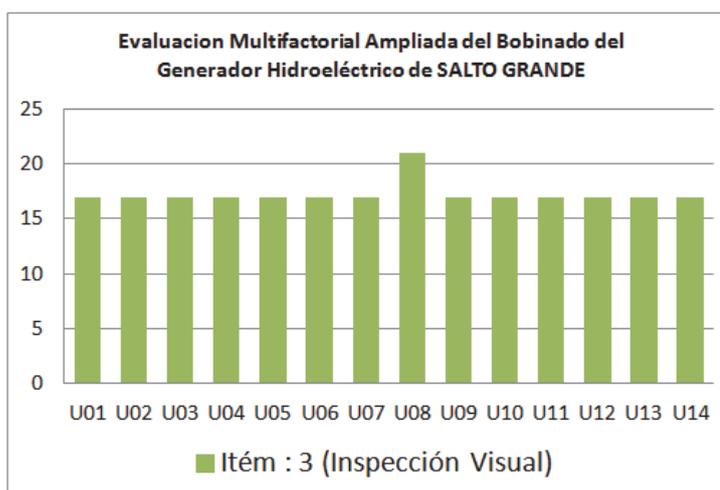


FIG 7.7: VALORES DE ÍTEMS N° 3 (INSPECCIÓN VISUAL) DE LA EVALUACIÓN AMPLIADA DEL ESTADO DEL BOBINADO ESTATORICO

En el ítem N° 3 (inspección visual), sólo el generador U08 presenta un valor alejado de la media (fig. 7.7). El motivo de este alejamiento, es que presenta indicios de descargas parciales (polvo blanco) en las cabezas de barra del bobinado estatórico.

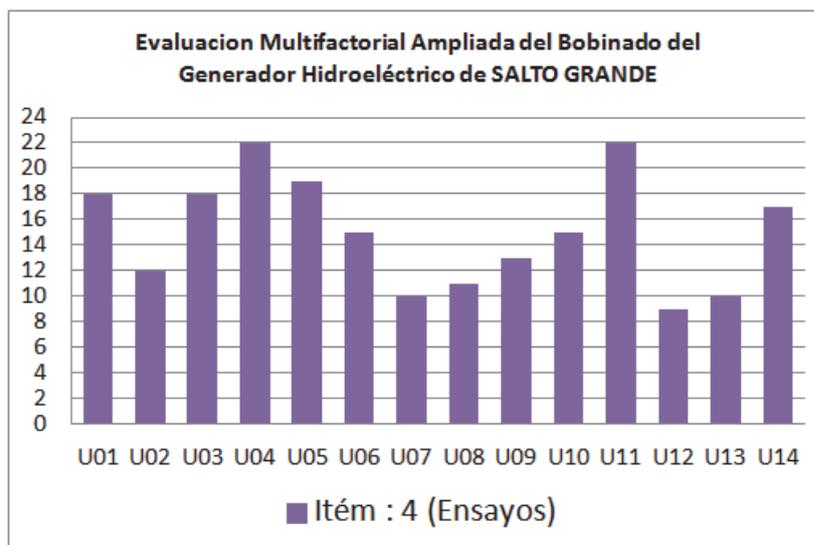


FIG 7.8: VALORES DE ÍTEMS N° 4 (ENSAYOS) DE LA EVALUACIÓN AMPLIADA DEL ESTADO DEL BOBINADO ESTATORICO

Por último, el ítem N°4 (ensayos), se observa que los generadores con valor mayor al percentil 75 de la variable “*Ítem: 4*” (tabla 7.3, $P_{(75)} > 18$) son: U04, U05 y U11 (fig. 7.8). Estos valores altos se originan porque en el generador U04 los valores de intensidad de descargas (Q_m) son elevados. En el generador U05 los valores de incremento del valor de capacitancia en función de la tensión (ΔC_1) y del incremento del valor de tangente delta con el tiempo ($\Delta \text{tg}\delta_{\text{años}}$) son mayores al resto de las unidades. En el generador U11 presenta los mayores valores de incremento de la tangente delta en función de la tensión ($\Delta \text{tg}\delta_2$).

7.5. Conclusiones

En el punto 7.2 se definieron tres objetivos para este capítulo:

- Evaluar en forma multifactorial el estado del sistema aislante de los generadores de Salto Grande.
- Clasificar los generadores según su envejecimiento en las variables analizadas en capítulos anteriores.
- Identificar unidades críticas, para una especial atención o rápida intervención.

En base a los análisis realizados se concluye lo siguiente:

- Todos los generadores de Salto Grande poseen un estado de envejecimiento semejante, ya que todos están clasificados en el nivel “*Estado Bueno*”.
- No hay evidencias de unidades críticas.
- Las tablas de evaluación multifactorial propuestas en la guía AIE [40], no generan una clasificación detallada entre generadores.
- Las tablas de evaluación multifactorial ampliadas, desarrollada en el punto 7.4.2, generan una clasificación mucho más detallada entre generadores, los cuales son:
 - Generadores con niveles bajos: U07, U09 y U12.
 - Generadores con niveles medios: U02, U06, U08 y U13.
 - Generadores con niveles altos: U01, U05, U10 y U14.
 - Generadores con niveles muy altos: U03, U04 y U11.
- Las tablas de evaluación multifactorial ampliada (punto 7.4.2), no permiten evaluar el estado del generador por comparación con los valores dados en la guía de referencia [40].
- Hay generadores (U04, U05 y U11) que en algunos de los ensayos eléctricos superan los límites establecidos en capítulos previos (tabla 5.7 del capítulo N°5) o sus valores están en rangos elevados en comparación con los otros generadores. Por lo tanto, dichos generadores exigirían un mayor seguimiento en sus parámetros de ensayos.

8. EVALUACIÓN MULTIVARIADA DE PARAMETROS DE ENVEJECIMIENTO POR ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES

8.1. Introducción

En el capítulo anterior, se realizó una evaluación multifactorial del estado del bobinado de estatórico de los generadores de Salto Grande. Si bien el resultado general fue que los mismos estaban en buenas condiciones, no fue posible obtener una buena diferenciación del estado entre generadores. Sólo con la evaluación ampliada, se obtuvo una clasificación con más detalle del estado de los generadores.

Se observó también, que para confeccionar correctamente las tablas de evaluación multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía “AIE” [40] son necesarios análisis pormenorizados de los generadores; ya que para tener un correcto criterio de evaluación, hay que conocer el estado de varios generadores ubicados en distintas centrales y con distintos estados de envejecimiento. El motivo de dicha dificultad radica en que hay ítems de evaluación muy subjetivos; como ejemplo se puede mencionar el punto que evalúa la presencia de descargas parciales (polvo blanco) o estado de apriete de las barras estatóricas, el cual si no se conoce el estado de otros generadores es difícil afirmar si está bien o mal.

Si se observan los análisis de los capítulos anteriores (Nº4 y Nº6), los datos de los parámetros de operación y mantenimiento son valores reales con conclusiones objetivas (valor más alto, curva con mayor pendiente, valor que supera al límite establecido por norma, etc.). Por lo tanto, al realizar un análisis multivariado con los datos (*numéricos*) de los parámetros que afectan el envejecimiento del sistema aislante, se obtendrían conclusiones objetivas, información preliminar para definir un plan de seguimiento a las unidades más envejecidas.

8.2. *Objetivo*

- Buscar herramientas que permitan realizar una clasificación objetiva entre los diferentes generadores involucrando la mayor cantidad de datos; ya sean de operación, mantenimiento y de los ensayos de generador.
- Identificar los generadores que estén alejados de los valores medios, evaluados en forma global.
- Comparar las clasificaciones de estado obtenidas con las evaluaciones realizadas en el capítulo N°7.
- Identificar las bondades y dificultades de cada tipo de metodología de análisis.

8.3. *Materiales y Métodos*

Es muy importante aclarar que con los datos analizados es difícil de asegurar que unidades están a punto de presentar una falla o con un grado de envejecimiento excesivo [26], ya que el envejecimiento es complejo y abarca agentes térmicos, eléctricos y químicos [11]. Pero lo que sí se puede evaluar, es la semejanza en el estado de los generadores; es decir, cuales generadores presentan valores similares en todas las variables analizadas y cuáles *no*.

En el capítulo N° 5, se estableció que los ensayos que mejor representan el envejecimiento del sistema aislante de un generador son: Medición de Capacitancia, Medición de Tangente Delta y Nivel de Descargas Parciales [26]. En los análisis de datos de funcionamiento desarrollado en el capítulo N° 4, se observó que sólo el parámetro “*Número de Arranques*” poseía una diferencia entre los distintos generadores. El resto de los parámetros evaluados no presentan una diferencia significativa entre unidades, ya que todos los generadores poseen las mismas características de operación y funcionamiento, o su diferencia depende de los años de servicio.

Para realizar un análisis estadístico multivariado del generador, es necesaria una herramienta que nos permita evaluar a las unidades con todas sus variables. Dicha necesidad surge, porque no es tarea sencilla identificar o clasificar a los generadores por la simple observación de tablas de datos; y si se quisiera representar a las unidades en un único gráfico, sería imposible realizarlo con los gráficos tradicionales cuando se evalúan muchas variables.

Una forma de representar y clasificar individuos en un sistema de múltiples variables es por medio del Análisis de Componentes Principales (ACP). El ACP, es un análisis que se focaliza en graficar las variables que poseen la mayor variabilidad del sistema, ignorando las restantes. Si bien esto conlleva pérdida de información, la misma es mensurable y se puede definir el porcentaje admisible para los análisis posteriores.

8.3.1. Definición Análisis Componentes Principales (ACP):

El análisis de componentes principales (ACP) tiene el objetivo de representar adecuadamente n observaciones de p variables, con un número menor de variables, las cuales son combinación lineal de las originales. Por consiguiente, permite representar óptimamente en un espacio de dimensión pequeña observaciones de un espacio general p -dimensional [41].

El ACP es un método universal que puede ser utilizado en cualquier área, tanto en las ciencias exactas o en las ciencias sociales. El mismo, permite encontrar una serie de tendencias, correlaciones o estructuras no observables en una tabla de datos [44].

8.3.2. Enfoque Geométrico:

Para clarificar la reducción de variables que se realiza con ACP, a continuación se presenta un ejemplo tipo. Si se considera la nube de puntos de la figura 8.1 se observa que los puntos se inscriben en una elipse y pueden describirse por su proyección en la dirección del eje mayor de la elipse (reducción de variables).

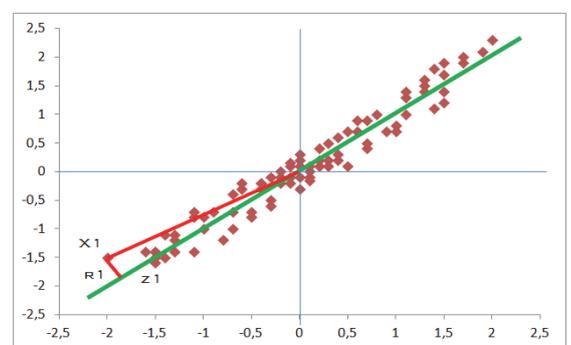


FIG 8.1: EJEMPLO DE LA RECTA QUE MINIMIZA LAS DISTANCIAS ORTOGONALES DE LOS PUNTOS A ELLA

8.3.3. Enfoque Estadístico:

Representar puntos p dimensionales con la mínima pérdida de información en un espacio de dimensión uno es equivalente a sustituir las p variables originales por una nueva variable, Z_1 , que resuma óptimamente la información. Esto supone que la nueva variable debe tener globalmente máxima correlación con las originales. La condición para que podamos prever con la mínima pérdida de información los datos observados, es utilizar la variable de máxima variabilidad.

Este enfoque puede extenderse para obtener el mejor subespacio resumen de los datos en 2 dimensiones. Para ello, se calcula el plano que mejor aproxima a los puntos. El problema se reduce a encontrar una nueva dirección definida por un vector unitario, \mathbf{a}_2 , que, sin pérdida de generalidad, puede tomarse ortogonal a \mathbf{a}_1 , y que verifique la condición de que la proyección de un punto sobre este eje maximice las distancias entre los puntos proyectados. Estadísticamente esto equivale a encontrar una segunda variable Z_2 , incorrelada con la anterior, y que tenga varianza máxima. En general, la componente Z_r ($r < p$) tendrá varianza máxima entre todas las combinaciones lineales de las p variables originales, con la condición de estar incorrelada con las Z_1, \dots, Z_{r-1} previamente obtenidas.

8.3.4. Cálculo de los componentes:

8.3.4.1. Cálculo del primer componente

Todas p variables obtenidas de un grupo de n objetos, se colocan en la matriz de datos \mathbf{Y} (tabla 8.1).

TABLA 8.1: MATRIZ Y DE P VARIABLES

objeto	Variables			
	1	2	...	P
1	Y_{11}	Y_{12}	...	Y_{1p}
2	Y_{21}	Y_{22}	...	Y_{2p}
...
n	Y_{n1}	Y_{n2}	...	Y_{np}

A los datos de la matriz \mathbf{Y} hay que normalizarlos, ya que la escala de las variables no siempre es la misma, obteniéndose así, la matriz de datos normalizados \mathbf{Y}^* . La matriz \mathbf{Y}^* , se conforma aplicando la siguiente ecuación:

$$y_{ij}^* = \frac{(y_{ij} - \mu_j)}{\sigma_j} \quad ; \quad i = 1 \dots n \quad ; \quad j = 1 \dots p$$

Donde:

- y_{ij}^* = valor normalizado de cada elemento de la matriz \mathbf{Y}
- y_{ij} = valor de cada elemento de la matriz \mathbf{Y}
- μ_j = valor medio de la variable j
- σ_j = valor de la desviación estándar de la variable j

El primer componente principal se define como la combinación lineal de las variables originales que tiene varianza máxima. Los valores en este primer componente de los n individuos se representarán por un vector \mathbf{z}_1 , dado por: $\mathbf{z}_1 = \mathbf{Y}\mathbf{a}_1$

$$\text{Su varianza empírica será: } \frac{1}{n} \mathbf{z}_1' \mathbf{z}_1 = \frac{1}{n} \mathbf{a}_1' \mathbf{Y}' \mathbf{Y} \mathbf{a}_1 = \mathbf{a}_1' \mathbf{S} \mathbf{a}_1 \quad (8.1)$$

Donde \mathbf{S} es la matriz de varianzas y covarianzas de las observaciones. Es obvio que se puede maximizar la varianza sin límite aumentando el módulo del vector \mathbf{a}_1 . Para que la maximización de (8.1) tenga solución se debe imponer una restricción al módulo del vector \mathbf{a}_1 , y, sin pérdida de generalidad, imponen que $\mathbf{a}_1' \mathbf{a}_1 = 1$. Se introduce esta restricción mediante el multiplicador de Lagrange:

$$M = \mathbf{a}_1' \mathbf{S} \mathbf{a}_1 - \lambda (\mathbf{a}_1' \mathbf{a}_1 - 1)$$

Si se maximiza esta expresión de la forma habitual derivando respecto a los componentes de \mathbf{a}_1 e igualando a cero, entonces

$$\frac{\partial M}{\partial \mathbf{a}_1} = 2\mathbf{S}\mathbf{a}_1 - 2\lambda\mathbf{a}_1 = 0$$

Cuya solución es:

$$\mathbf{S}\mathbf{a}_1 = \lambda\mathbf{a}_1 \quad (8.2)$$

Lo que implica que \mathbf{a}_1 es un vector propio de la matriz de covarianza \mathbf{S} , y λ su correspondiente valor propio. Para determinar qué valor propio de \mathbf{S} es la solución de (8.2), se multiplica por la izquierda por \mathbf{a}'_1 esta ecuación,

$$\mathbf{a}'_1 \mathbf{S} \mathbf{a}_1 = \lambda \mathbf{a}'_1 \mathbf{a}_1 = \lambda$$

Se concluye, por (8.1), que λ es la varianza de \mathbf{z}_1 . Como ésta es la cantidad que queremos maximizar, λ será el mayor valor propio de la matriz \mathbf{S} . Su vector asociado, \mathbf{a}_1 , define los coeficientes de cada variable en el primer componente principal.

8.3.4.2. Cálculo del segundo componente

A continuación, se obtendrá el mejor plano de proyección de las variables \mathbf{Y} . Se calculará estableciendo como función objetivo que la suma de las varianzas de $\mathbf{z}_1 = \mathbf{Y} \mathbf{a}_1$ y $\mathbf{z}_2 = \mathbf{Y} \mathbf{a}_2$ sea máxima, donde \mathbf{a}_1 y \mathbf{a}_2 son los vectores que definen el plano. La función objetivo será:

$$\phi = \mathbf{a}'_1 \mathbf{S} \mathbf{a}_1 + \mathbf{a}'_2 \mathbf{S} \mathbf{a}_2 - \lambda_1 (\mathbf{a}'_1 \mathbf{a}_1 - 1) - \lambda_2 (\mathbf{a}'_2 \mathbf{a}_2 - 1) \quad (8.3)$$

Dicha función incorpora las restricciones de que las direcciones deben de tener módulo unitario ($\mathbf{a}'_i \mathbf{a}_i = 1$, $i=1, 2$). Derivando e igualando a cero:

$$\frac{\partial \phi}{\partial \mathbf{a}_1} = 2\mathbf{S} \mathbf{a}_1 - 2\lambda_1 \mathbf{a}_1 = 0$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial \mathbf{a}_2} = 2\mathbf{S} \mathbf{a}_2 - 2\lambda_2 \mathbf{a}_2 = 0$$

La solución de este sistema es:

$$\mathbf{S} \mathbf{a}_1 = \lambda_1 \mathbf{a}_1$$

$$\mathbf{S} \mathbf{a}_2 = \lambda_2 \mathbf{a}_2$$

Esta solución indica que \mathbf{a}_1 y \mathbf{a}_2 deben ser vectores propios de \mathbf{S} . Tomando los vectores propios de norma uno y sustituyendo en (8.3), se obtiene que, en el máximo, la función objetivo es

$$\phi = \lambda_1 + \lambda_2$$

Es claro que λ_1 y λ_2 deben ser los dos autovalores mayores de la matriz \mathbf{S} , \mathbf{a}_1 y \mathbf{a}_2 sus correspondientes autovectores. Se observa que la covarianza entre \mathbf{z}_1 y \mathbf{z}_2 , dada por $\mathbf{a}'_1 \mathbf{S} \mathbf{a}_2$ es cero ya que $\mathbf{a}'_1 \mathbf{a}_2 = 0$, y las variables \mathbf{z}_1 y \mathbf{z}_2 estarán incorreladas.

8.3.4.3. Generalización

Puede demostrarse análogamente que el espacio de dimensión r que mejor representa a los puntos viene definido por los vectores propios asociados a los r mayores valores propios de \mathbf{S} . Estas direcciones se denominan *direcciones principales* de los datos y a las nuevas variables por ellas definidas *componentes principales*. En general, la matriz \mathbf{Y} (y por tanto la \mathbf{S}) tiene rango p , existiendo entonces tantas componentes principales como variables que se obtendrán calculando los valores propios o raíces características, $\lambda_1, \dots, \lambda_p$, de la matriz de varianzas y covarianzas de las variables, \mathbf{S} , mediante:

$$|\mathbf{S} - \lambda \mathbf{I}| = 0$$

Y sus vectores asociados son:

$$(\mathbf{S} - \lambda_i \mathbf{I}) \mathbf{a}_i = 0$$

Los términos λ_i son reales, al ser la matriz \mathbf{S} simétrica, y positivos, ya que \mathbf{S} es definida positiva. Por ser \mathbf{S} simétrica si λ_j y λ_h son dos raíces distintas sus vectores asociados son ortogonales. Si \mathbf{S} fuese semidefinida positiva de rango $r < p$, lo que ocurriría si $p - r$ variables fuesen combinación lineal de las demás, habría solamente r raíces características positivas y el resto serían ceros.

Llamando \mathbf{Z} a la matriz cuyas columnas son los valores de los p componentes en los n individuos, estas nuevas variables están relacionadas con las originales mediante:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y} \mathbf{A}$$

Donde $\mathbf{A}'\mathbf{A} = \mathbf{I}$. Calcular los componentes principales equivale a aplicar una transformación ortogonal \mathbf{A} a las variables \mathbf{Y} (ejes originales) para obtener unas nuevas variables \mathbf{Z} incorreladas entre sí. Esta operación puede interpretarse como elegir unos nuevos ejes coordenados, que coincidan con los "ejes naturales" de los datos [41].

8.3.4.4. Pasos para el cálculo de componentes

- Todas las p variables obtenidas de un grupo de n objetos, se colocan en la matriz de datos \mathbf{Y} (tabla 8.1).
- A los datos de la matriz \mathbf{Y} hay que normalizarlos, ya que la escala de las variables no siempre es la misma, obteniéndose así, la matriz de datos normalizados \mathbf{Y}^* .
- Se obtiene la matriz de covarianza \mathbf{S} de \mathbf{Y}^* .
- Se calculan los p -valores propios de \mathbf{S} , y se ordenan decrecientemente: $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_p$.

$$|\mathbf{S} - \lambda\mathbf{I}| = 0$$

- Se calculan los vectores propios asociados a cada λ_i : $\mathbf{a}_1, \mathbf{a}_2, \dots, \mathbf{a}_p$.

$$(\mathbf{S} - \lambda_i\mathbf{I})\mathbf{a}_i = 0$$

- Los p -vectores propios son orto-normales y constituyen una base para el espacio \mathbf{R}^p , por lo tanto, se puede definir una matriz de transformación de $p \times r$ (r -factores principales), $\mathbf{A} = [\mathbf{a}_1 \ \mathbf{a}_2 \ \dots \ \mathbf{a}_r]$ como base para un espacio reducido \mathbf{R}^r , donde $r \leq p$.
- Se obtienen las r -componentes principales (\mathbf{Z}), $\mathbf{Z} = \mathbf{YA}$
- Cuando se trabaja con datos estandarizados \mathbf{Y}^* , los cálculos se llevan a cabo a partir de la matriz de correlación \mathbf{R} .

8.3.5. Selección del número de componentes:

Cuanto mayor sea el número de componentes principales que se elija, menor será la pérdida de información del sistema. Pero este aumento de variables incrementa la complejidad del análisis que se quiera realizar.

Por lo tanto, si bien existen distintas reglas para seleccionar el número de componentes, en este trabajo se seleccionaron componentes hasta explicar una proporción determinada de varianza ($> 80\%$) [41].

8.3.6. Interpretación del Gráfico del ACP

La interpretación de los componentes principales se realiza representando las proyecciones de las observaciones sobre un espacio de dimensión dos, definido por parejas de los componentes principales más importantes (fig. 8.2). La proyección de cualquier observación sobre un componente es directamente el valor del componente para esa observación. Además de las observaciones, es útil representar las variables originales, esto permite definir el sentido de crecimiento de dichas variables y poder tener una referencia con los valores originales.

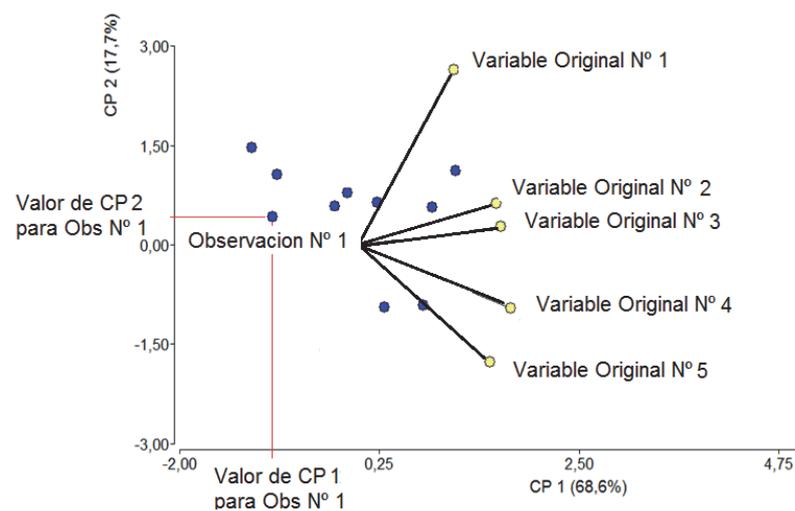


FIG 8.2: INTERPRETACIÓN DEL GRÁFICO DEL ACP

8.3.7. Análisis de Componentes Principales con las Variables de Envejecimiento de los Generadores

Para poder evaluar el estado general de los generadores, se crearon dos generadores ficticios, uno de estado crítico (*Ucrítico*) y otro con los valores medios de los generadores (*Umedio*). El generador ficticio crítico posee el mayor número de arranques de los generadores existentes y los valores máximos admisibles en cada variable [8] [15] [21] [32]. Con este artificio, se buscó poder observar cuan próximos están los generadores de Salto Grande a los generadores ficticios y de allí sacar conclusiones de estado.

La tabla 8.2 está formada por los valores promedio de las tres fases (R, S y T) de cada ensayo de capacitancia y tangente delta, junto con el número de arranques que poseía en ese momento. El ensayo de capacitancia y tangente delta posee tres variables, la tangente delta al 20% de la tensión nominal “ $tg\delta_{0.2Un}$ ”, la diferencia de tangente delta entre el 80% y el 20% de la tensión nominal “ $\Delta tg\delta_{_2}$ ” y la diferencia de capacitancia medida entre el 80% y el 20% de la tensión nominal dividido por el valor de capacitancia al 20% de dicha tensión “ $\Delta C_{_2}/C_0$ ”. A cada generador se los clasificó por el número de unidad más el año de ensayo (Ejemplo: U02-2008).

TABLA 8.2: VALORES PROMEDIOS PARA ANÁLISIS MULTIVARIADO

VALORES PROMEDIO					
Año	Generador :	$tg\delta_{0.2Un}$ [%]	$\Delta tg\delta_{_2}$ [0/00]	$\Delta C_{_2}/C_0$ [0/0]	N° Arranques
1986	U05-1986	1,51	4,40	0,61	436
1986	U06-1986	1,42	4,22	0,67	268
1988	U03-1988	1,32	4,37	0,56	611
1988	U02-1988	1,57	3,73	0,53	659
1988	U04-1988	1,83	4,37	0,62	646
1996	U10-1996	1,01	3,53	0,23	1735
1996	U12-1996	1,00	3,30	0,24	1802
2000	U08-2000	1,57	2,70	0,38	1933
2002	U03-2002	1,61	3,40	0,50	2189
2004	U09-2004	1,44	2,77	0,47	2531
2006	U05-2006	1,69	3,43	0,54	2712
2006	U06-2006	1,56	3,50	0,64	2513
2008	U05-2008	1,92	4,62	0,71	3102
2008	U01-2008	1,79	3,31	0,50	3510
2008	U02-2008	1,94	3,89	0,56	4034
2009	U07-2009	1,70	2,77	0,41	3702
2010	U11-2010	1,87	5,56	0,80	3507
2010	U08-2010	1,50	3,56	0,42	3376
2011	U03-2011	1,67	4,45	0,57	3941
2011	U04-2011	1,59	4,23	0,59	4101
2012	U12-2012	1,67	3,77	0,59	3725
2012	U09-2012	1,36	2,26	0,29	3588
2012	Ucrítico	3,00	10,00	1,00	4101
2012	Umedio	1,57	3,73	0,52	2483

8.3.8. Análisis multivariado de los últimos diez años de servicio del generador, incluyendo los datos de intensidad de descargas parciales “Qm”.

En este punto se incorporan los valores de intensidad máxima de descargas parciales medidas en los ensayos de mantenimiento programado “ Qm_{FS} ”, no se utilizaron en el primer análisis multivariado, porque los registros comienzan a partir del año 2001. Por eso, para poder incluir esta variable (que está muy relacionada con el estado interno del sistema aislante), se realizó un análisis multivariado con sólo los últimos diez años de servicio del generador.

Para realizar el ACP con los valores promedio, se confeccionó la tabla 8.3, que posee los datos anteriores sin la variable “ $tg\delta_{0,2Un}$ ”. No se utilizó esta variable porque en el periodo de tiempo evaluado, los generadores en su mayoría presentaban una sola medición; y este parámetro necesita de dos o más mediciones para evaluar el estado de envejecimiento. Pero para no perder esta información, se incorporó la variable “ $\Delta tg\delta_{años}$ ” que representa el incremento del valor de tangente delta al 20% de la tensión nominal desde la primera medición registrada hasta la medición actual.

Es importante aclarar que los valores promedios de la variable “ Qm_{FS} ” representa el valor medio de los 24 registros de “Qm” (12 captos con 2 mediciones cada uno) obtenidos en una medición de descargas parciales.

TABLA 8.3: VALORES PROMEDIOS PARA ANÁLISIS MULTIVARIADO CON QM – PERIODO (2002 – 2012)

VALORES PROMEDIO						
Año	Generador :	$\Delta tg\delta_{años}$ [0/00]	$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	N° Arranques	Qm_FS
2002	U03-2002	2,90	3,40	0,50	2189	28
2004	U09-2004	3,60	2,77	0,47	2531	17
2006	U05-2006	2,45	3,43	0,54	2712	23
2006	U06-2006	1,40	3,50	0,64	2513	54
2008	U05-2008	4,81	4,62	0,71	3102	26
2008	U01-2008	3,60	3,31	0,50	3510	117
2008	U02-2008	3,69	3,89	0,56	4034	19
2009	U07-2009	3,60	2,77	0,41	3702	45
2010	U11-2010	3,60	5,56	0,80	3507	26
2010	U08-2010	3,60	3,56	0,42	3376	18
2011	U03-2011	3,53	4,45	0,57	3941	67
2011	U04-2011	3,60	4,23	0,59	4101	224
2012	U12-2012	6,77	3,77	0,59	3725	83
2012	U09-2012	3,60	2,26	0,29	3588	93
2012	Ucrítico	10,00	10,00	1,00	4101	362
2012	Umedio	3,62	3,68	0,54	3324	60

Al utilizar los valores promedio entre las tres fases de cada variable podría llevar a un error de clasificación, ya que una fase que falle saca todo el generador de servicio. Por lo tanto, se confeccionó la tabla 8.4 para análisis de componentes principales con los valores máximo en cada fase. Las variables “ $\Delta tg\delta$ años”, “ $\Delta tg\delta_2$ ” y “ $\Delta C_2/C_0$ ” tendrán el valor máximo registrado entre las tres fases de cada ensayo, la variable “ Qm_{FS} ” tendrá el valor máximo de los 24 registros de Qm y la variable “ N° Arranques” tendrá el mismo valor que en la tabla 8.3, ya que las tres fases poseen el mismo número de maniobras al momento de realizar cada medición.

TABLA 8.4: VALORES MAXIMOS PARA ANÁLISIS MULTIVARIADO CON QM – PERIODO (2002 – 2012)

VALORES MAXIMOS						
Año	Generador :	$\Delta tg\delta$ años [0/00]	$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	N° Arranques	Qm_{FS}
2002	U03-2002	3,10	3,50	0,54	2189	188
2004	U09-2004	3,60	2,80	0,47	2531	175
2006	U05-2006	2,57	3,60	0,59	2712	166
2006	U06-2006	1,79	3,80	0,64	2513	245
2008	U05-2008	4,96	4,78	0,73	3102	172
2008	U01-2008	3,60	3,71	0,52	3510	361
2008	U02-2008	4,12	4,03	0,58	4034	169
2009	U07-2009	3,60	2,83	0,43	3702	237
2010	U11-2010	3,60	5,61	0,86	3507	171
2010	U08-2010	3,60	3,63	0,43	3376	151
2011	U03-2011	3,80	4,57	0,58	3941	172
2011	U04-2011	3,60	4,70	0,59	4101	700
2012	U12-2012	6,90	3,83	0,59	3725	217
2012	U09-2012	3,60	2,30	0,30	3588	175
2012	Ucrítico	10,00	10,00	1,00	4101	362
2012	Umedio	3,75	3,84	0,56	3324	236

8.4. Análisis

8.4.1. Análisis de Componentes Principales con las Variables de Envejecimiento de los Generadores.

Como se mencionó previamente (sección 8.3.4.4), para calcular las componentes principales, había que calcular la matriz correlación. Dicha matriz, es una matriz cuadrada pxp simétrica conteniendo el valor 1 sobre la diagonal principal y los coeficientes de correlación entre cada par de variables como elementos fuera de la diagonal principal. El coeficiente de correlación es una medida de la magnitud de la asociación lineal entre dos variables que no depende de las unidades de medida de las variables originales. A mayor coeficiente de correlación mayor asociación lineal y viceversa [45]. Pero para aumentar el nivel de confianza en que dos variables están correlacionadas, se utiliza un test de hipótesis. Es decir si no hay relación entre las variables, la probabilidad de obtener un coeficiente de esa magnitud por puro azar es inferior al 5%.

Con los datos de la tabla 8.2 se realizó un análisis de componentes principales, obteniendo la matriz correlación de las variables y sus probabilidades (tabla 8.5), los autovalores (tabla 8.6) y autovectores (tabla 8.7).

TABLA 8.5: MATRIZ CORRELACION COEFICIENTES Y PROBABILIDADES – ACP TABLA 8.2

Análisis de componentes principales
Datos estandarizados

Matriz de correlación/Coefficientes

	$tg\delta_{0,2Un}$ [%]	$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	N° Arranques
$tg\delta_{0,2Un}$ [%]	1,00			
$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	0,79	1,00		
$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	0,81	0,81	1,00	
N° Arranques	0,45	0,16	0,14	1,00

Matriz de correlación/Probabilidades

	$tg\delta_{0,2Un}$ [%]	$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	N° Arranques
$tg\delta_{0,2Un}$ [%]				
$\Delta tg\delta_2$ [0/00]	<0,0001			
$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	<0,0001	<0,0001		
N° Arranques	0,0290	0,4475	0,5233	

En la Matriz de correlación/ probabilidades (tabla 8.5) se observa que las variables que están fuertemente correlacionadas ($p < 0,05$) son:

- $tg\delta_{0,2Un}$ con $\Delta tg\delta_2$, $\Delta C_2/C_0$ y N° Arranques
- $\Delta tg\delta_2$ con $tg\delta_{0,2Un}$ y $\Delta C_2/C_0$.

Algunas de las asociaciones se explican porque las variables representan efectos físicos similares, ya que el valor de $tg\delta$ está afectado por el valor de capacitancia del equipo bajo ensayo [34]. Otras asociaciones se explican porque ambas variables han crecido con los años de servicio.

Los valores y vectores propios resumen la información en términos de variabilidad. Los autovectores constituyen un conjunto de vectores bases para graficar los datos y los autovalores representan la variabilidad de los datos en cada una de las direcciones dadas por los autovectores. Por lo tanto, los autovalores son medidas de variabilidad, mientras que los autovectores expresan la dirección de la variabilidad [41] [45].

En la sección 8.3.4.4 se mencionó que para calcular los valores propios se utiliza $|S - \lambda I| = 0$, pero si los datos están estandarizados la matriz covarianza S se transforma en la matriz correlación \mathbf{R} (tabla 8.5). La solución de dicha ecuación, es un polinomio λ de grado p cuyas raíces son: $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_p$. La proporción de variabilidad total explicada por la componente principal N°1 es $\lambda_1/\sum\lambda_i$.

Las dos primeras componentes son las más importantes, ya que estos dos primeros ejes representan un 92% de la variabilidad del sistema (tabla 8.6), con un 68% para λ_1 (el cual está asociado a CP1) y un 24% para λ_2 (CP2). Para el análisis/gráfico sólo se toman las dos primeras componentes, ya que ellas cumplen la condición de selección de componentes (pto. 8.3.5).

TABLA 8.6: AUTOVALORES Y PROPORCION EXPLICADA – ACP TABLA 8.2

Autovalores			
Lambda	Valor	Proporción	Prop Acum
1	2,71	0,68	0,68
2	0,97	0,24	0,92
3	0,19	0,05	0,97
4	0,1300	0,03	1,00

TABLA 8.7: AUTOVECTORES– ACP TABLA 8.2

Autovectores		
Variables	e1	e2
$\text{tg}\delta_{0.2Un}$ [%]	0,58	0,1
$\Delta\text{tg}\delta_2$ [0/00]	0,55	-0,25
$\Delta C_{-2}/C_0$ [0/0]	0,55	-0,27
N° Arranques	0,25	0,92

Los vectores propios se calculan con la ecuación $(S - \lambda_i I)a_i = 0$ (sección 8.3.4.4), imponiendo la condición de orto-normalidad en p-vectores. En la tabla 8.7 se presentan los dos primeros autovectores asociados a cada variable, donde el autovector $\mathbf{e1}$ corresponde a CP1 y $\mathbf{e2}$ a CP2. En ella se observa que las direcciones de todas las variables en la CP1 son positivas, es decir, que las variables crecen a mayor valor de CP1. En cambio, no hay uniformidad en las direcciones sobre la CP2, hay algunas variables positivas y otras negativas.

Con los valores de los vectores propios (tabla 8.7) se definieron las dos componentes principales CP1 y CP2, según las ecuaciones:

$$CP\ 1 = 0,58 \cdot tg\delta_{0,2Un} + 0,55 \cdot \Delta tg\delta_2 + 0,55 \cdot \Delta C_2/C_0 + 0,25 \cdot N^{\circ} \text{ arranques}$$

$$CP\ 2 = 0,1 \cdot tg\delta_{0,2Un} - 0,25 \cdot \Delta tg\delta_2 - 0,27 \cdot \Delta C_2/C_0 + 0,92 \cdot N^{\circ} \text{ arranques}$$

Utilizando las ecuaciones CP1 y CP2 se representaron en un solo gráfico todos los generadores de la tabla 8.2, en el cual se incluyeron todas las variables de análisis (fig. 8.3).

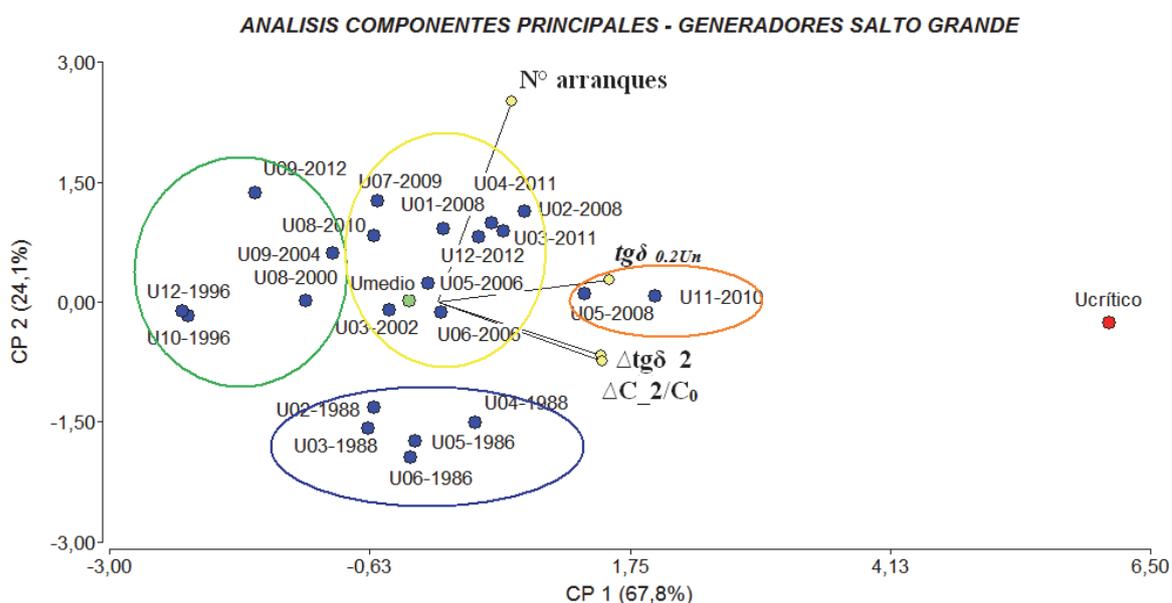


FIG. 8.3: ACP DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE – TABLA 8.2

La figura 8.3 muestra que el generador ficticio “*Ucrítico*” (generador con los valores máximos admisibles en cada variable), posee un valor componente principal N°1 (CP1) mucho mayor que el resto de los generadores.

Con los datos de la tabla 8.7 y la figura 8.3, se observa que todas las variables evaluadas (puntos amarillos), crecen en el sentido positivo de la componente principal N°1 (CP1). Por lo tanto, el proceso de envejecimiento de los generadores (considerando solamente las variables de la tabla 8.2) es de izquierda a derecha.

En la figura 8.3, se realizó un agrupamiento de los generadores según su CP1. Se tomó como nivel medio la proximidad del generador “*Umedio*”. Se observó que los ensayos del periodo 1986-1988 (círculo azul) presentan mayor valor de CP1 que los de 1996. El motivo, es porque sus niveles de $tg\delta_{0.2U_n}$, $\Delta tg\delta_2$ y $\Delta C_2/C_0$ son más elevados que años posteriores (ver tabla 8.2).

En la tabla 8.8, están los grupos de generadores establecidos en la figura 8.3. Sin importar el año de los ensayos en los generadores, se observa que las unidades que poseen mayor valor en la CP1 son (círculo naranja): U05 y U11. Estas unidades evaluadas en el año 2008 y 2010 respectivamente, presentan niveles mayores en las variables comparado con otras unidades evaluadas en años posteriores (ejemplo: U04-2011, U12-2012, etc.). El motivo de este incremento en los valores de CP1, es que el generador U11 posee el mayor valor para la variable $\Delta tg\delta_2$; y el generador U05, presenta valores mayores en las tres variables de ensayos eléctricos.

TABLA 8.8: GRUPOS DE GENERADORES SEGÚN CP1 – ACP TABLA 8.2

Año de Evaluación	Generador	Grupo de Envejecimiento
1996	U12-1996	VERDE
1996	U12-1996	VERDE
2012	U09-2012	VERDE
2000	U08-2000	VERDE
2004	U09-2004	VERDE
2010	U08-2010	AMARILLO
2009	U07-2009	AMARILLO
2002	U03-2002	AMARILLO
2006	U05-2006	AMARILLO
2006	U06-2006	AMARILLO
2008	U01-2008	AMARILLO
2012	U12-2012	AMARILLO
2011	U04-2011	AMARILLO
2011	U03-2011	AMARILLO
2008	U02-2008	AMARILLO
2008	U05-2008	ROJO
2010	U11-2010	ROJO

8.4.2. Análisis multivariado de los últimos diez años de servicio del generador, incluyendo los datos de intensidad de descargas parciales “Qm”.

8.4.2.1. Análisis Valores Promedios

Con los datos de la tabla 8.3 (valores promedio) se repite de igual forma que en el punto anterior, el análisis de componentes principales. Obteniendo la matriz correlación de las variables y sus probabilidades (tabla 8.9), los autovalores (tabla 8.10) y autovectores (tabla 8.11).

TABLA 8.9: MATRIZ CORRELACION COEFICIENTES Y PROBABILIDADES – ACP TABLA 8.3

Análisis de componentes principales
Datos estandarizados

Matriz de correlación/Coefficientes

	$\Delta tg\delta_{\text{años}}$	$\Delta tg\delta_2$	$\Delta C_2/C_0$	Nº Arranques	Qm_FS
$\Delta tg\delta_{\text{años}}$	1,000				
$\Delta tg\delta_2$	0,780	1,000			
$\Delta C_2/C_0$	0,600	0,910	1,000		
Nº Arranques	0,510	0,400	0,220	1,000	
Qm_FS	0,710	0,730	0,540	0,530	1,000

Matriz de correlación/Probabilidades

	$\Delta tg\delta_{\text{años}}$	$\Delta tg\delta_2$	$\Delta C_2/C_0$	Nº Arranques	Qm_FS
$\Delta tg\delta_{\text{años}}$					
$\Delta tg\delta_2$	0,000				
$\Delta C_2/C_0$	0,013	<0,0001			
Nº Arranques	0,044	0,128	0,420		
Qm_FS	0,002	0,001	0,030	0,035	

De la tabla matriz de correlación/probabilidades (tabla 8.9), las variables que están fuertemente relacionadas ($p < 0,05$) son:

- $\Delta tg\delta_{\text{años}}$ con $\Delta tg\delta_2$, $\Delta C_2/C_0$, Nº Arranques y Qm_FS.
- $\Delta tg\delta_2$ con $\Delta tg\delta_{\text{años}}$, $\Delta C_2/C_0$ y Qm_FS.
- $\Delta C_2/C_0$ con $\Delta tg\delta_{\text{años}}$, $\Delta tg\delta_2$ y Qm_FS.
- Nº Arranques con Qm_FS.

Como se mencionó anteriormente, los valores de tangente delta están influenciados por los valores de capacitancia, pero el número de ciclos de arranque no se encuentra relacionado con el nivel de intensidad de descargas parciales salvo en el proceso de envejecimiento que aumenta con los años de servicio.

Las componentes importantes son las dos primeras, ya que los dos primeros ejes representan un 86% de la variabilidad del sistema (>80%). El primer componente posee un 69% de variabilidad explicada y el segundo un 18% (tabla 8.10).

TABLA 8.10: AUTOVALORES Y PROPORCION EXPLICADA - ACP TABLA 8.3

Autovalores

Lambda	Valor	Proporción	Prop Acum
1,000	3,430	0,690	0,690
2,000	0,890	0,180	0,860
3,000	0,360	0,070	0,940
4,000	0,280	0,060	0,990
5,000	0,050	0,010	1,000

TABLA 8.11: AUTOVECTORES - ACP TABLA 8.3

Autovectores

Variables	e1	e2
$\Delta tg\delta_{\text{años}}$	0,480	0,080
$\Delta tg\delta_2$	0,510	-0,280
$\Delta C_2/C_0$	0,440	-0,520
Nº Arranques	0,320	0,780
Qm_FS	0,460	0,180

Con los valores de los vectores propios (tabla 8.11) se definieron las dos componentes principales CP1 y CP2, según las ecuaciones:

$$CP\ 1 = 0,48 \cdot \Delta tg\delta_{\text{años}} + 0,51 \cdot \Delta tg\delta_{\text{-2}} + 0,44 \cdot \Delta C_{\text{-2}}/C_0 + 0,32 \cdot N^{\circ} \text{ arranques} + 0,46 \cdot Qm_{\text{-Fs}}$$

$$CP\ 2 = 0,08 \cdot \Delta tg\delta_{\text{años}} - 0,28 \cdot \Delta tg\delta_{\text{-2}} - 0,52 \cdot \Delta C_{\text{-2}}/C_0 + 0,78 \cdot N^{\circ} \text{ arranques} + 0,18 \cdot Qm_{\text{-Fs}}$$

En la figura 8.4 se representó a todos los generadores de la tabla 8.3 según la reducción de variables determinada por el análisis de componentes principales. La ubicación de cada generador en el gráfico lo determinan las ecuaciones anteriores de CP1 y CP2.

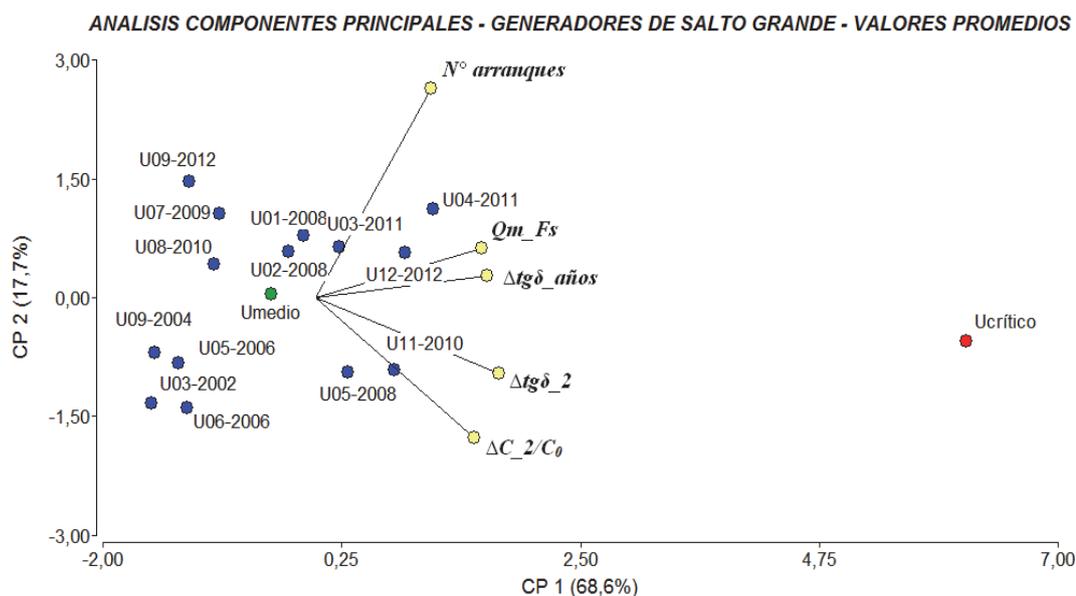


FIG. 8.4: ACP DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE CON QM – TABLA 8.3

En la tabla 8.11 y en la figura 8.3 se observó que: las variables $\Delta tg\delta_{\text{-2}}$ y $\Delta C_{\text{-2}}/C_0$ crecen en el sentido positivo de CP1 y negativo de CP2; y las variables $N^{\circ} \text{ Arranques}$, $\Delta tg\delta_{\text{años}}$ y $Qm_{\text{-FS}}$ crecen en el sentido positivo de CP1 y CP2. Al igual que el análisis anterior (fig. 8.3), se observa que todas las variables evaluadas, crecen en el sentido positivo de la componente principal N°1 (CP1). Por lo tanto, el proceso de envejecimiento de los generadores es similar al punto 8.4.1 (izquierda a derecha).

Se observó también, que el generador ficticio “*Ucrítico*” está bastante alejado del resto de las unidades. En la figura 8.5 se realizó un agrupamiento de los generadores (en función de la CP1), tomándose como nivel medio la proximidad del generador “*Umedio*”.

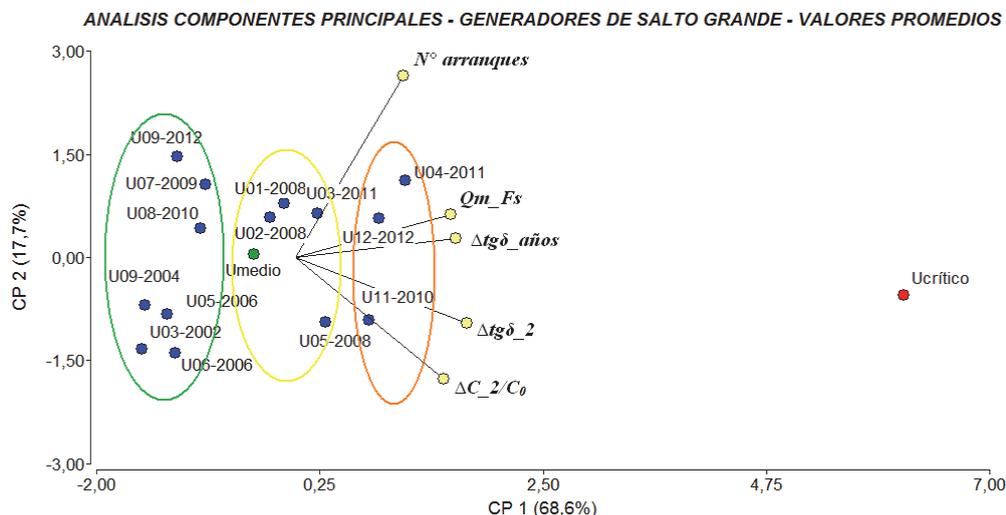


FIG. 8.5: ACP GENERADORES SALTO GRANDE CON QM – TABLA 8.3 – GRUPOS SEGÚN CP1

En la tabla 8.12, están los grupos de generadores establecidos en la figura 8.5. En ella se observó que generadores evaluados en años recientes poseen menor envejecimiento que otros evaluados en años anteriores (como ejemplo se puede mencionar, el generador U03-2011 posee menor envejecimiento que el U11-2010). Por lo tanto, las unidades U04-2011, U12-2012 y U11-2010 son las que poseen un grado mayor de envejecimiento en su sistema aislante.

TABLA 8.12: GRUPOS DE GENERADORES SEGÚN CP1 – ACP TABLA 8.3

Año de Evaluación	Generador	Grupo de Envejecimiento
2002	U03-2002	VERDE
2004	U09-2004	VERDE
2006	U05-2006	VERDE
2006	U06-2006	VERDE
2009	U07-2009	VERDE
2010	U08-2010	VERDE
2012	U09-2012	VERDE
2008	U01-2008	AMARILLO
2008	U05-2008	AMARILLO
2008	U02-2008	AMARILLO
2011	U03-2011	AMARILLO
2012	U12-2012	ROJO
2010	U11-2010	ROJO
2011	U04-2011	ROJO

8.4.2.2. Análisis Valores Máximos

Con los datos de la tabla 8.4 (valores máximos) se realizó un análisis de componentes principales. Obteniendo la matriz correlación de las variables y sus probabilidades (tabla 8.13), los autovalores (tabla 8.14) y autovectores (tabla 8.15).

TABLA 8.13: MATRIZ CORRELACION COEFICIENTES Y PROBABILIDADES – ACP TABLA 8.4

Análisis de componentes principales

Datos estandarizados

Matriz de correlación/Coefficientes

	$\Delta tg\delta_{años}$	$\Delta tg\delta_{2}$	$\Delta C_{2}/C_0$	N° Arranques	Qm_FS
$\Delta tg\delta_{años}$	1,000				
$\Delta tg\delta_{2}$	0,770	1,000			
$\Delta C_{2}/C_0$	0,580	0,900	1,000		
N° Arranques	0,510	0,410	0,180	1,000	
Qm_FS	0,160	0,300	0,170	0,400	1,000

Matriz de correlación/Probabilidades

	$\Delta tg\delta_{años}$	$\Delta tg\delta_{2}$	$\Delta C_{2}/C_0$	N° Arranques	Qm_FS
$\Delta tg\delta_{años}$					
$\Delta tg\delta_{2}$	0,001				
$\Delta C_{2}/C_0$	0,019	<0,0001			
N° Arranques	0,045	0,119	0,498		
Qm_FS	0,556	0,258	0,527	0,124	

De la tabla matriz de correlación/probabilidades (tabla 8.13), las variables que están fuertemente relacionadas ($p < 0,05$) son:

- $\Delta tg\delta_{años}$ con $\Delta tg\delta_{2}$, $\Delta C_{2}/C_0$, N° Arranques
- $\Delta tg\delta_{2}$ con $\Delta tg\delta_{años}$ y $\Delta C_{2}/C_0$.

Las componentes importantes son las dos primeras, ya que los dos primeros ejes representan un 79% de la variabilidad del sistema (CP1 con 57% y CP2 con 22%). Si bien, la variabilidad explicada en los dos primeros ejes no llega al 80 % establecido en la selección de componentes (79% tabla 8.14), el análisis de dos componentes reduce la complejidad del diagnóstico.

TABLA 8.14: AUTOVALORES Y PROPORCION EXPLICADA - ACP TABLA 8.4

Autovalores

Lambda	Valor	Proporción	Prop Acum
1,000	2,860	0,570	0,570
2,000	1,100	0,220	0,790
3,000	0,700	0,140	0,930
4,000	0,290	0,060	0,990
5,000	0,050	0,010	1,000

TABLA 8.15: AUTOVECTORES - ACP TABLA 8.4

Autovectores

Variables	e1	e2
$\Delta tg\delta_{años}$	0,500	-0,110
$\Delta tg\delta_{2}$	0,560	-0,220
$\Delta C_{2}/C_0$	0,490	-0,410
N° Arranques	0,360	0,550
Qm_FS	0,260	0,690

Con los valores de los vectores propios (tabla 8.15) se definieron las dos componentes principales CP1 y CP2, según las ecuaciones:

$$CP\ 1 = 0,50 \cdot \Delta tg\delta_{\text{años}} + 0,56 \cdot \Delta tg\delta_{\text{2}} + 0,49 \cdot \Delta C_{\text{2}}/C_0 + 0,36 \cdot N^{\circ} \text{ arranques} + 0,26 \cdot Qm_Fs$$

$$CP\ 2 = -0,11 \cdot \Delta tg\delta_{\text{años}} - 0,22 \cdot \Delta tg\delta_{\text{2}} - 0,41 \cdot \Delta C_{\text{2}}/C_0 + 0,55 \cdot N^{\circ} \text{ arranques} + 0,69 \cdot Qm_Fs$$

Utilizando las ecuaciones CP1 y CP2 se representaron en un solo gráfico todos los generadores de la tabla 8.4, en el cual se incluyeron todas las variables de análisis (fig. 8.6).

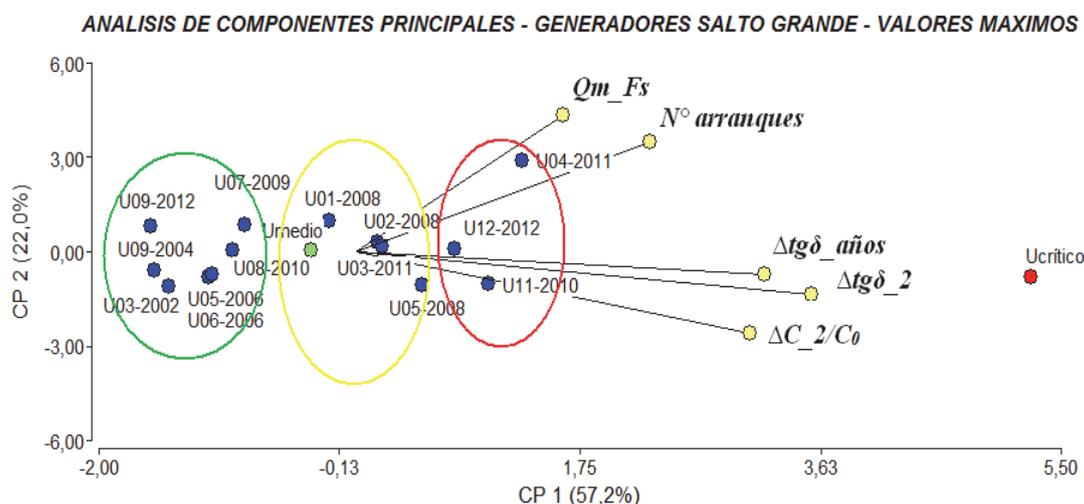


FIG. 8.6: ACP DE LOS GENERADORES DE SALTO GRANDE CON QM – TABLA 8.4

Al igual que los análisis anteriores, se observó que todas las variables evaluadas, crecen en el sentido positivo de la componente principal N°1 (CP1); mostrando el proceso de envejecimiento en el mismo sentido (izquierda a derecha).

Se observó que el gráfico de ACP (fig. 8.6) es muy similar al análisis realizado en el punto 8.4.2.1:

- El generador ficticio Ucrítico está bastante alejado del resto de las unidades.
- Las unidades U04-2011, U12-2012 y U11-2010 son las que poseen un grado mayor de envejecimiento en su sistema aislante.

En la tabla 8.16 se listan los diferentes grupos de generadores en función de la CP1, según muestran los puntos de color de la figura 8.6.

TABLA 8.16: GRUPOS DE GENERADORES SEGÚN CP1 – ACP TABLA 8.4

Año de Evaluación	Generador	Grupo de Envejecimiento
2002	U03-2002	VERDE
2004	U09-2004	VERDE
2006	U05-2006	VERDE
2006	U06-2006	VERDE
2009	U07-2009	VERDE
2010	U08-2010	VERDE
2012	U09-2012	VERDE
2008	U01-2008	AMARILLO
2008	U05-2008	AMARILLO
2008	U02-2008	AMARILLO
2011	U03-2011	AMARILLO
2012	U12-2012	ROJO
2010	U11-2010	ROJO
2011	U04-2011	ROJO

8.5. Comparación entre Evaluaciones Multivariada

Primeramente comparemos los análisis por capítulo, para finalmente comparar entre capítulos.

8.5.1. Comparación capítulo N°7

Con las clasificaciones obtenidas en los puntos del capítulo N°7 (7.4.1 y 7.4.2) se confeccionó una tabla de comparación de evaluaciones (tabla 8.17). La misma, clasifica a los generadores por color (definidos en forma arbitraria): *ROJO*, *AMARILLO* y *VERDE*. El color *ROJO* representa a los generadores con mayor envejecimiento, el *AMARILLO* con envejecimiento medio y los *VERDE* con menor envejecimiento.

TABLA 8.17: COMPARACIÓN CLASIFICACIÓN CAP. N°7

Generador	7.4.1 - Multifactorial	7.4.2 - Multifactorial Ampliada
U01	VERDE	AMARILLO
U02	VERDE	VERDE
U03	ROJO	ROJO
U04	VERDE	ROJO
U05	VERDE	AMARILLO
U06	VERDE	VERDE
U07	VERDE	VERDE
U08	AMARILLO	VERDE
U09	VERDE	VERDE
U10	ROJO	AMARILLO
U11	AMARILLO	ROJO
U12	VERDE	VERDE
U13	ROJO	VERDE
U14	VERDE	AMARILLO

Se observó que hay diferencia en la clasificación obtenidas entre las dos evaluaciones. El motivo es que la metodología 7.4.1 no utiliza muchos de los datos de los ensayos eléctricos (ver fig. 7.1 del cap. N°7), sino que se basa en el historial de fallas y las inspecciones realizadas en mantenimiento; a diferencia del análisis 7.4.2, que incorporó los datos de los ensayos eléctricos y las variables de operación que exigen al sistema aislante (fig. 7.2 del cap. N°7).

En consecuencia, la clasificación 7.4.1 fue determinada principalmente por las fallas históricas en el sistema aislante (las cuales poseen más de 15 años). Por su parte la clasificación dada en 7.4.2 es caracterizada principalmente por los datos de los ensayos eléctricos.

Por lo tanto, ambas clasificaciones son complementarias. La primera para comparar con los límites establecidos en la guía de referencia [40] y la segunda para clasificar a los generadores con la mayor información posible.

Otros de los aspectos observados, es que ambas metodología de análisis poseen un cierto grado de subjetividad; es decir, que la evaluación dependerá del nivel técnico del evaluador.

8.5.2. Comparación entre ACP - Capítulo N°8

Los ACP son muchos más objetivos que los análisis anteriores, ya que utilizan los valores medidos de las variables de análisis. A excepción de los generadores extremos, la clasificación final es un poco subjetiva, ya que los grupos se forman por cercanía entre generadores.

En la tabla 8.18 se compararon las clasificaciones obtenidas de los análisis de componentes principales (8.4.2.1 y 8.4.2.2).

TABLA 8.18: COMPARACIÓN CLASIFICACIÓN ACP - CAP. N°8

Generador	8.4.1 - ACP - Sin Qm - Promedio	8.4.2.1 - ACP - Promedio	8.4.2.2 - ACP - Maximo
U01	AMARILLO	AMARILLO	AMARILLO
U02	AMARILLO	AMARILLO	AMARILLO
U03	AMARILLO	AMARILLO	AMARILLO
U04	AMARILLO	ROJO	ROJO
U05	ROJO	AMARILLO	AMARILLO
U06	AMARILLO	VERDE	VERDE
U07	AMARILLO	VERDE	VERDE
U08	AMARILLO	VERDE	VERDE
U09	VERDE	VERDE	VERDE
U10	NO EVALUADO	NO EVALUADO	NO EVALUADO
U11	ROJO	ROJO	ROJO
U12	AMARILLO	ROJO	ROJO
U13	NO EVALUADO	NO EVALUADO	NO EVALUADO
U14	NO EVALUADO	NO EVALUADO	NO EVALUADO

De la tabla 8.18 se puede observar lo siguiente:

- El generador U11 presenta el mismo estado de envejecimiento en las tres clasificaciones realizadas por ACP (color *Rojo*).
- EL generador U05 pasa de color *Rojo* (análisis 8.4.1) a color *Amarillo* (análisis 8.4.2.1 y 8.4.2.2). El motivo es que en los análisis 8.4.2 se incorpora la variable Qm_{Fs} , en la cual dicho generador posee un nivel bajo.
- EL generador U04 pasa de color *Amarillo* (análisis 8.4.1) a color *Rojo* (análisis 8.4.2.1 y 8.4.2.2). El motivo es que en los análisis 8.4.2 se incorpora la variable Qm_{Fs} , en la cual dicho generador posee un nivel alto.

- EL generador U12 pasa de color *Amarillo* (análisis 8.4.1) a color *Rojo* (análisis 8.4.2.1 y 8.4.2.2). El motivo es que en los análisis 8.4.2 se incorpora la variable $\Delta tg\delta_{años}$, en la cual dicho generador posee un nivel más alto que el resto de los generadores.

Por consiguiente, para el análisis comparativo entre unidades se utilizará la clasificación obtenida con los valores máximos (8.4.2.2); ya que la misma, posee más variables de análisis y evalúa las unidades en la peor condición.

8.5.3. Comparación entre capítulos (N°7 y N°8)

En la tabla 8.19 se compararon las clasificaciones obtenidas en los puntos 7.4.2 y 8.4.2.2. Para cuantificar el grado de similitud, se utiliza el indicador similitud denominado “*Simil*”, el cual se define como el cociente entre la cantidad de coincidencias de clasificación y el número de generadores evaluados.

TABLA 8.19: COMPARACION DE EVALUACIONES MULTIVARIADA

Generador	7.4.2 - Multifactorial Ampliada	8.4.2.2 - ACP - Maximo
U01	AMARILLO	AMARILLO
U02	VERDE	AMARILLO
U03	ROJO	AMARILLO
U04	ROJO	ROJO
U05	AMARILLO	AMARILLO
U06	VERDE	VERDE
U07	VERDE	VERDE
U08	VERDE	VERDE
U09	VERDE	VERDE
U10	AMARILLO	NO EVALUADO
U11	ROJO	ROJO
U12	VERDE	ROJO
U13	VERDE	NO EVALUADO
U14	AMARILLO	NO EVALUADO

El coeficiente de similitud será:

$$Simil_{(7.4.2-8.4.2.1)} = \frac{8}{11} * 100 = 73 \%$$

Es decir que se posee un 73% de coincidencia en la clasificación de ambas metodologías. Los generadores que presentan diferencias son: U02, U03 y U12. Los motivos de la diferencia es que la metodología de evaluación 7.4.2 utiliza los valores de los ensayos eléctricos y los historiales de fallas e inspecciones de mantenimiento; y el análisis de componentes principales 8.4.2.2 solo utiliza valores de los ensayos eléctricos y el número de arranques del generador.

8.6. Conclusiones

De los análisis anteriores se observó lo siguiente:

- El análisis de componentes principales permitió de manera objetiva analizar en forma multivariada y clasificar el estado del sistema aislante de los generadores de Salto Grande.
- En todos los análisis el sentido de crecimiento de todas las variables analizadas, es el de la componente principal N°1 (CP1).
- El porcentaje de variabilidad explicada, en todos análisis, es mayor al 79%.
- En el análisis de los datos históricos (pto. 8.4.1) se observó que los generadores con mayor valor en CP1 son: U05 y U11. Ambos generadores presentan valores alejado de la media en las variables de análisis (“ $tg\delta_{0.2U_n}$ ”, “ $\Delta tg\delta_2$ ” y “ $\Delta C_2/C_0$ ”).
- En el análisis de los últimos diez años incluyendo el nivel de intensidad de descargas parciales (punto 8.4.2.1 - análisis valores promedio) se observó que los generadores con mayor valor en CP1 son: U04, U11 y U12. El generador U04 presenta un valor elevado de “ Qm_{FS} ”, el generador U11 posee un elevado valor en la variable “ $\Delta tg\delta_2$ ” y el generador U12 es el que posee mayor valor de “ $\Delta tg\delta_{años}$ ”.
- Existen diferencias en las clasificaciones 8.4.1 y 8.4.2.1. El motivo es que en el análisis 8.4.2.1 se incorporan nuevas variables (Qm_{FS} y $\Delta tg\delta_{años}$), la cuales el historial de datos es a partir del año 2002.

- No hay diferencias en la clasificación obtenida de los análisis con los valores máximos o promediados (análisis 8.4.2.1 y 8.4.2.2).
- El estado del sistema aislante de los generadores de Salto Grande está alejado de los valores críticos. Los generadores que en ambas clasificaciones (8.4.2.1 y 8.4.2.2) están en color ROJO, y por ende los más envejecidos, son U04, U11 y U12.
- Los generadores U03 y U05 están clasificados en color *ROJO* en al menos una de las evaluaciones. Se recomienda un seguimiento periódico de dichos generadores.

9. CONCLUSIÓN FINAL

El objetivo principal de este trabajo de tesis ha sido definir una metodología de evaluación multivariada para analizar el estado del sistema aislante de los generadores eléctricos. Dicha metodología deberá evaluar la mayor cantidad de parámetros que están relacionados con el envejecimiento, utilizar datos que sean fácilmente mensurables y permitir identificar de un grupo de generadores similares aquel que posea un estado más avanzado de degradación.

En este trabajo, se realizaron distintas evaluaciones multifactoriales para poder definir la metodología de evaluación que cumpla con las características mencionadas en el párrafo anterior. Dichas evaluaciones son: evaluación multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía “AIE”, evaluación multifactorial ampliada de la evaluación anterior y evaluación multivariada por análisis de componentes principales de las variables más relacionadas con el envejecimiento del generador. El estudio se realizó sobre los 14 generadores de 135 MW cada uno instalados en la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, los cuales poseen una edad promedio de 32 años de servicio.

A continuación se detallan las conclusiones obtenidas en las distintas evaluaciones multivariadas:

- Evaluación Multifactorial dada por la “AIE” [40] (pto. 7.4.1 del cap. N°7).
 - Brindan un diagnóstico del estado de los generadores; pero no permiten una clasificación detallada de los mismos (3 generadores con un nivel superior, 2 en nivel intermedio y los 9 restantes con el nivel inferior).
 - Los generadores bajo estudio están clasificados en el nivel “Estado Bueno”.

- Evaluación Multifactorial Ampliada (pto. 7.4.2 del cap. N°7).
 - La evaluación ampliada de la guía AIE permite una clasificación mucho más detallada del estado de los generadores que la evaluación anterior; ya que la misma incorpora nuevos parámetros de evaluación, los cuales son: los ensayos eléctricos y los históricos de falla e inspección de mantenimiento. Pero no permiten clasificar a los generadores por comparación con los valores de estado dados en la tabla 7.2 del capítulo N°7.
 - Hay generadores (U04, U05 y U11) que en algunos de los ensayos eléctricos superan los límites establecidos en capítulos previos (tabla 5.7 del capítulo N°5) o sus valores están en rangos elevados en comparación con los otros generadores. En consecuencia, dichos generadores exigirían un mayor seguimiento en sus parámetros de ensayos.

- Evaluación Multivariada por Análisis de Componentes Principales (ACP).
 - La evaluación multivariada por ACP, da una evaluación preliminar objetiva, la cual permite clasificar y dar un seguimiento al envejecimiento del sistema aislante de los generadores.
 - El estado del sistema aislante de los generadores de Salto Grande está alejado de los valores críticos.
 - Se evidencia un proceso de envejecimiento en el sistema aislante de los generadores, el cual no es similar en todas las unidades. Las unidades más envejecidas son: U04, U11 y U12.

En base a los análisis y conclusiones de los capítulos previos, se concluye lo siguiente:

La ampliación de las tablas de evaluación multifactorial dada por “AIE” [40], permitió una clasificación de estado mucho más detallada de los generadores bajo estudio. Partiendo en una primera instancia con la evaluación original provista por dicha guía [40], la cual determinó el estado general de los generadores por comparación de los valores recomendados (tabla 7.2 del capítulo N°7). Para luego continuar con la evaluación ampliada, la cual clasifica mejor el estado de los generadores, identificando a las unidades que poseen un envejecimiento más avanzado.

A su vez, la evaluación multivariada por análisis de componentes principales ACP, da una evaluación preliminar objetiva, la cual permite clasificar y dar un seguimiento al envejecimiento del sistema aislante. Esta evaluación multivariada permite analizar los generadores en una forma objetiva utilizando datos de funcionamiento y ensayos sin sumar componentes subjetivas, las cuales son difíciles de mensurar y comparar entre los equipos de diagnóstico.

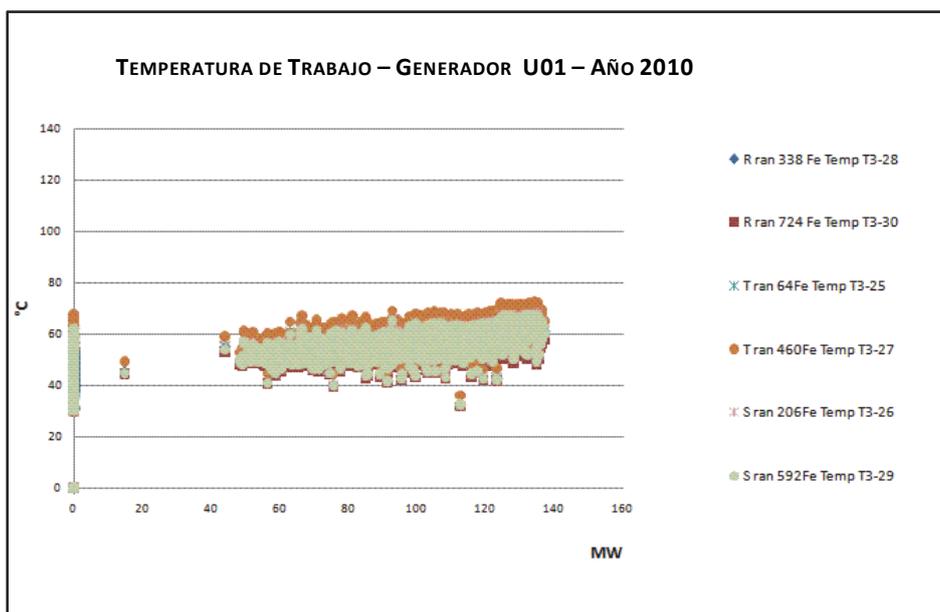
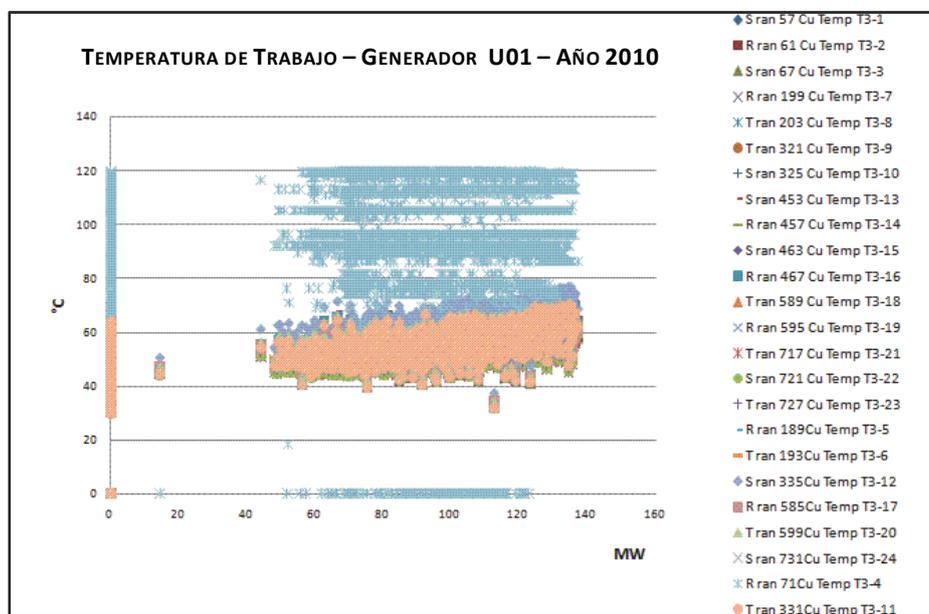
En consecuencia se puede concluir que los análisis multivariados utilizados en la presente tesis se complementan, presentados características particulares cada uno de ellos. Esta metodología que se puede extender a cualquier tipo de central que posea una base de datos históricos de operación y mantenimiento, es apta para evaluar el estado de sus generadores eléctricos de potencia. Y además, puede constituir una herramienta para definir un plan estratégico de renovación de equipos.

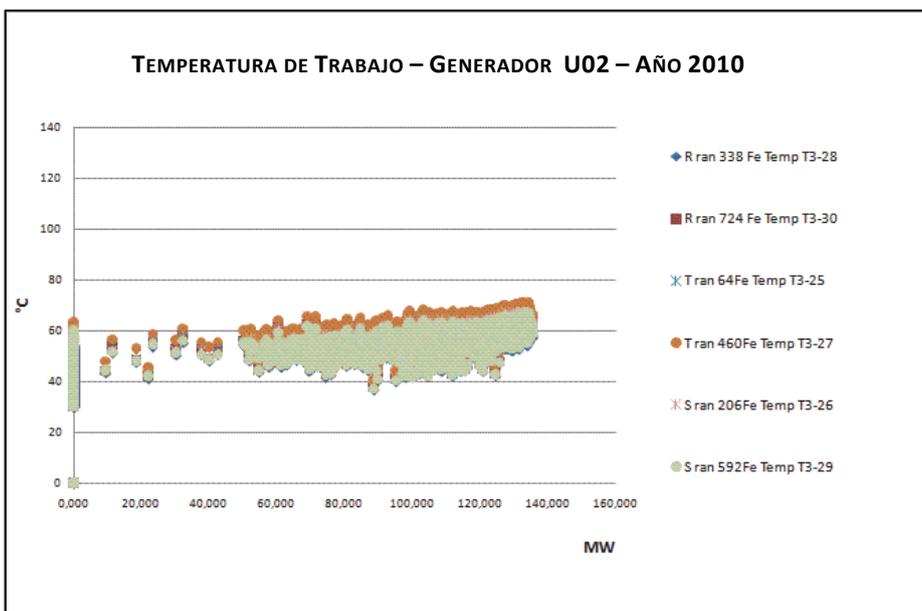
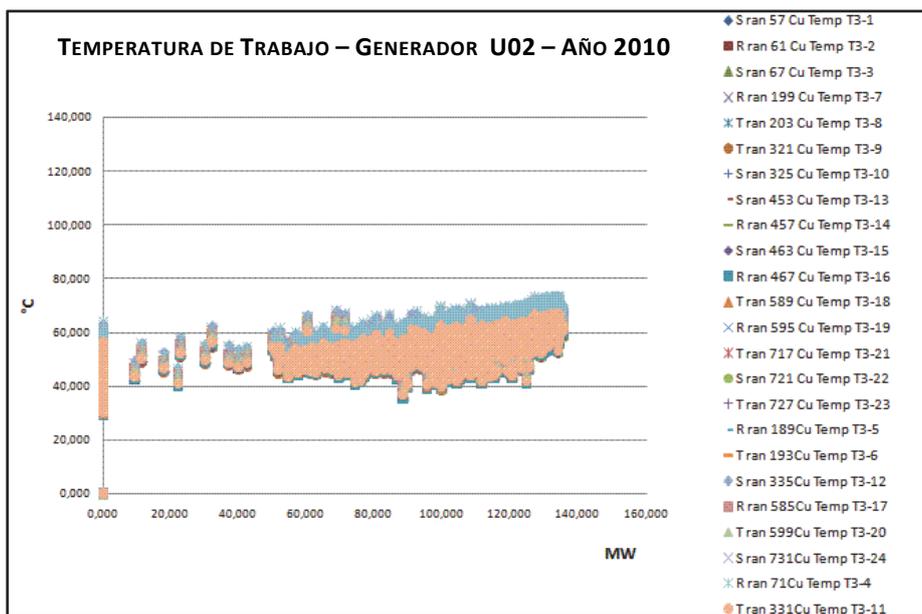
Propuestas de Futuros Trabajos

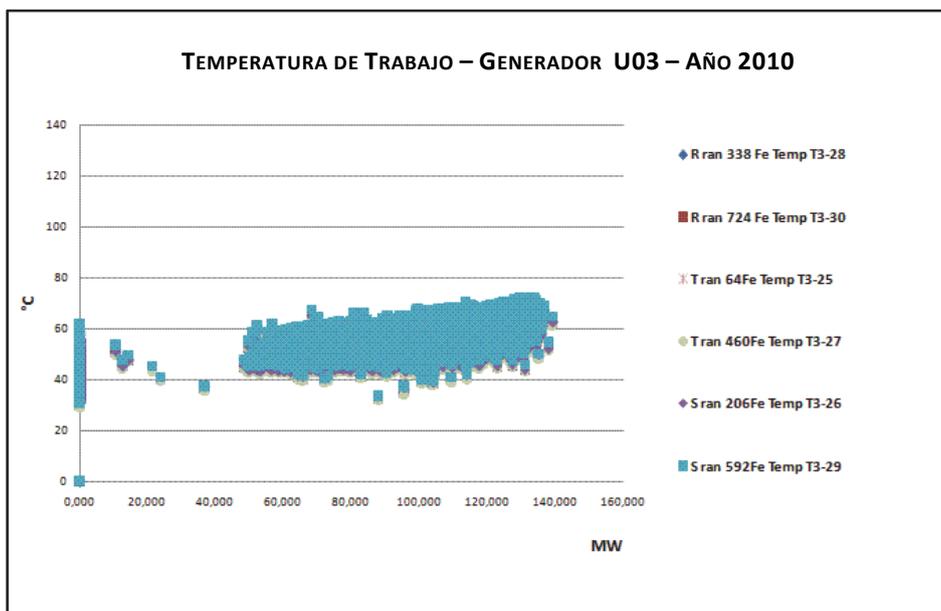
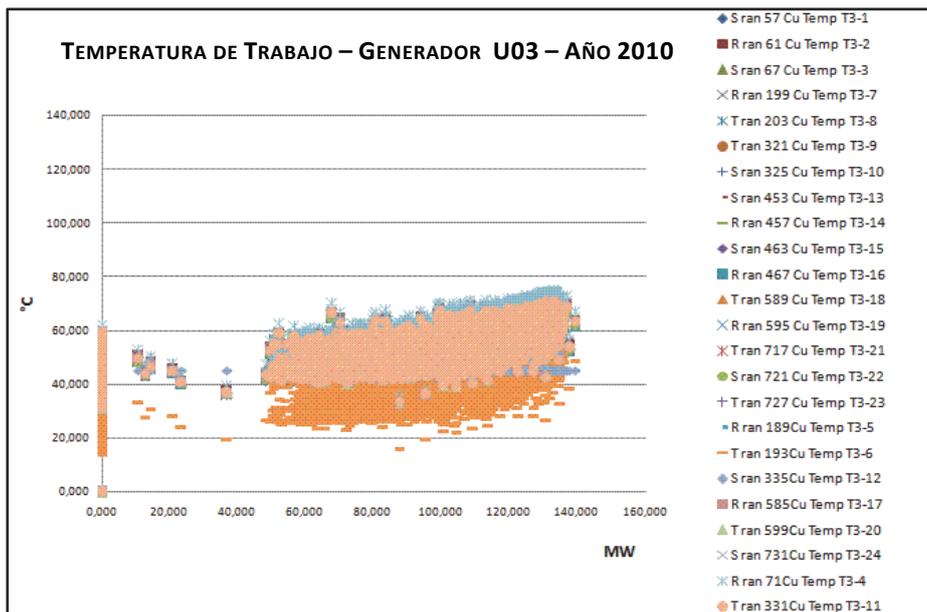
- Incrementar los ensayos de diagnóstico, para realizar seguimientos y obtener tendencias de fin de vida útil.
- Incorporar nuevas variables de diagnóstico del estado del generador (nivel de vibraciones, medición de entrehierro, pérdidas en núcleo, etc.), para obtener una evaluación de estado mucho más generalizada.

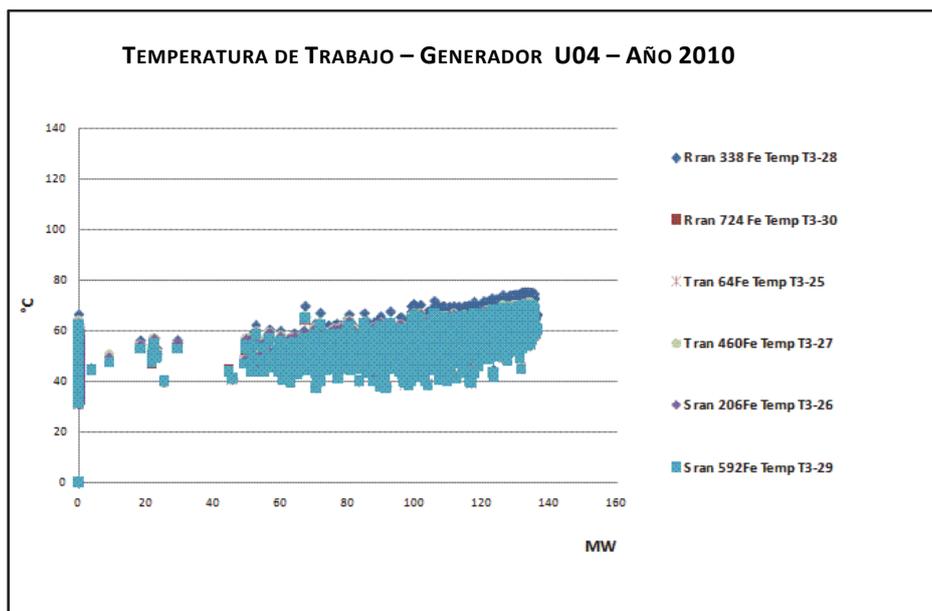
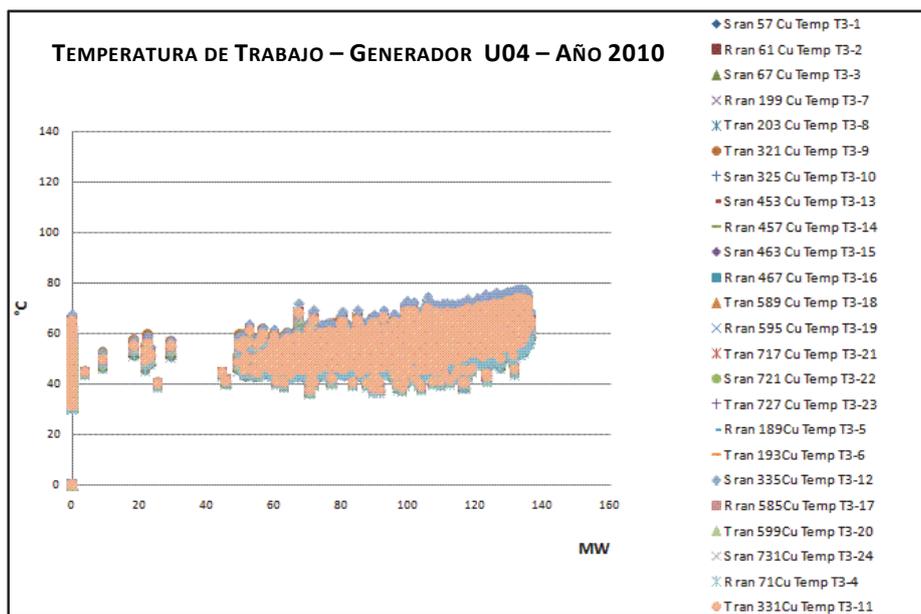
ANEXOS

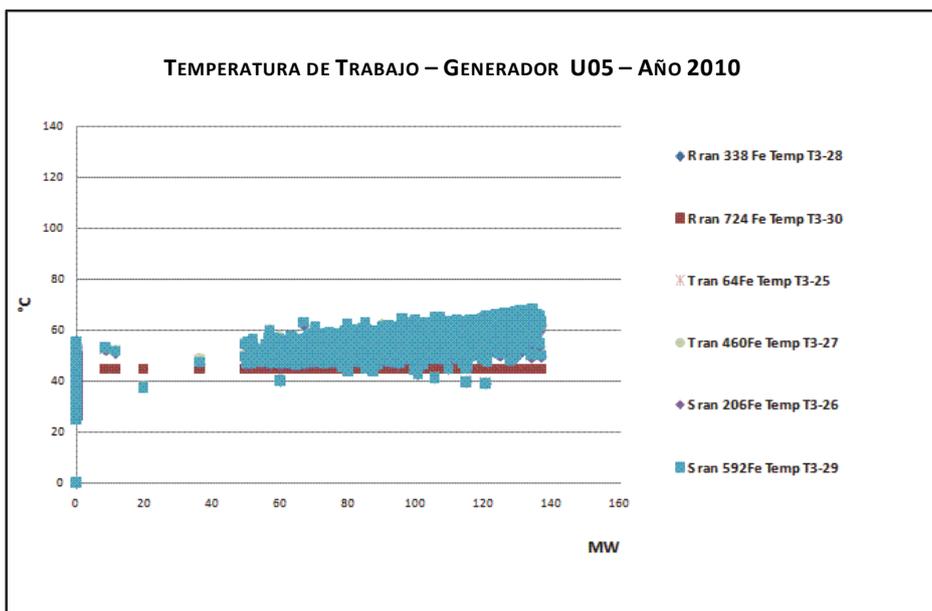
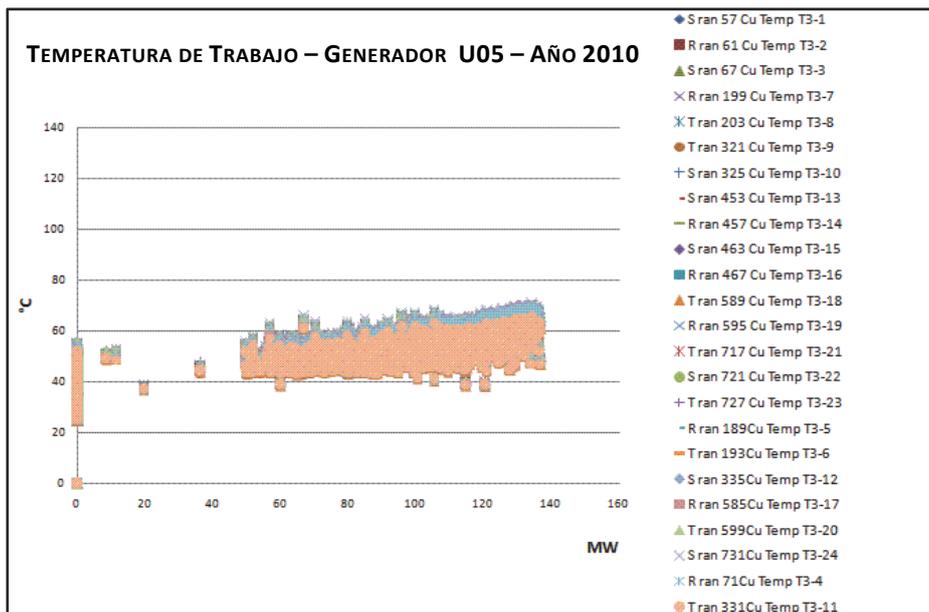
4. A - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2010

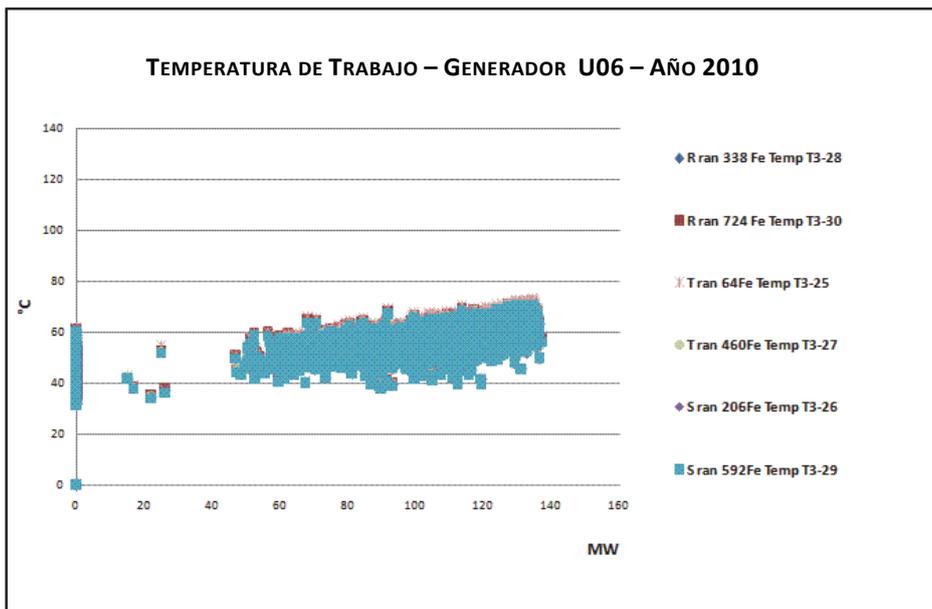
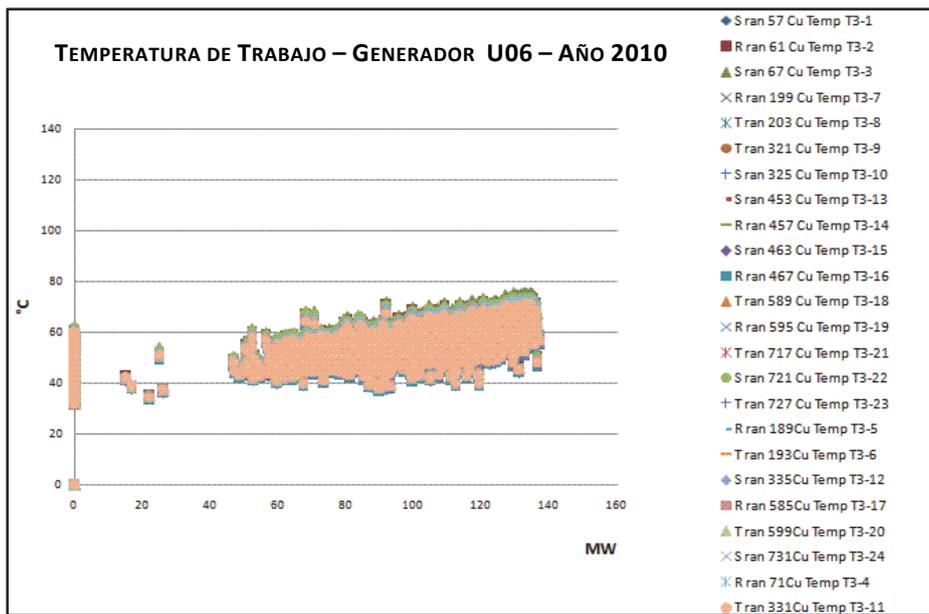


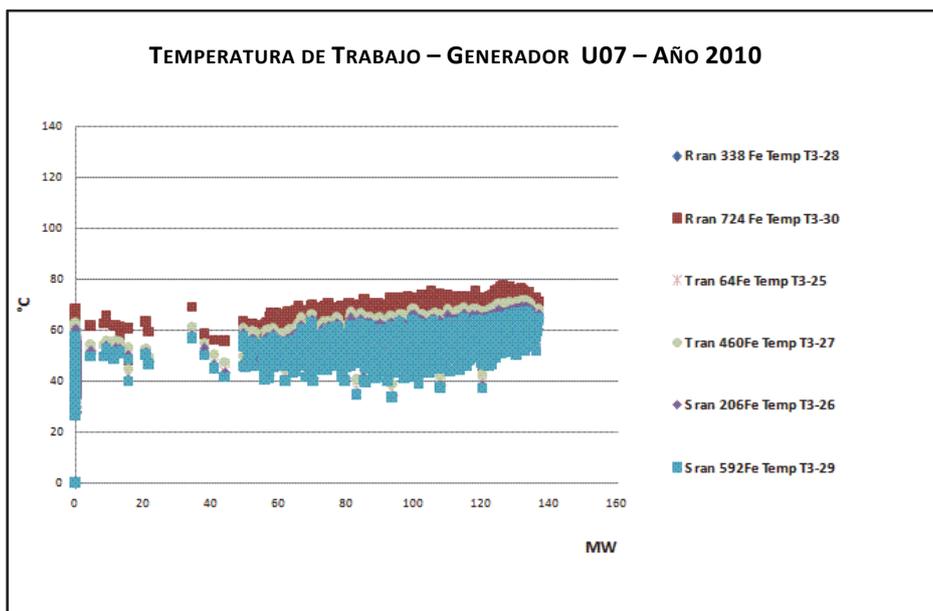
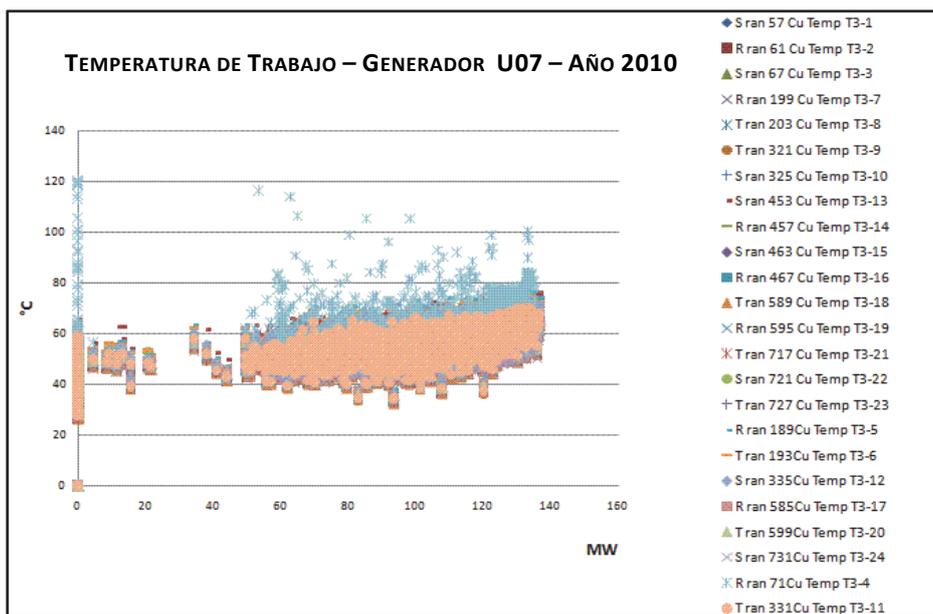


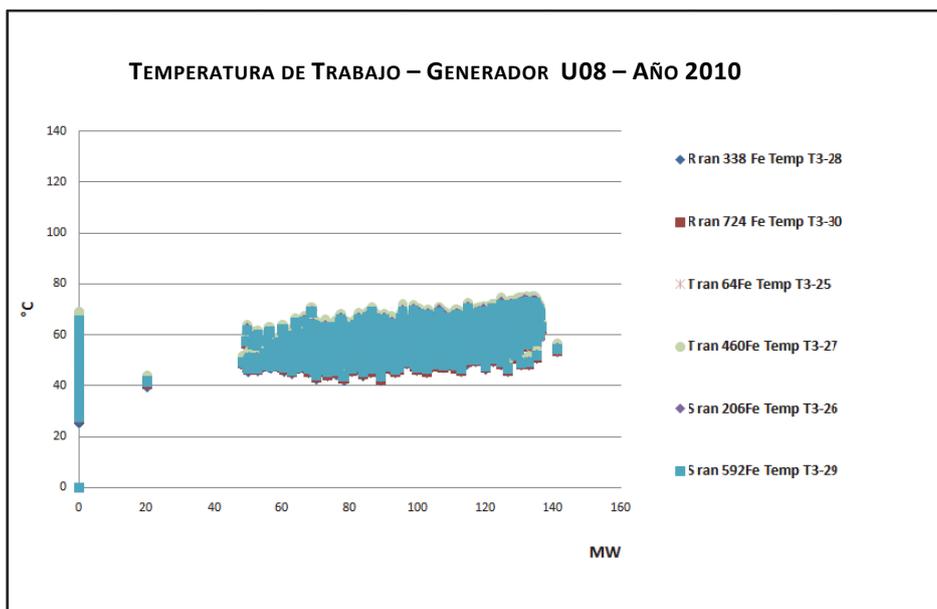
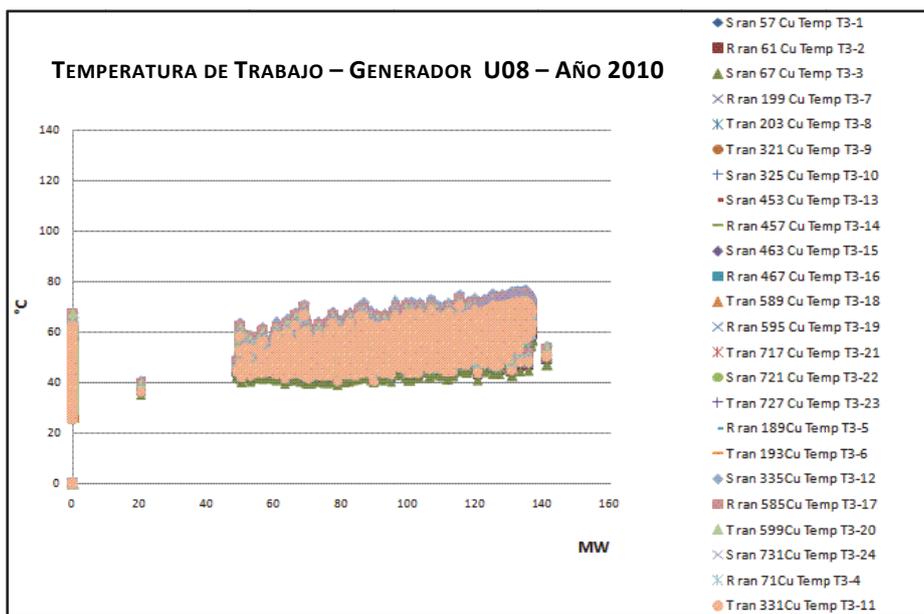


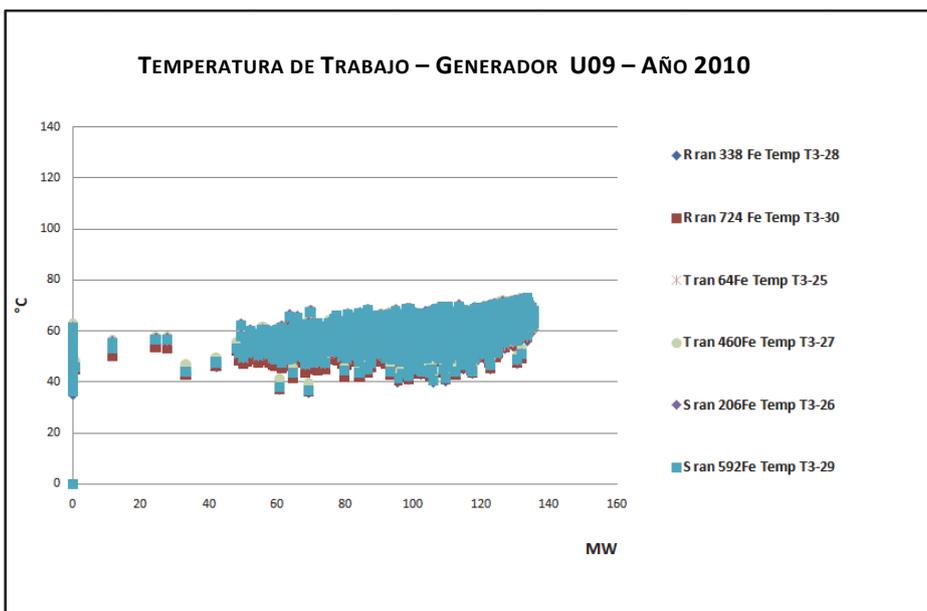
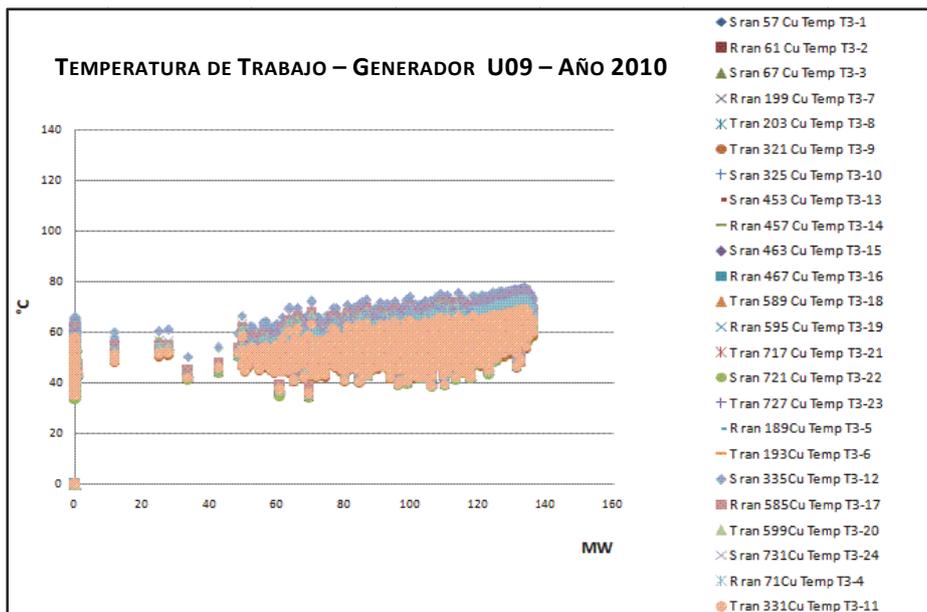


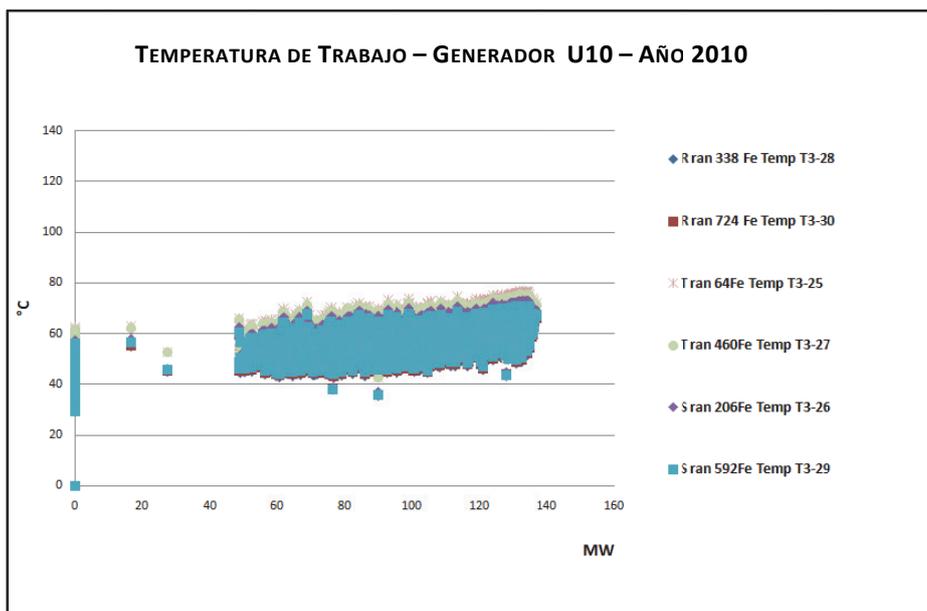
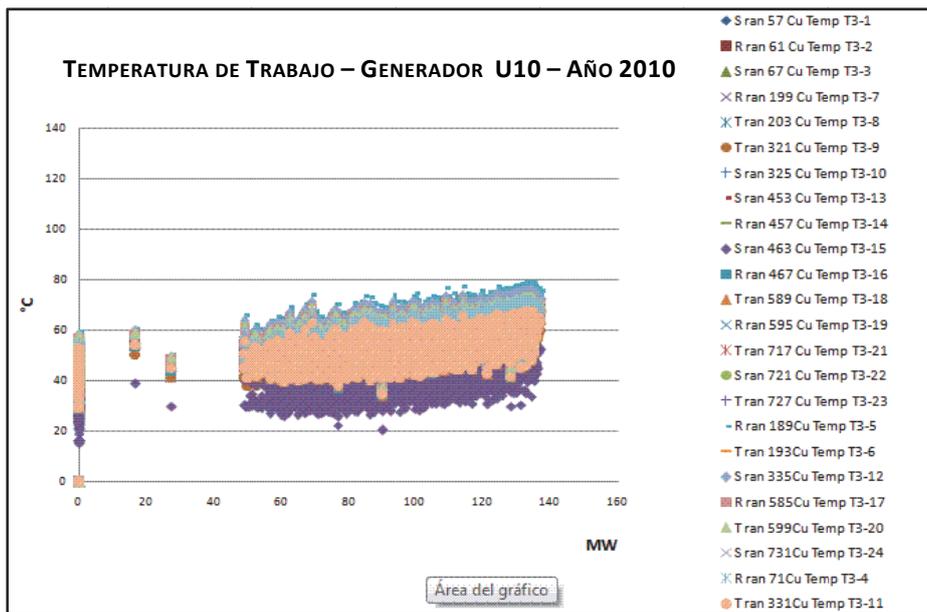


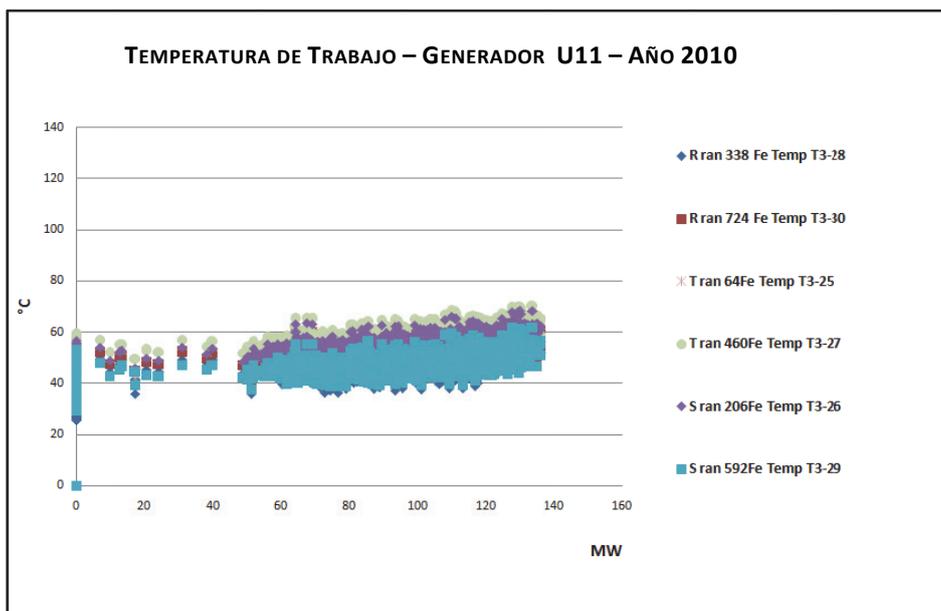
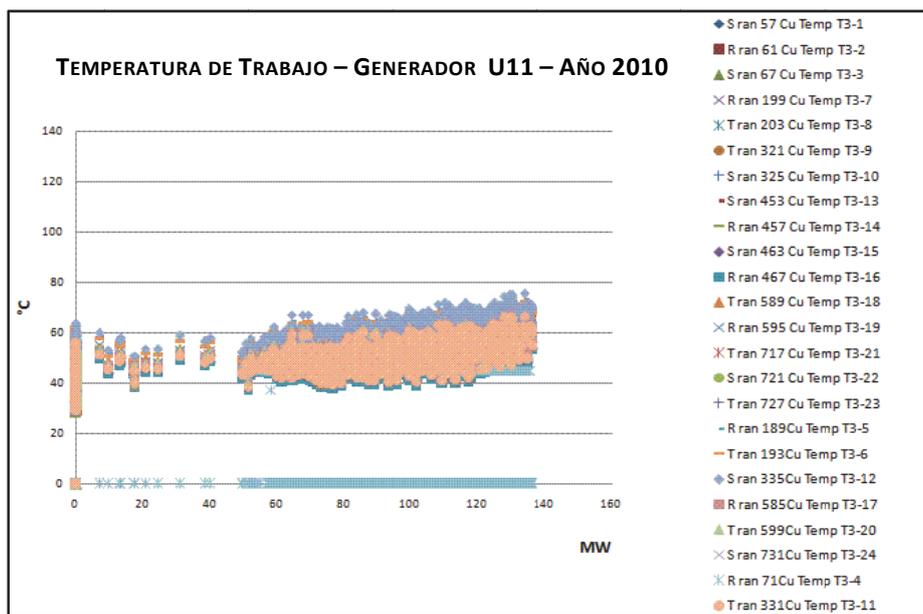


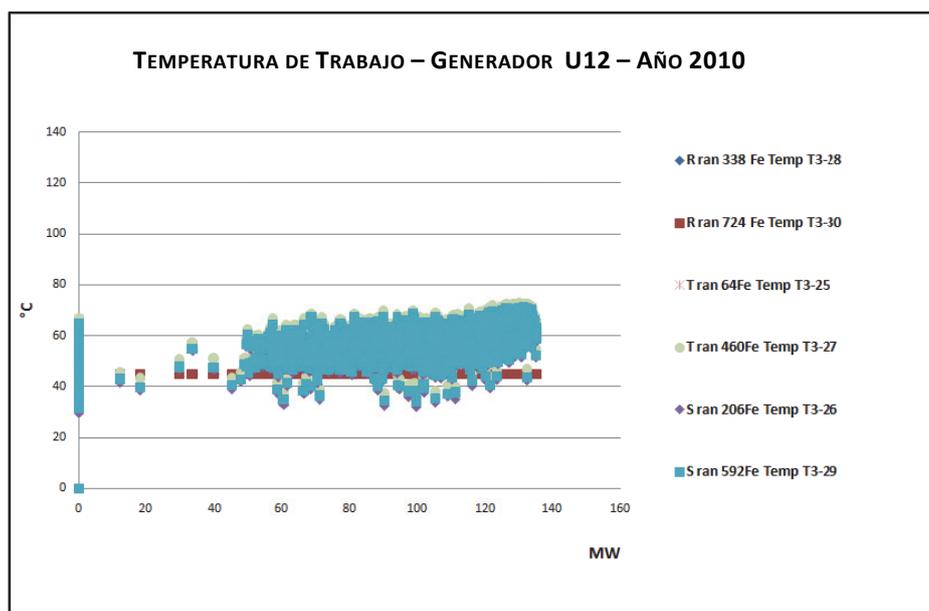
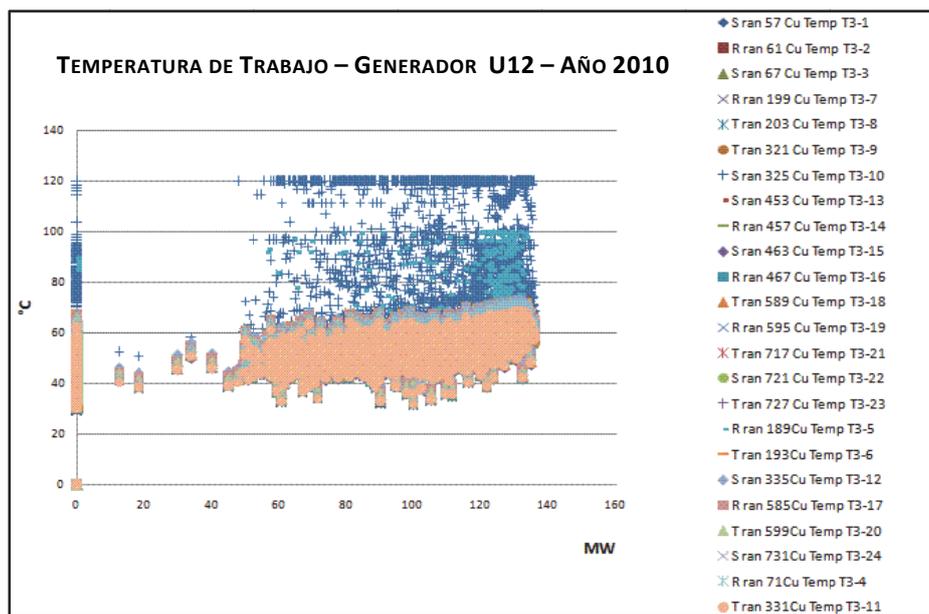


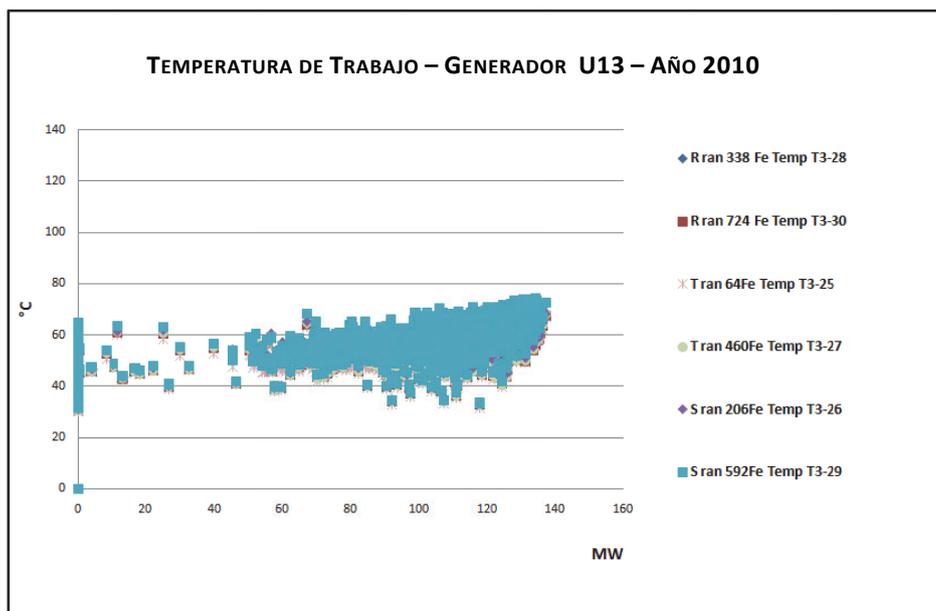
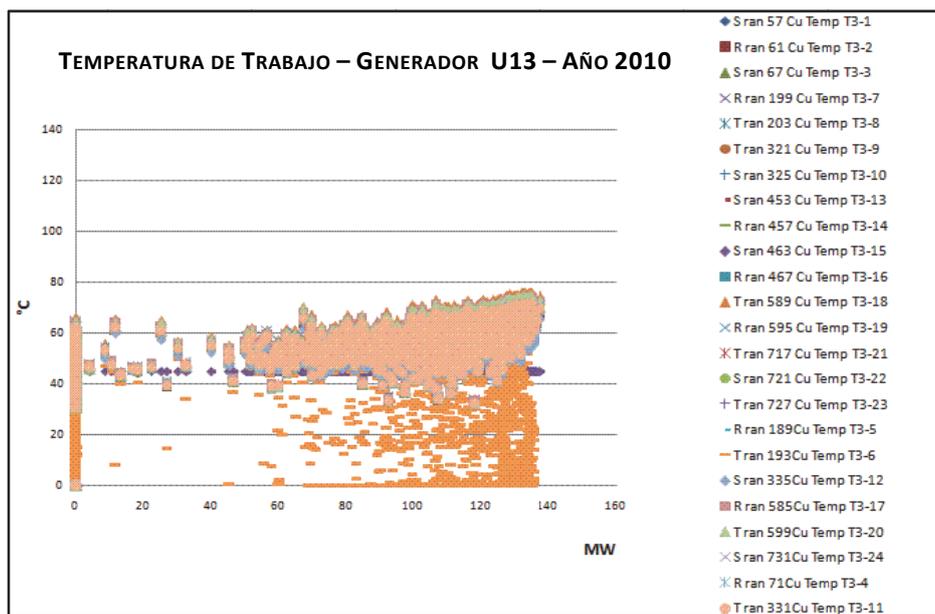


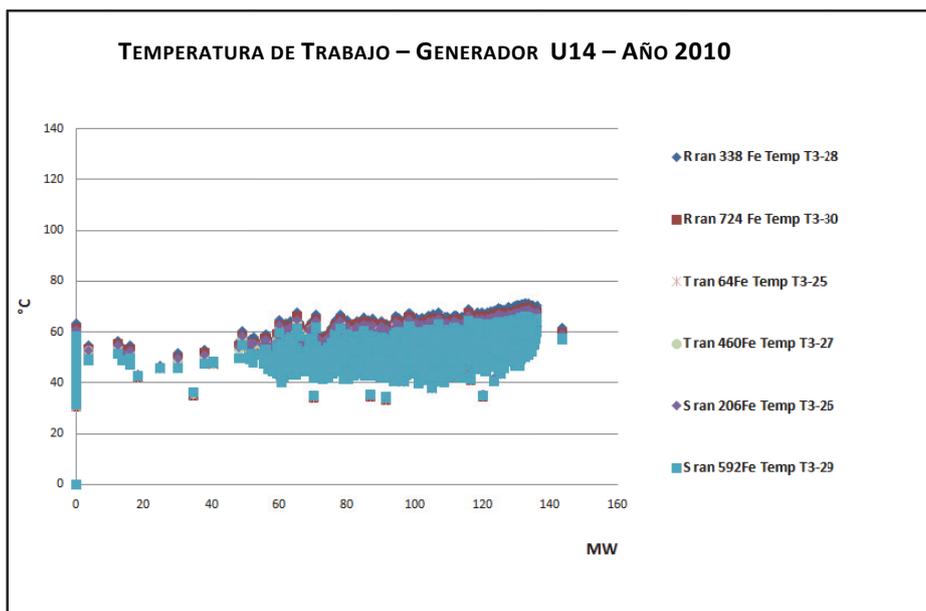
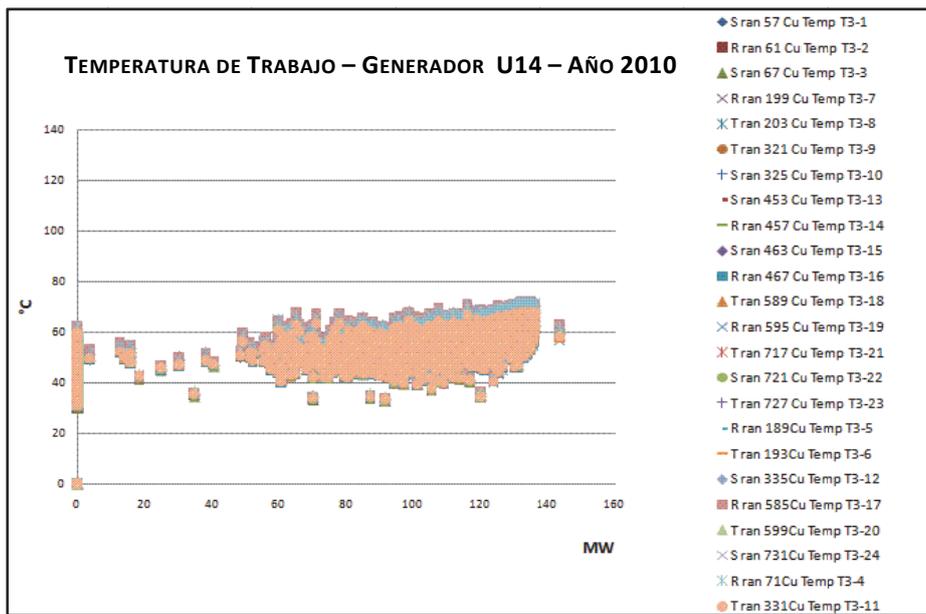




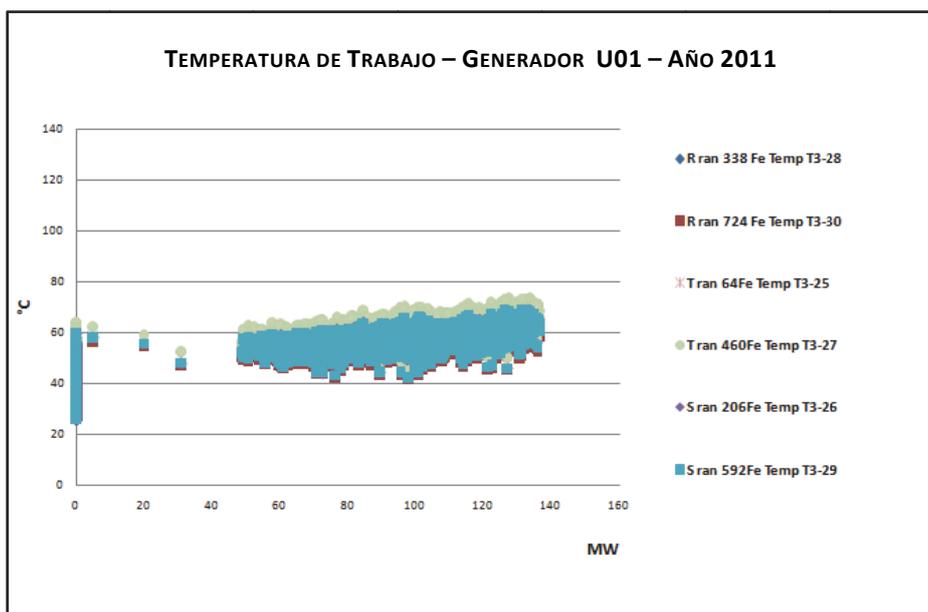
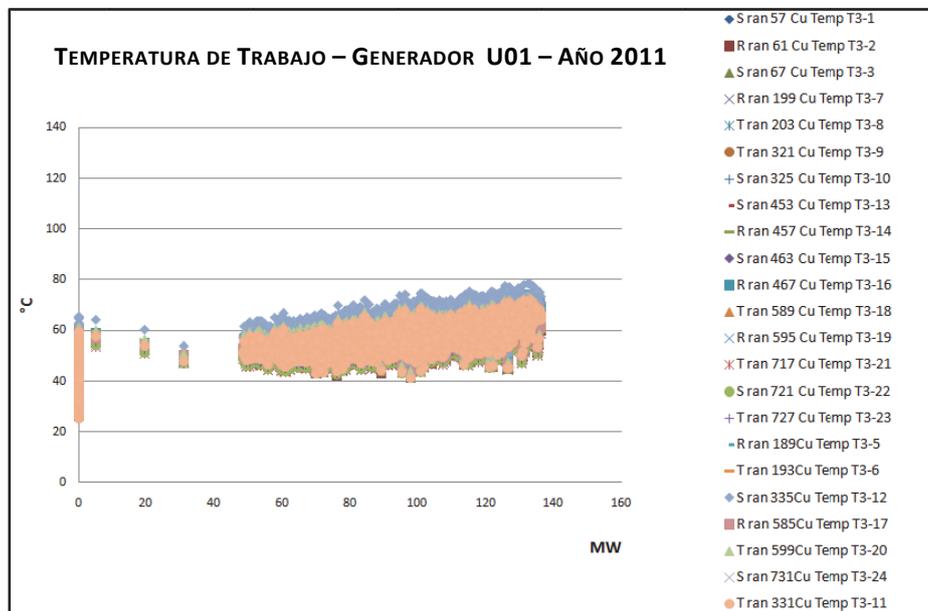


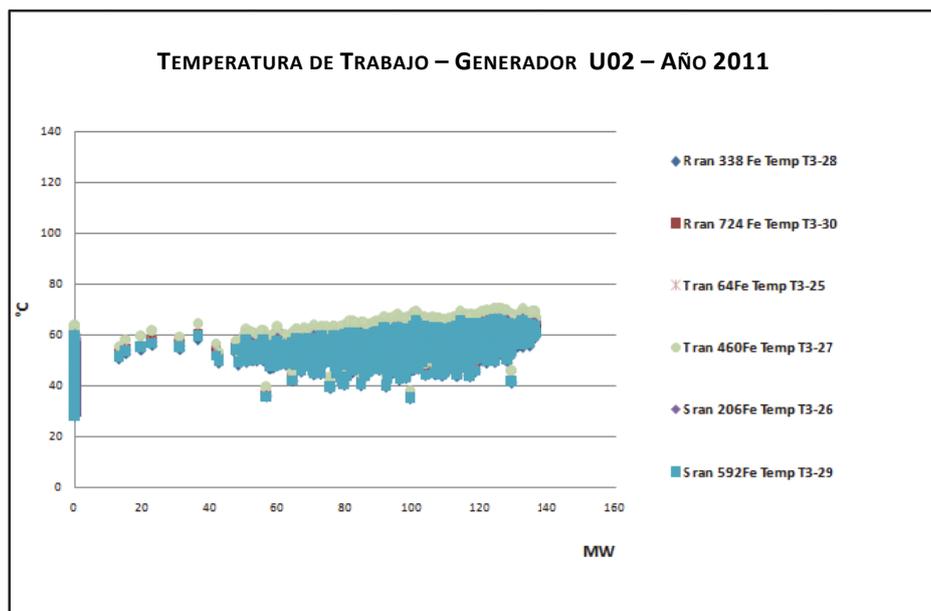
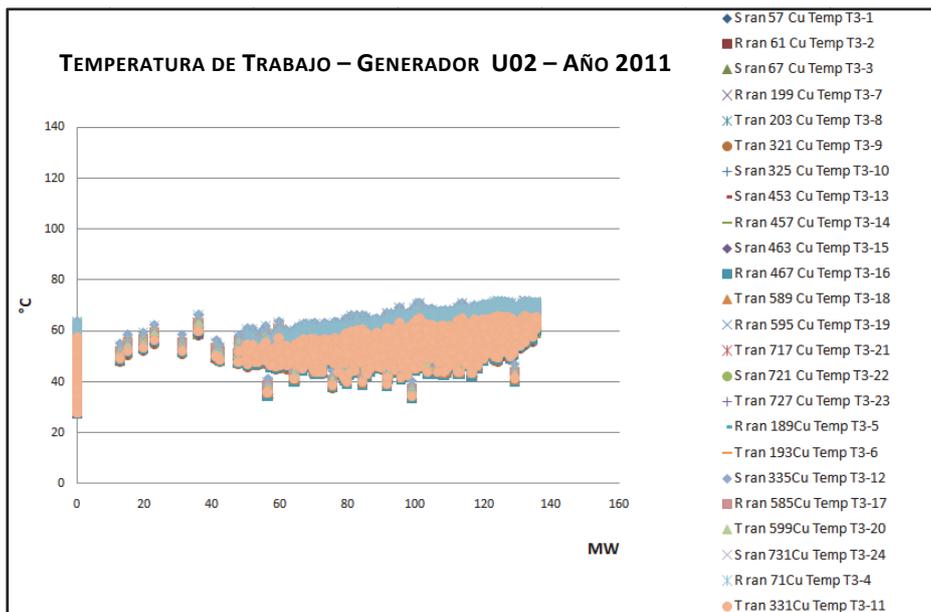


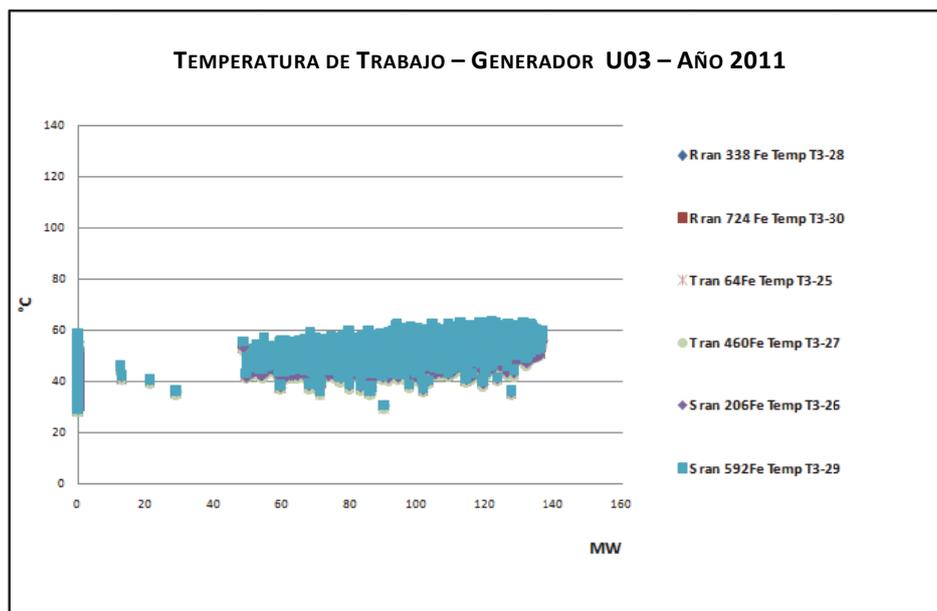
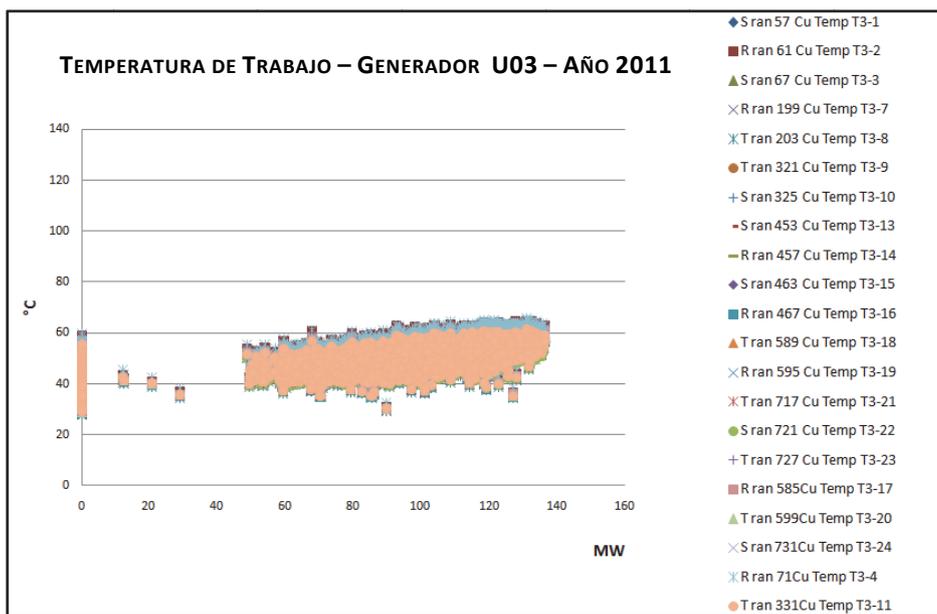


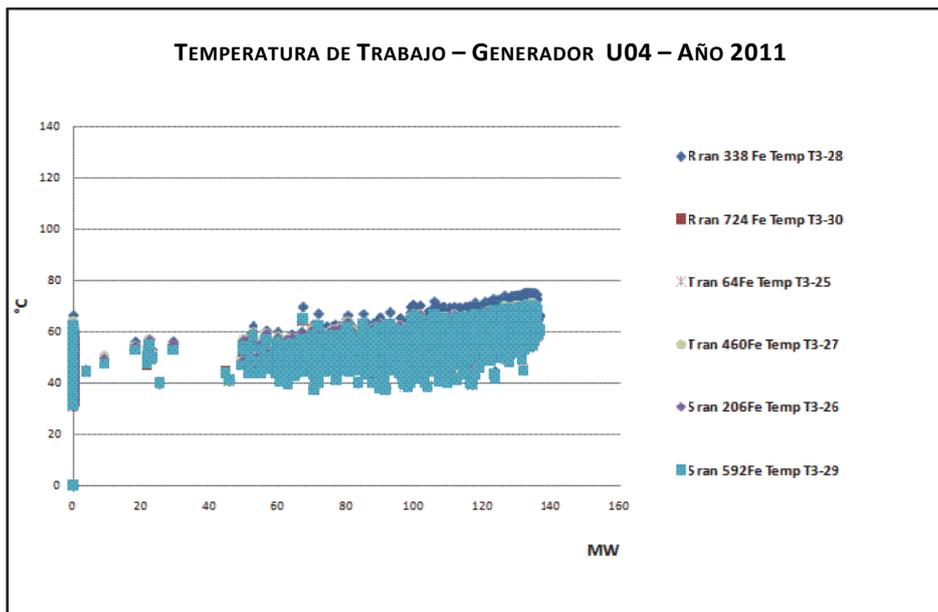
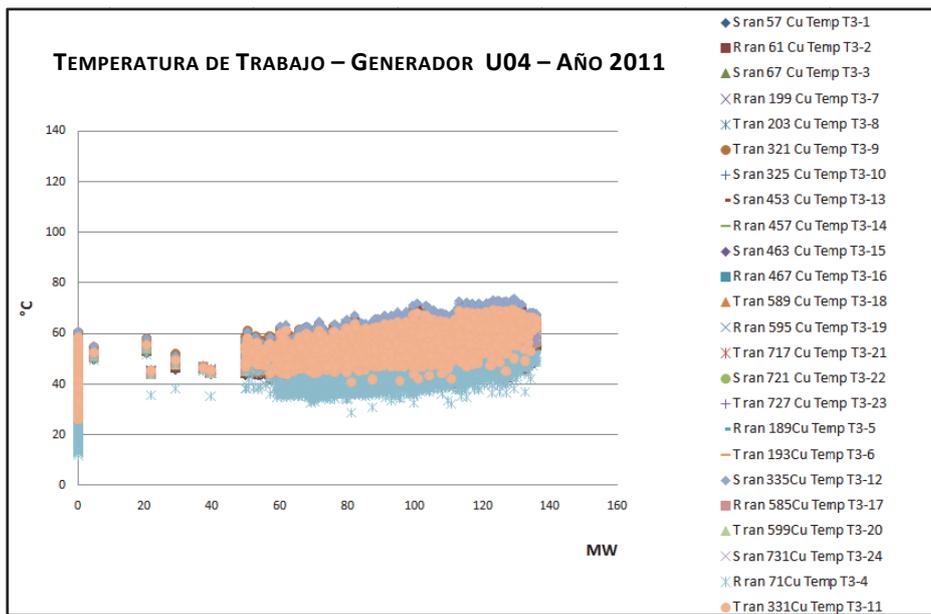


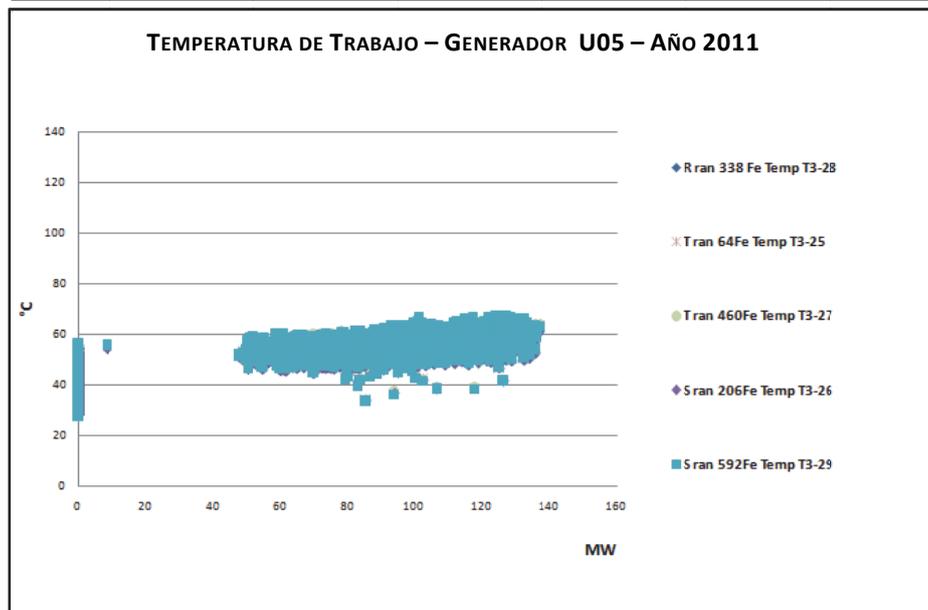
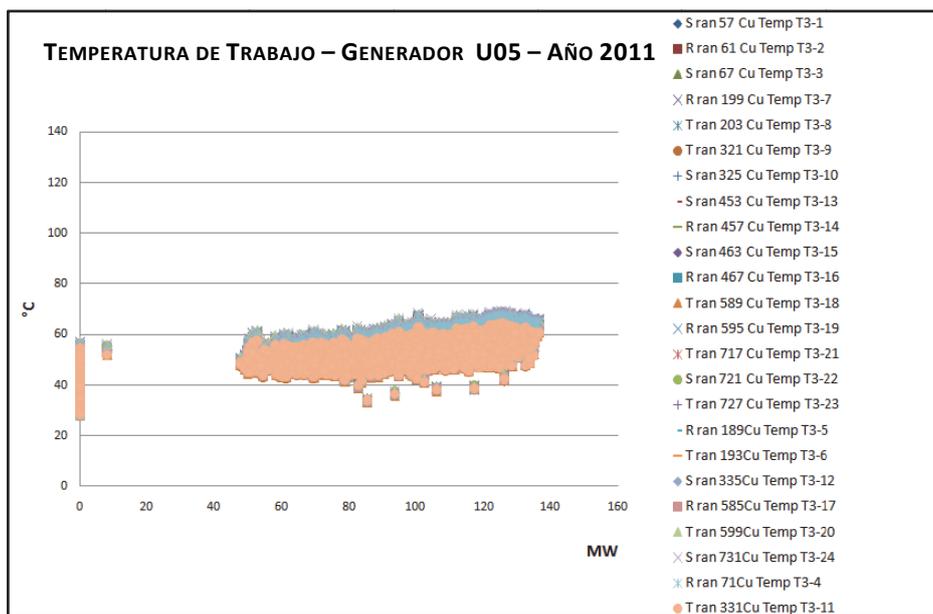
4. B - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2011

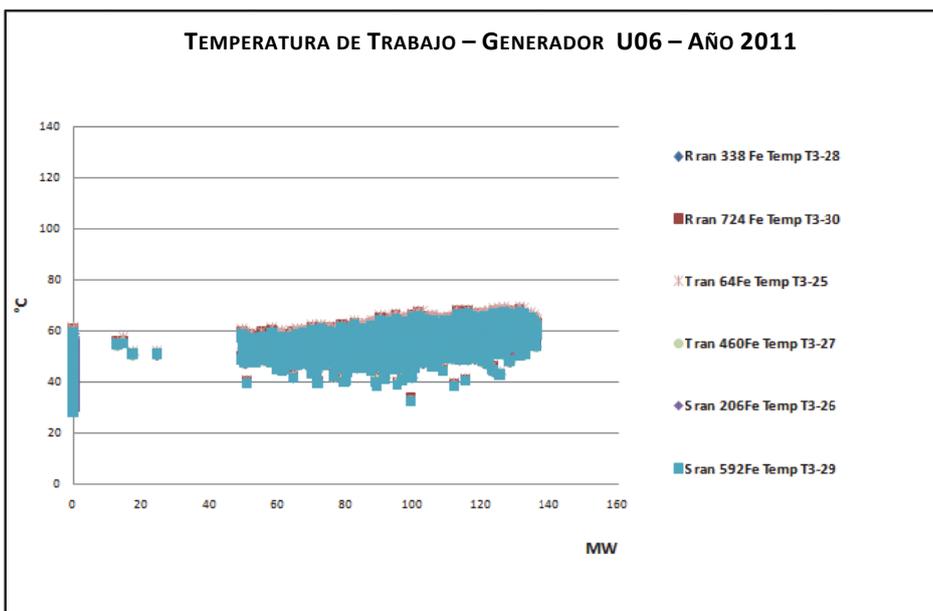
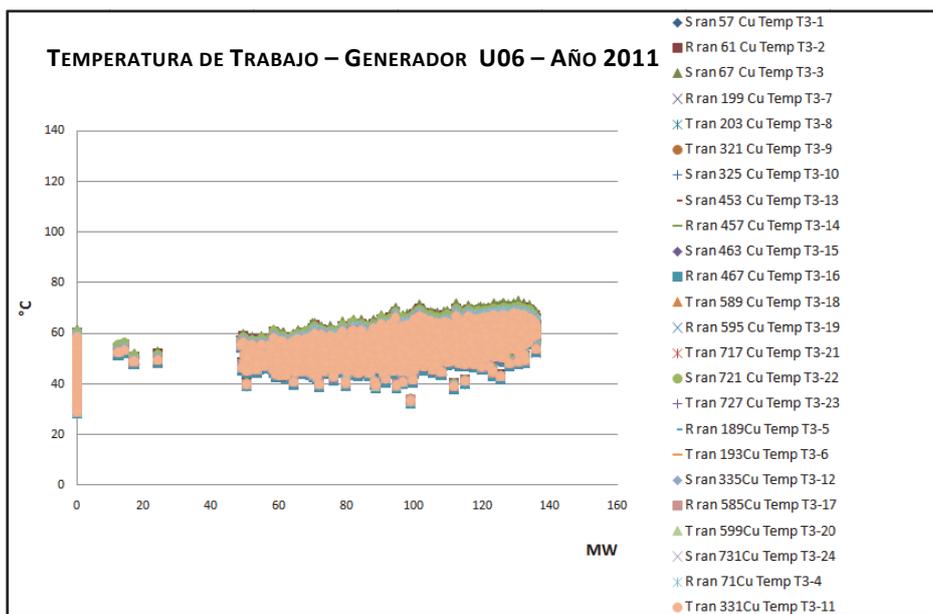


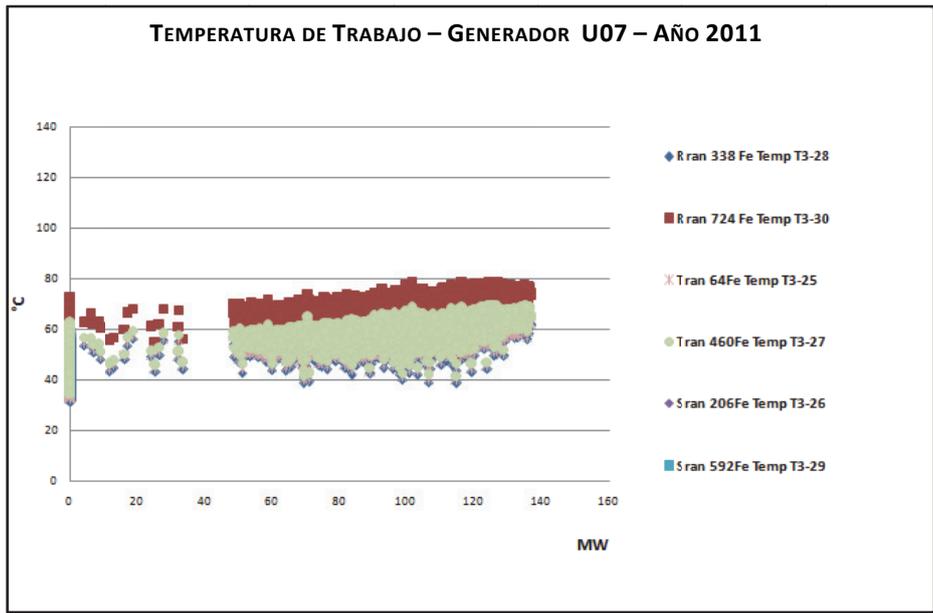
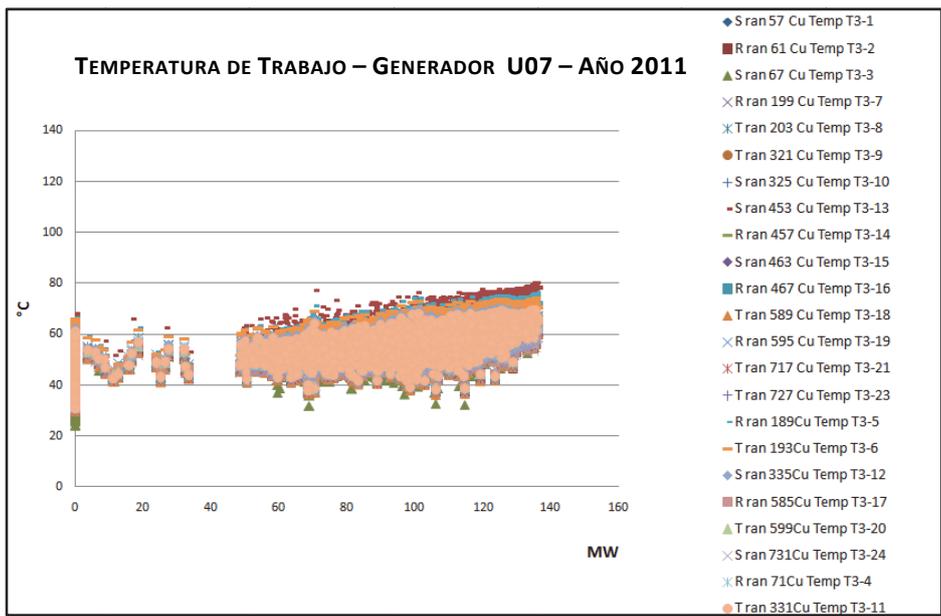


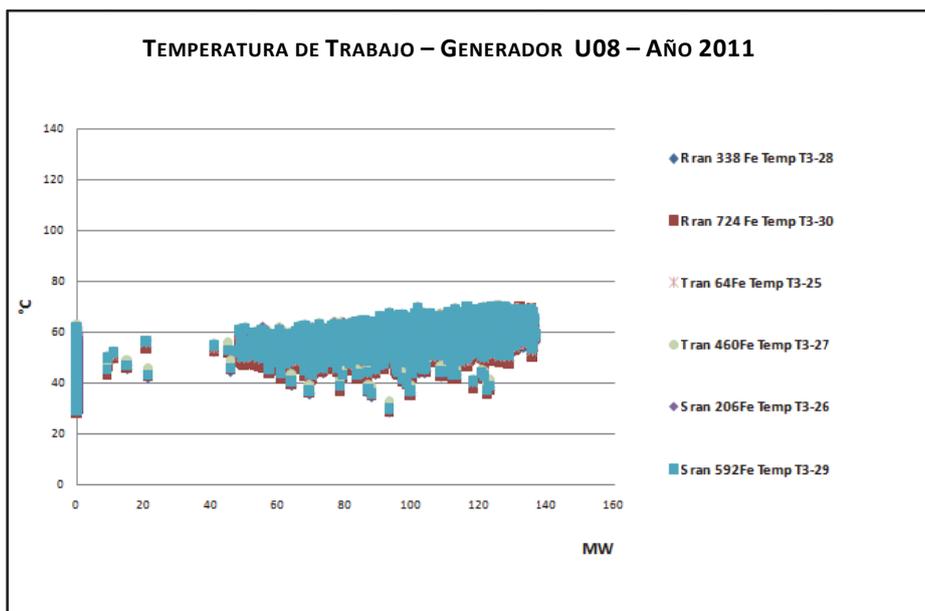
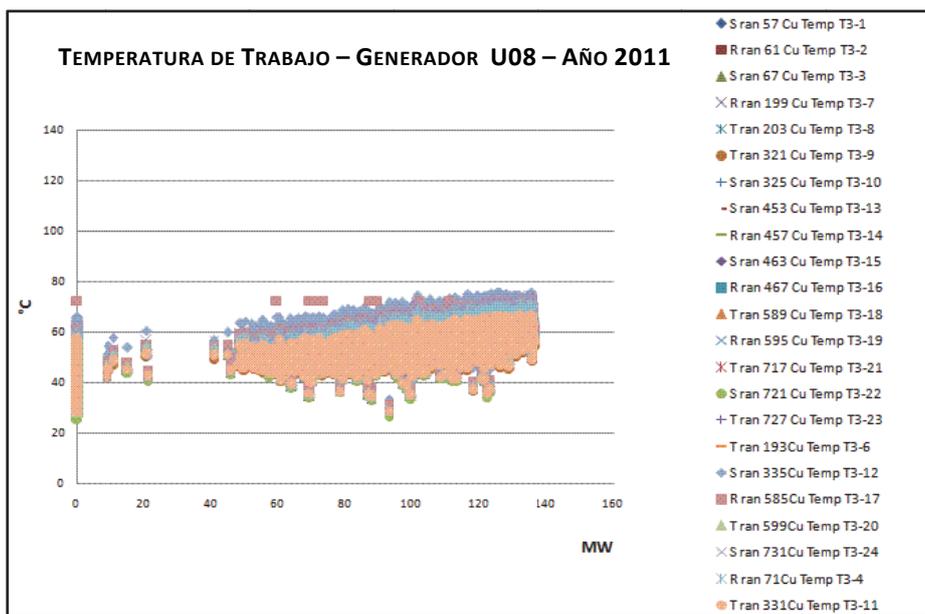


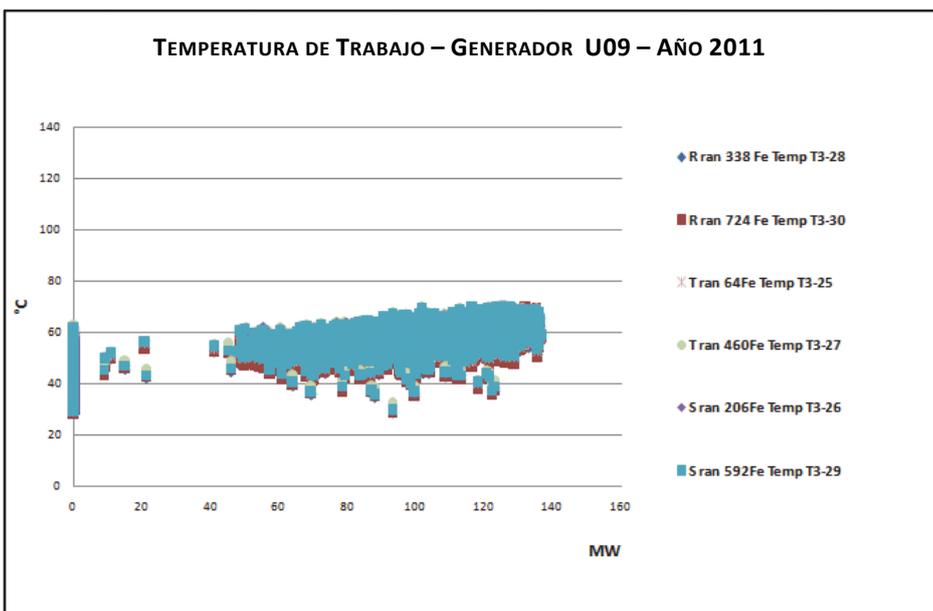
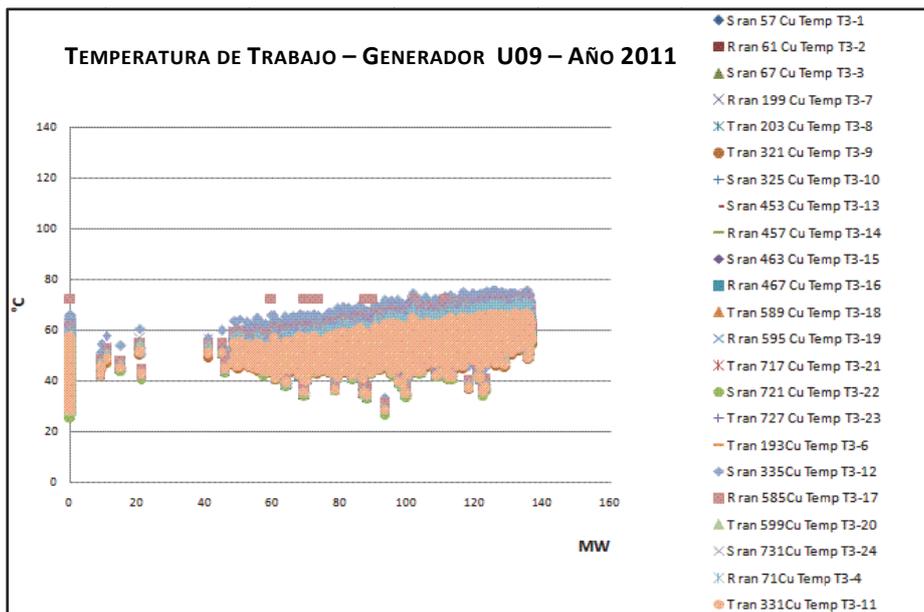


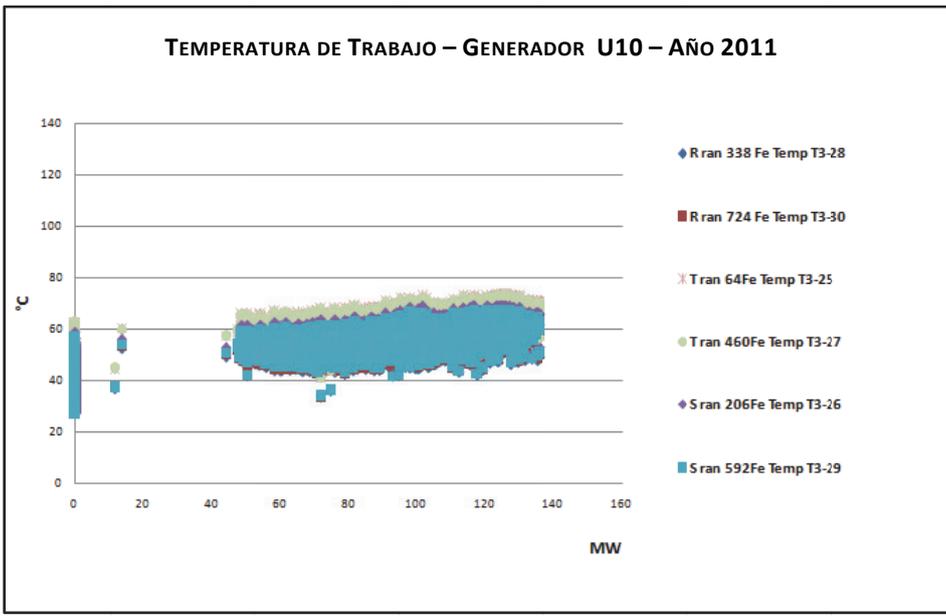
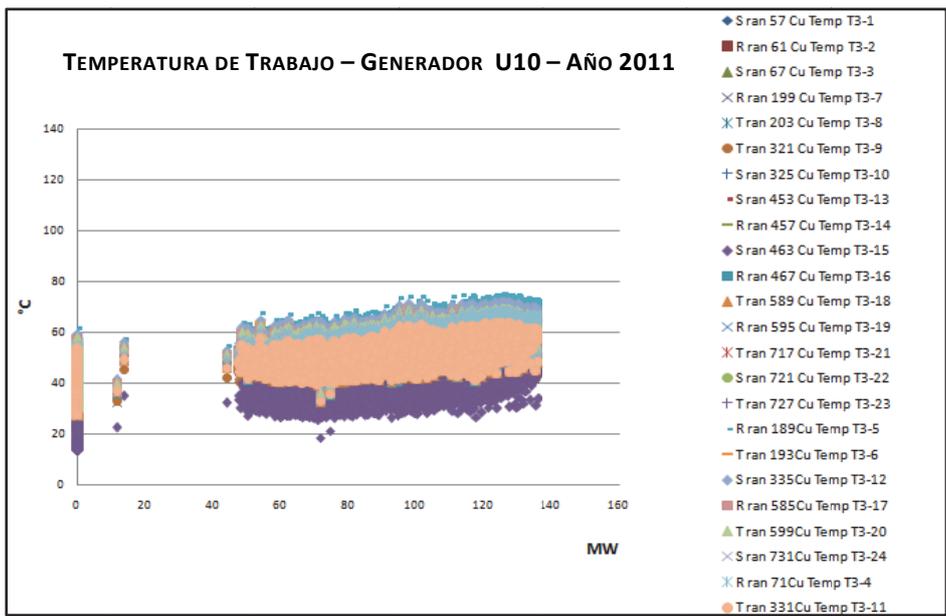


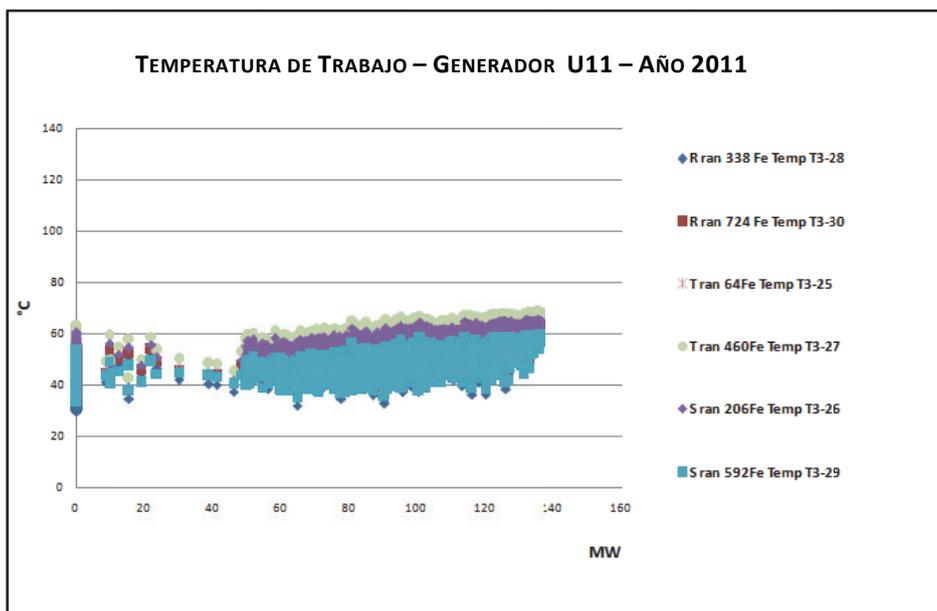
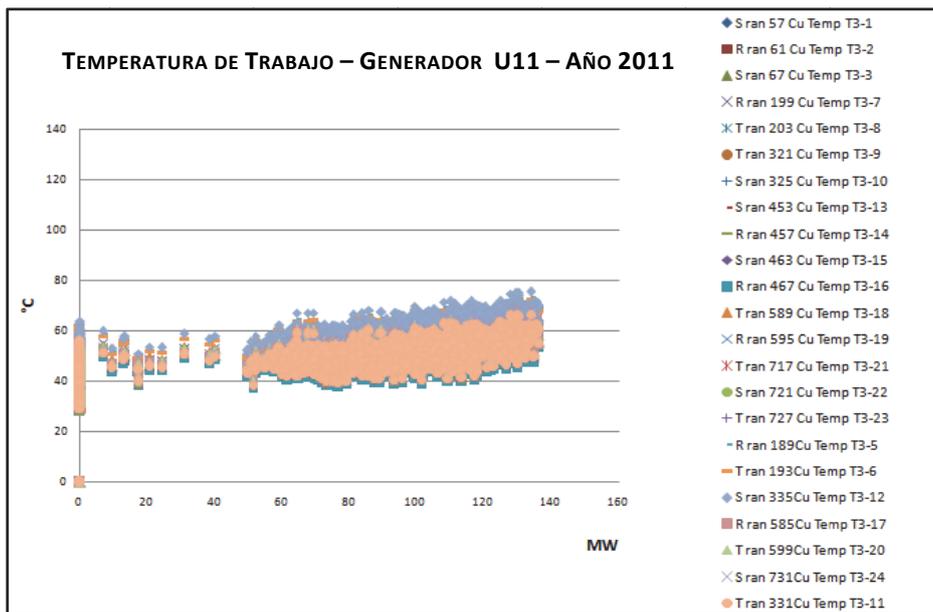


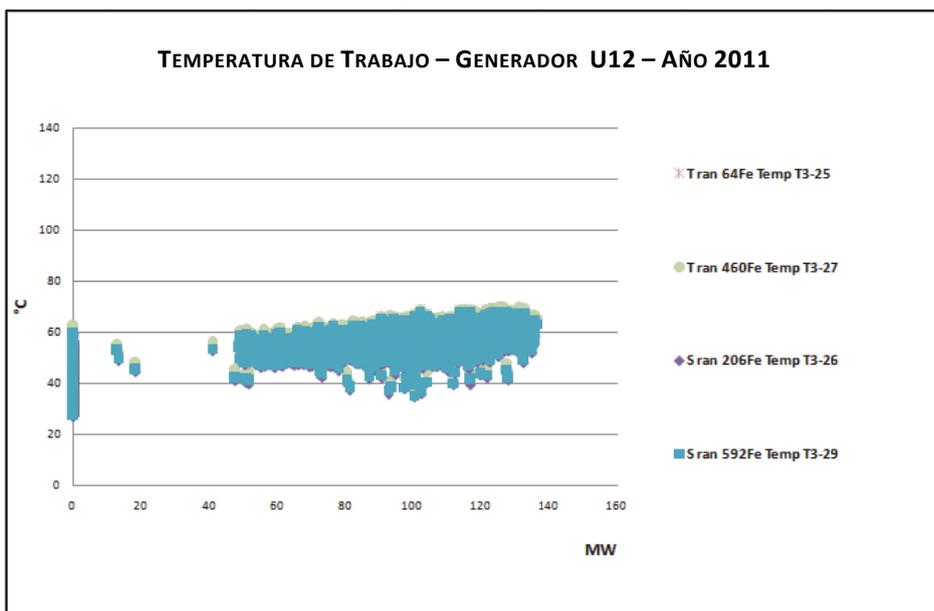
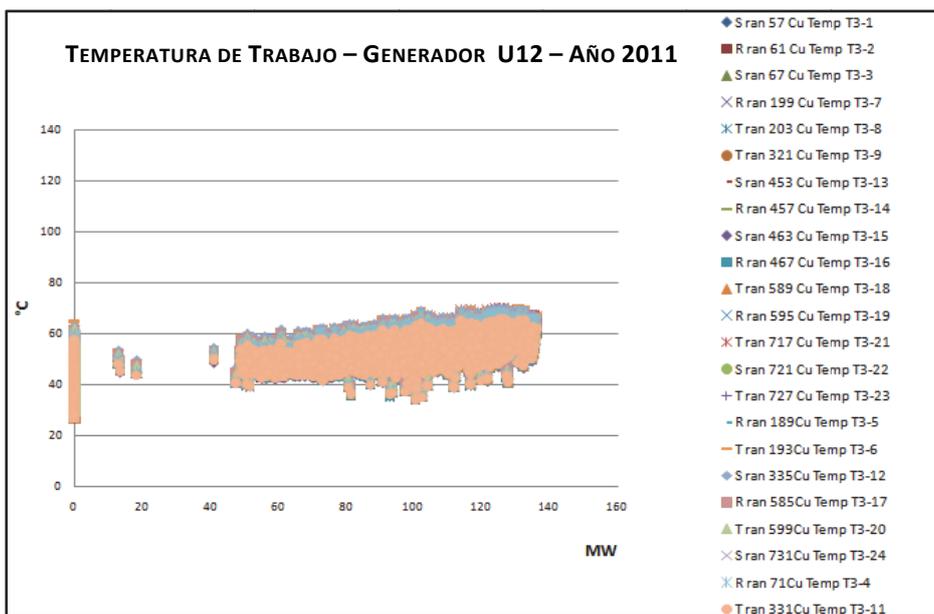


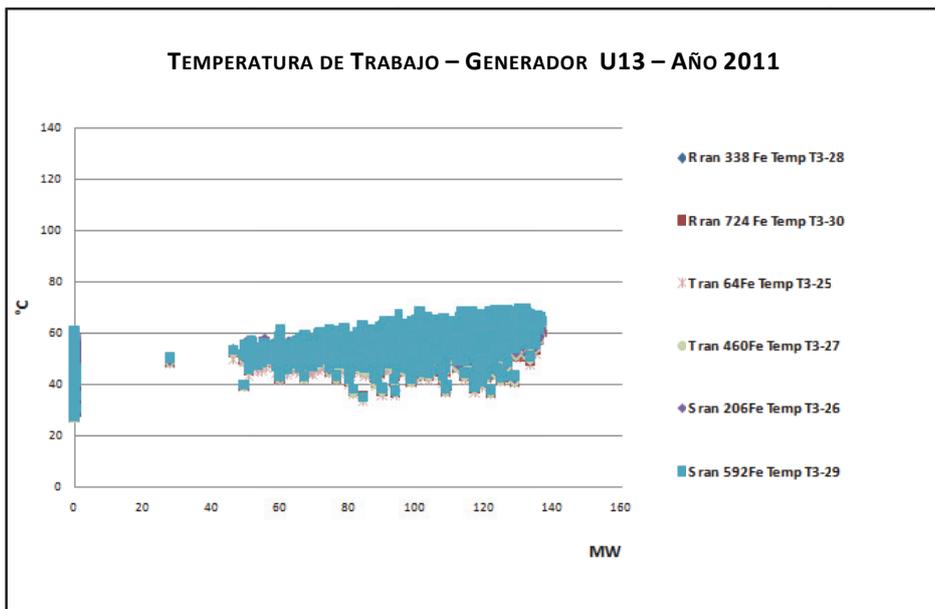
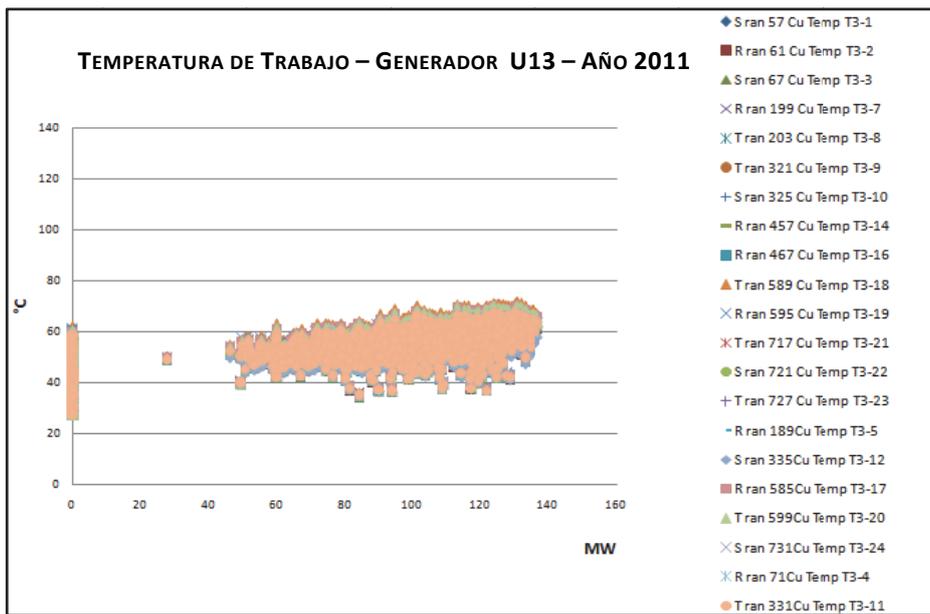


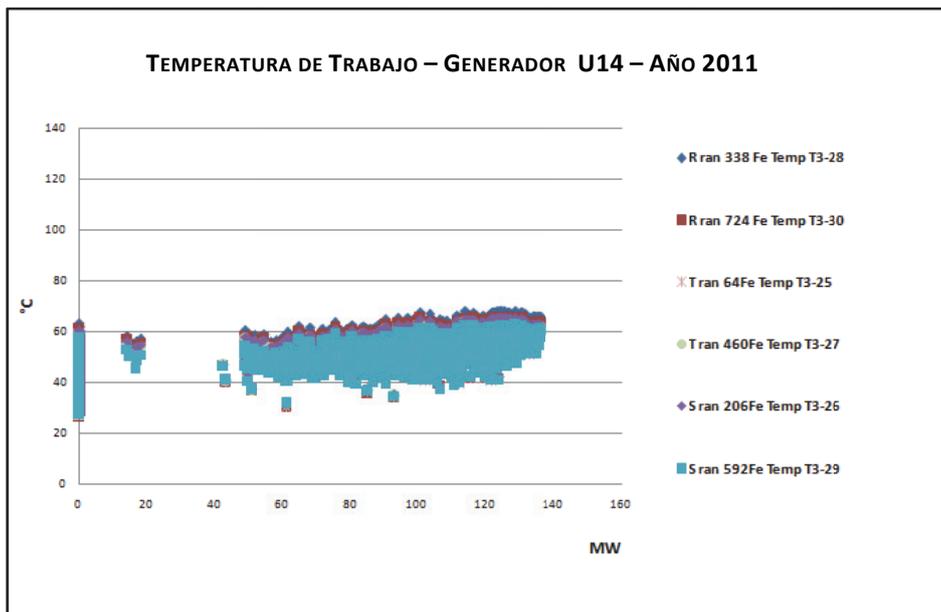
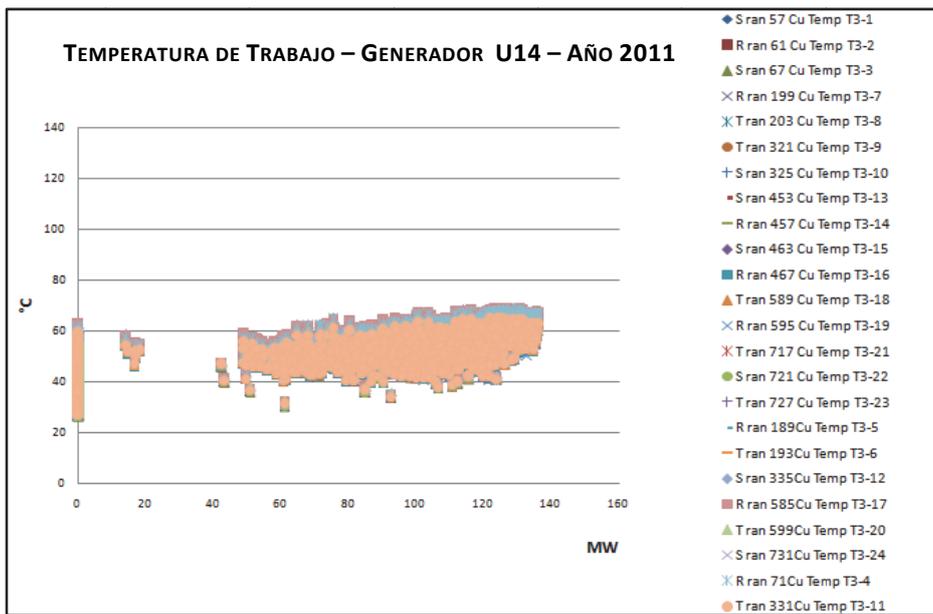




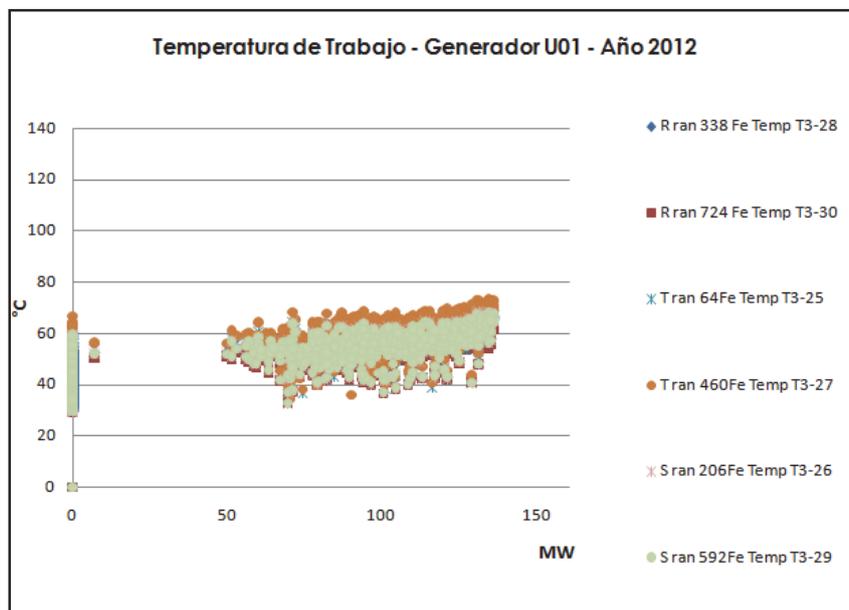
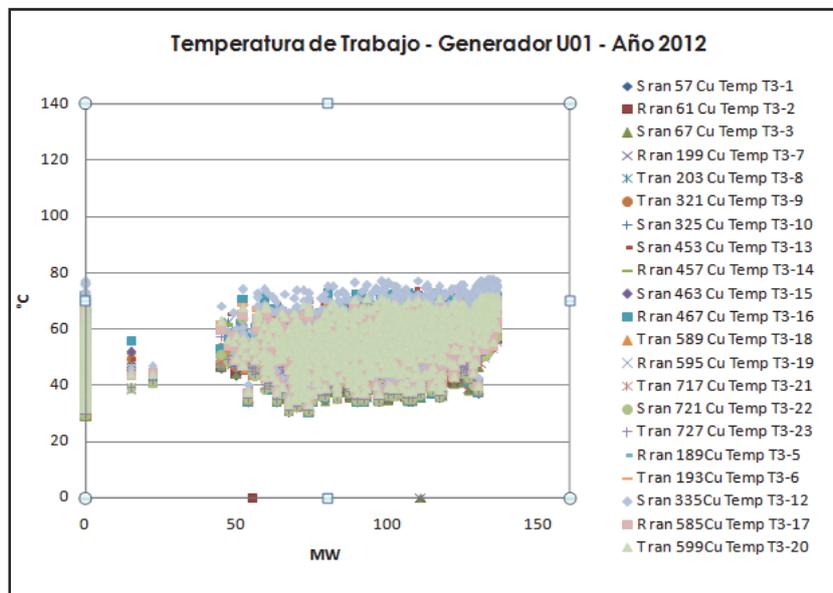


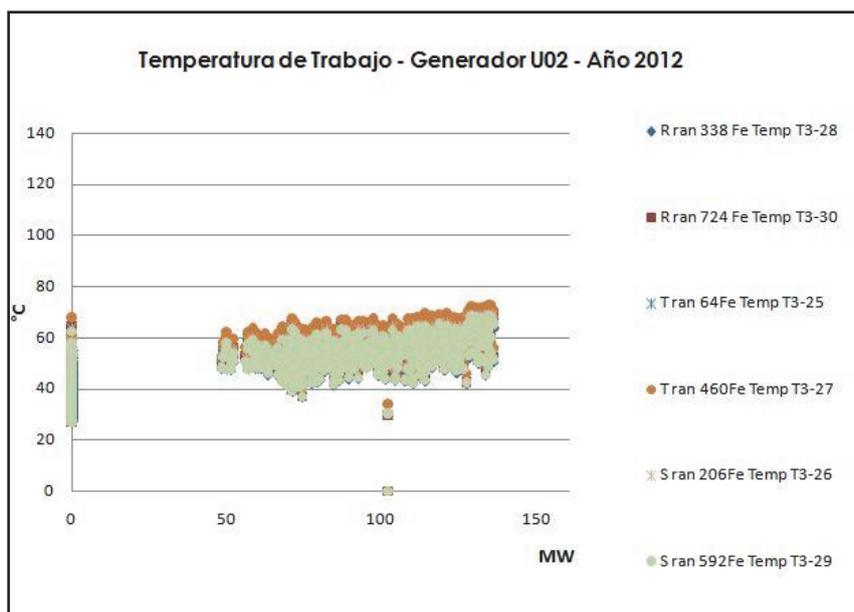
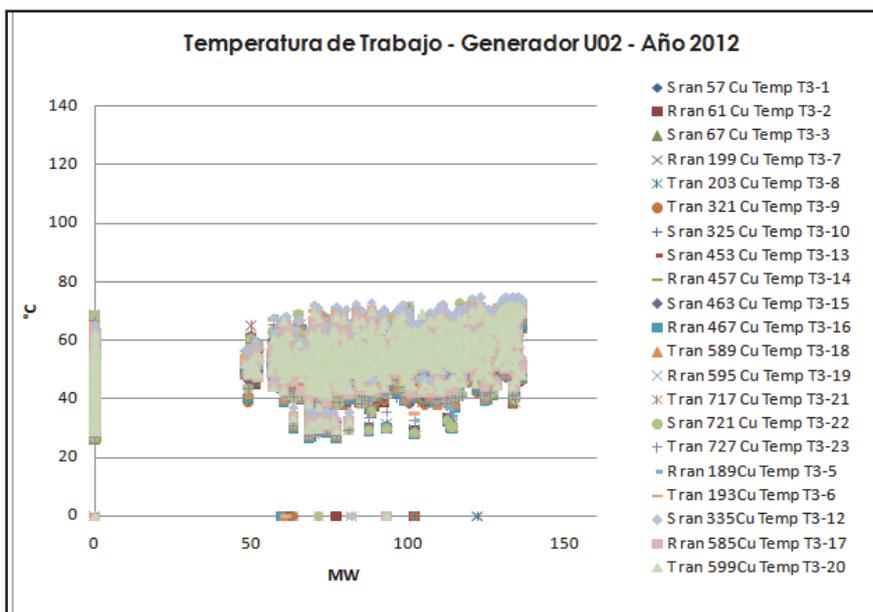


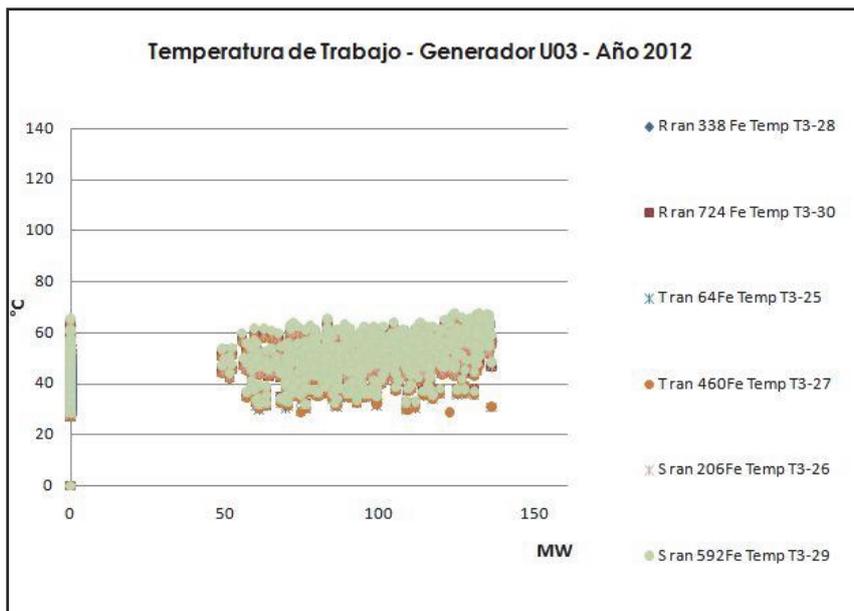
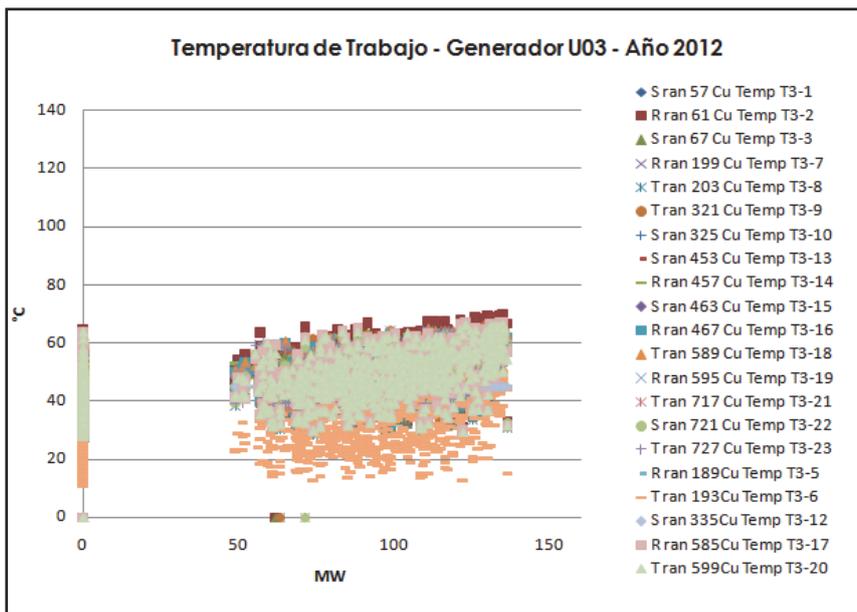


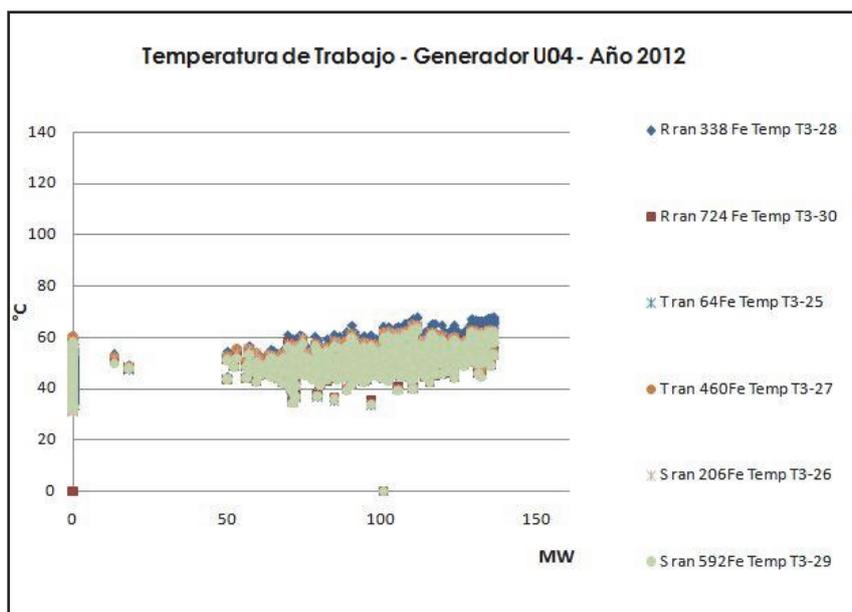
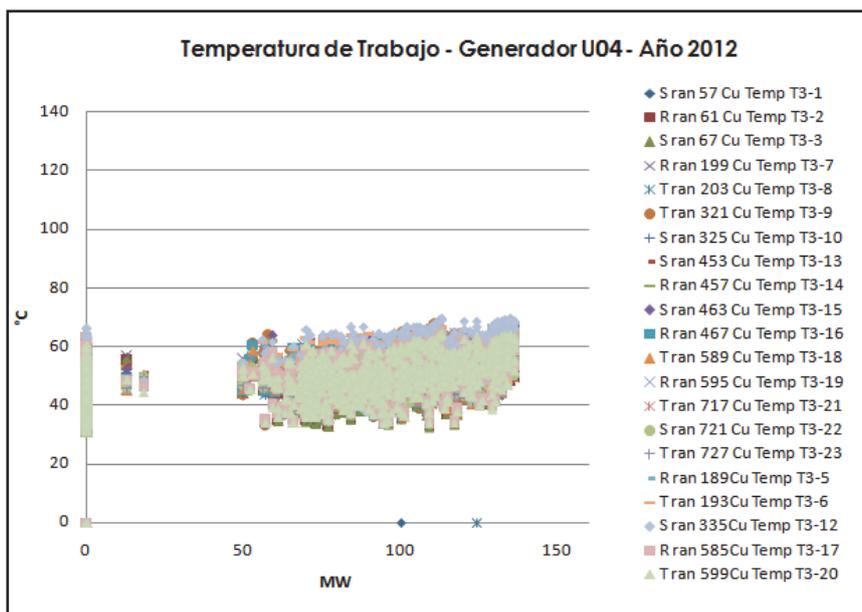


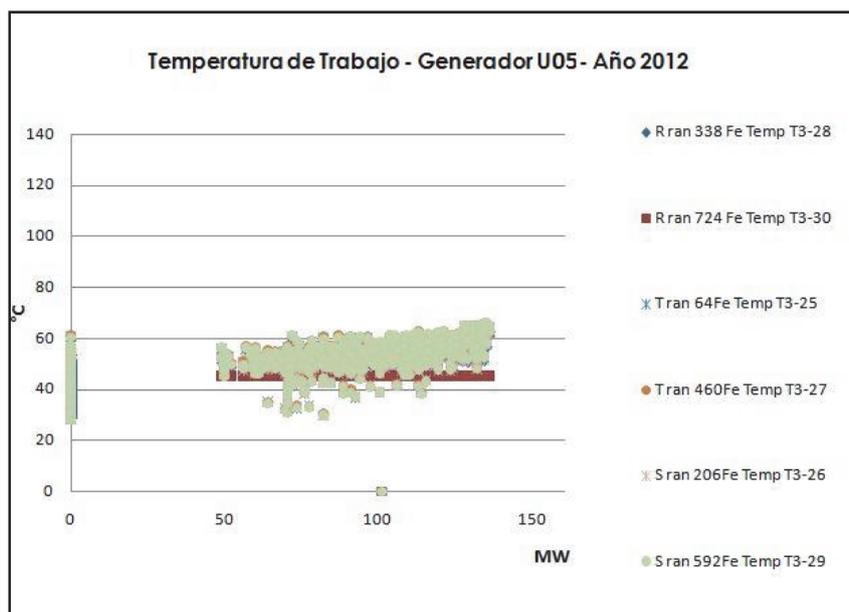
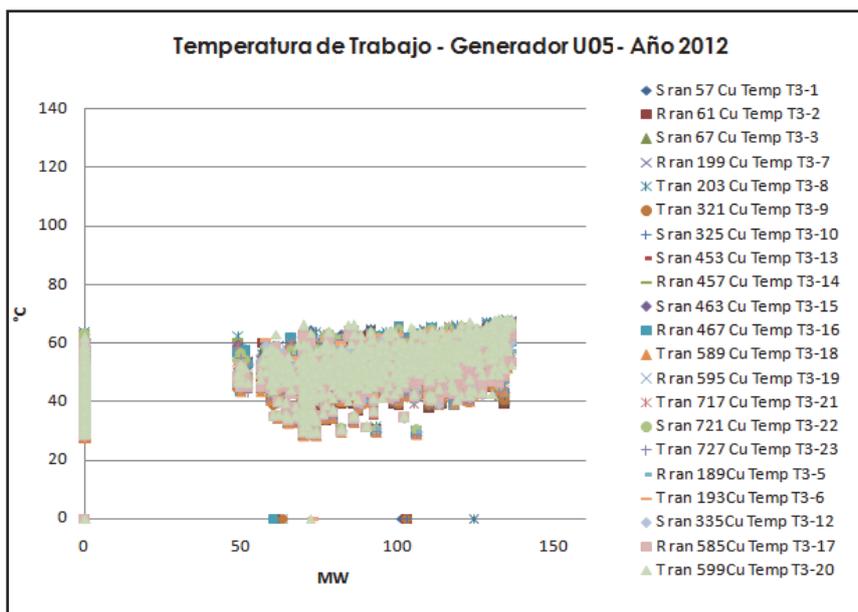
4. C - Temperatura de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2012

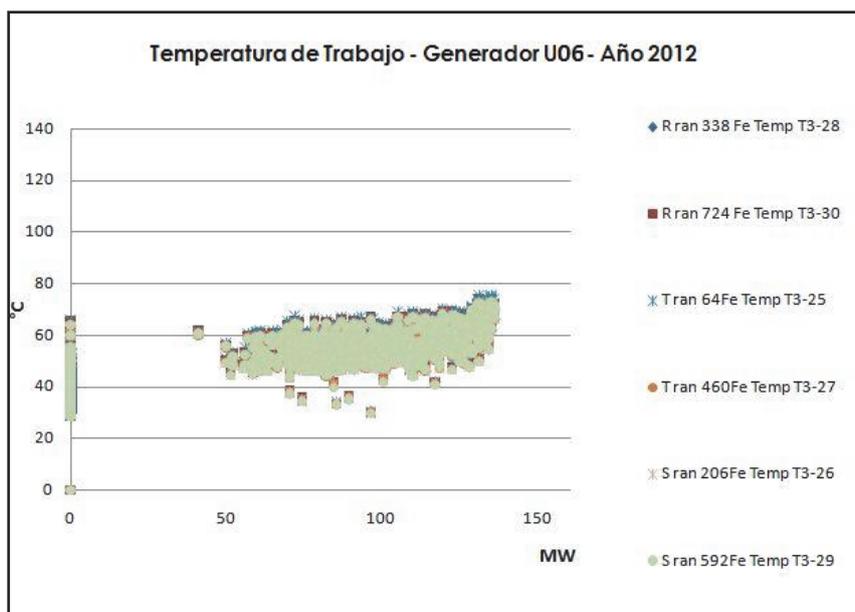
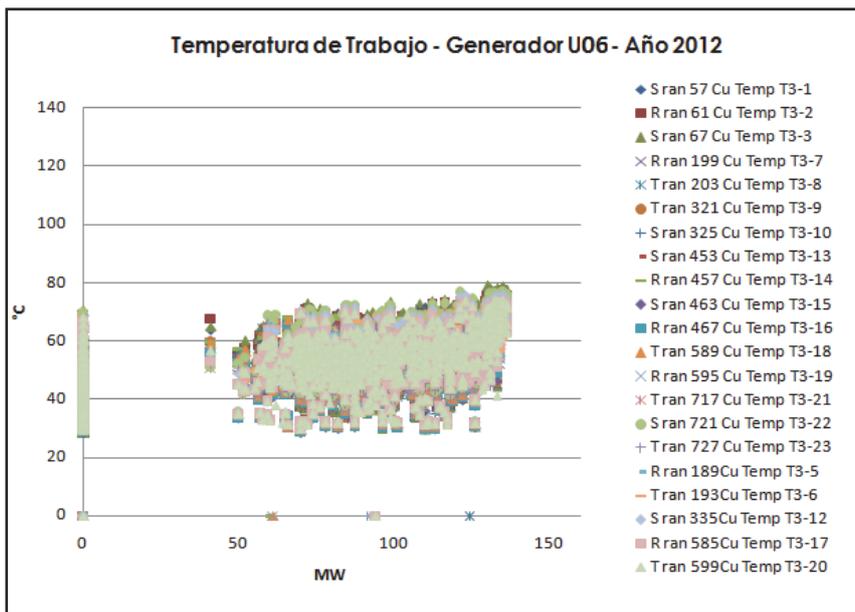


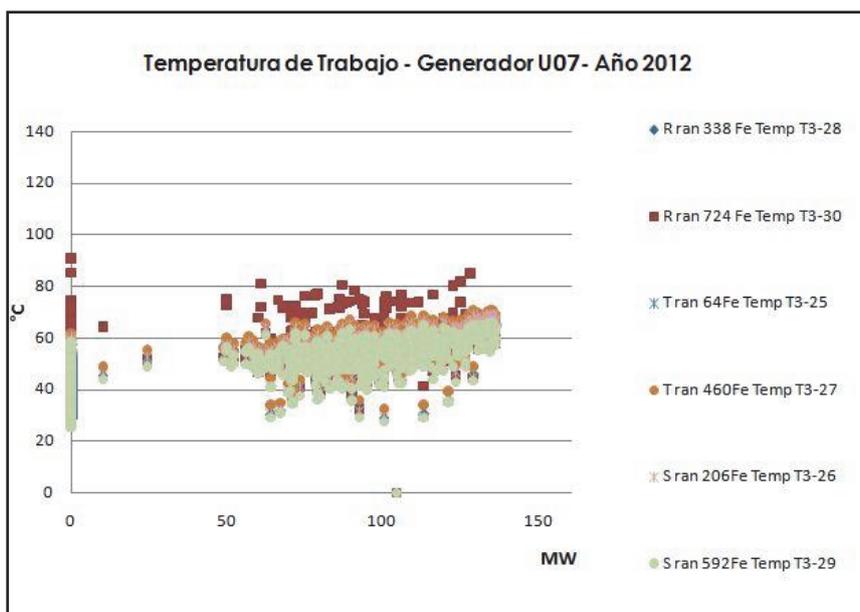
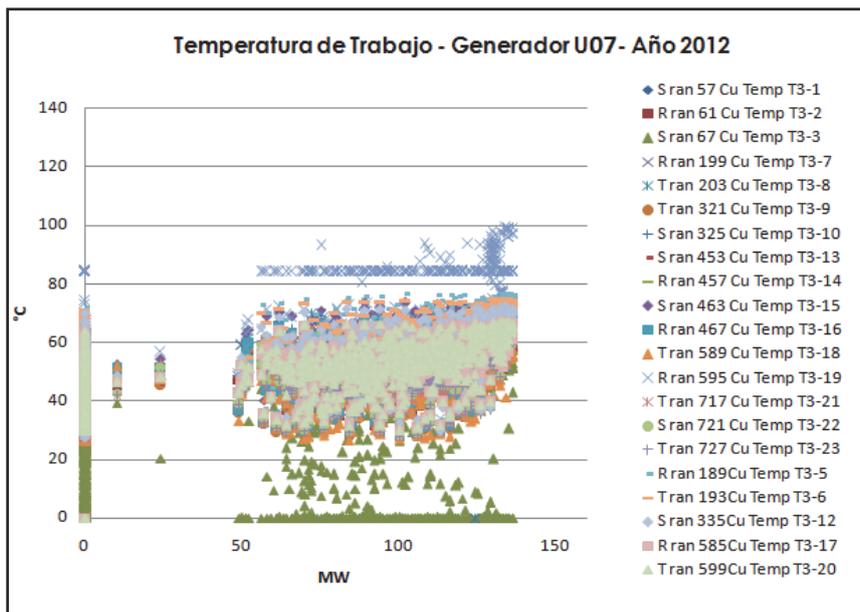


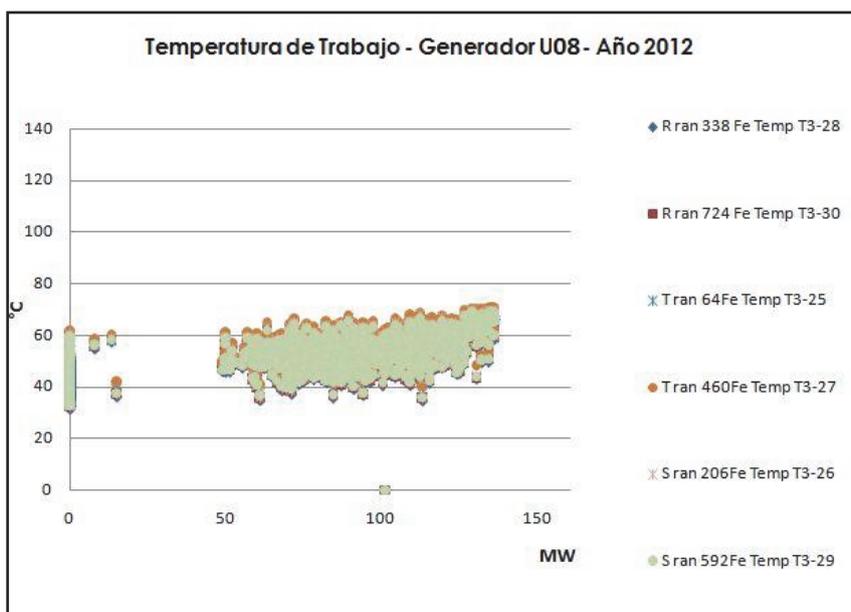
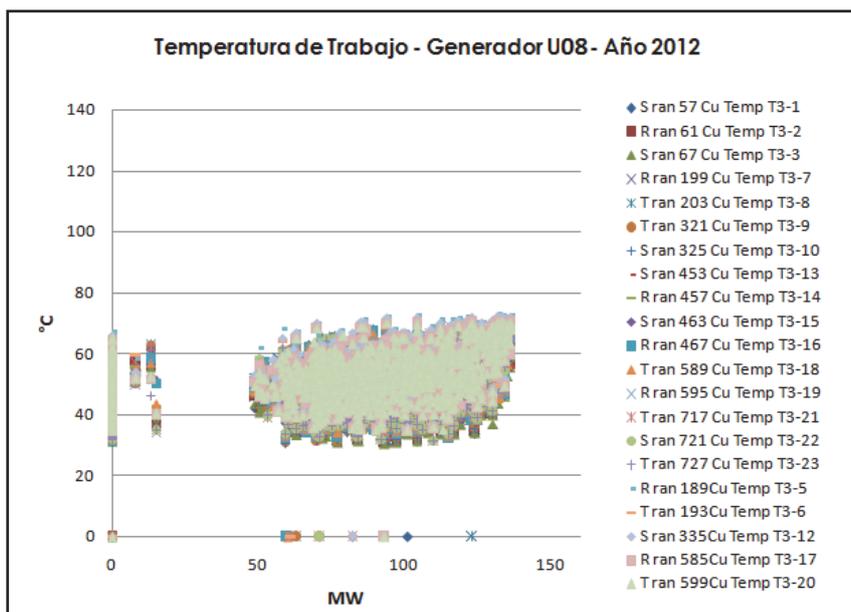


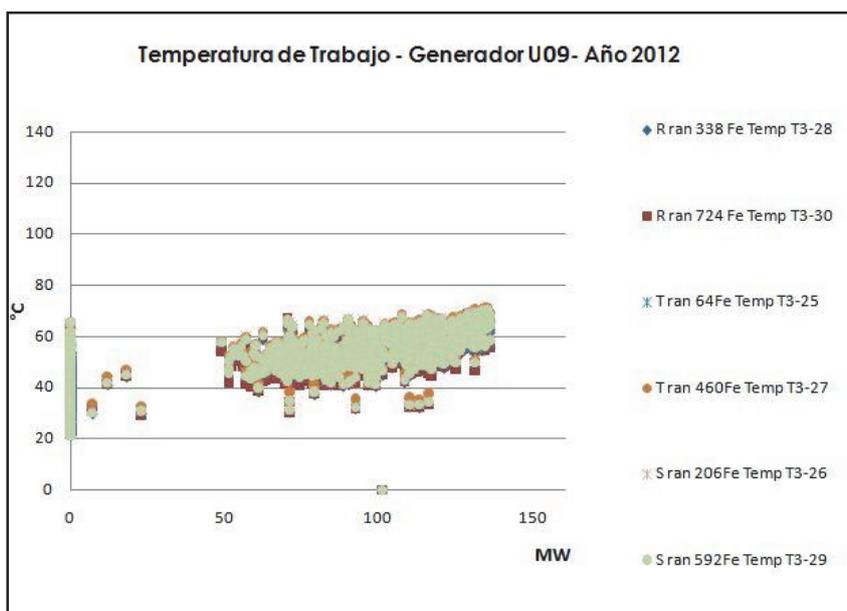
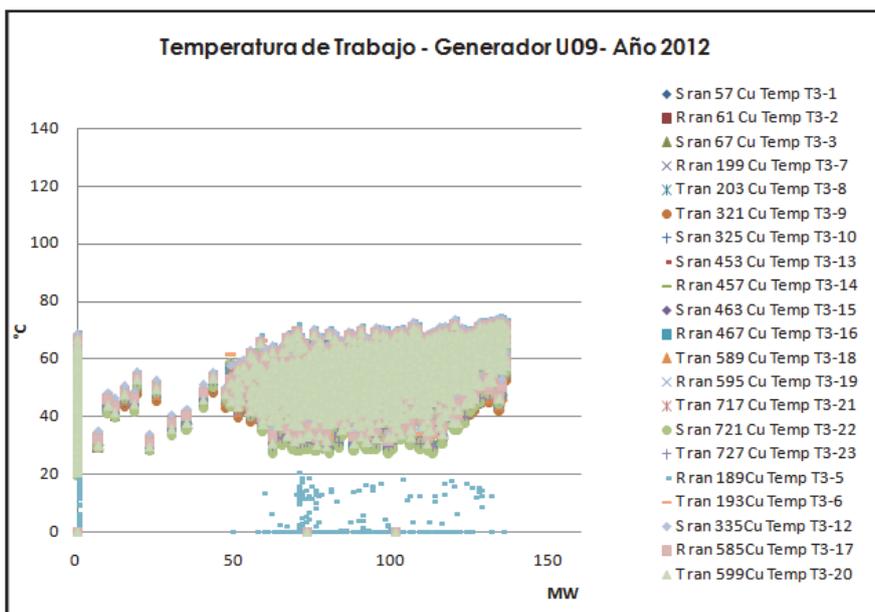


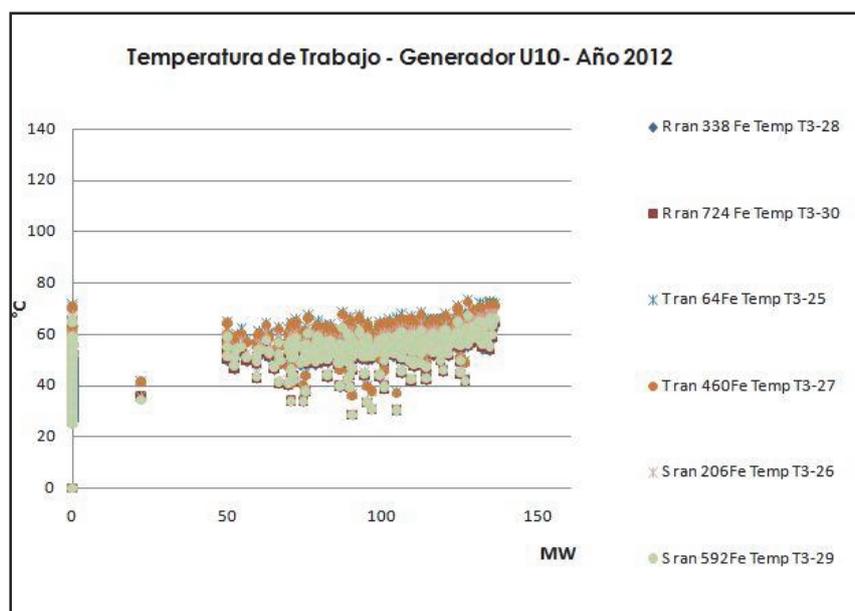
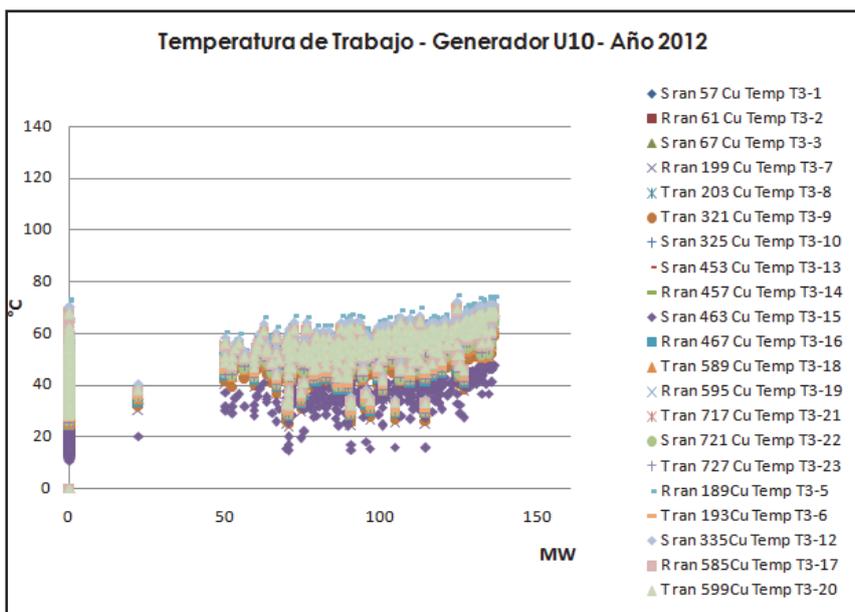


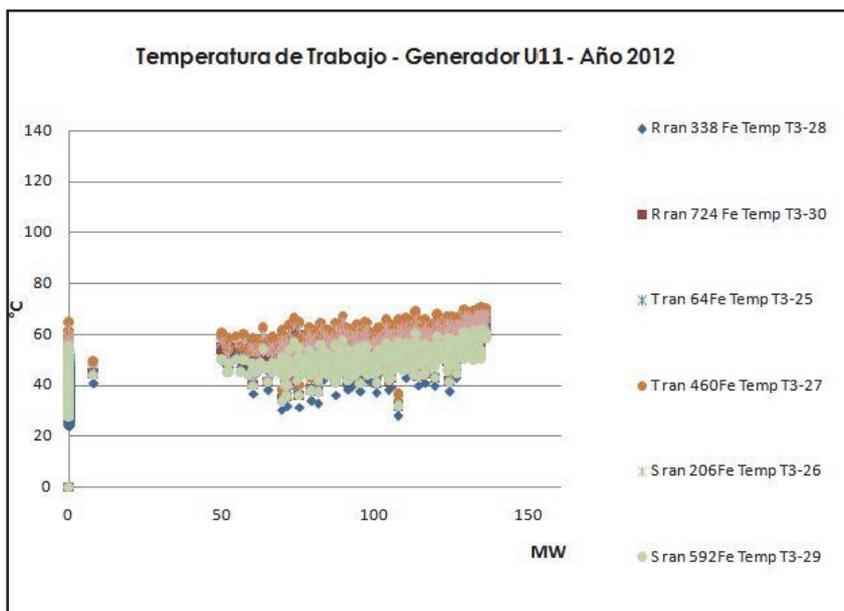
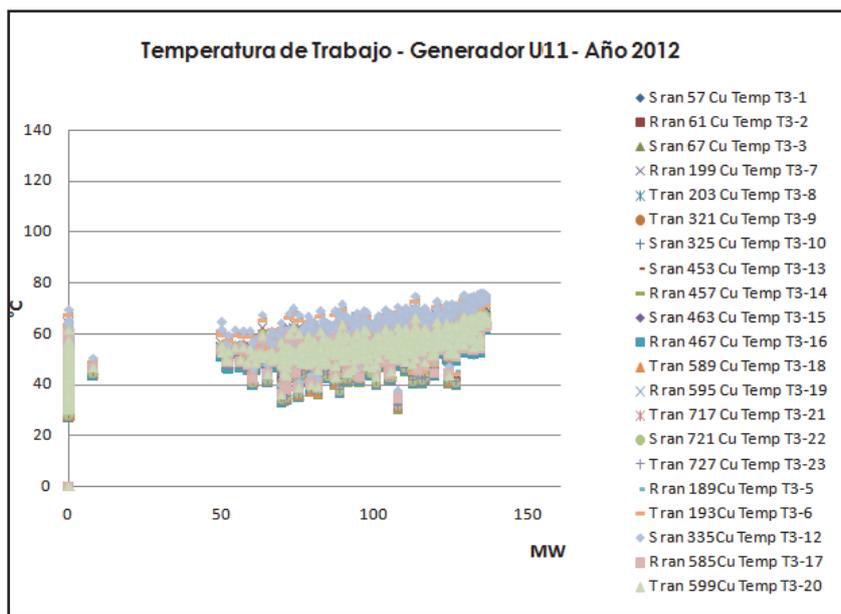


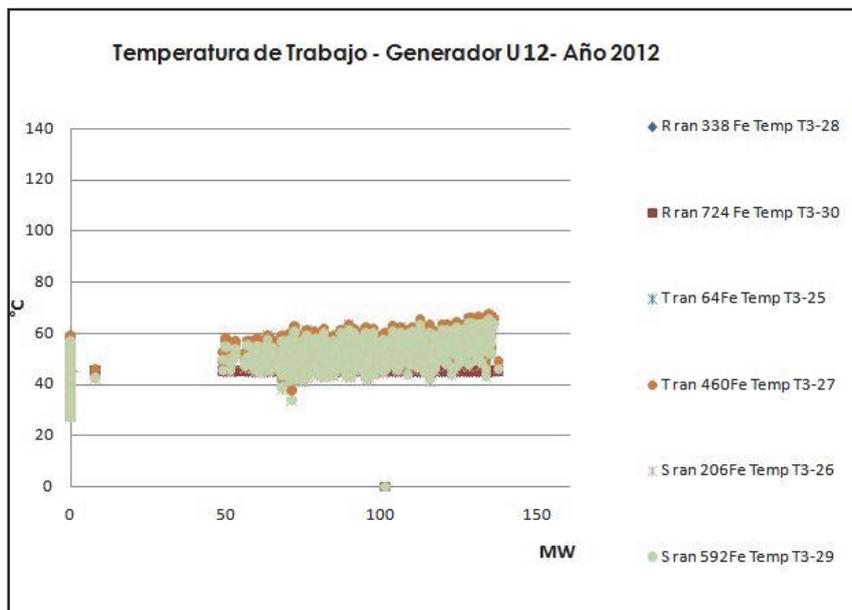
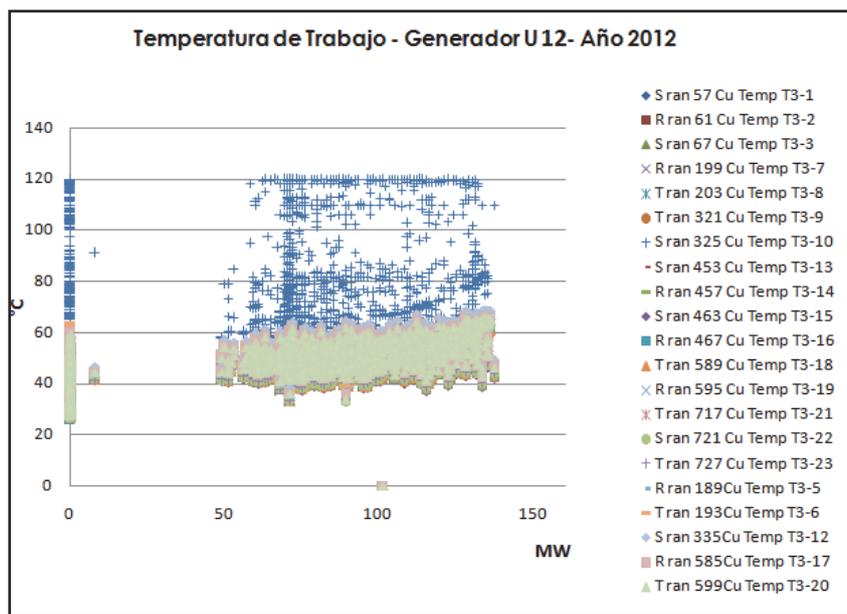


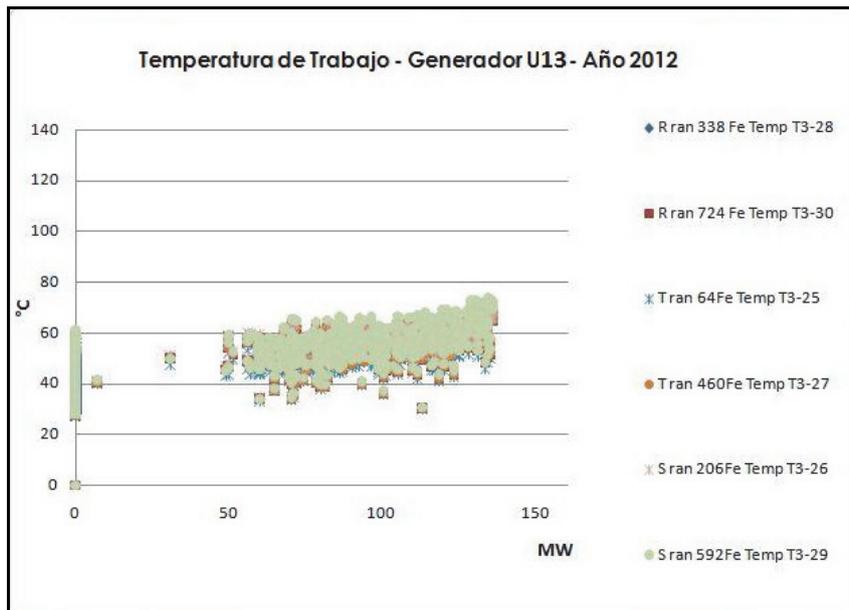
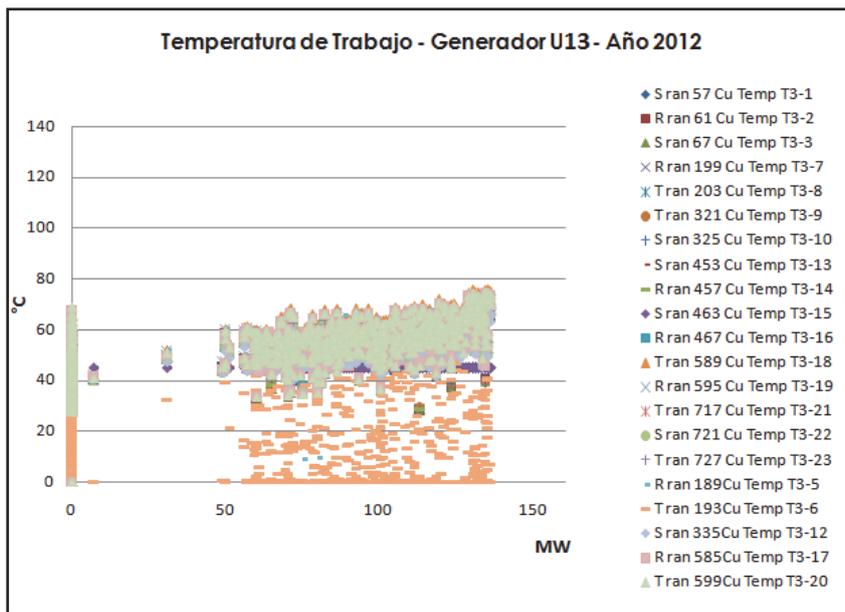


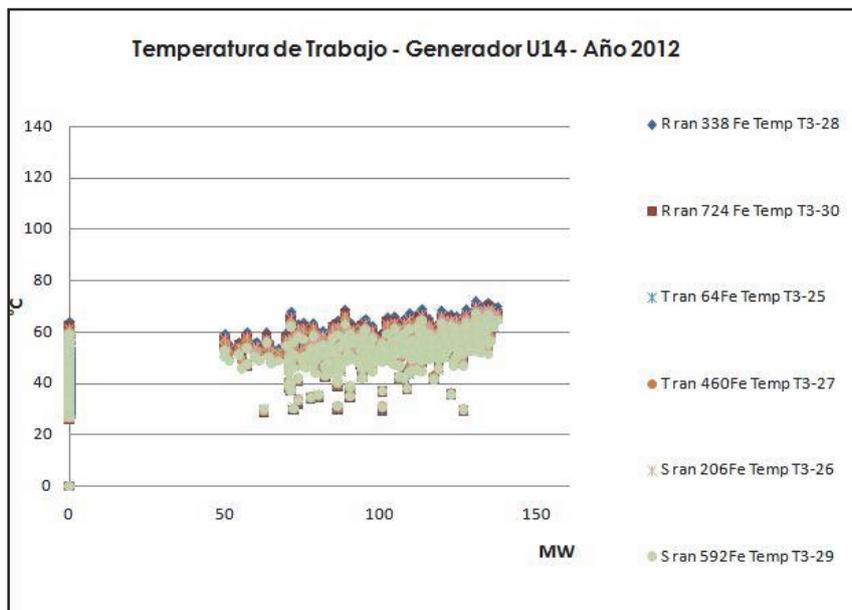
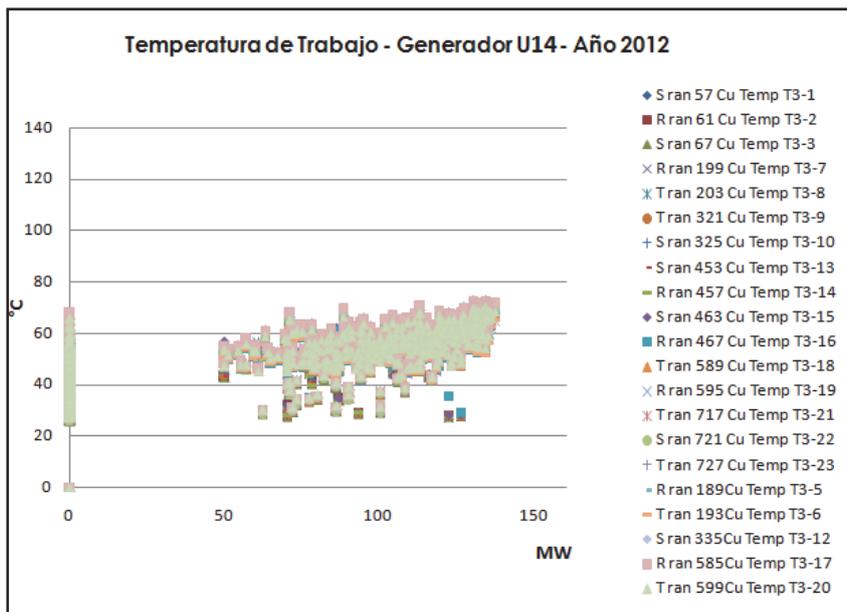




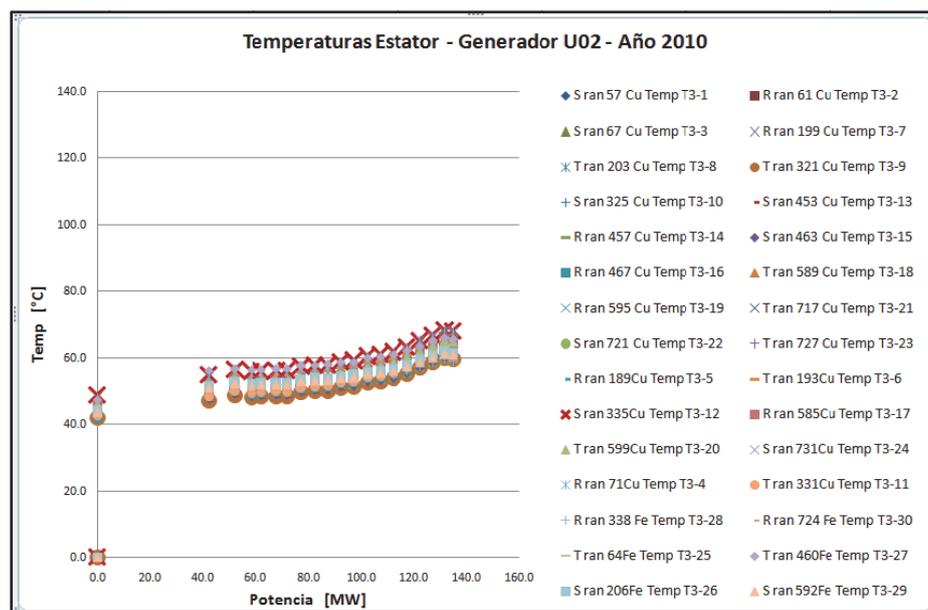
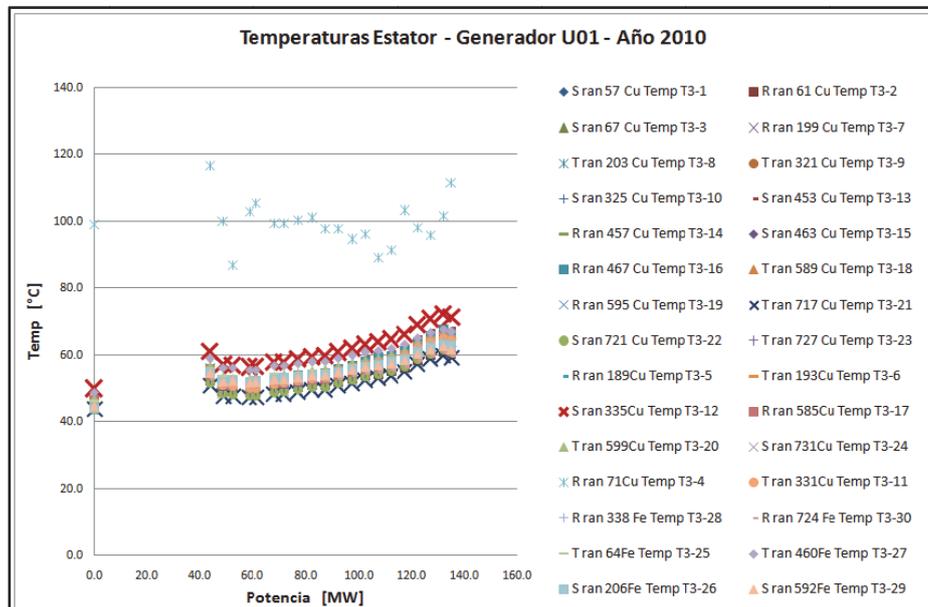


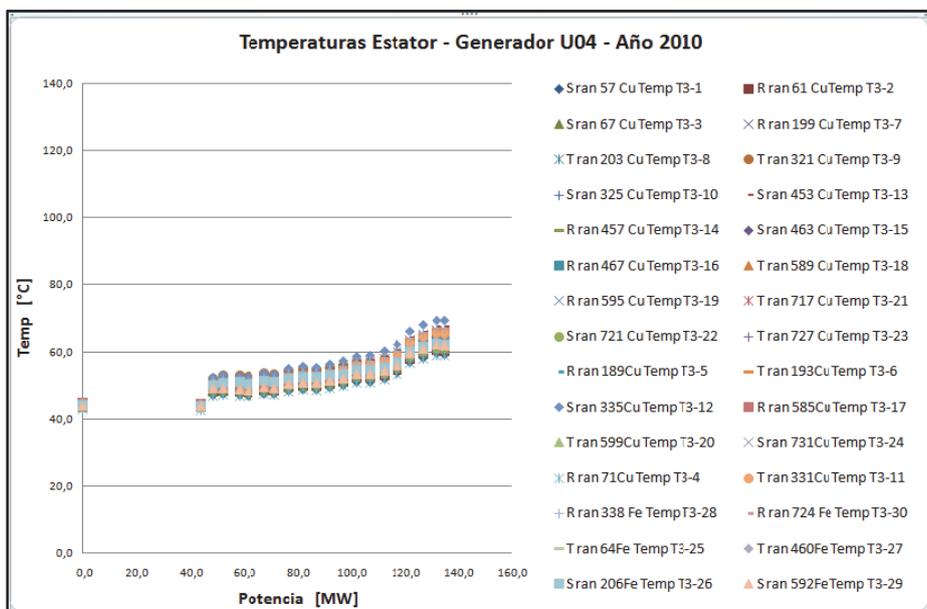
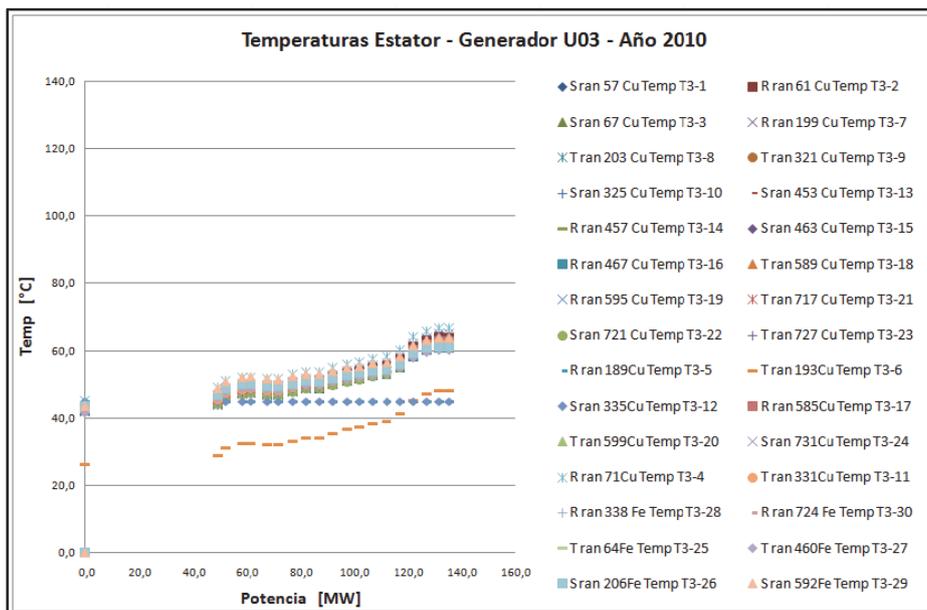


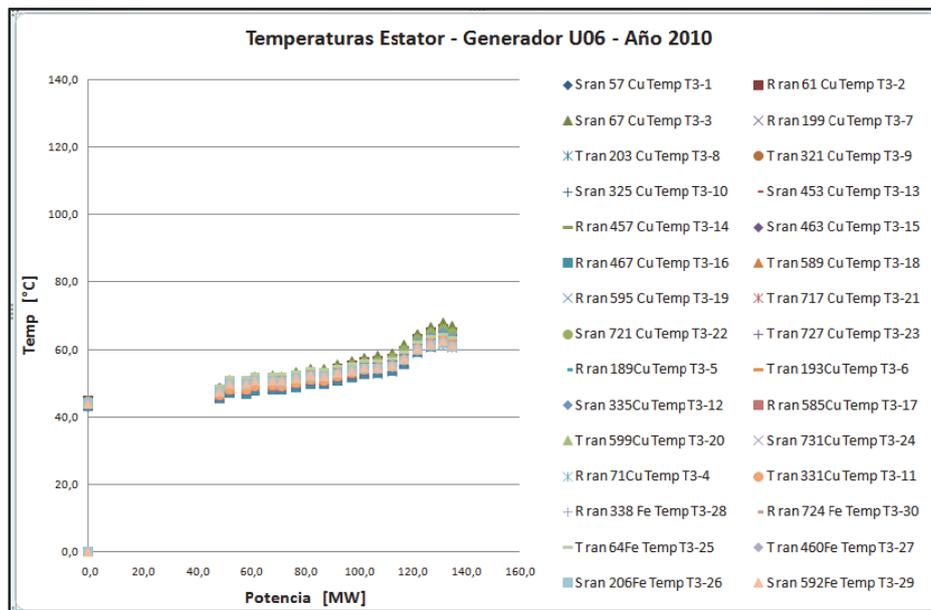
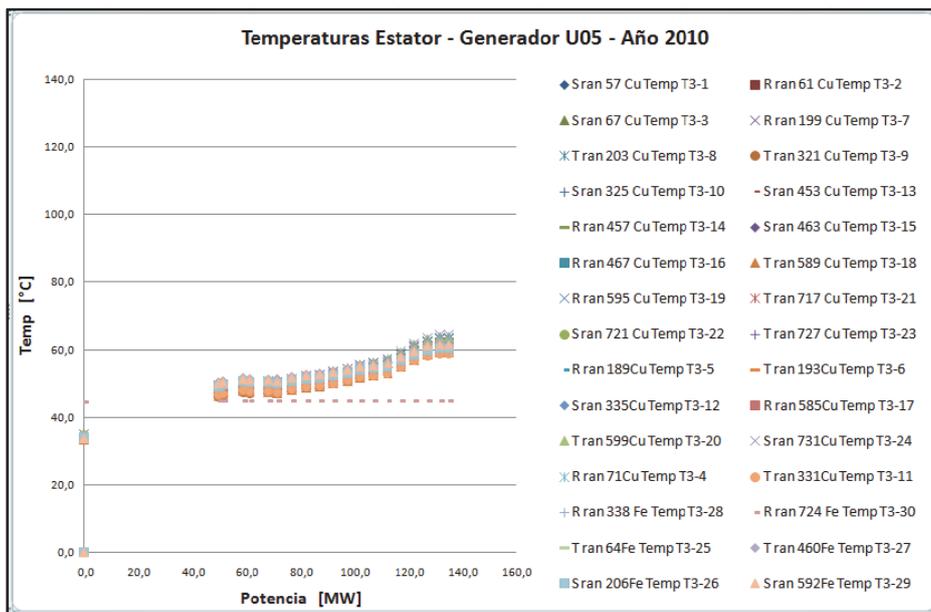


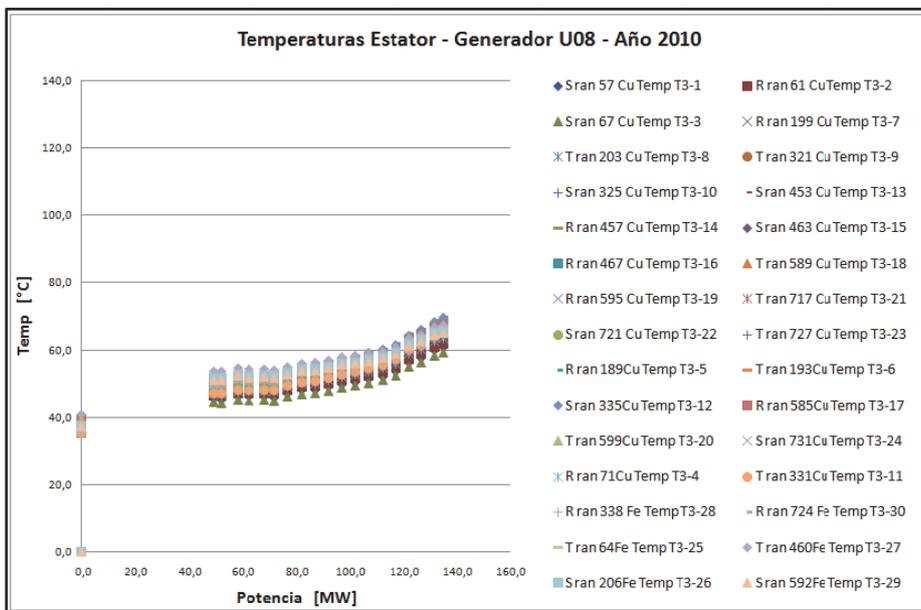
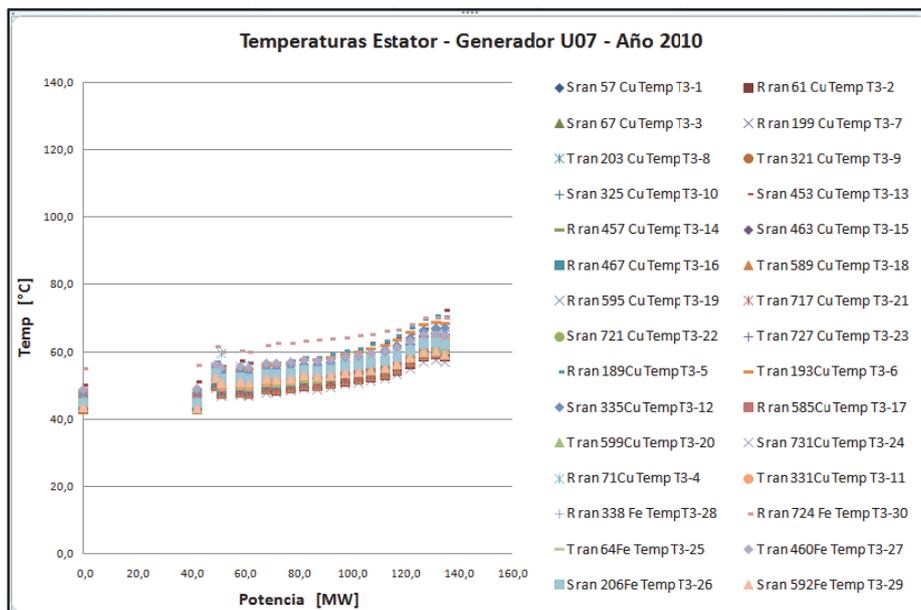


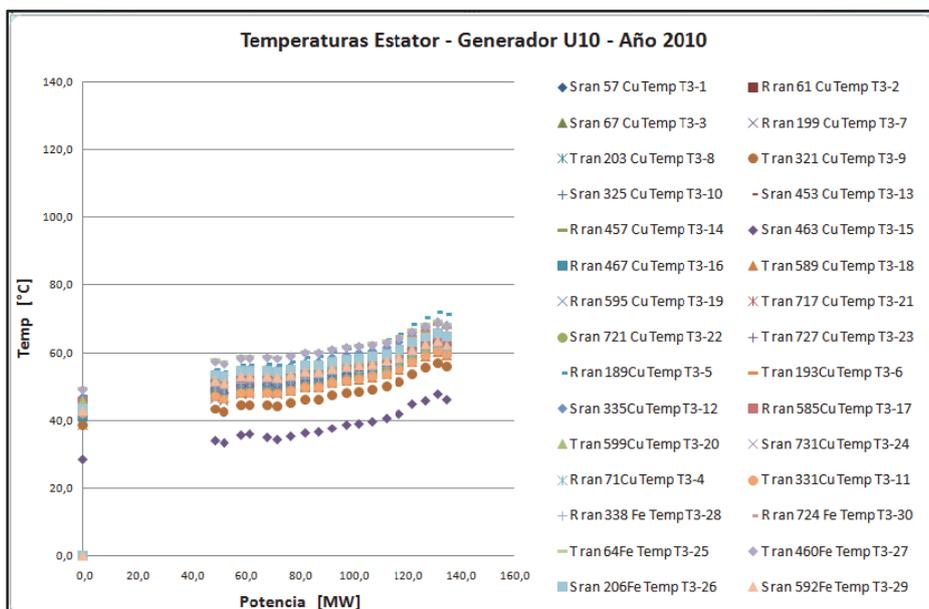
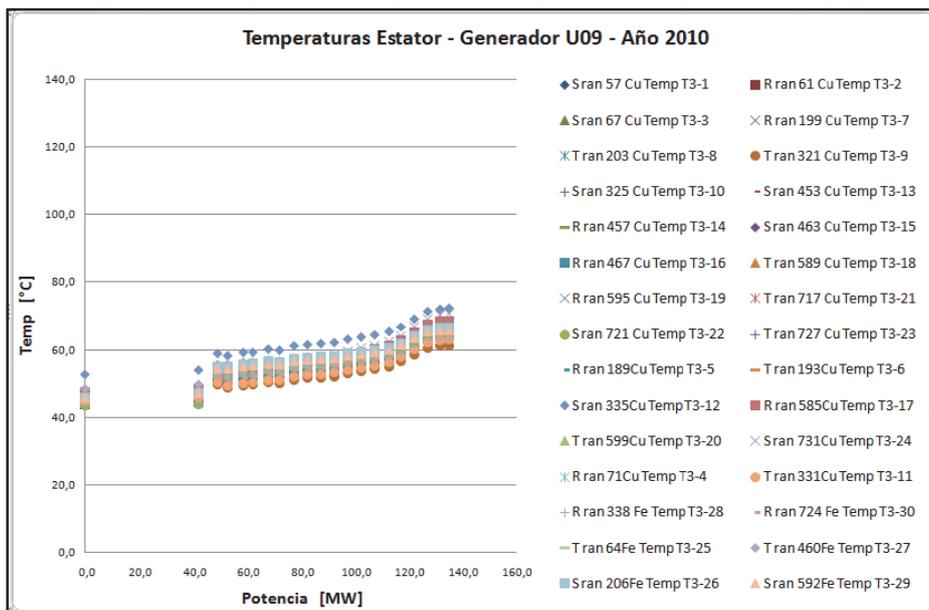
4. D – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2010

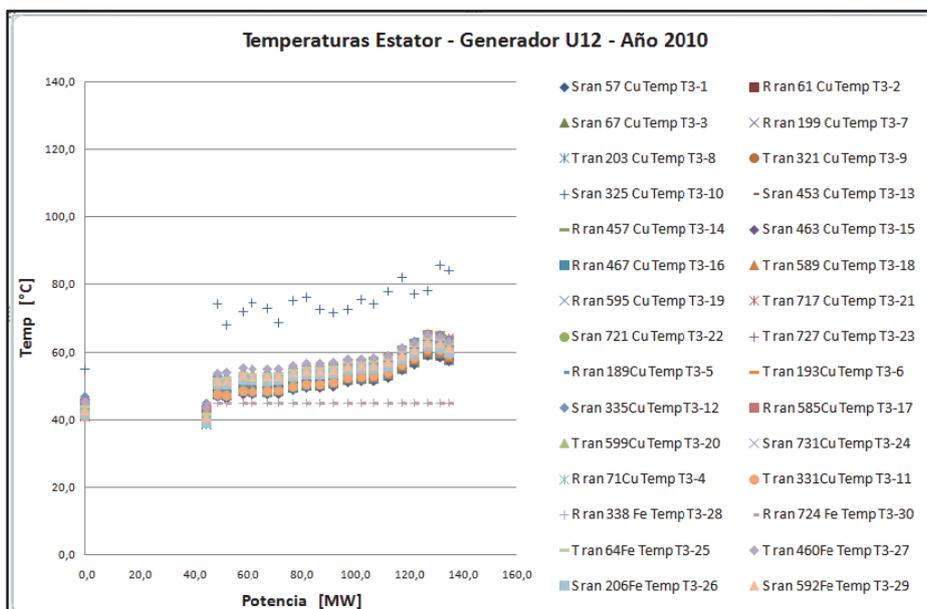
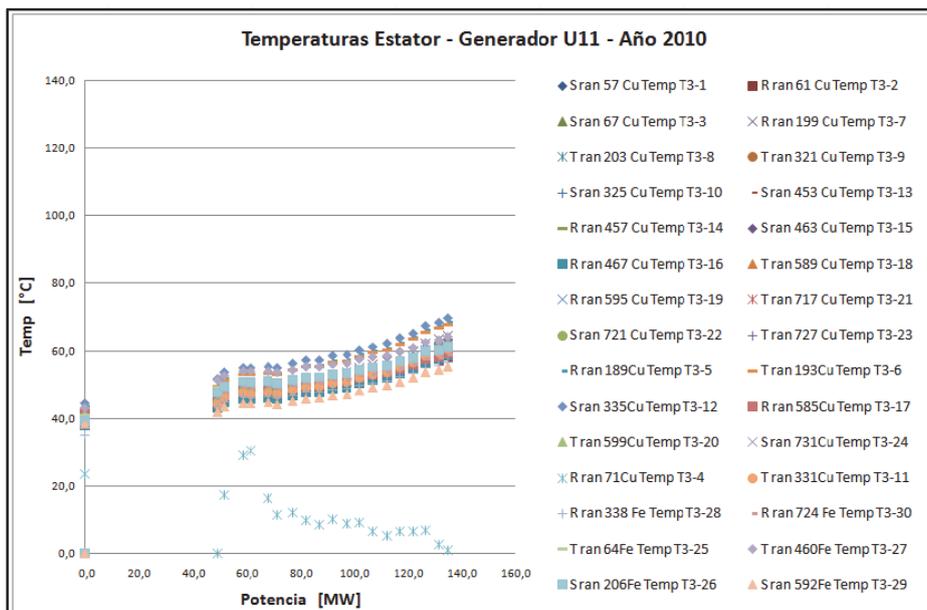


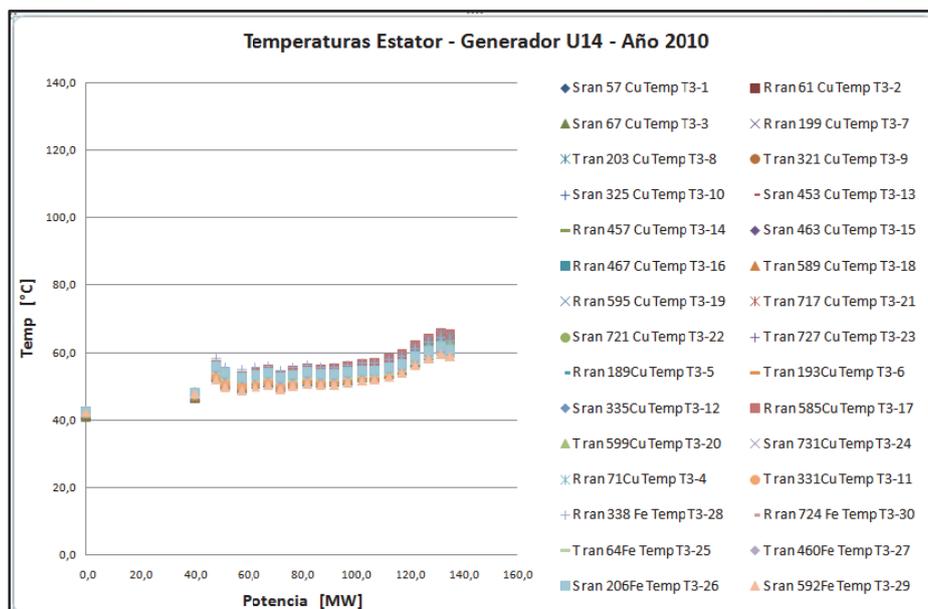
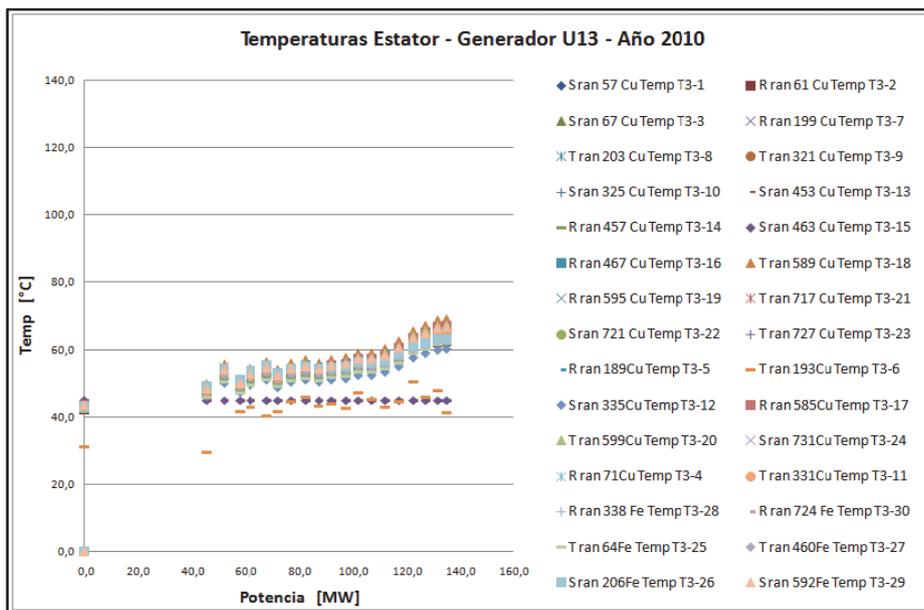




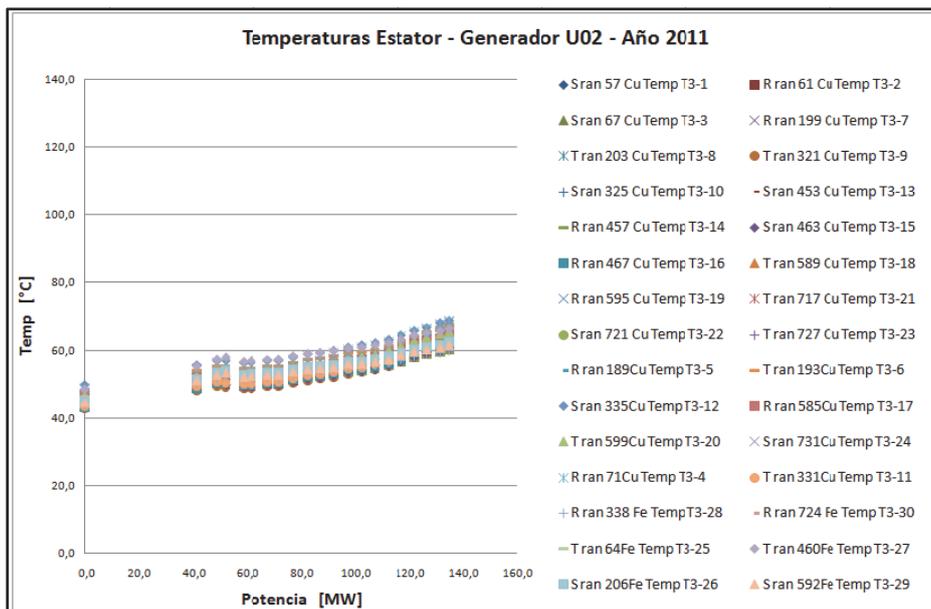
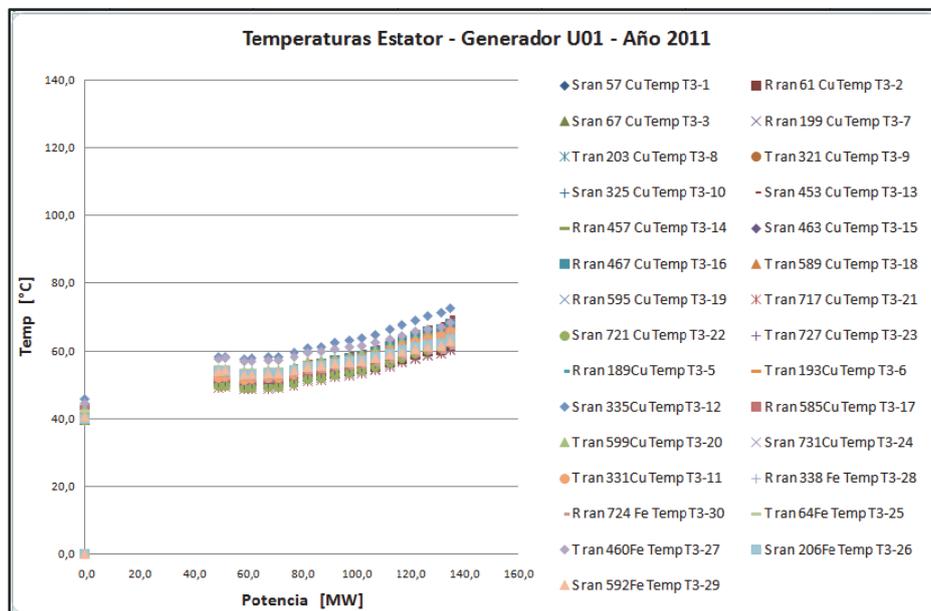


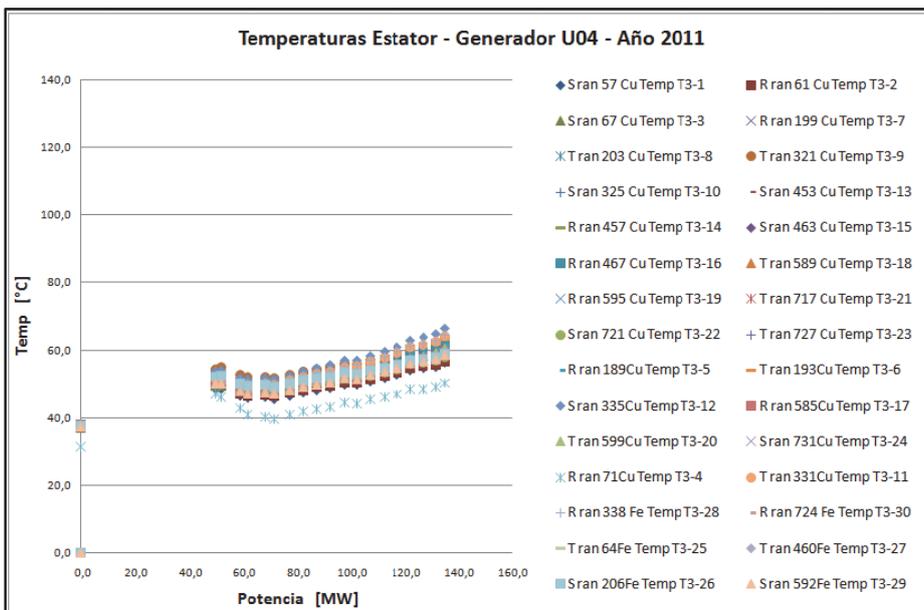
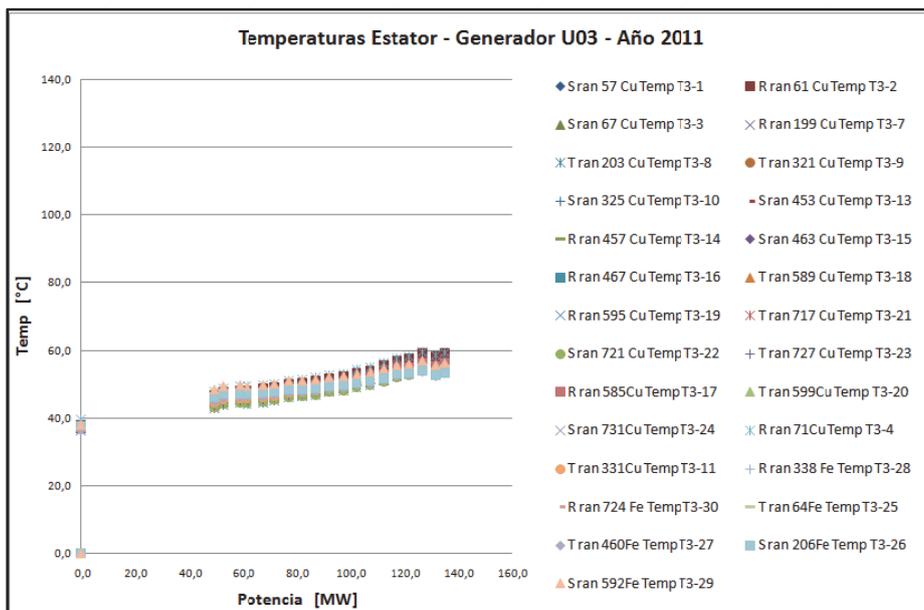


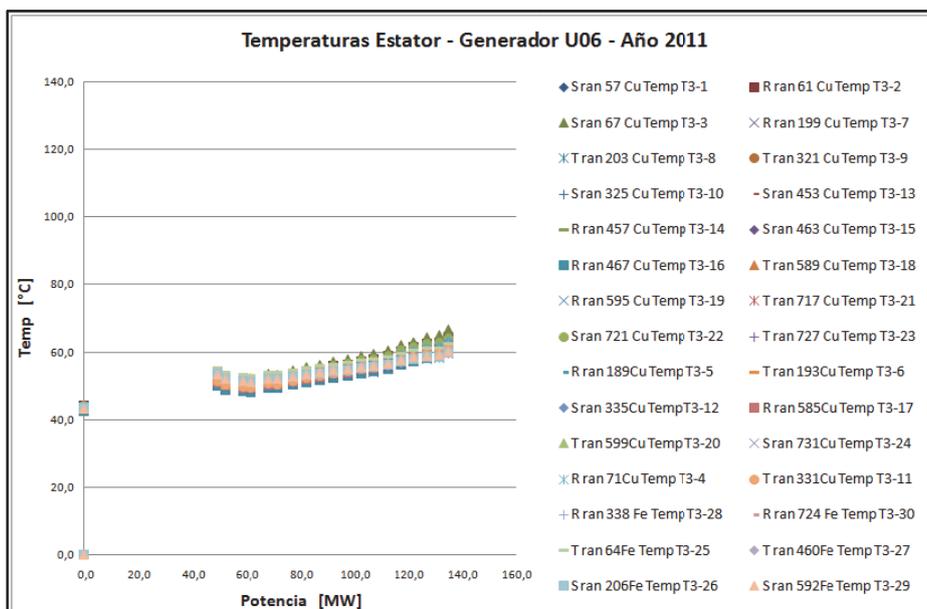
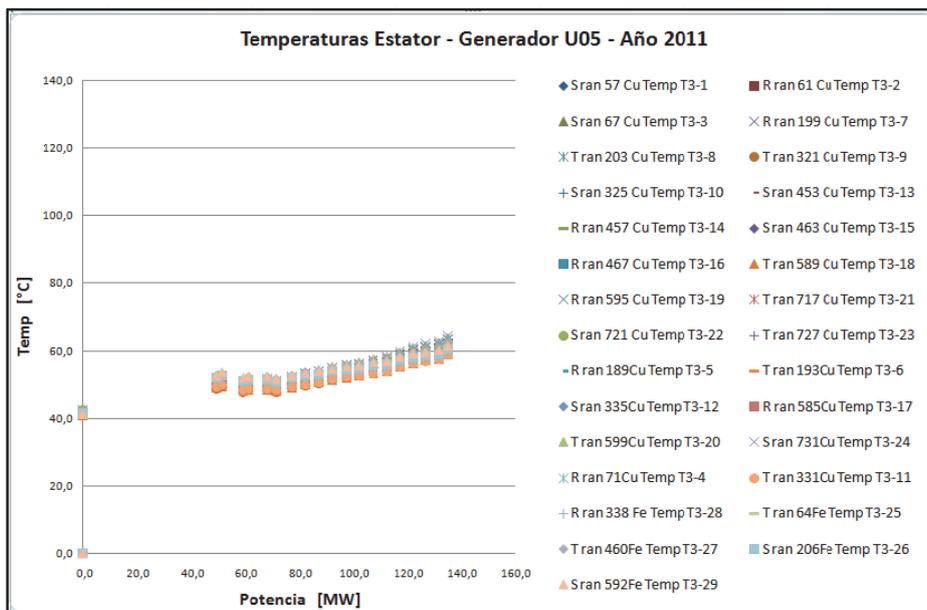


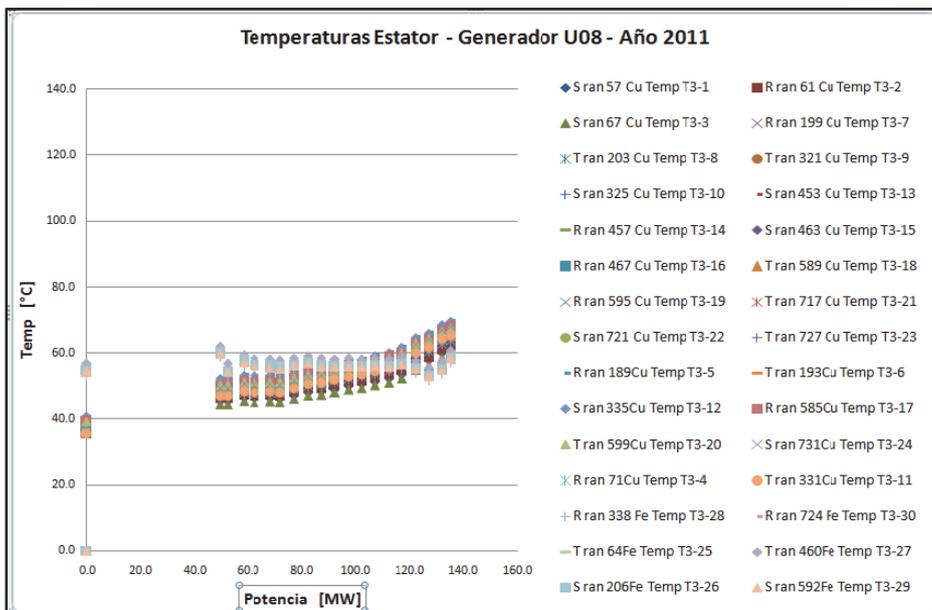
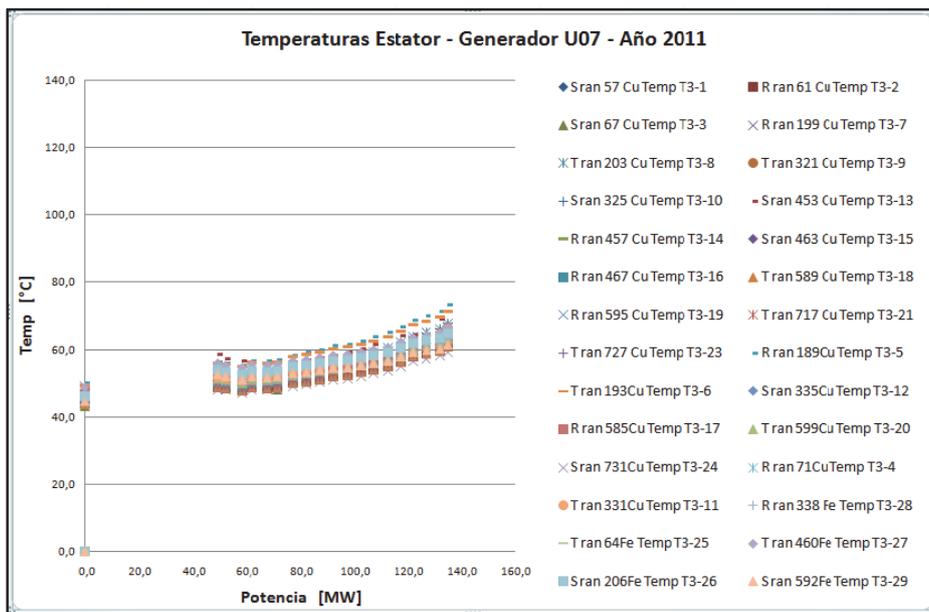


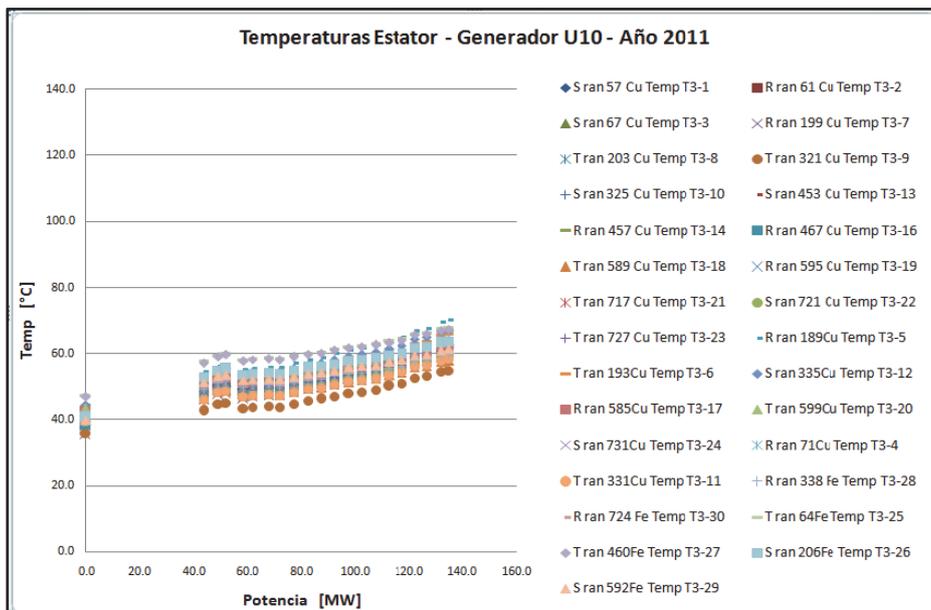
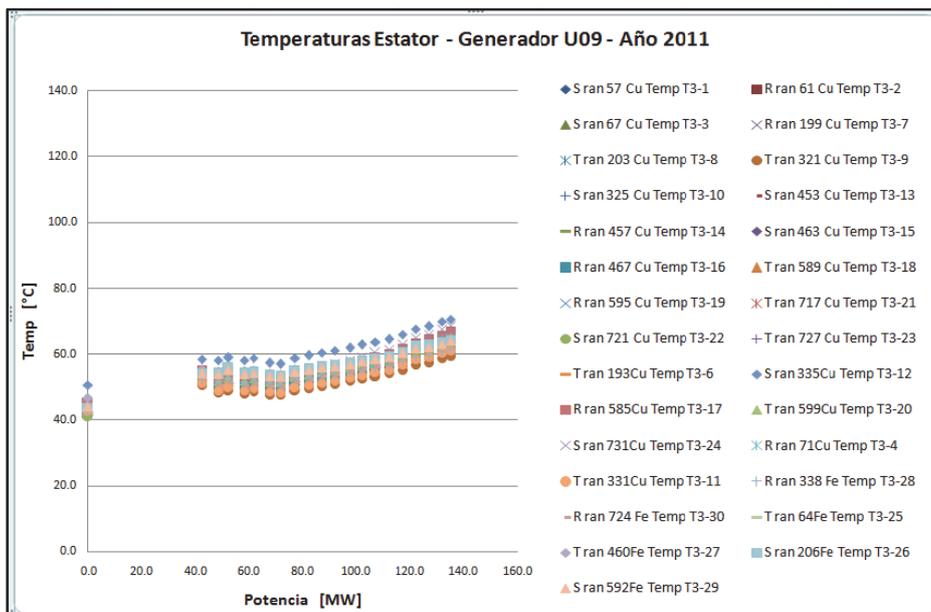
4. E – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2011

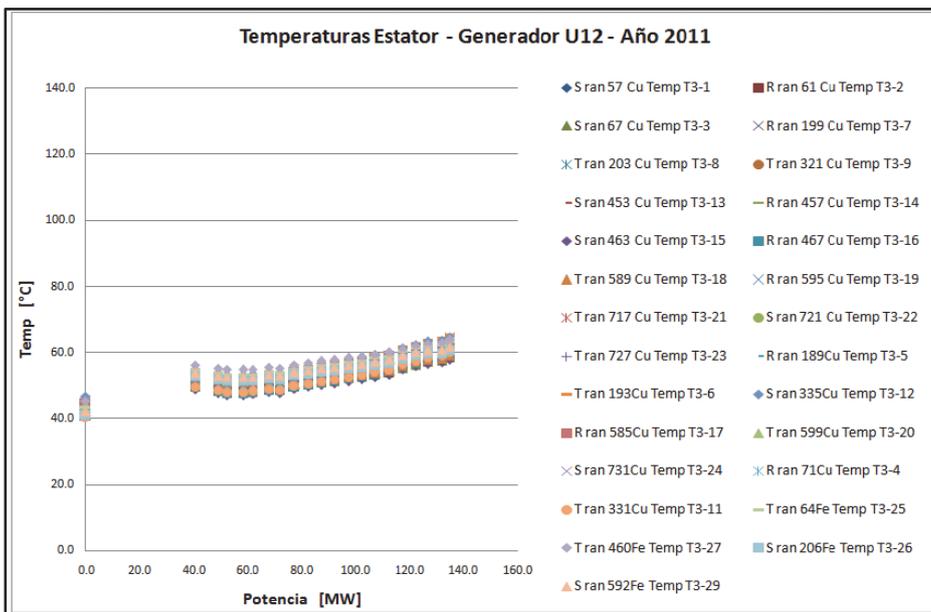
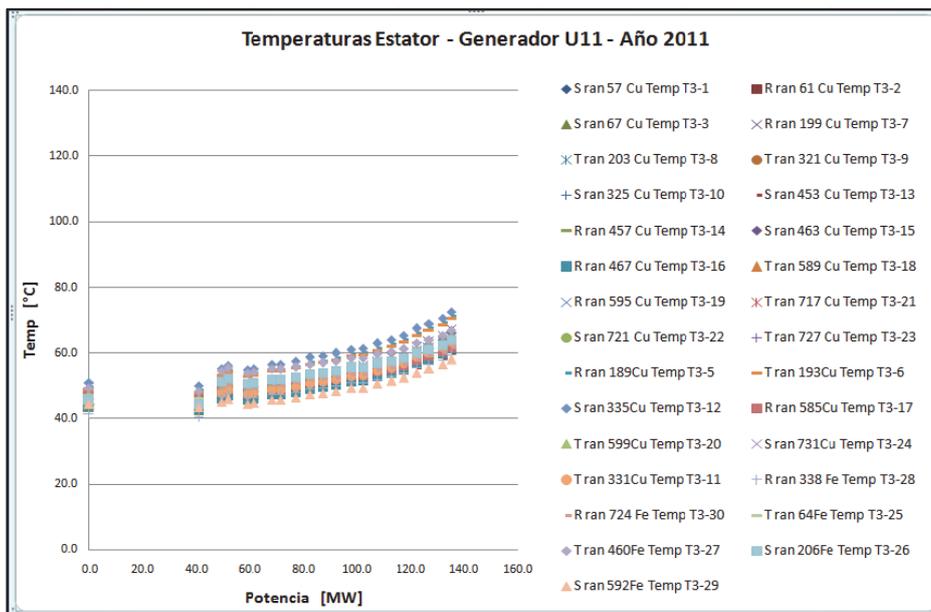


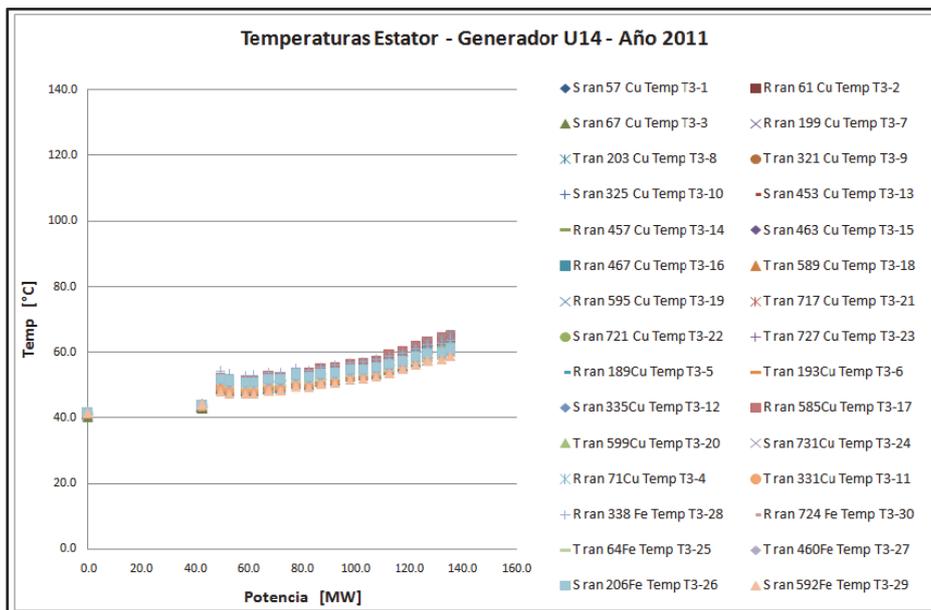
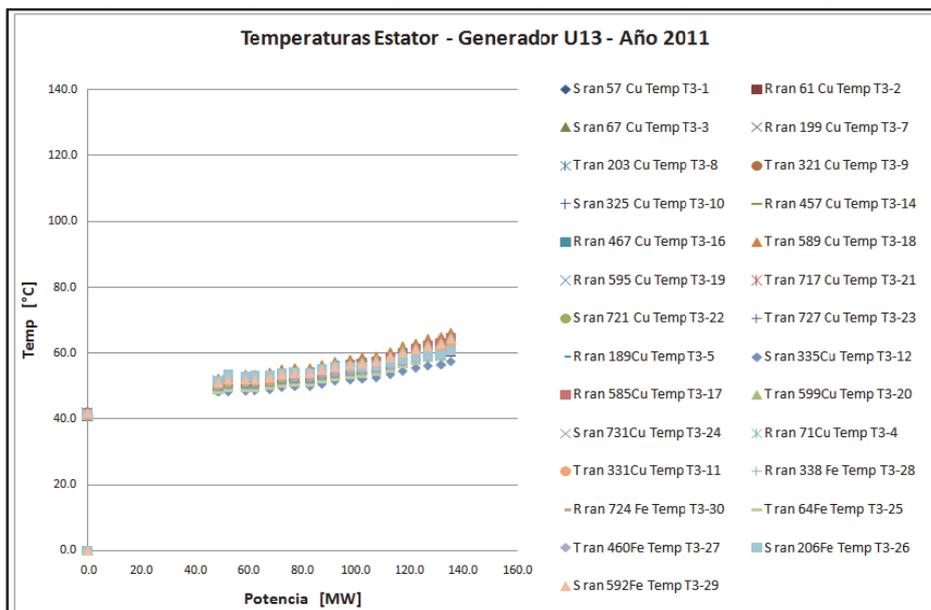




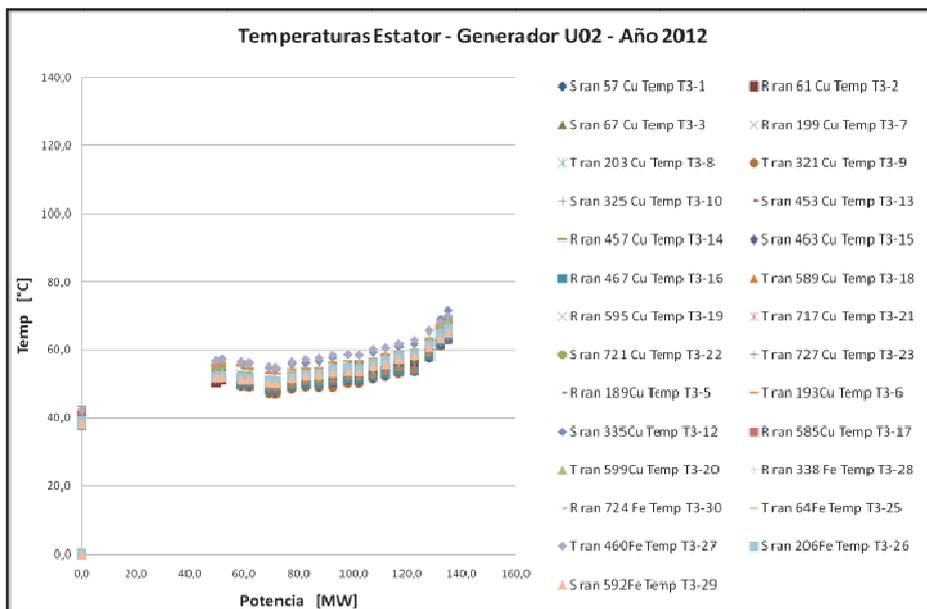
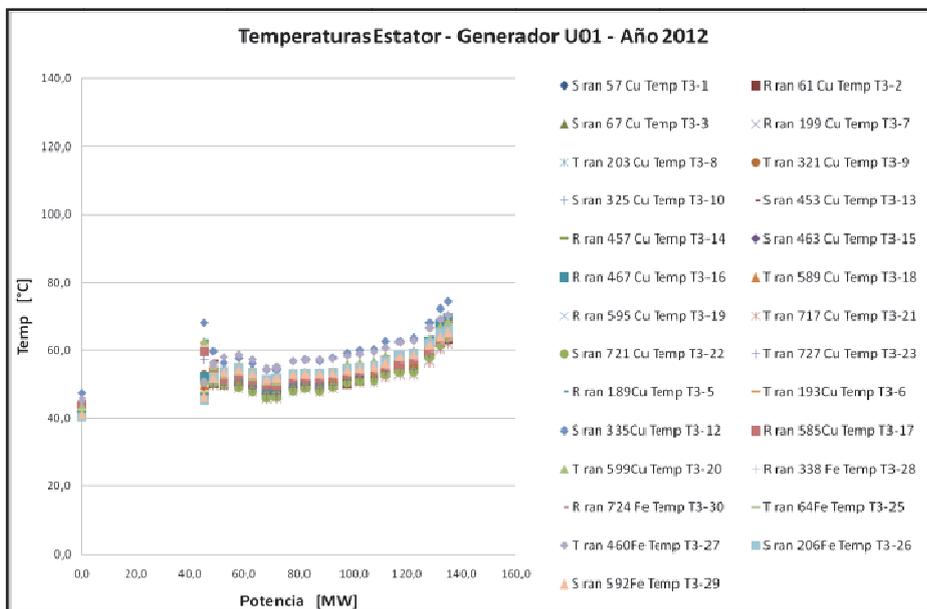


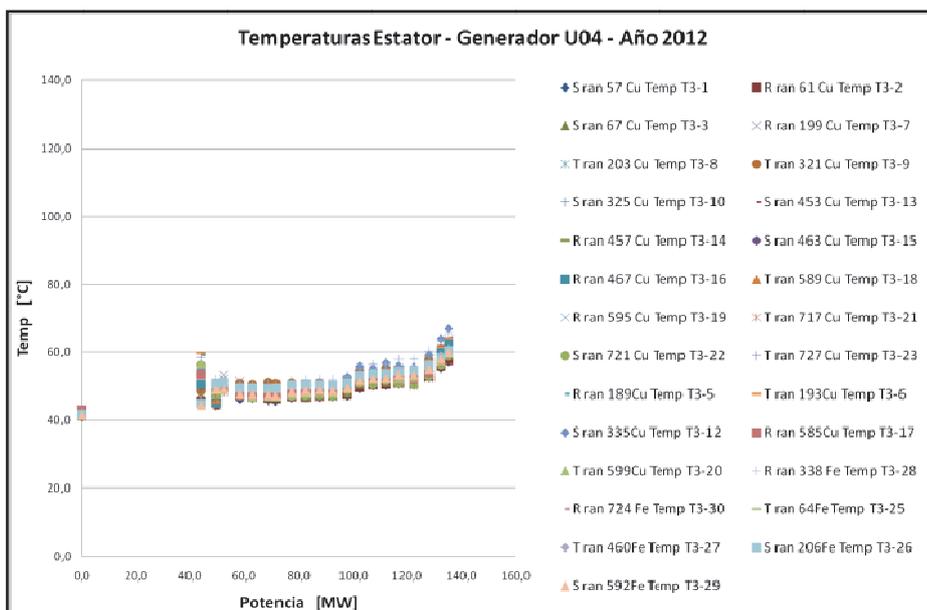
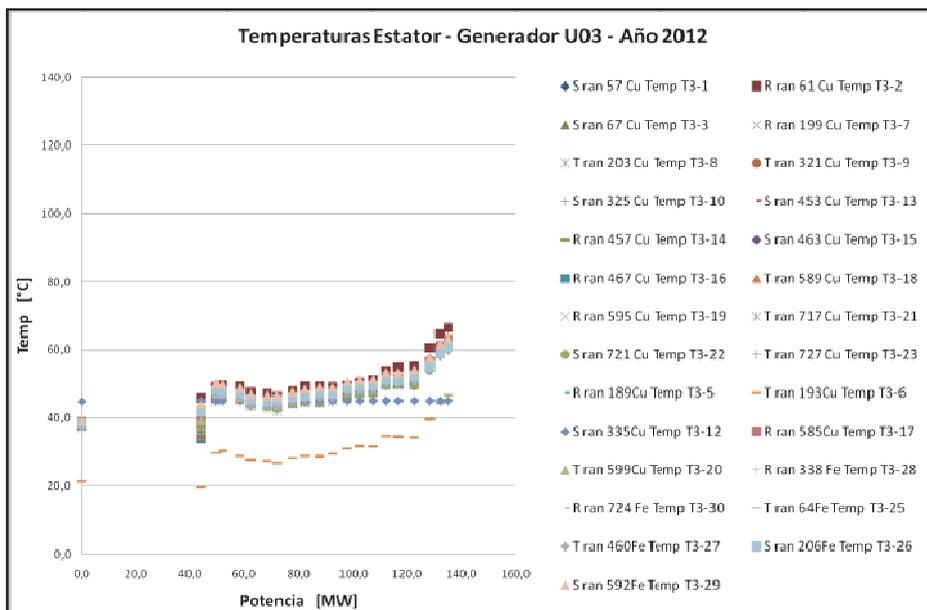


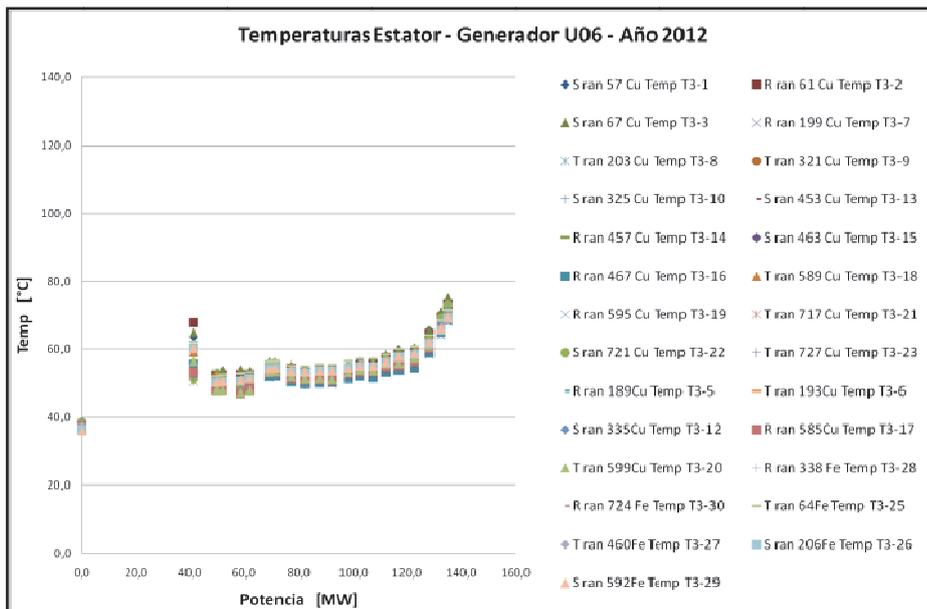
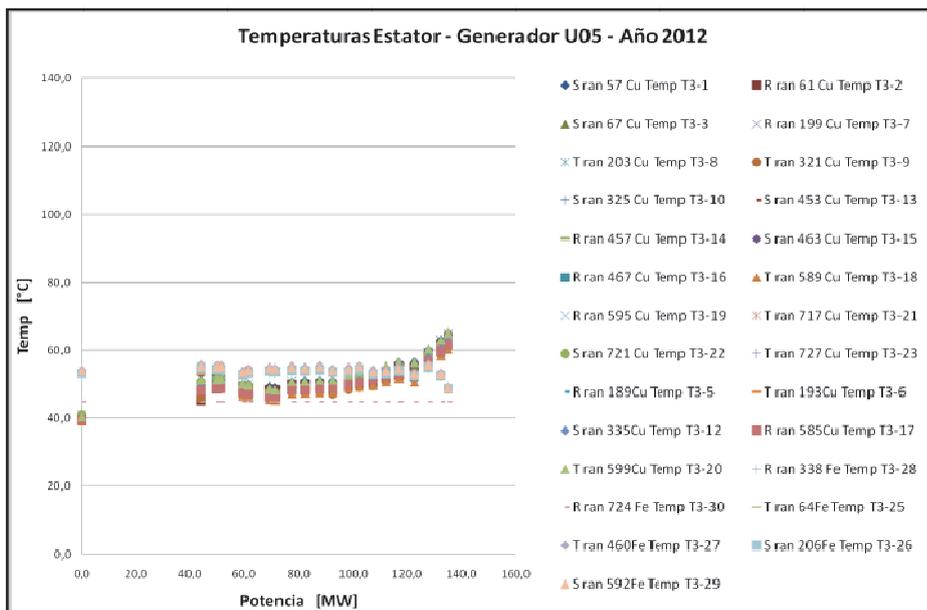


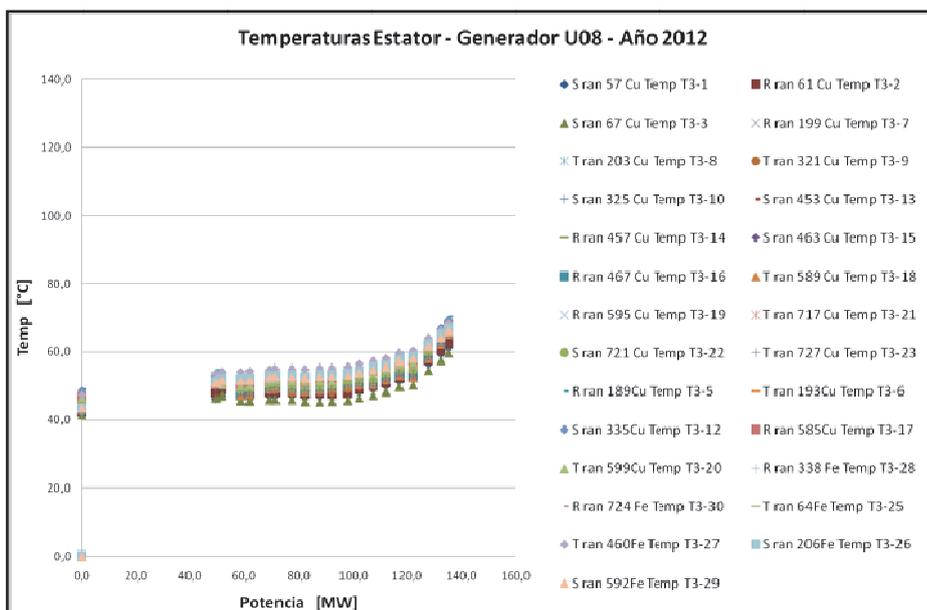
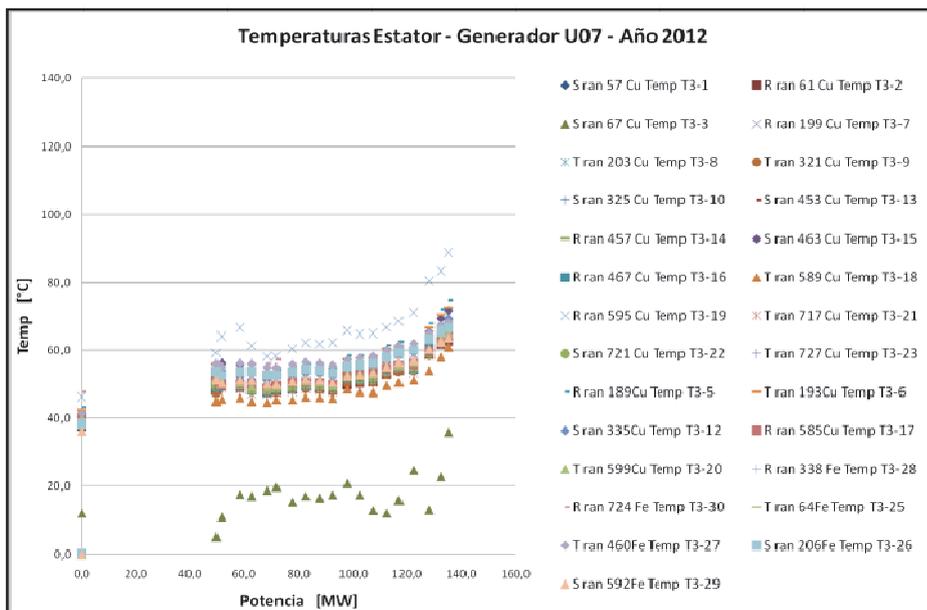


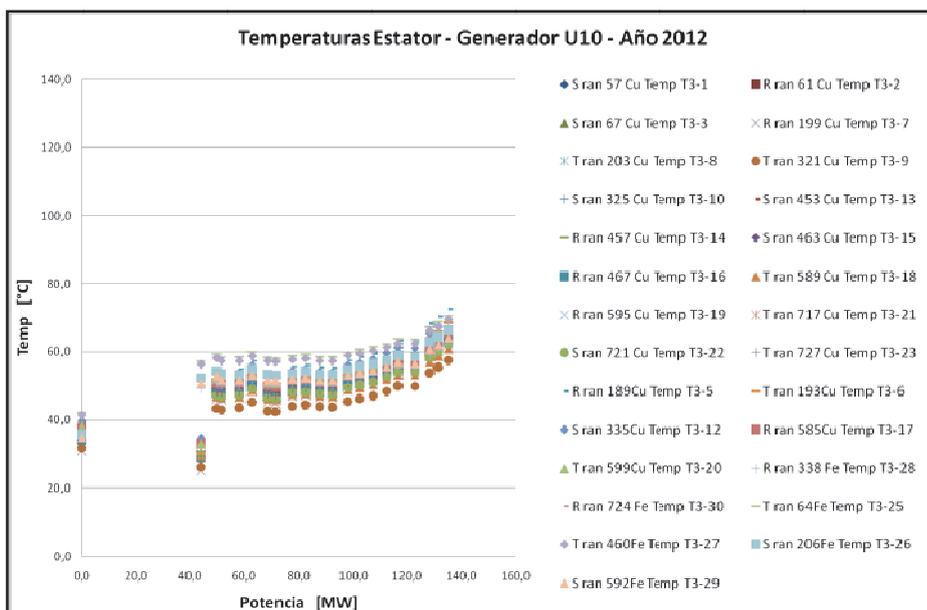
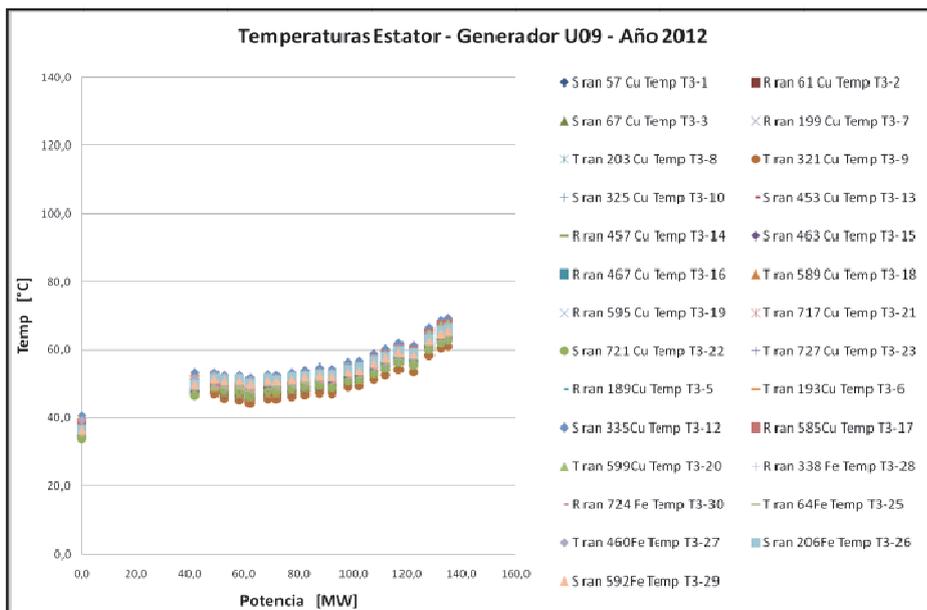
4. F – Temperatura Promedio de los Generadores en Función de la Potencia de Trabajo – Año 2012

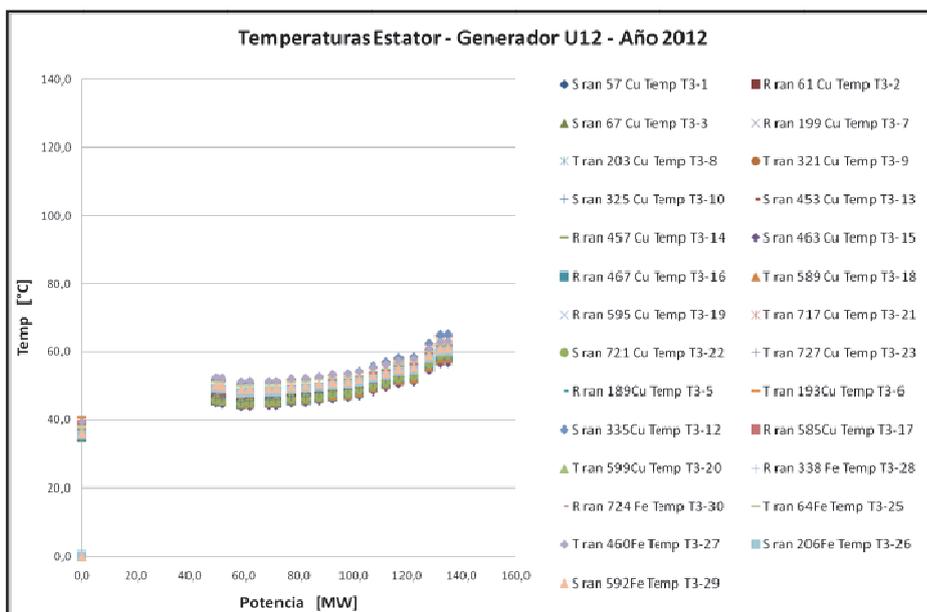
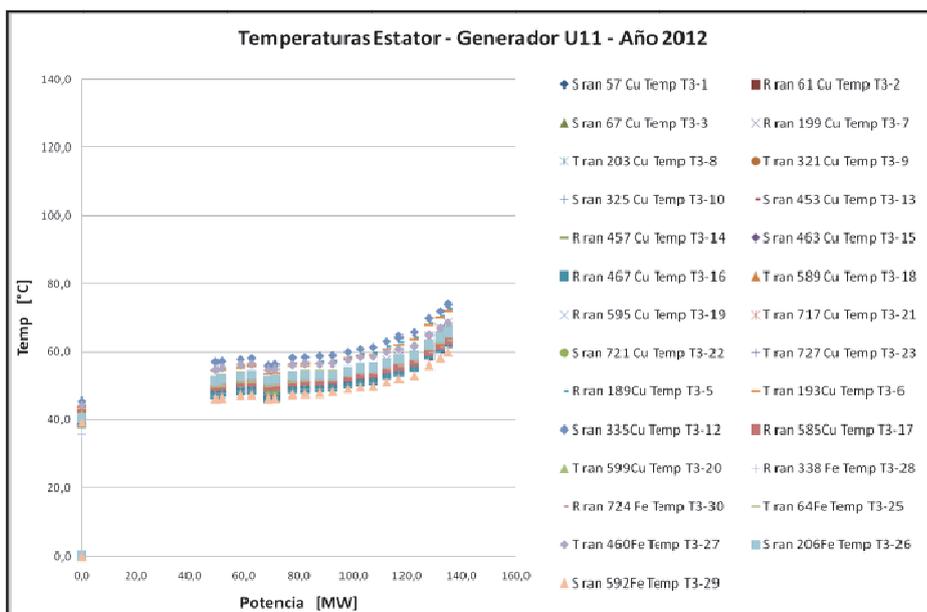


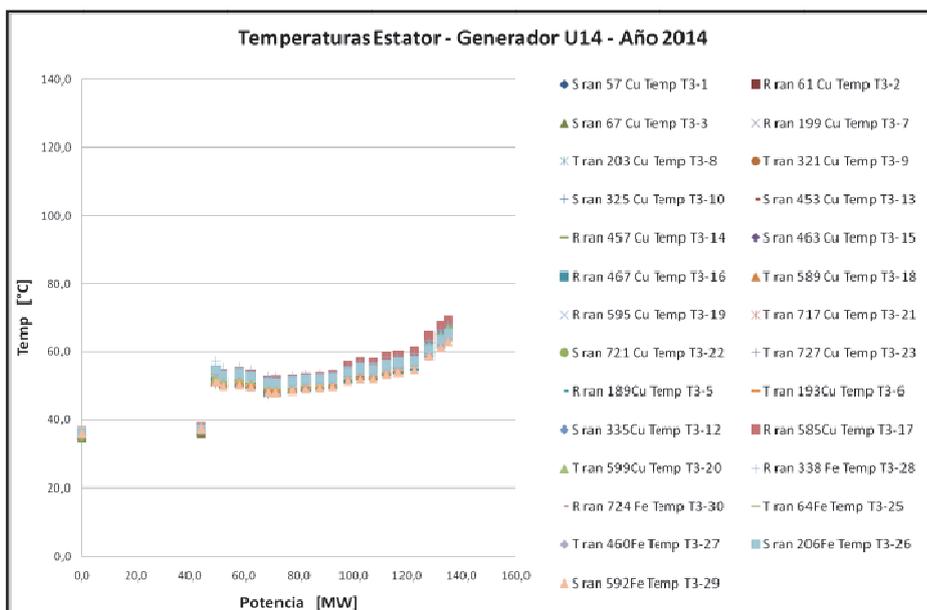
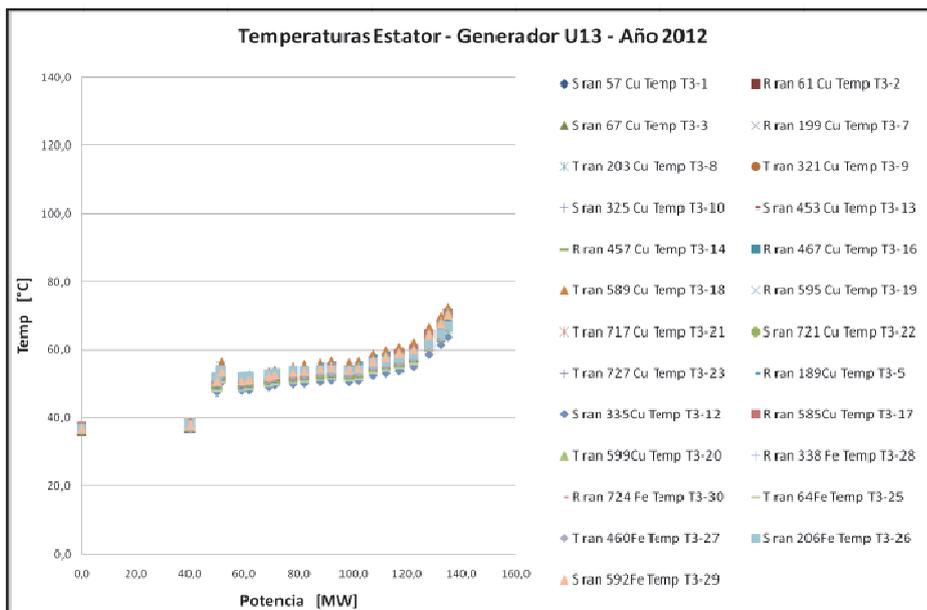




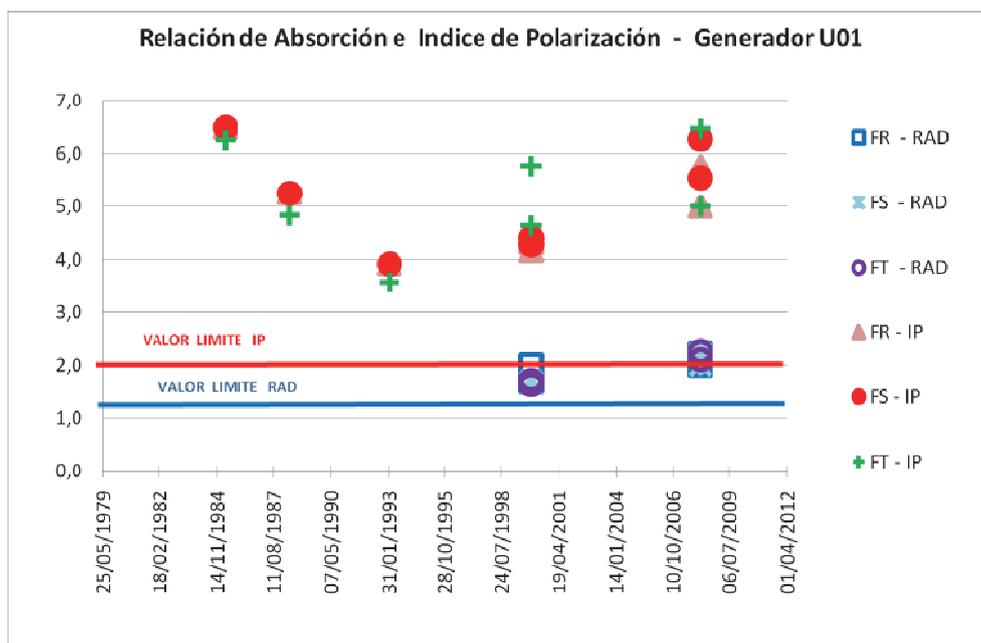
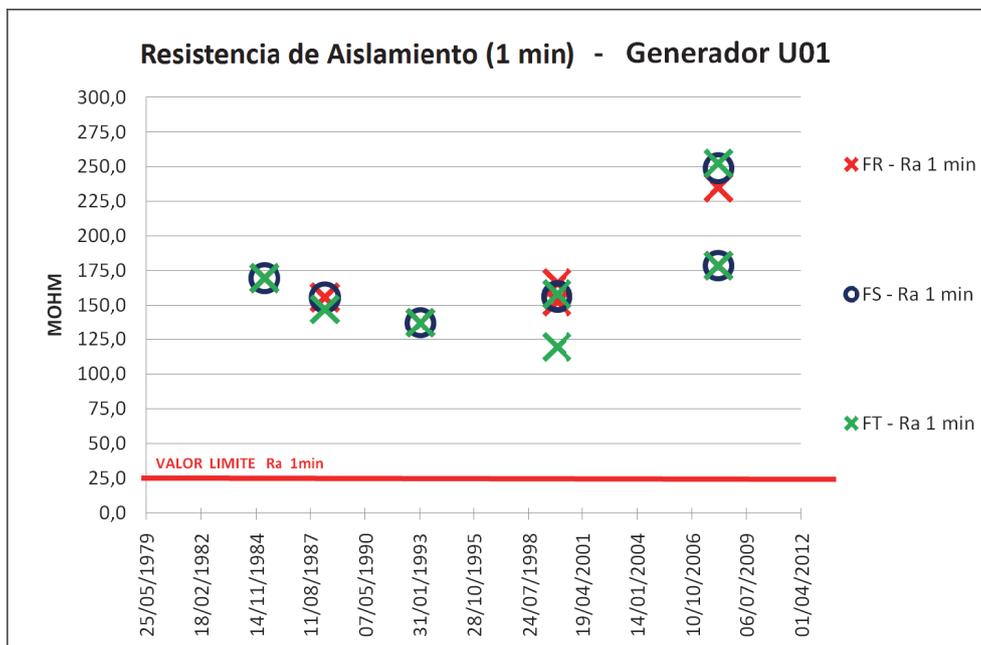


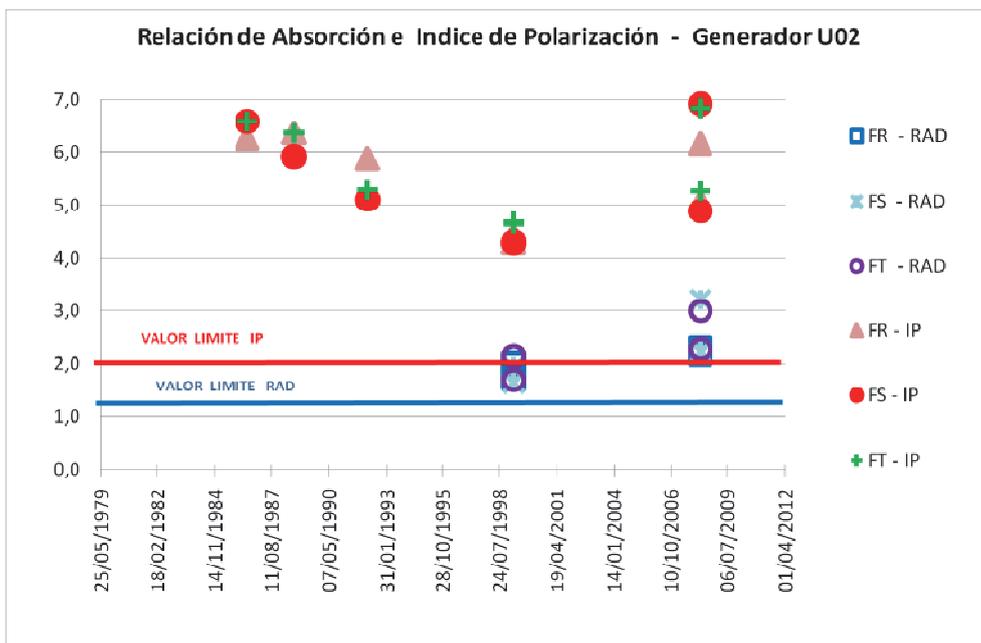
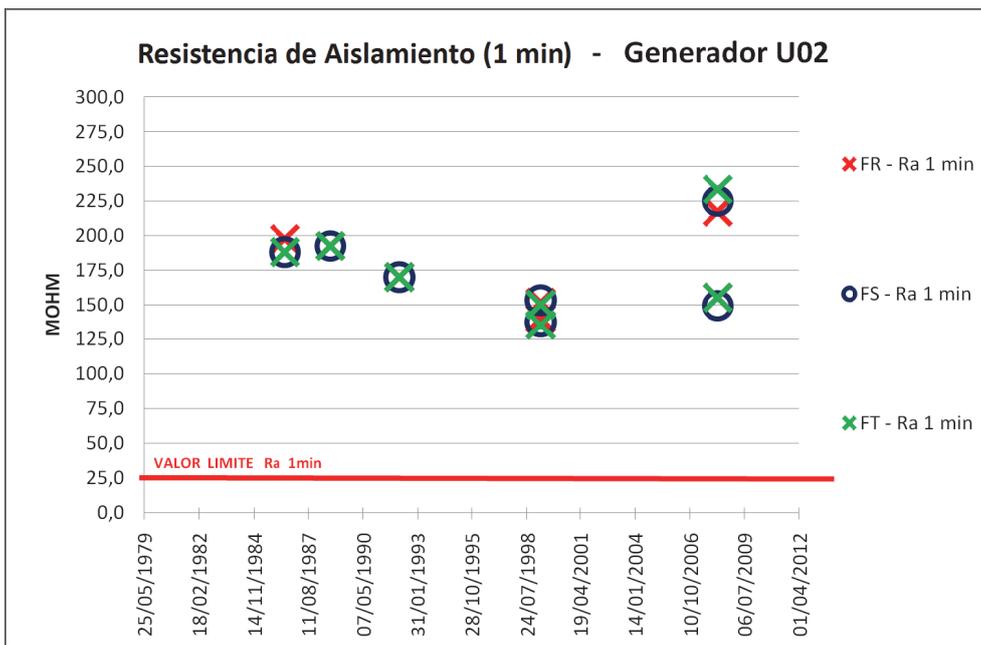


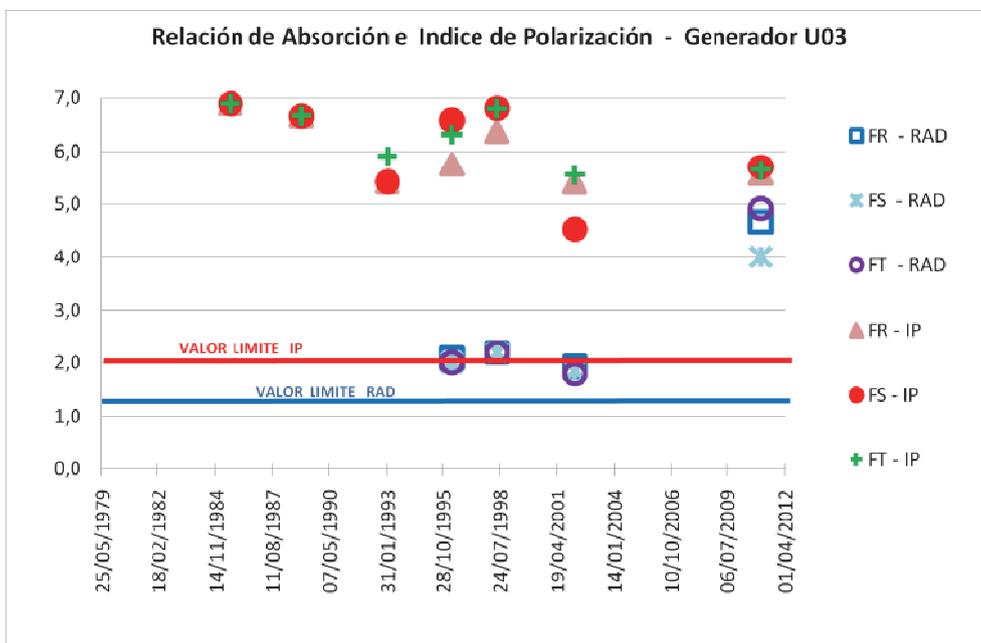
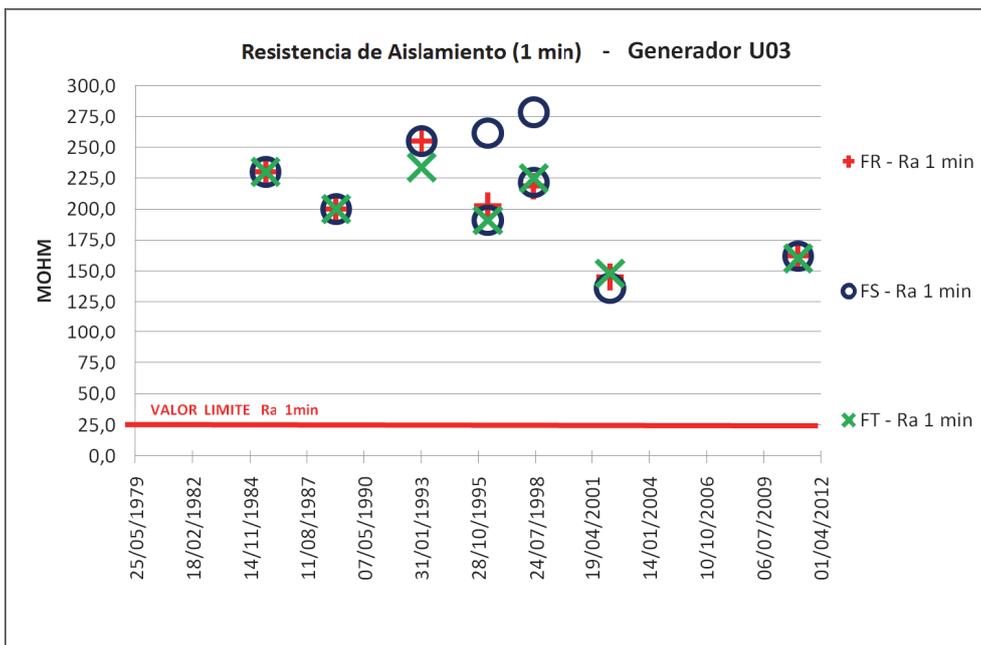


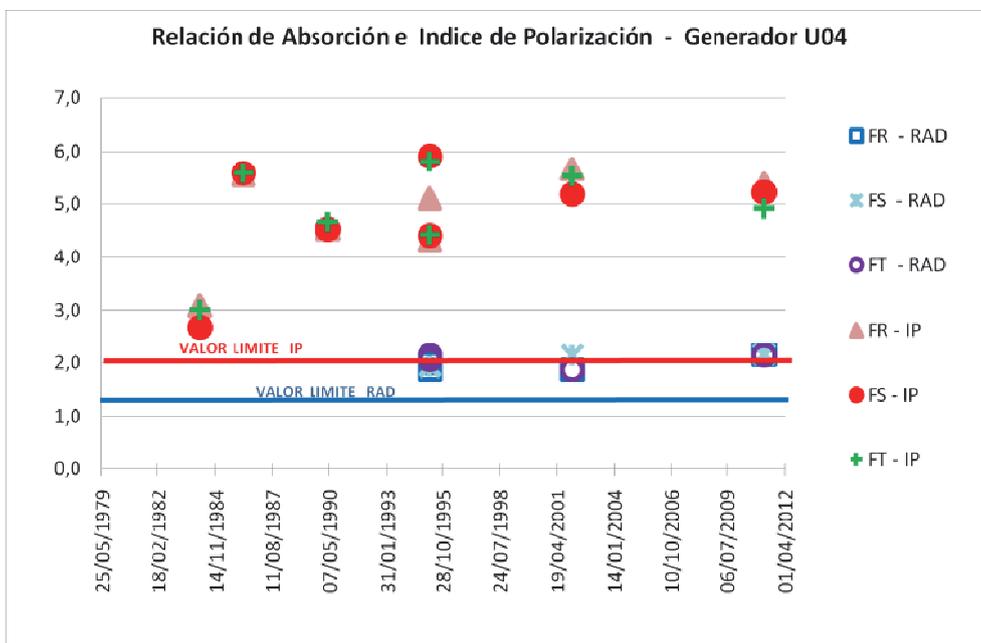
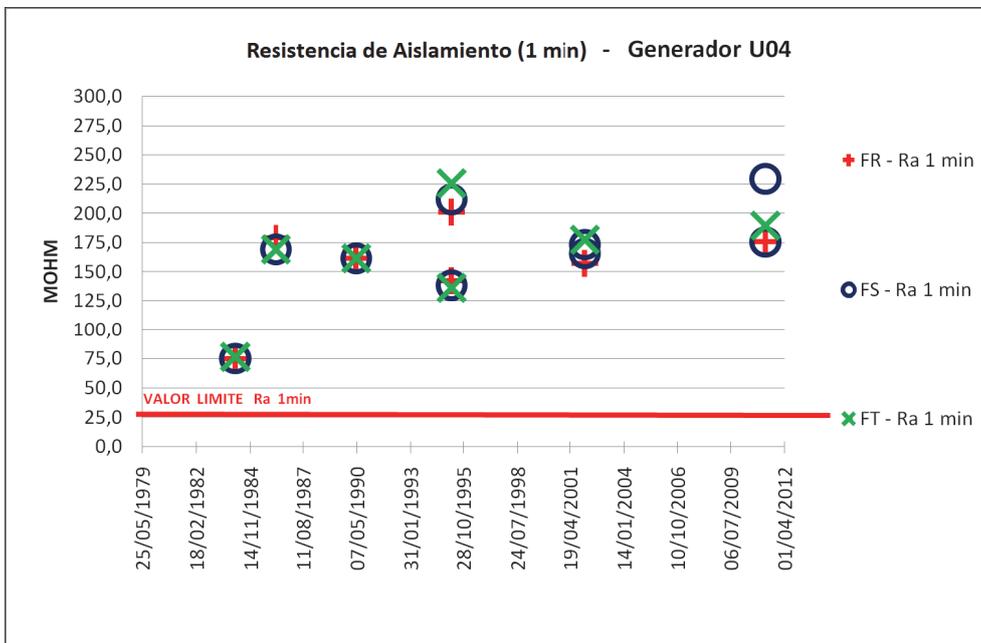


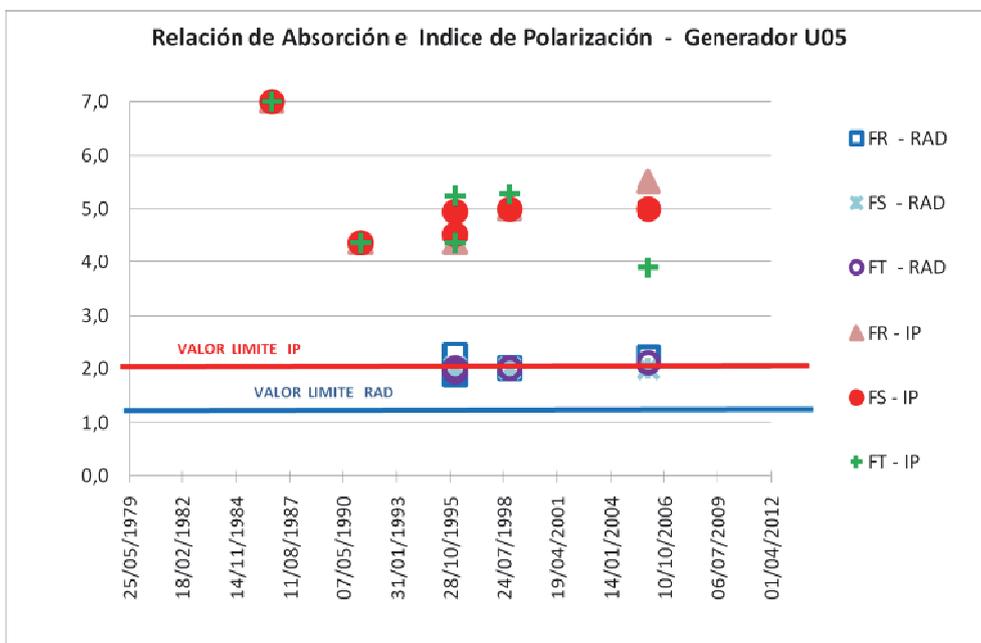
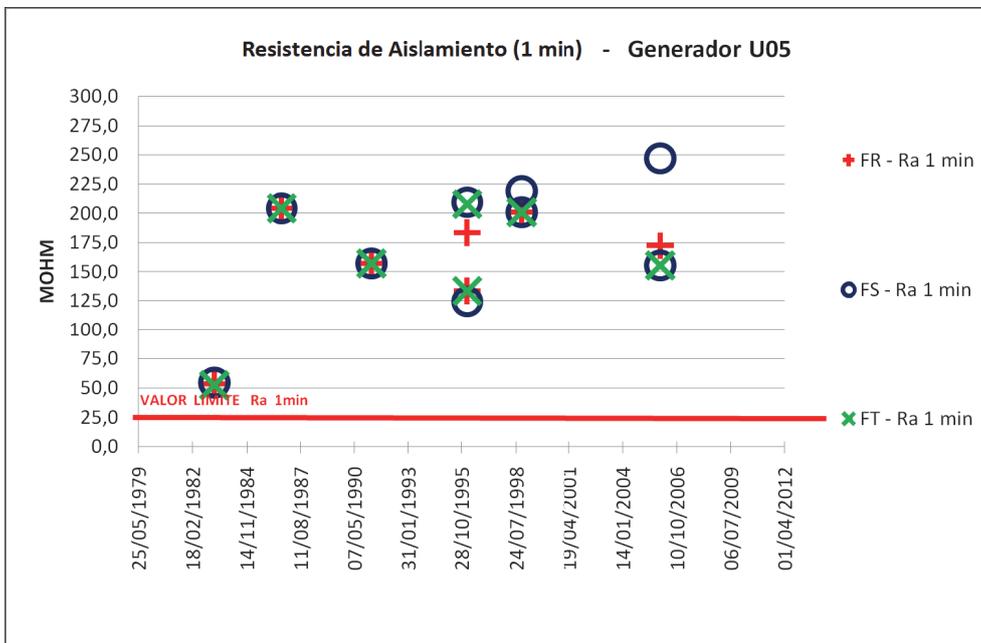
6. A – RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E INDICE DE POLARIZACION

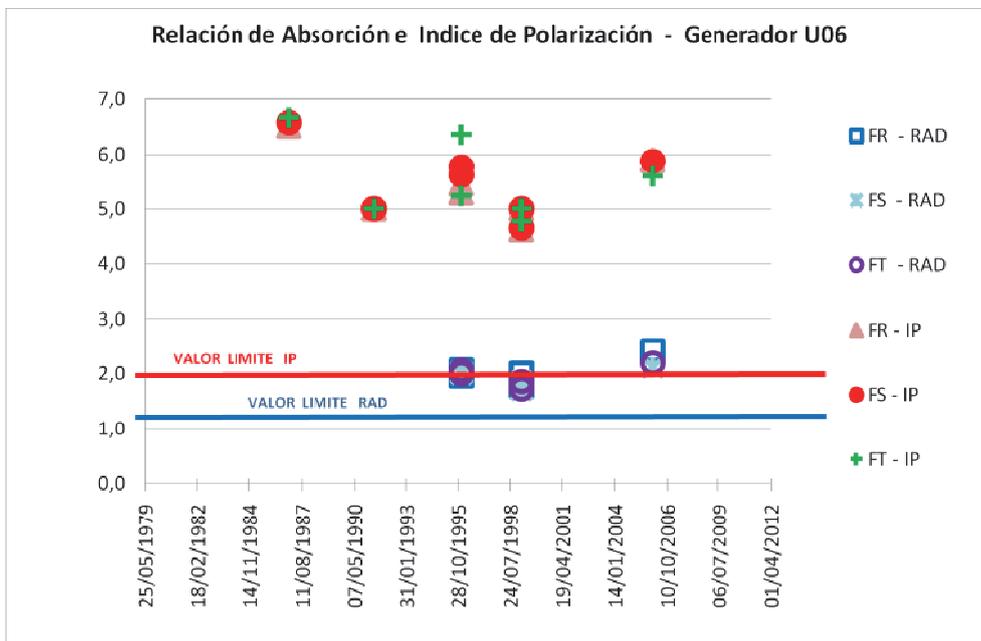
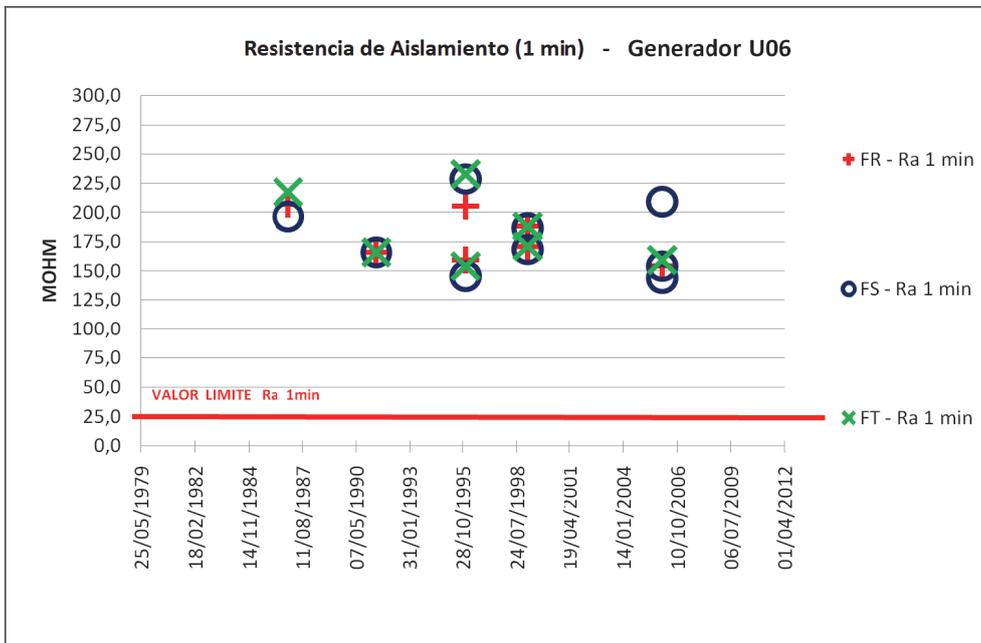


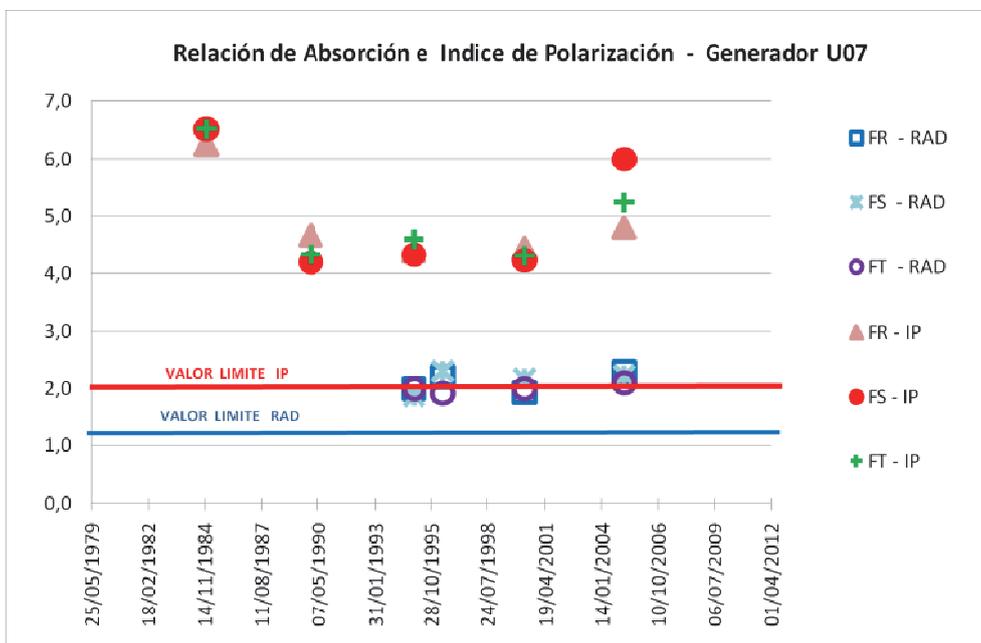
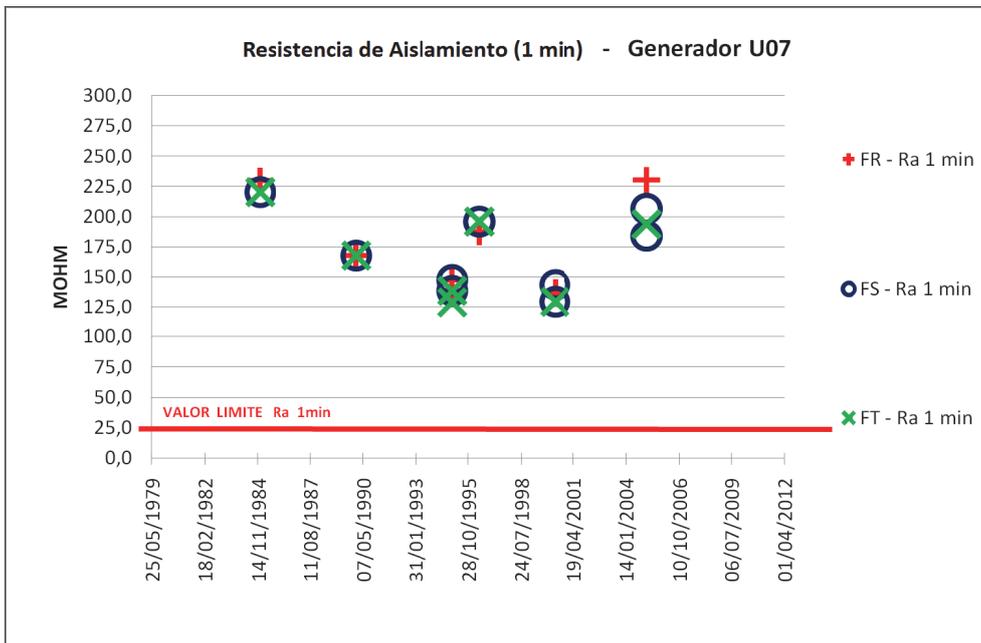


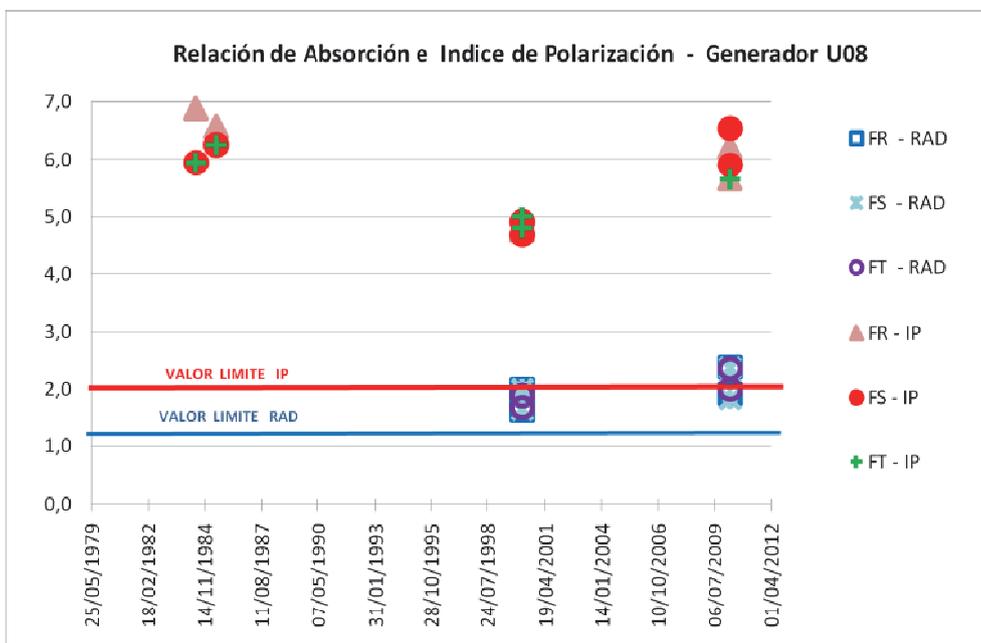
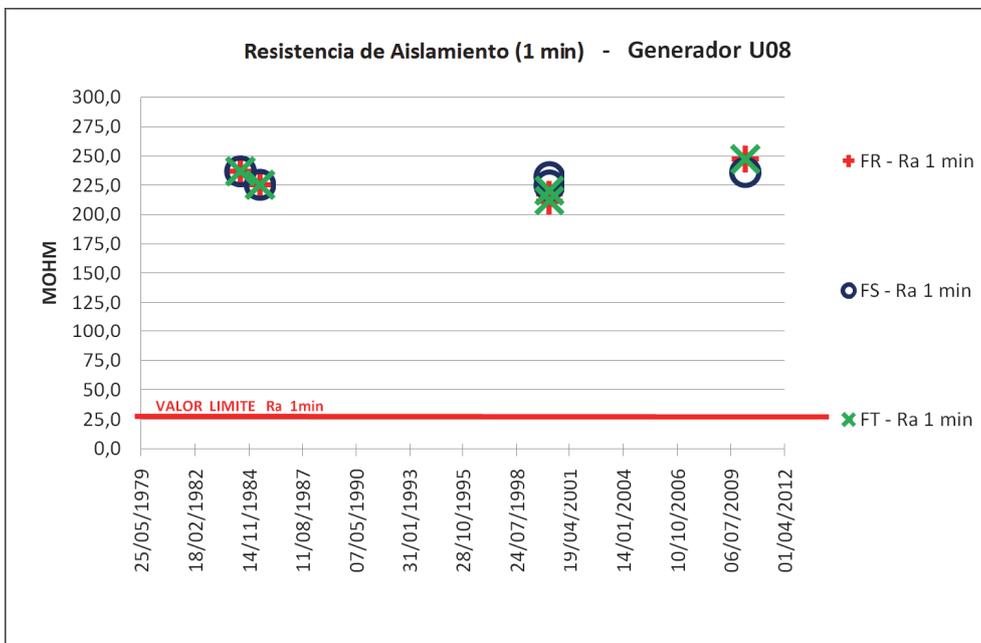


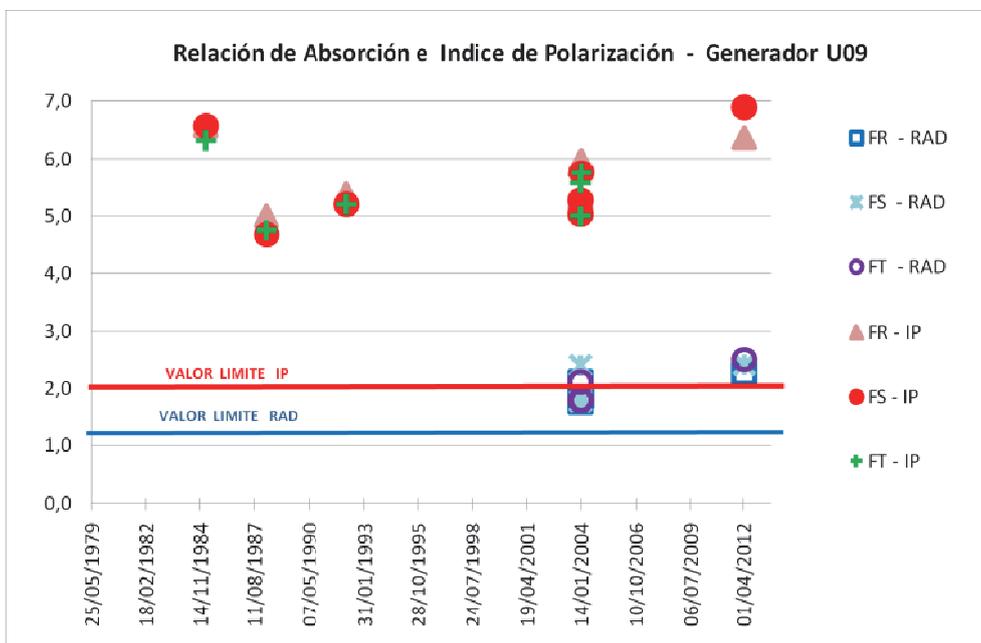
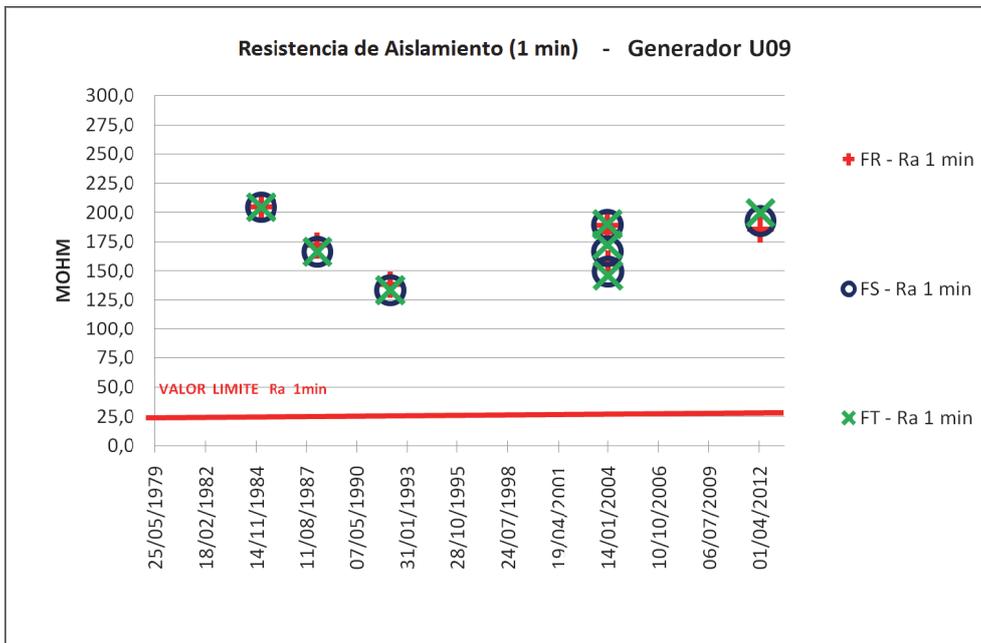


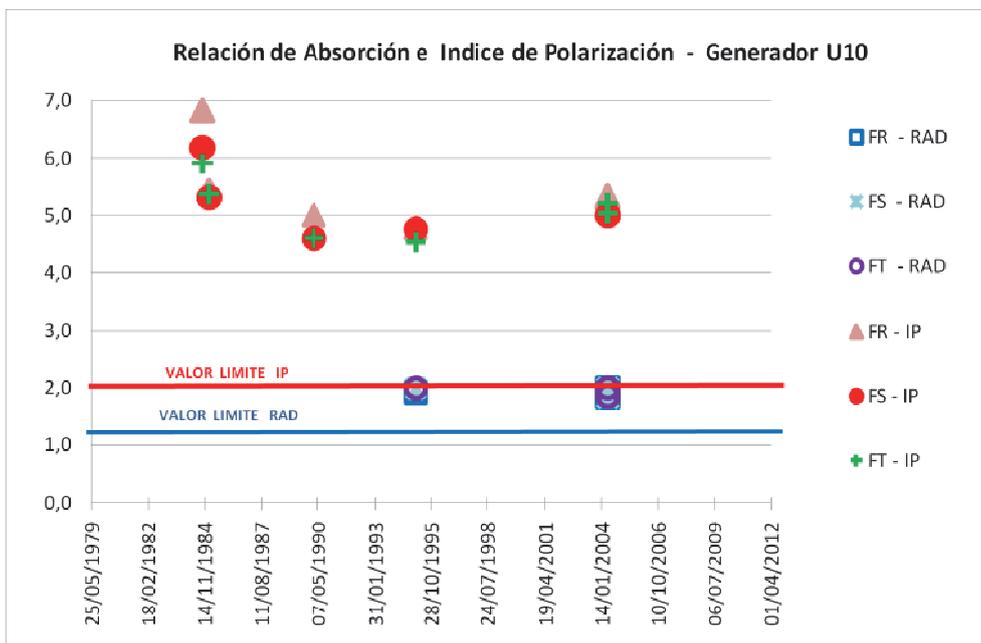
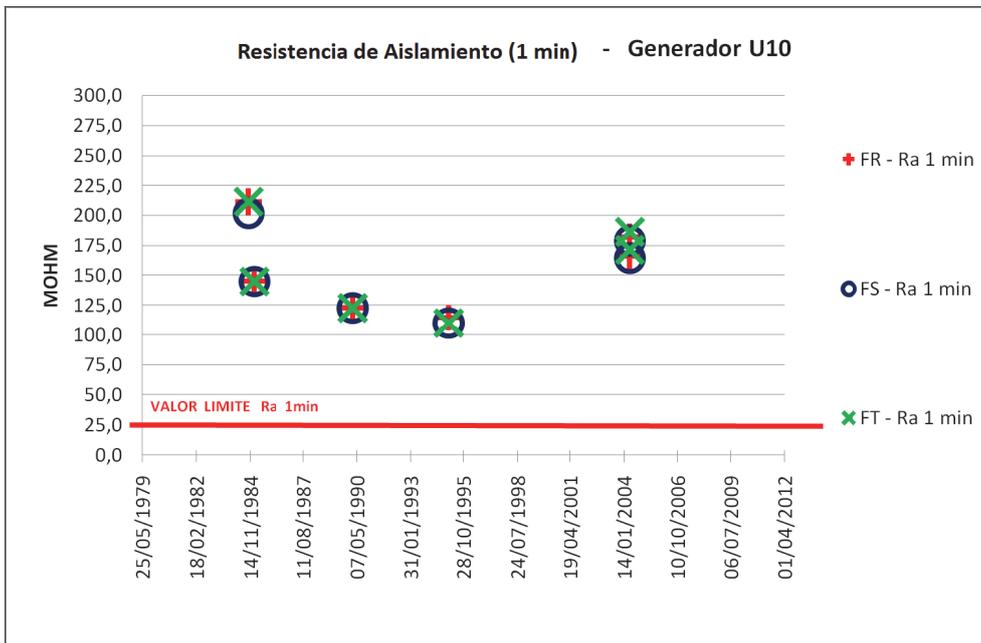


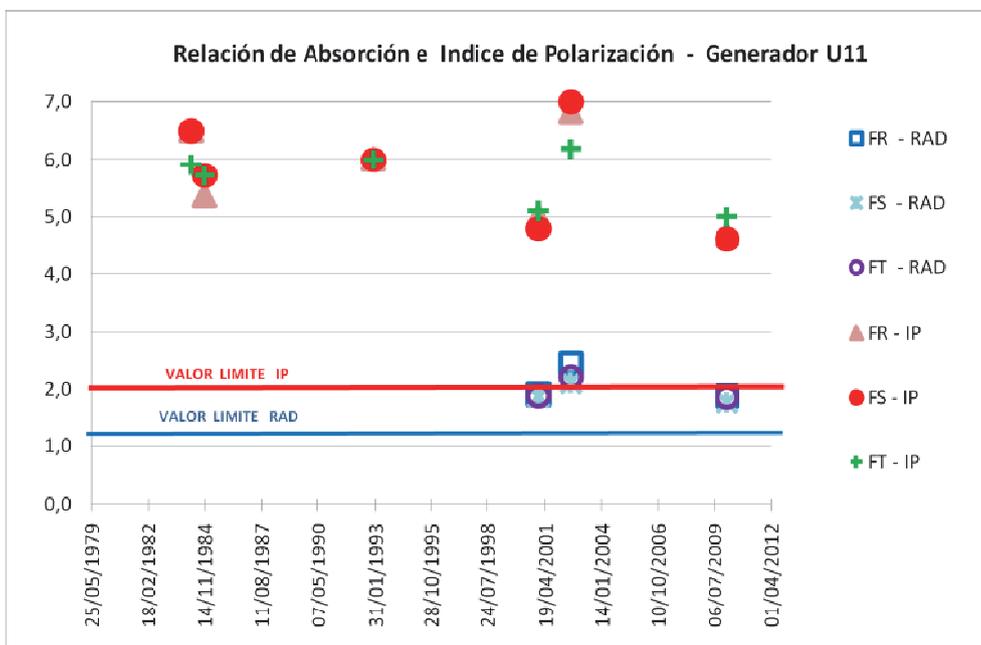
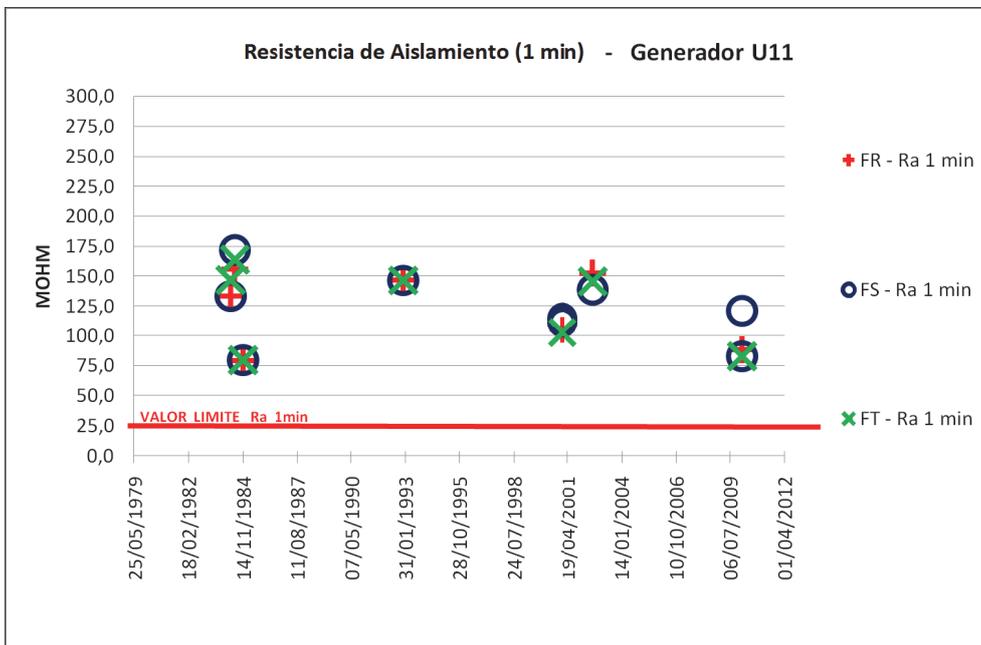


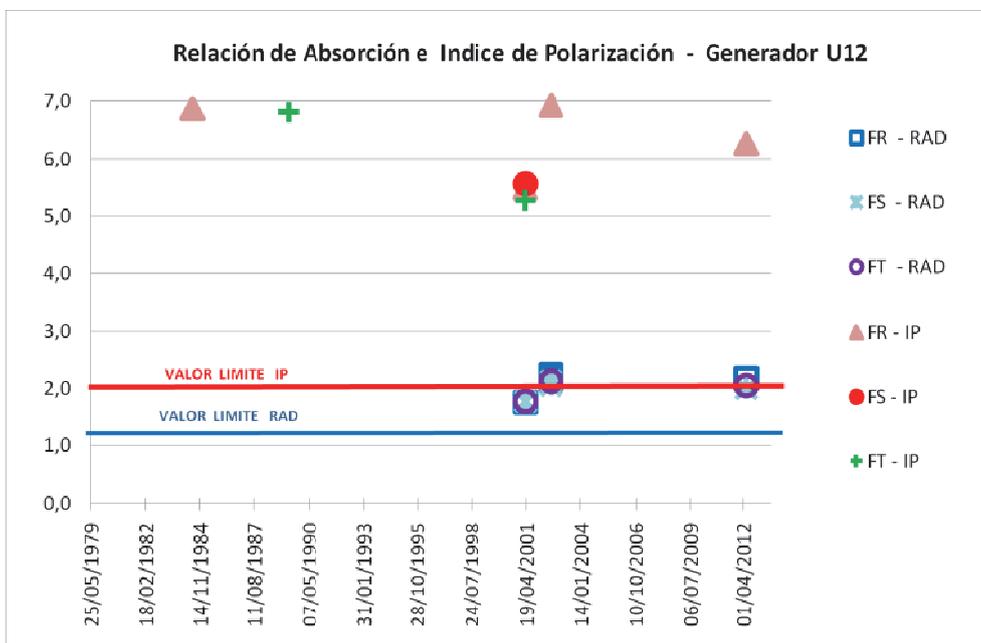
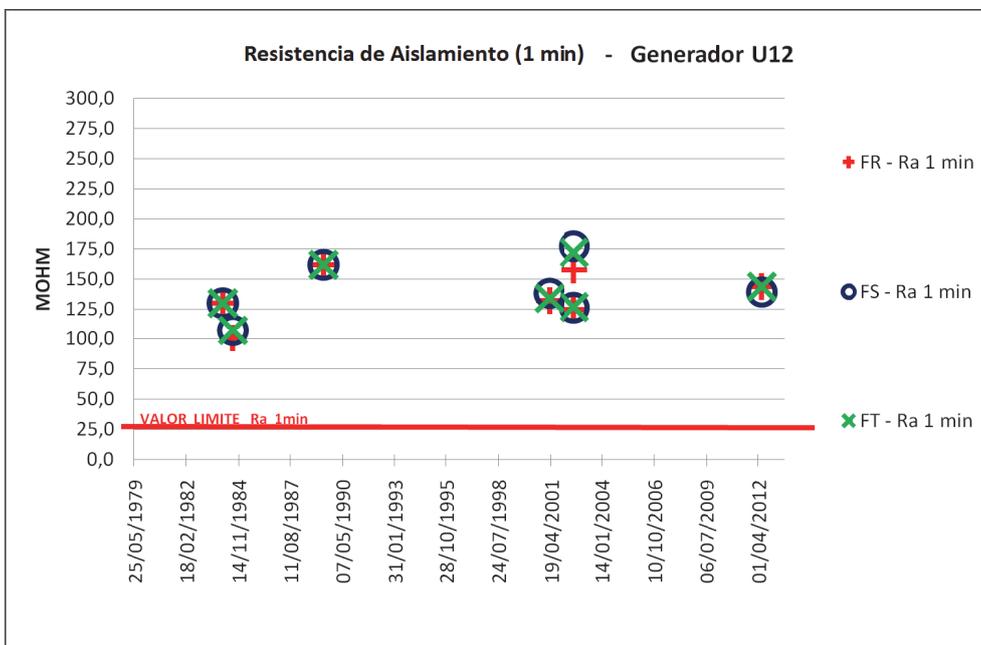


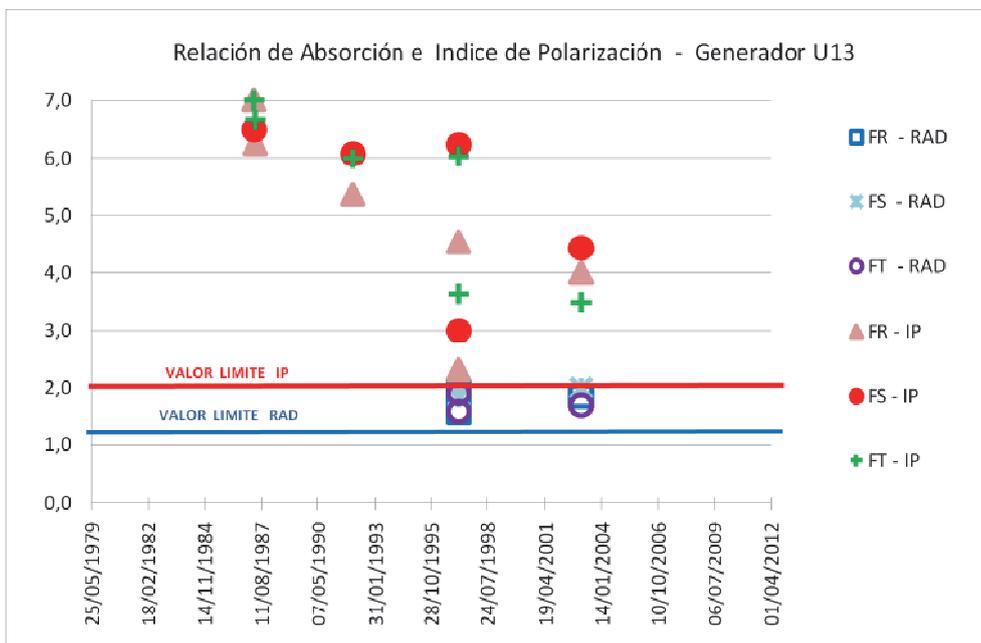
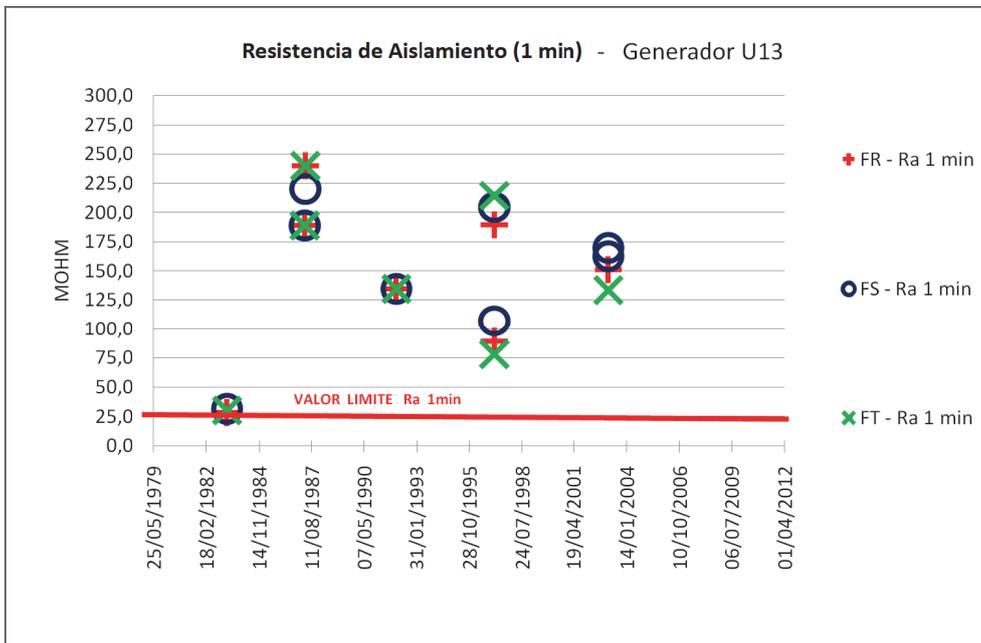


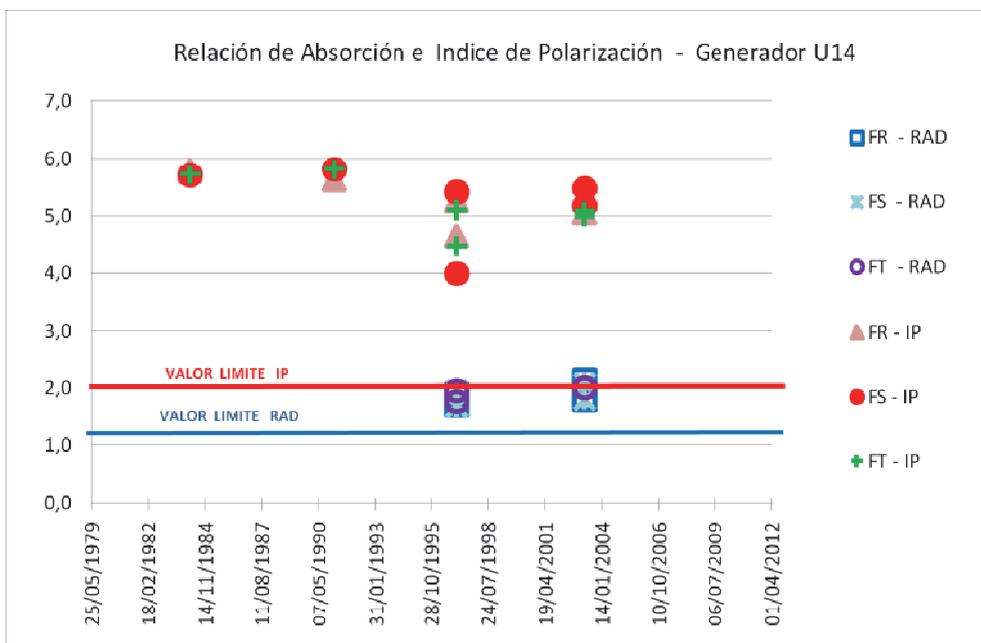
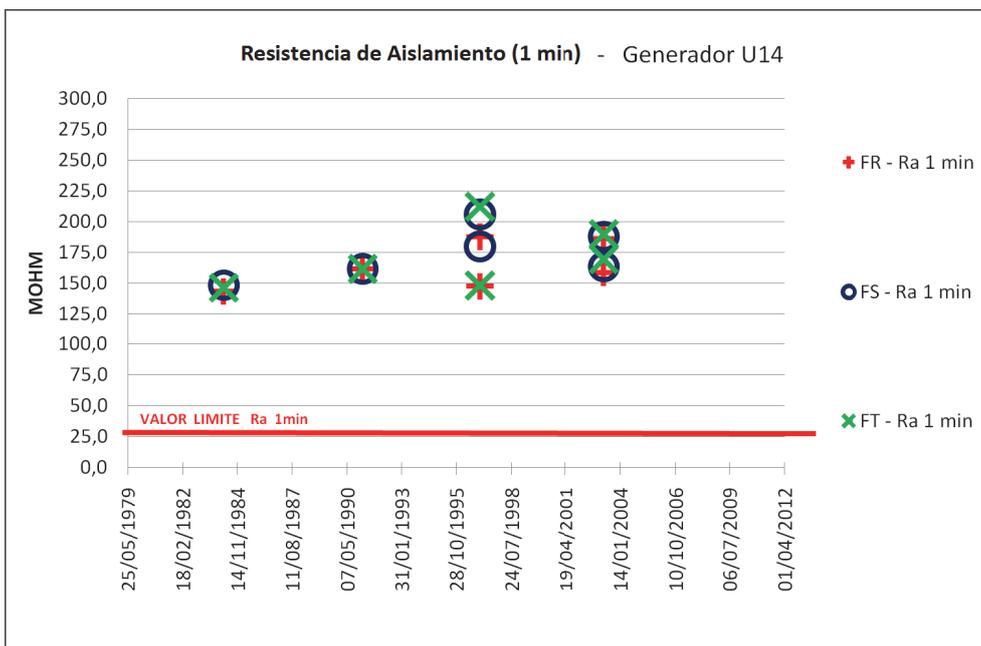




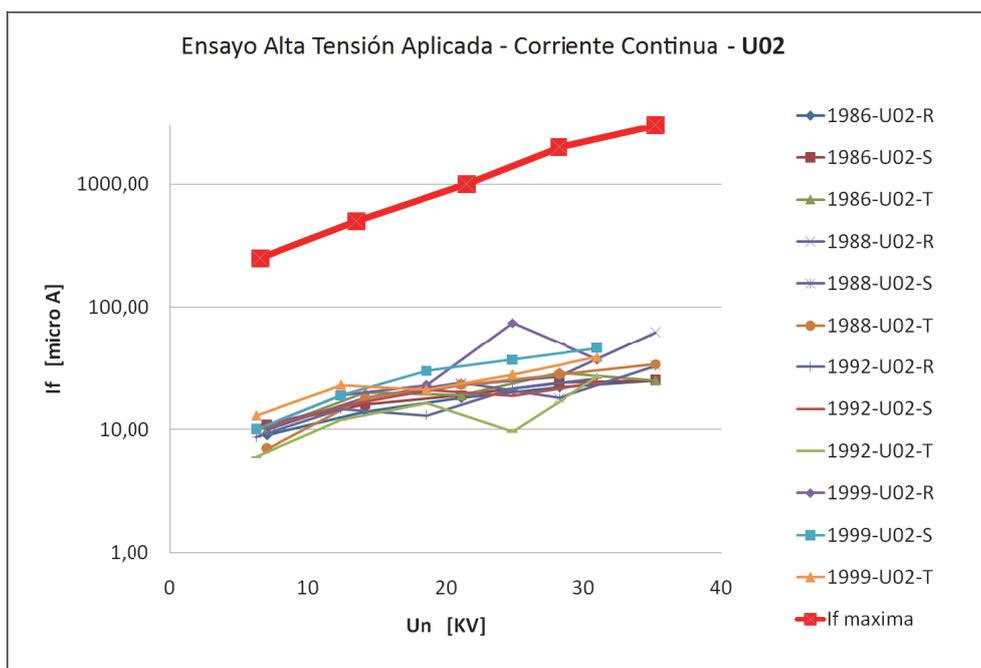
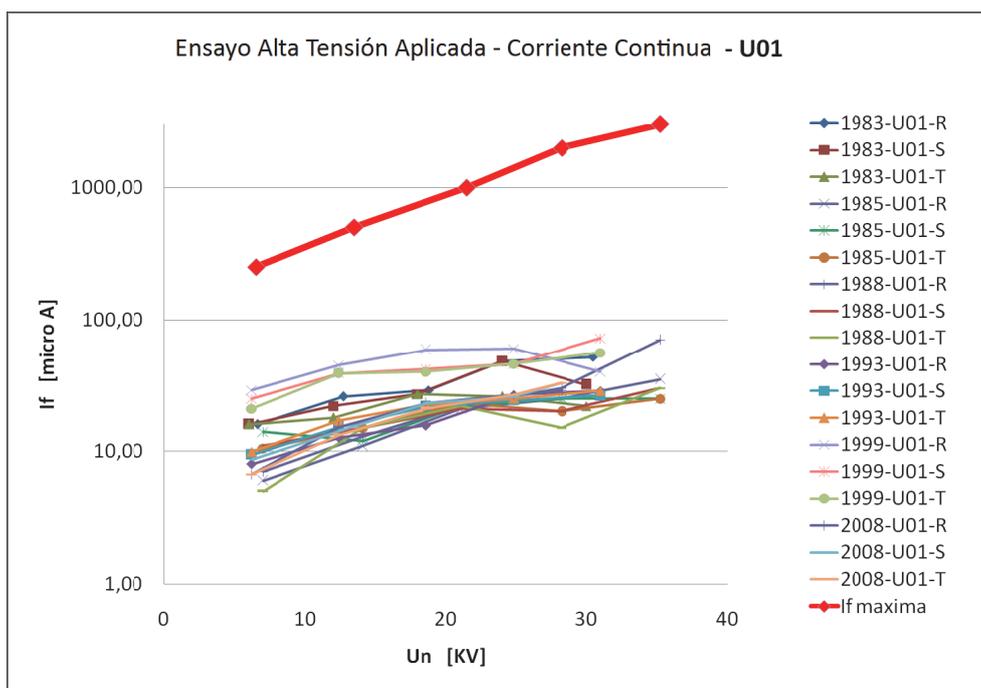


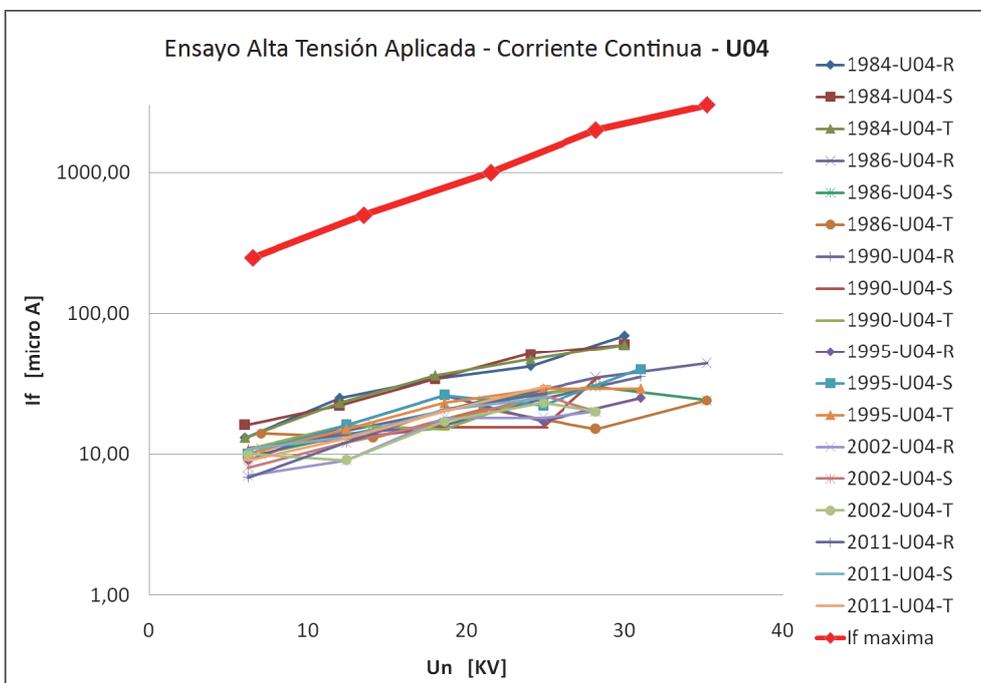
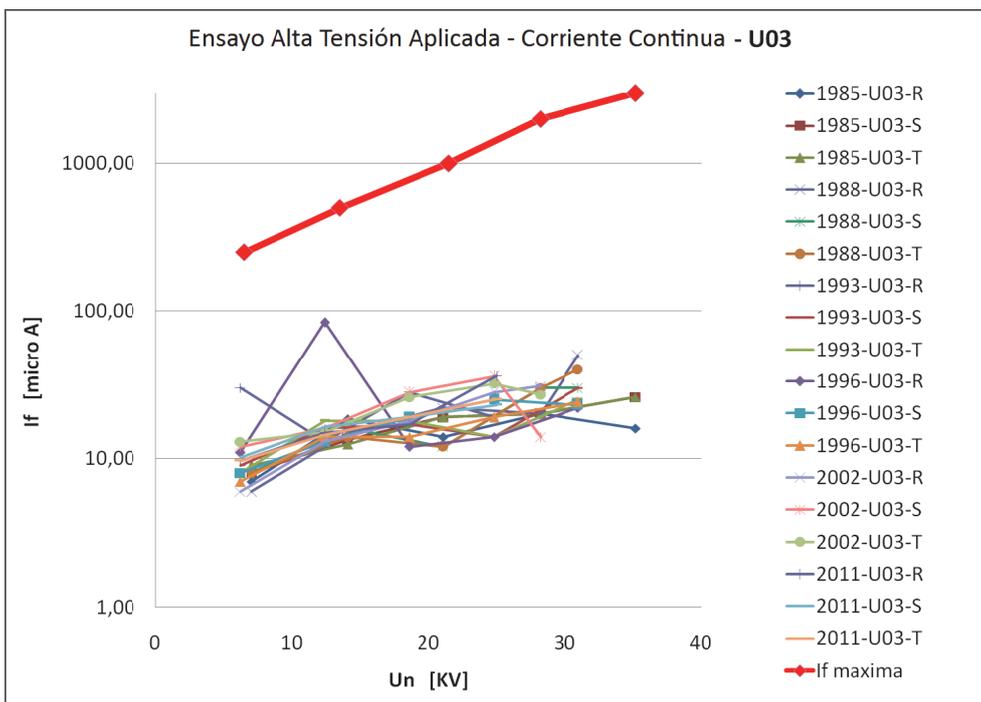


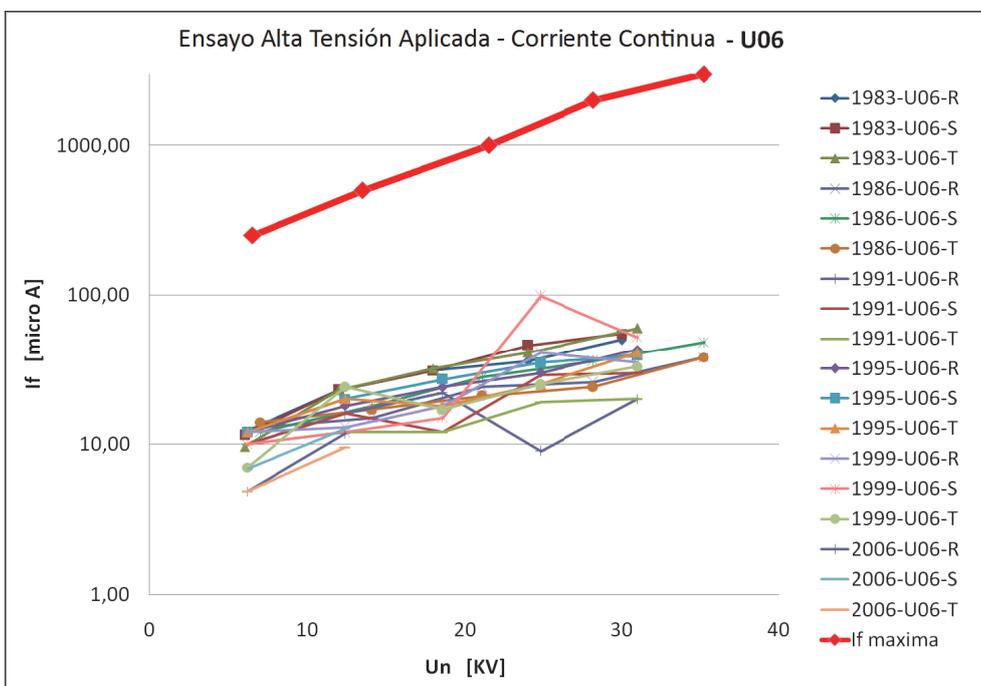
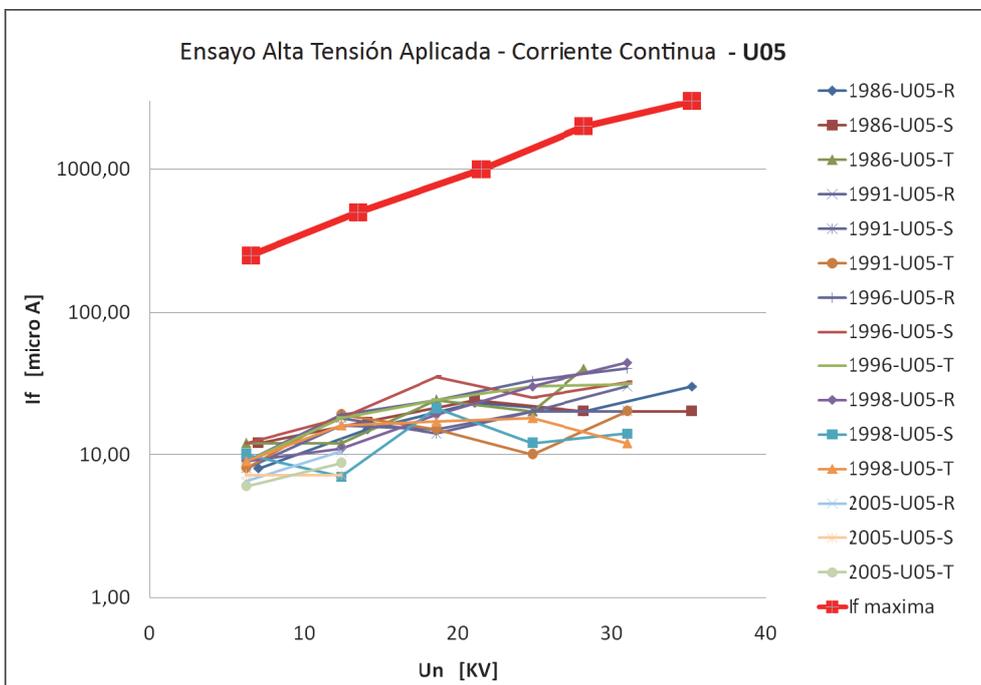


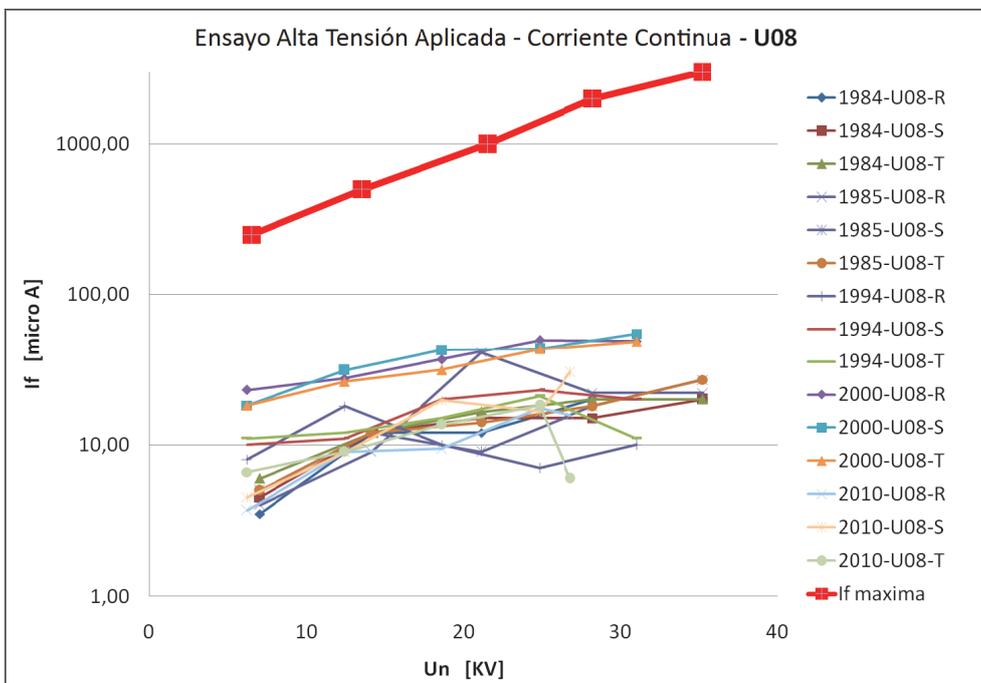
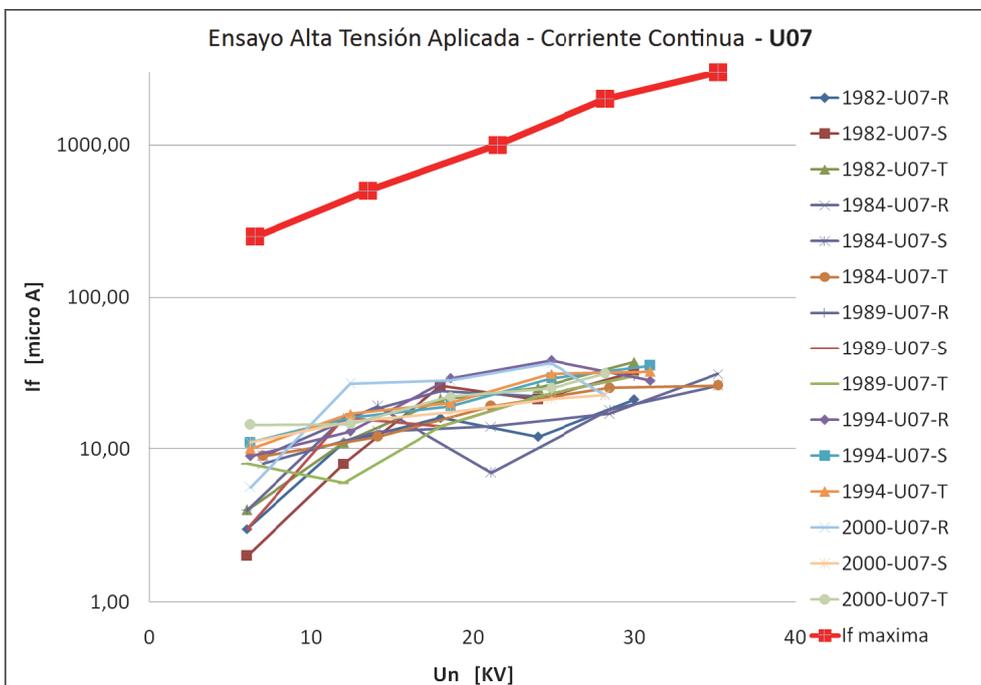


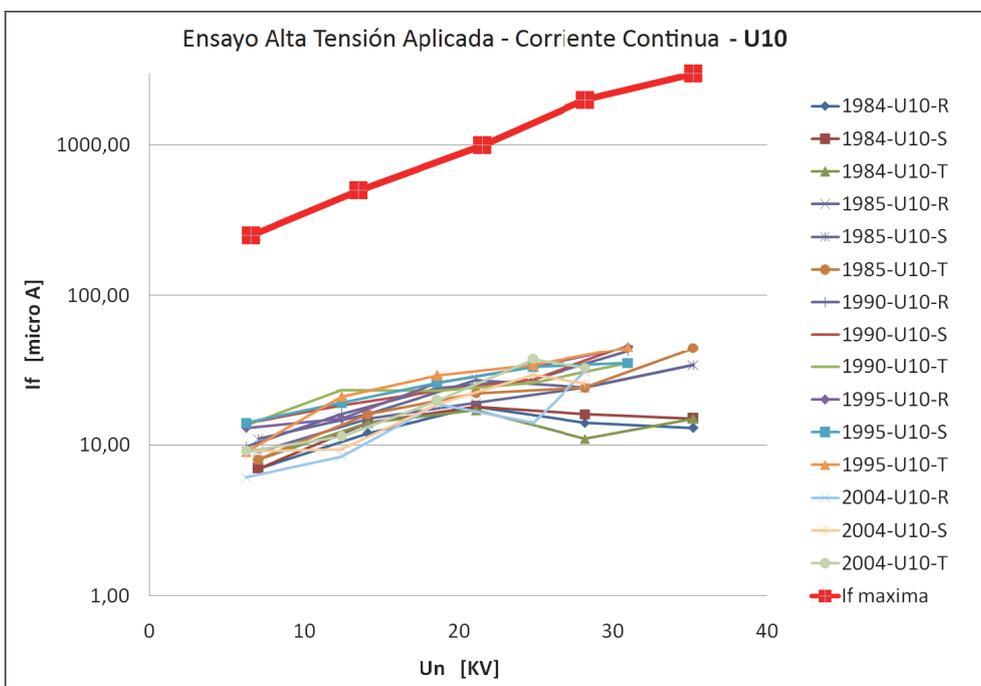
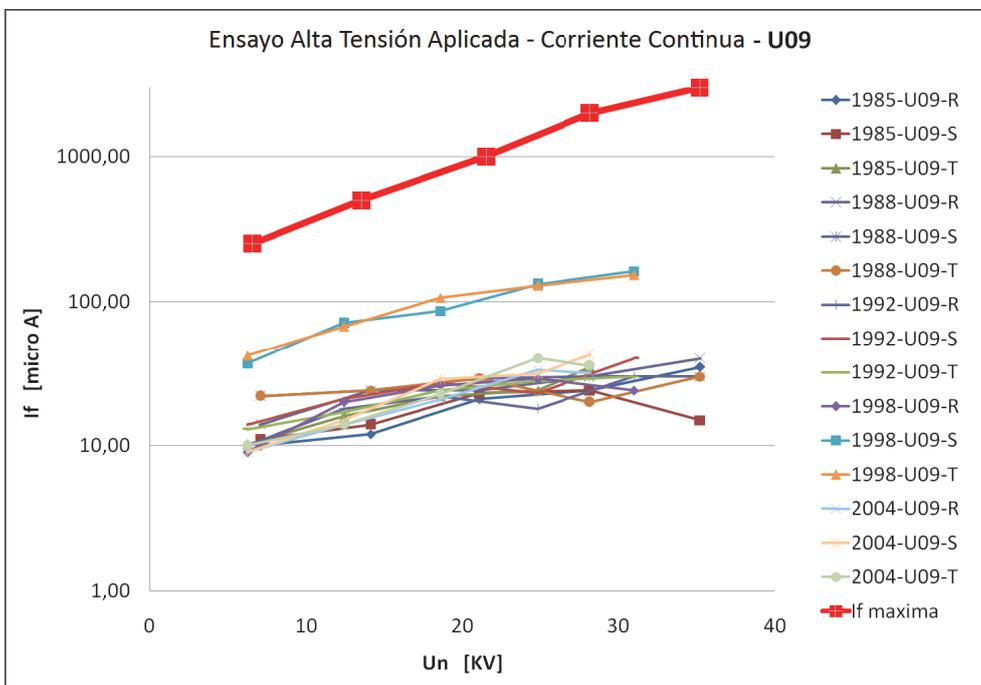
6. B – Ensayo Alta Tensión Aplicada – Corriente Continua

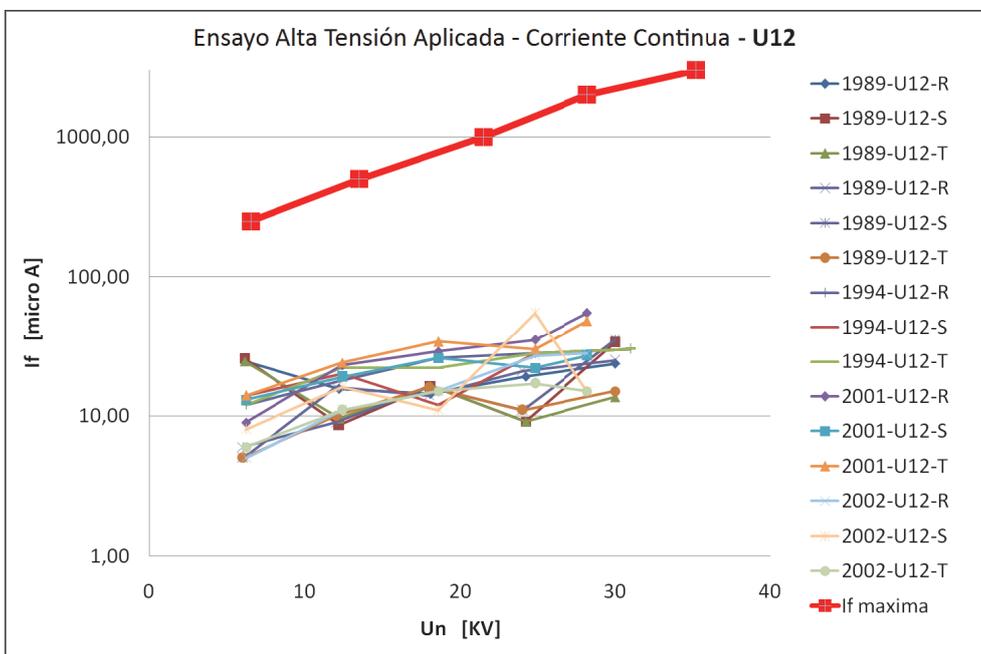
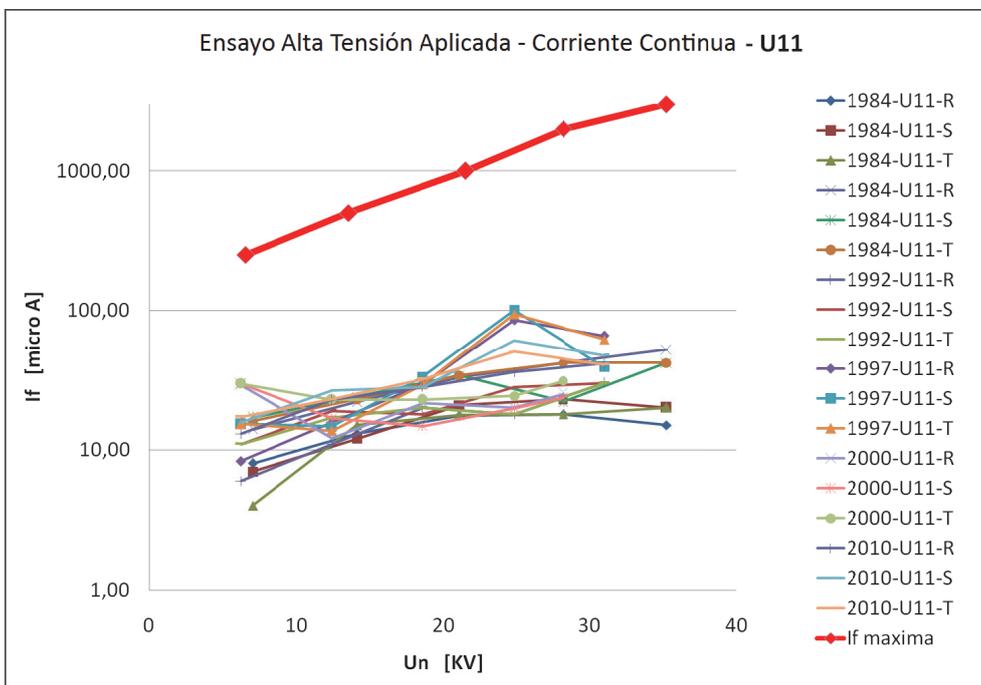


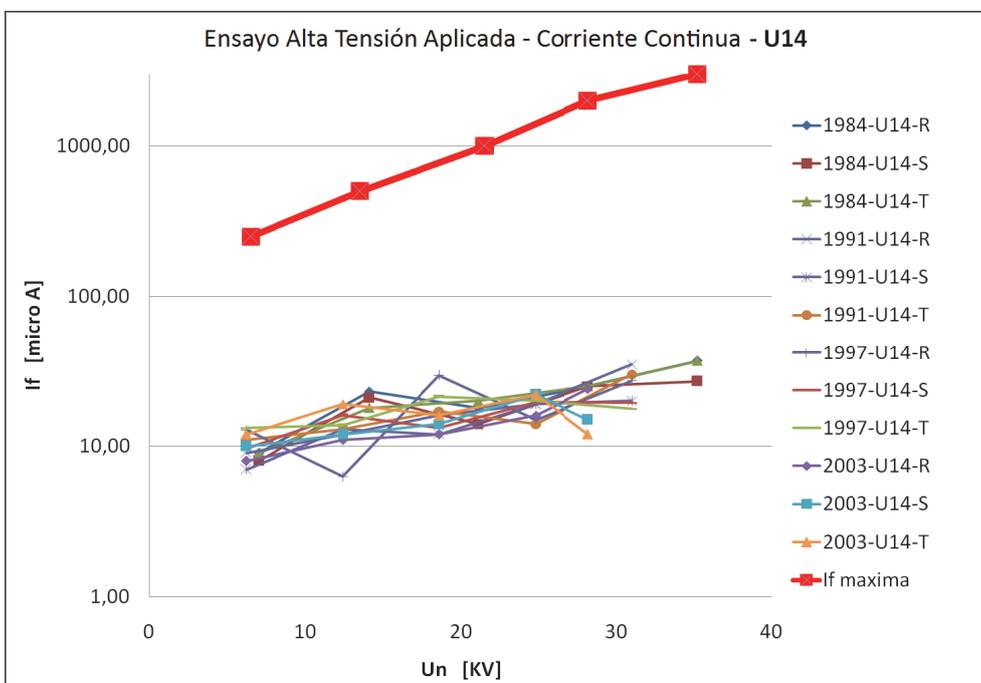
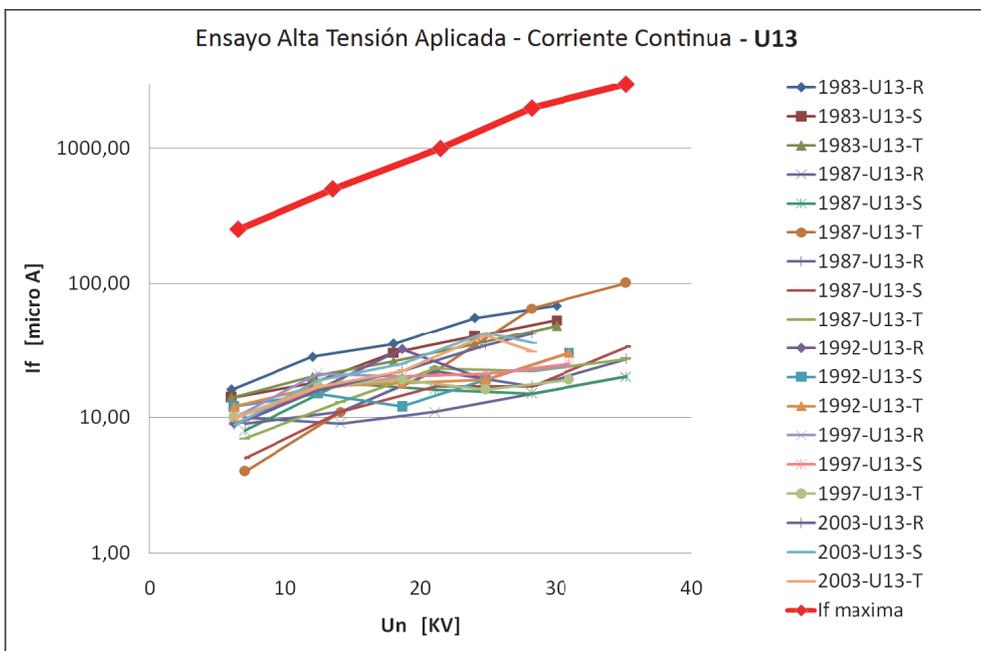




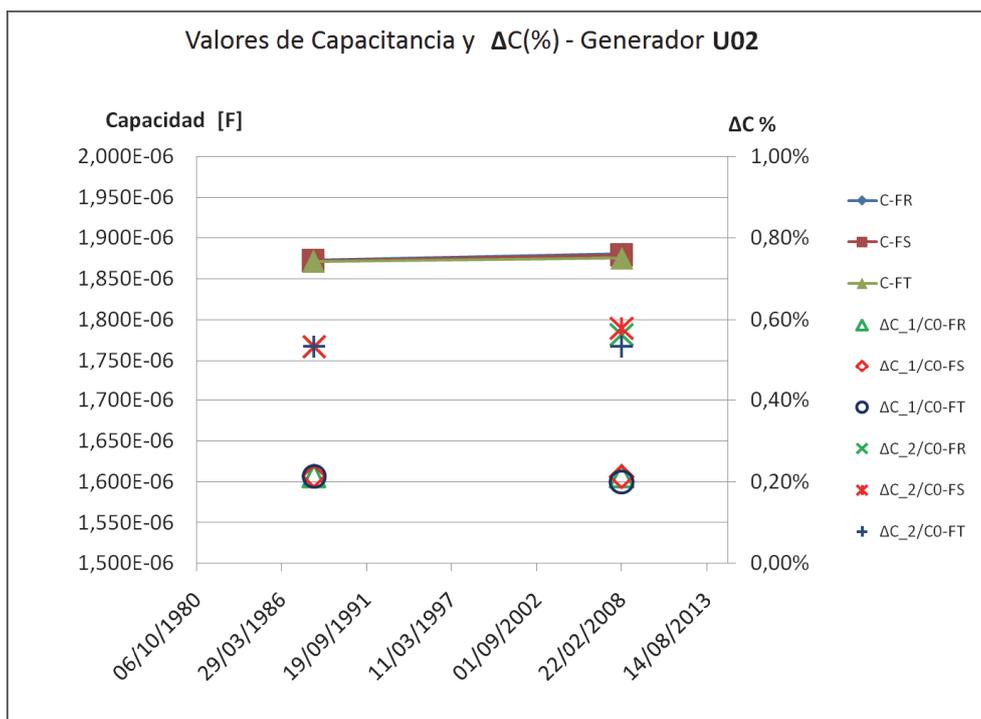
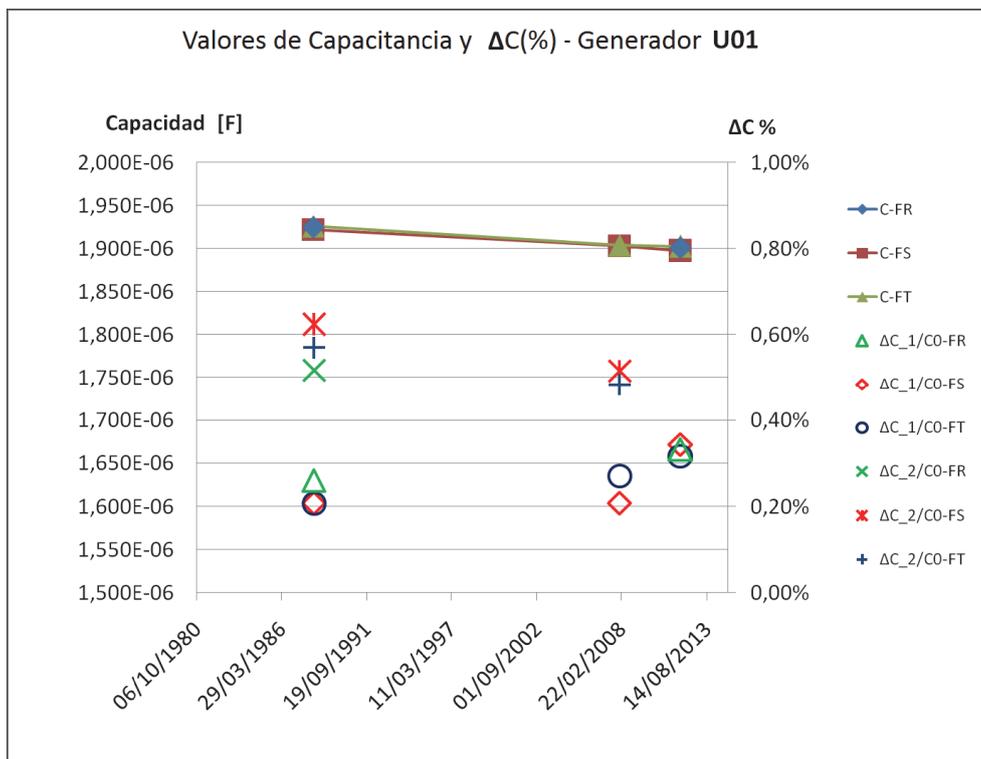


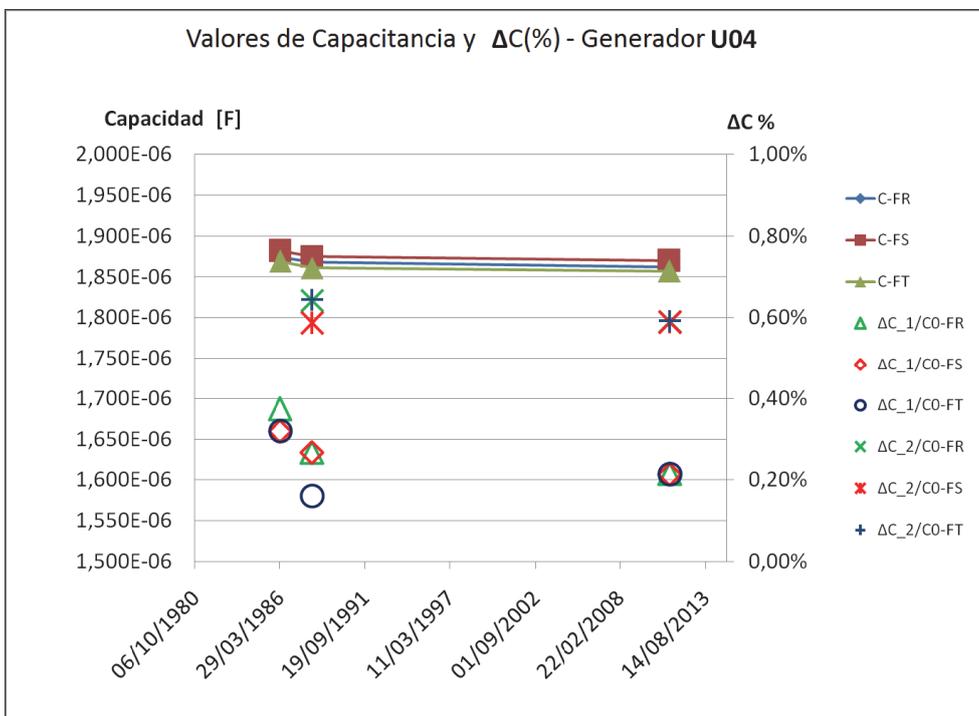
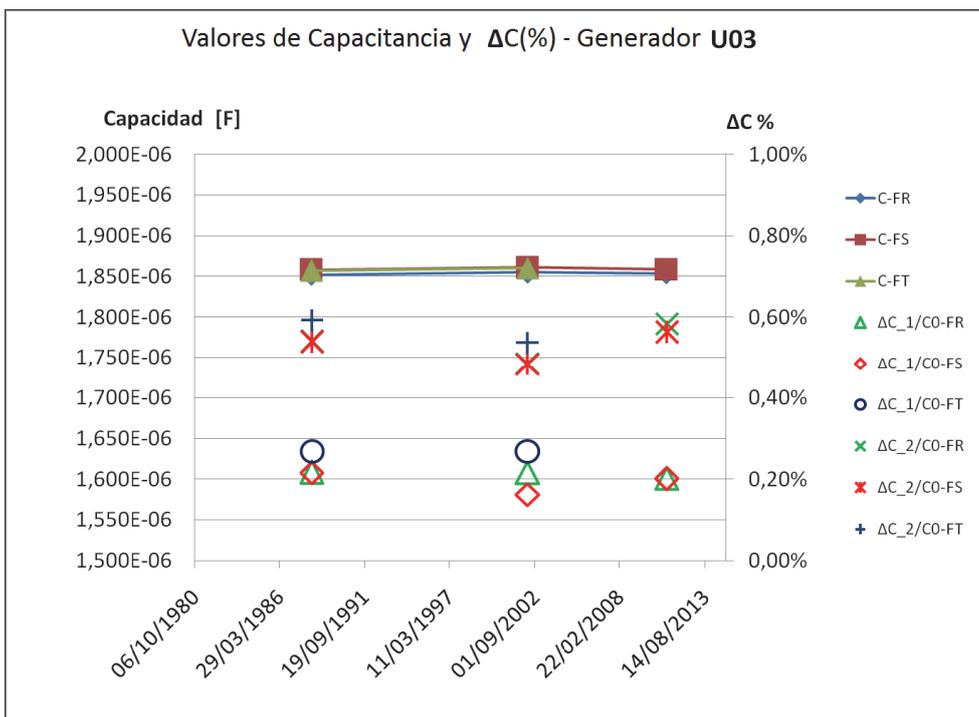


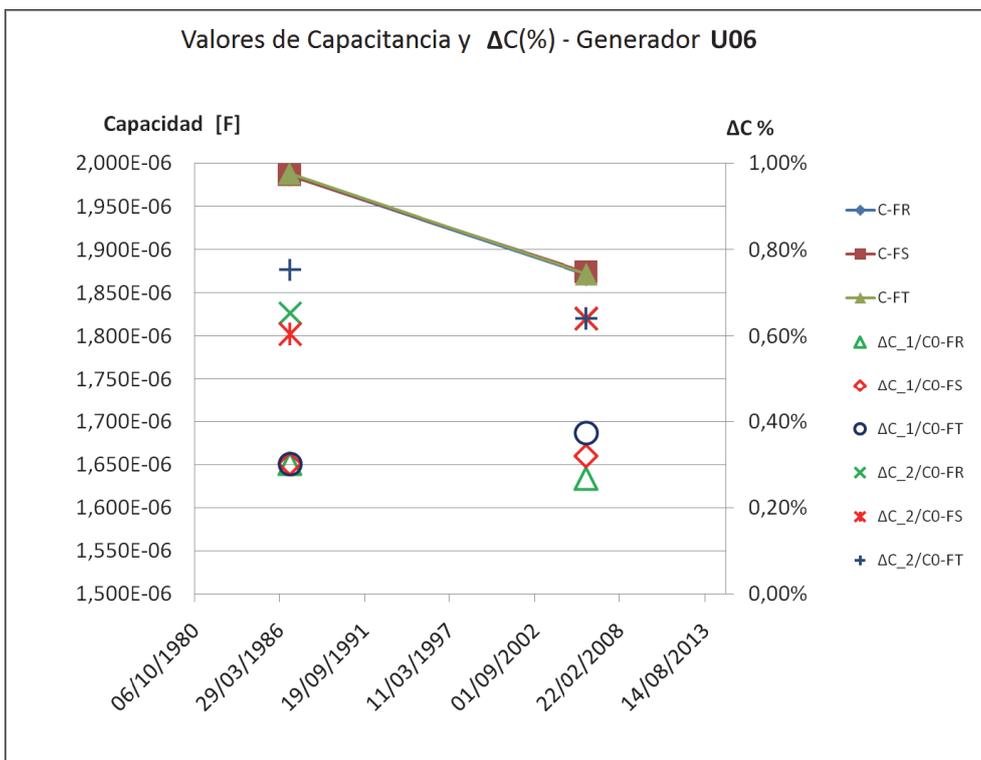
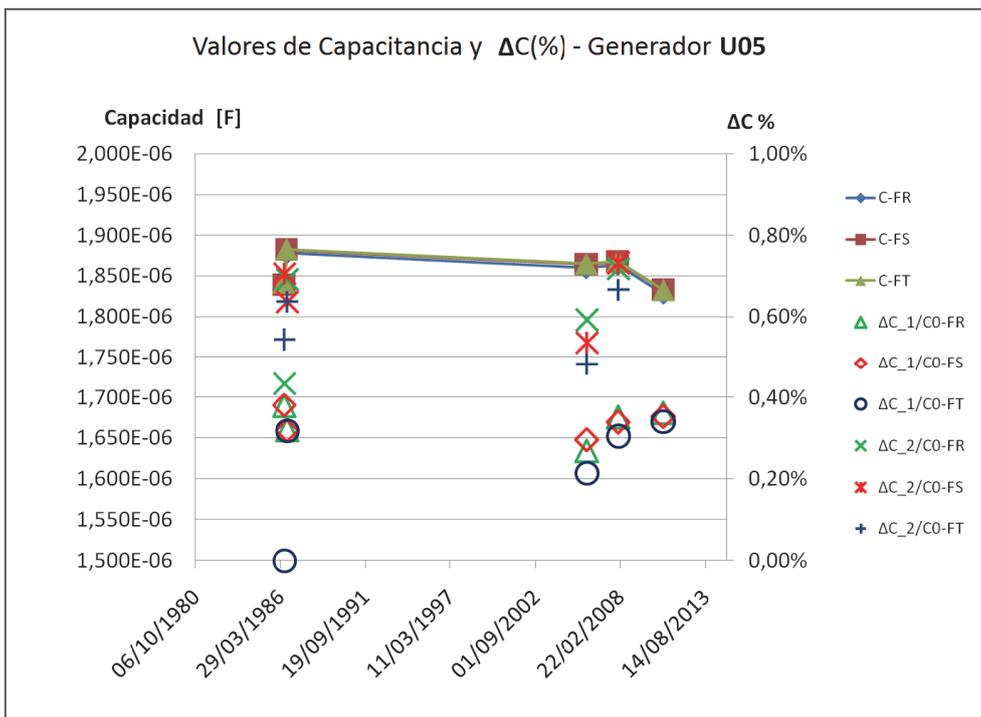


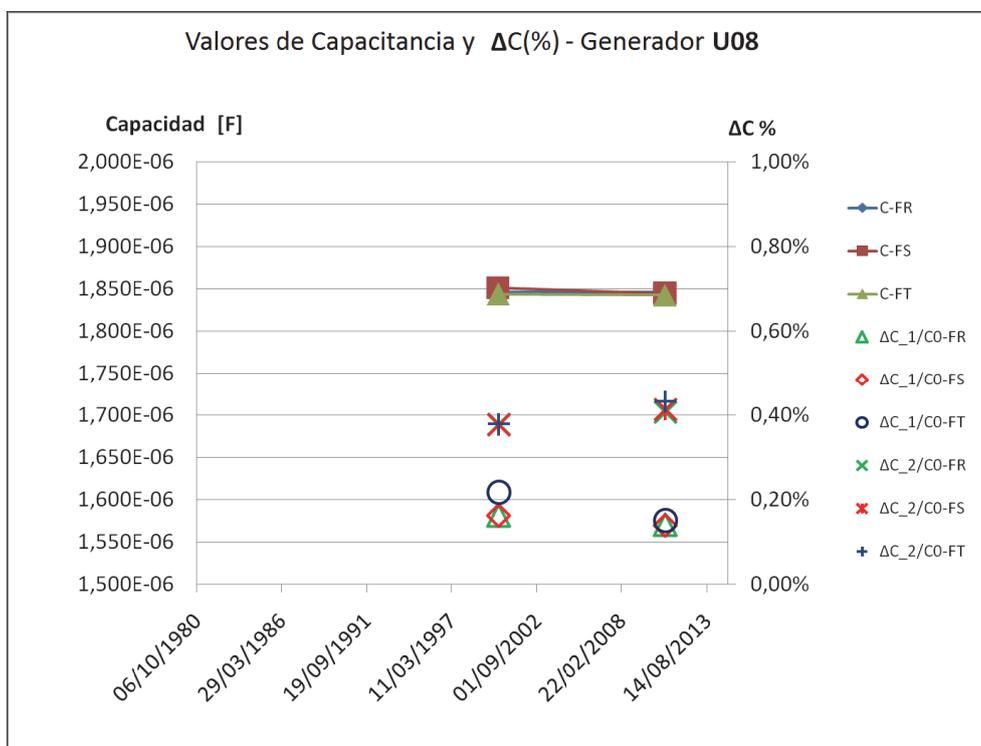
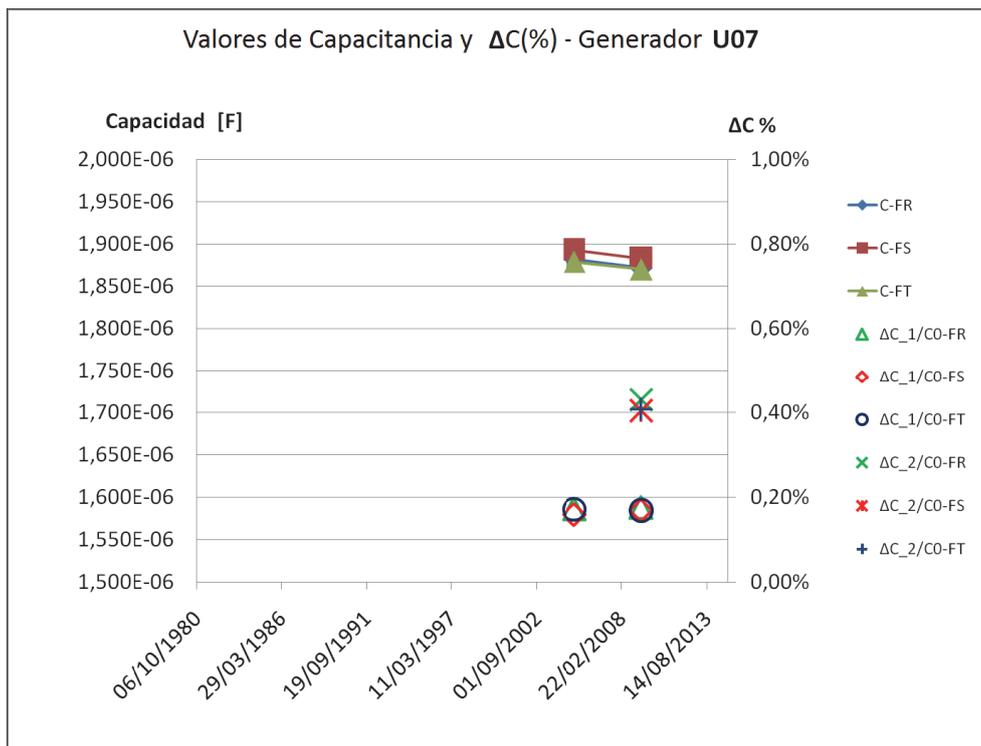


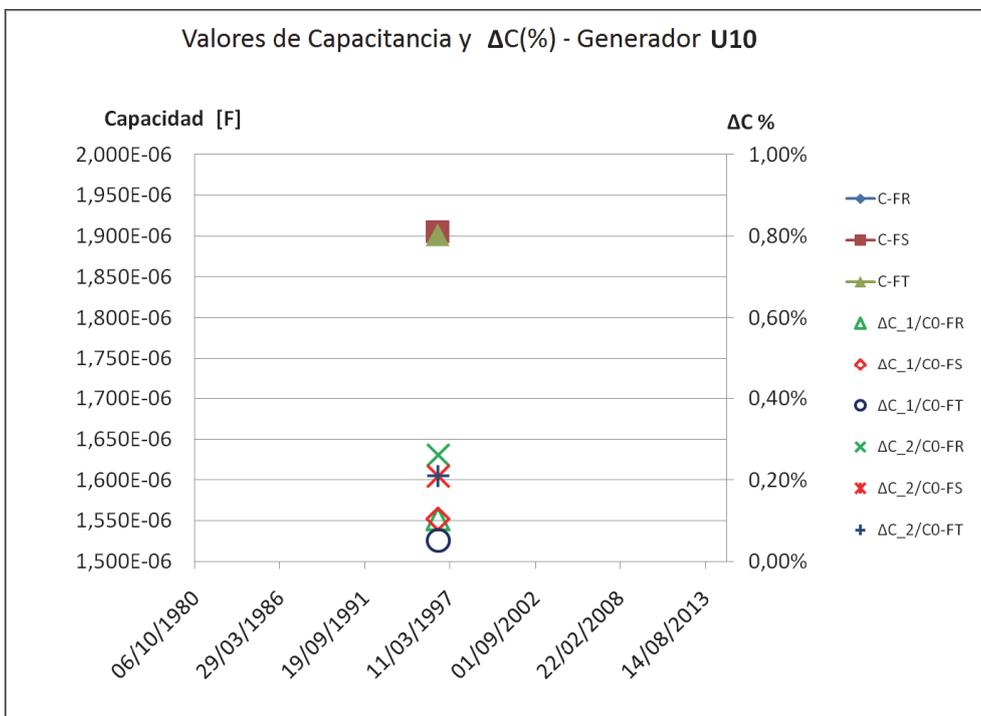
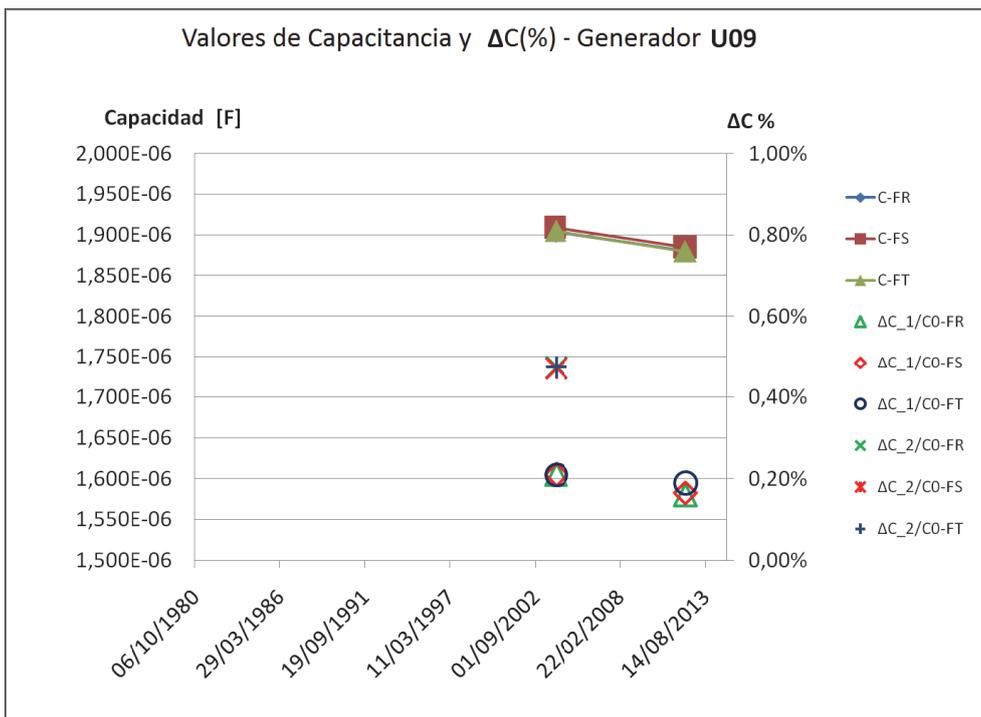
6. C – Medición de Capacitancia en Generadores de Salto Grande

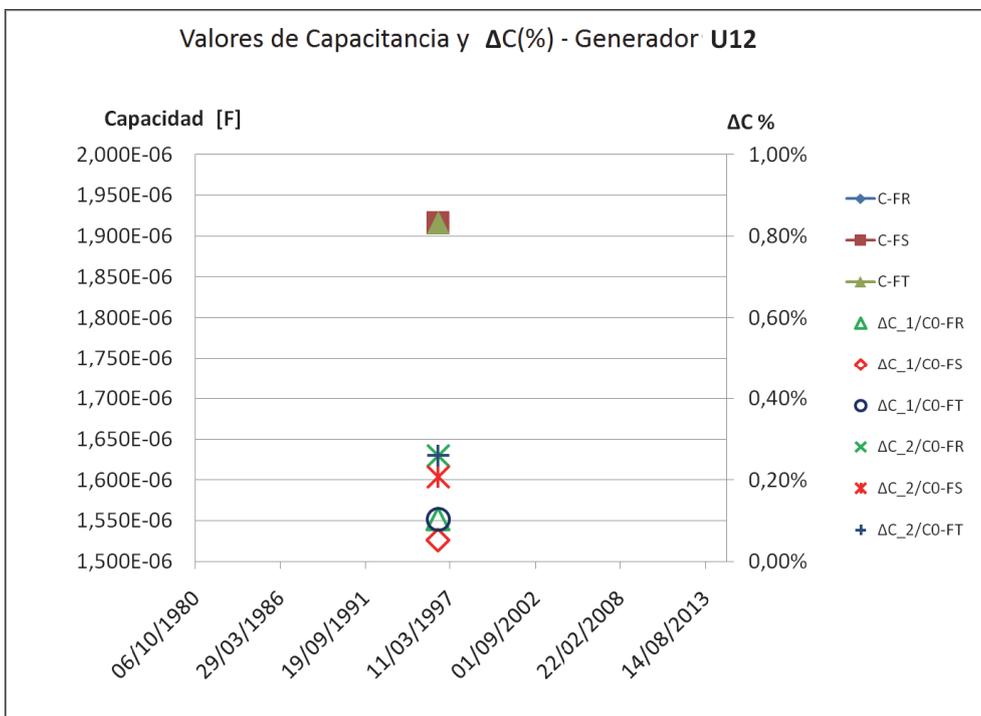
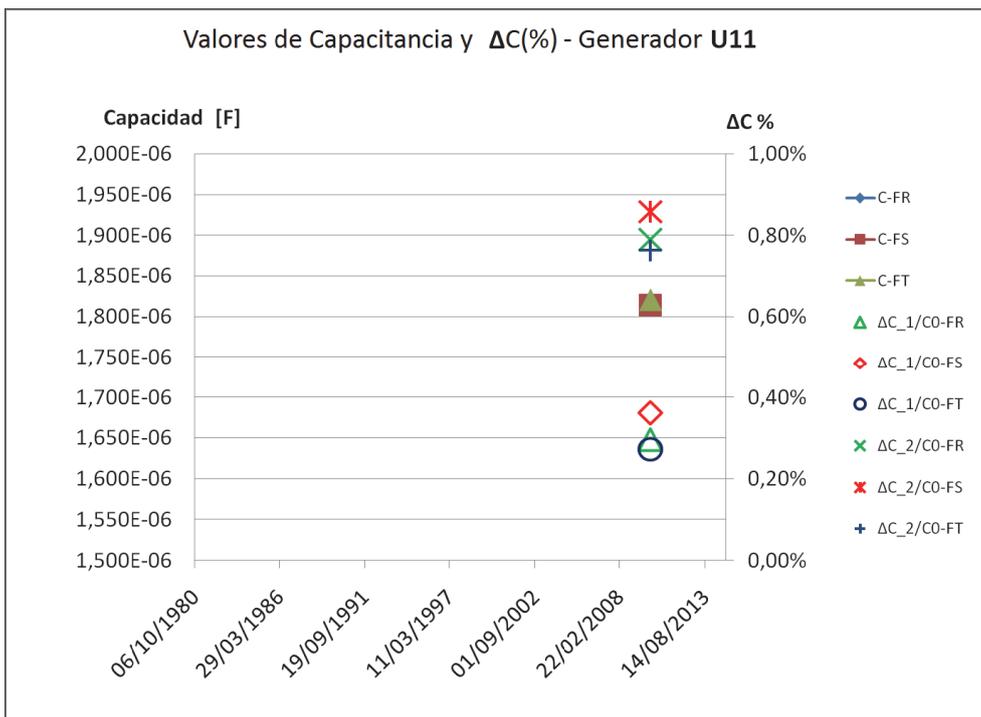


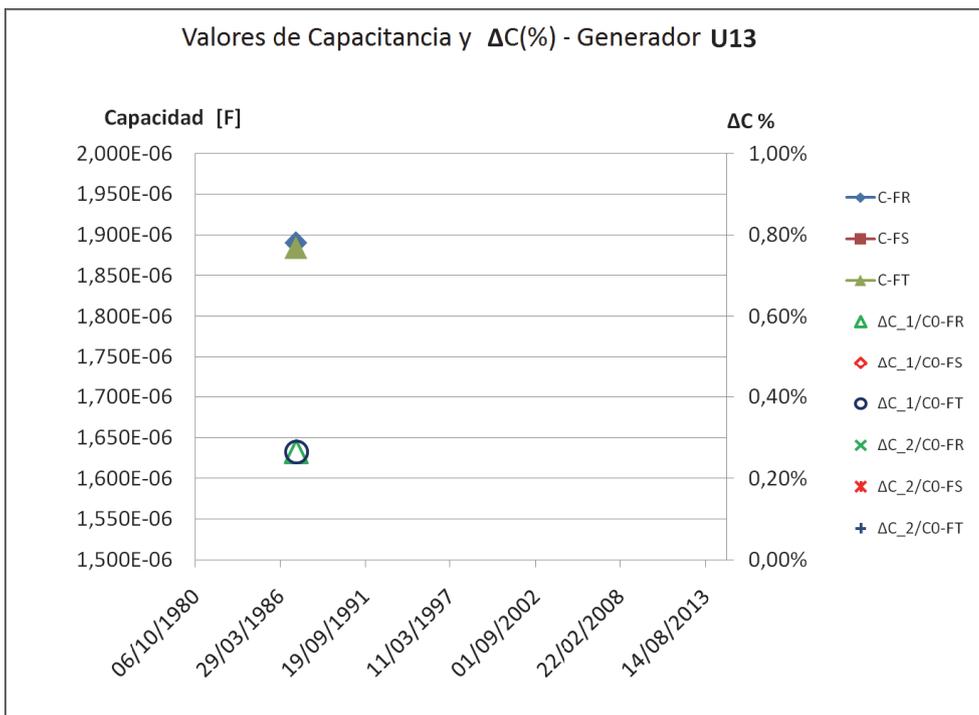




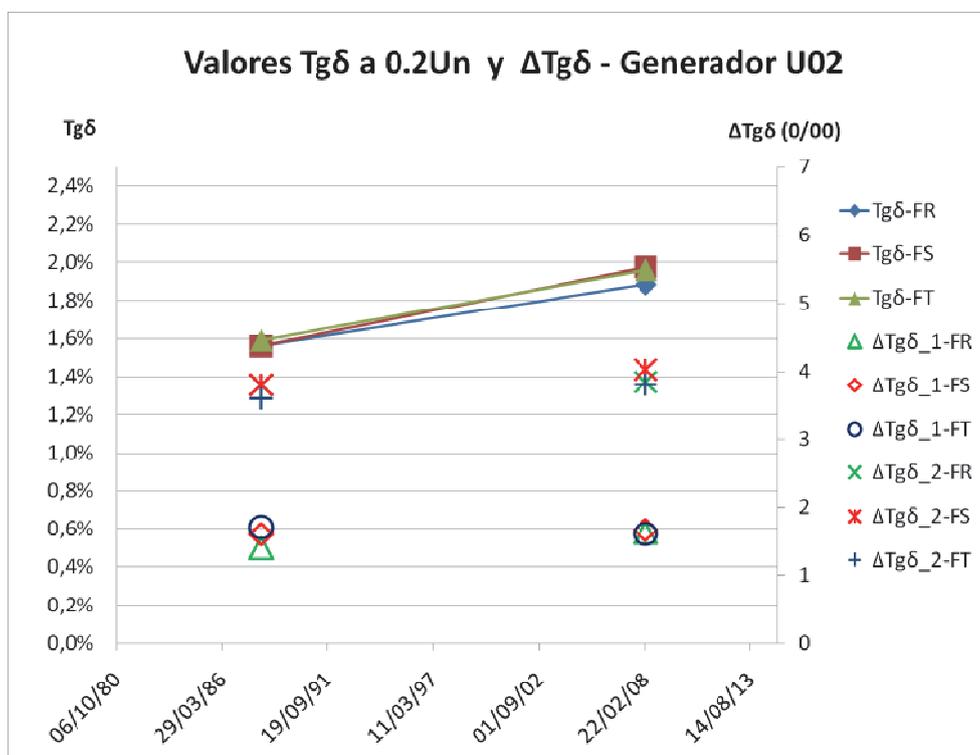
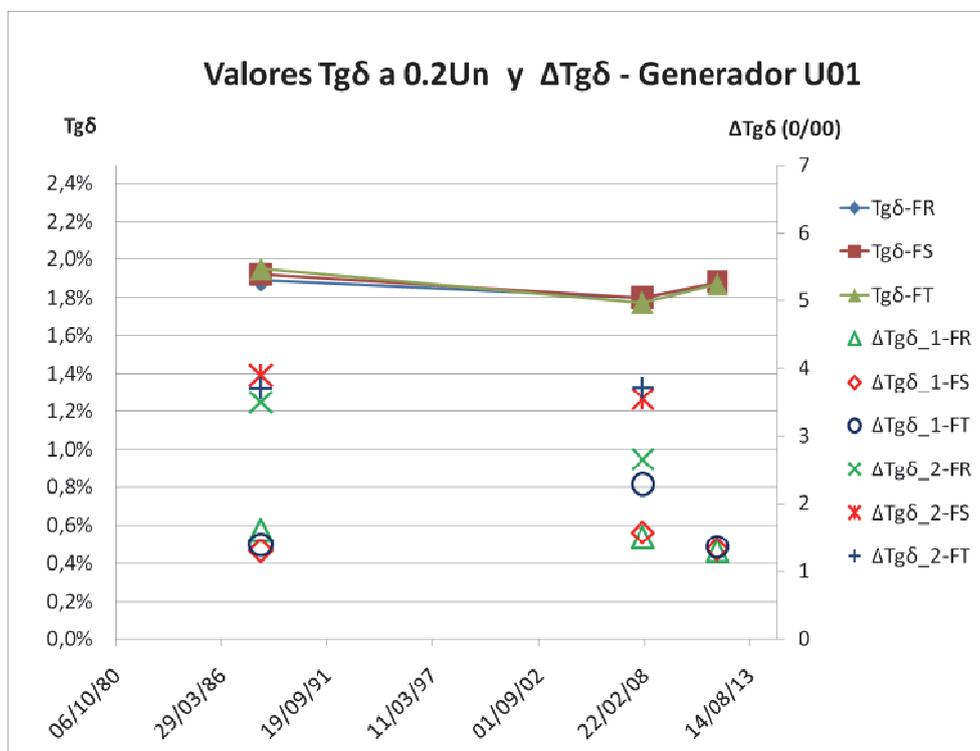


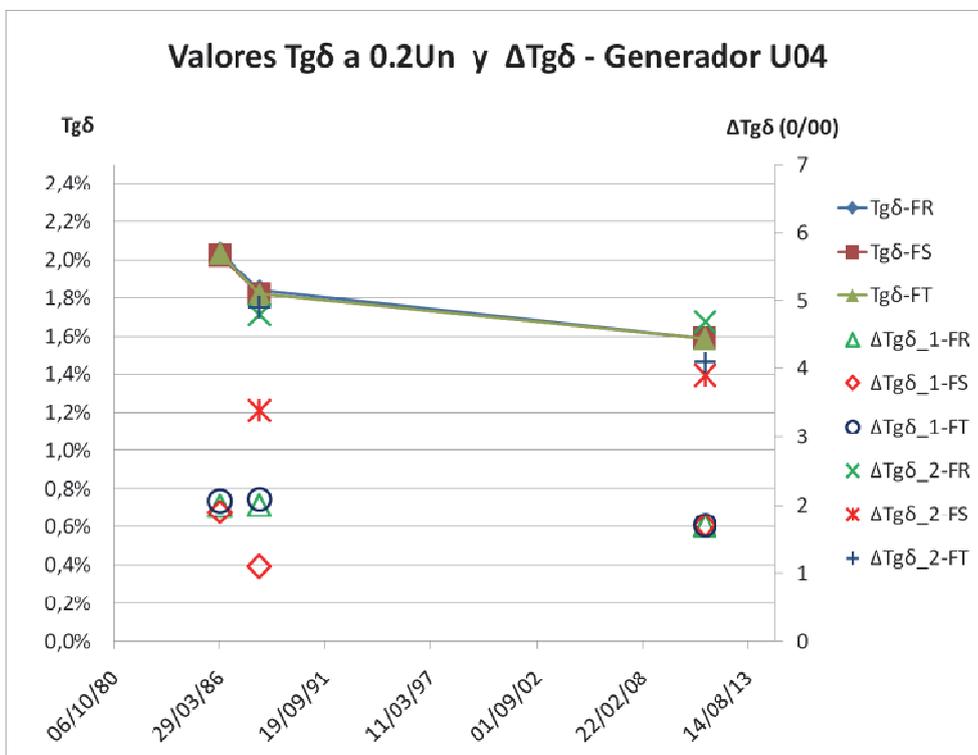
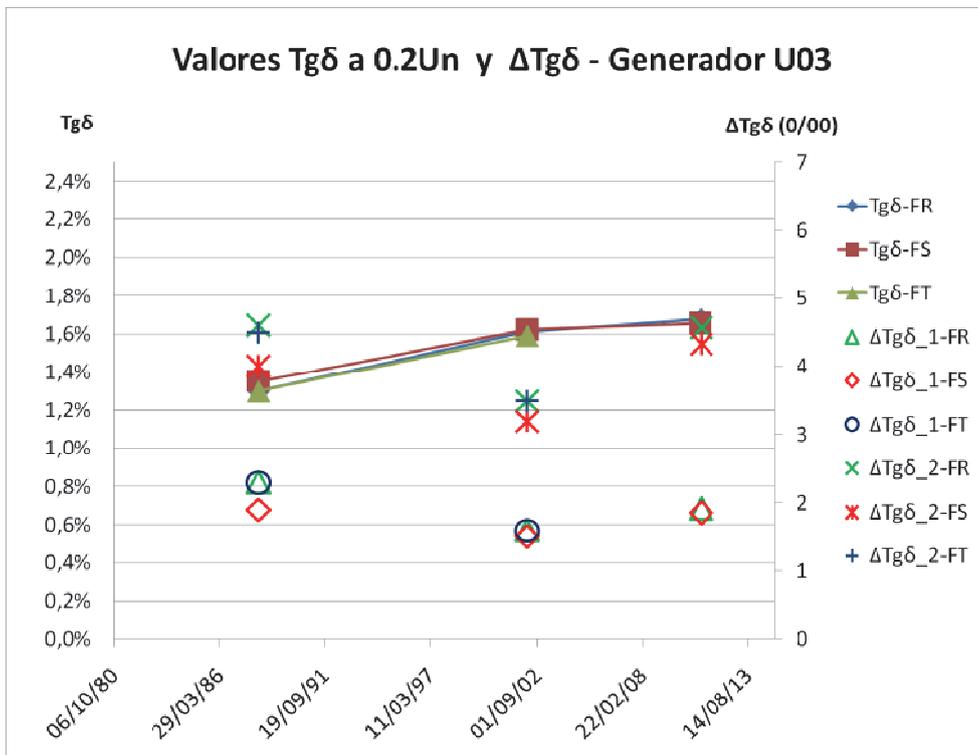


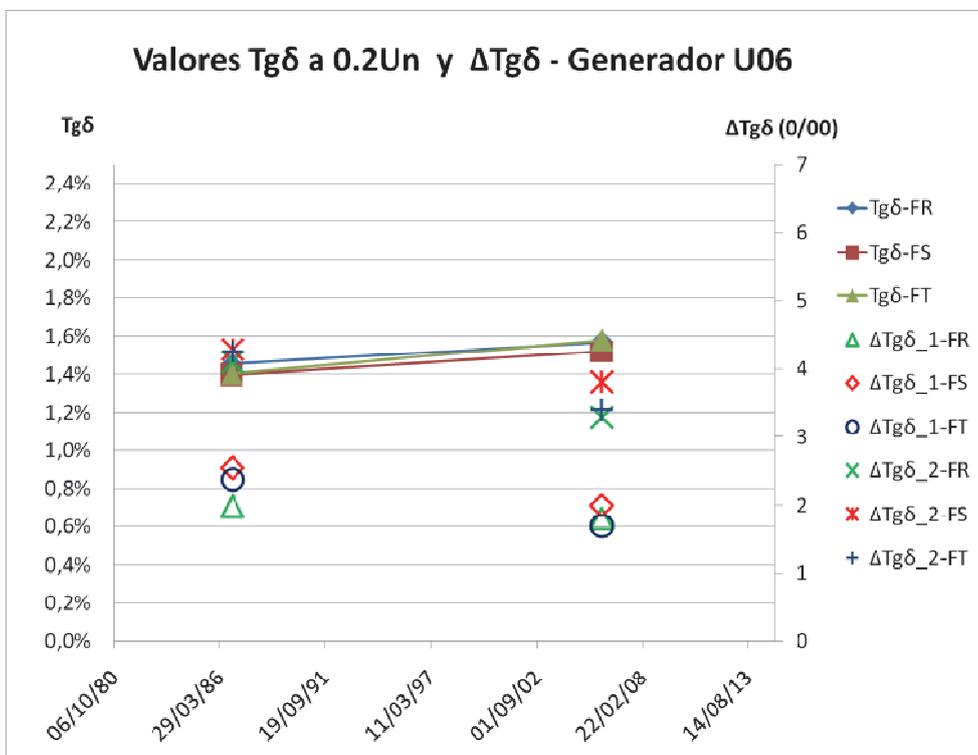
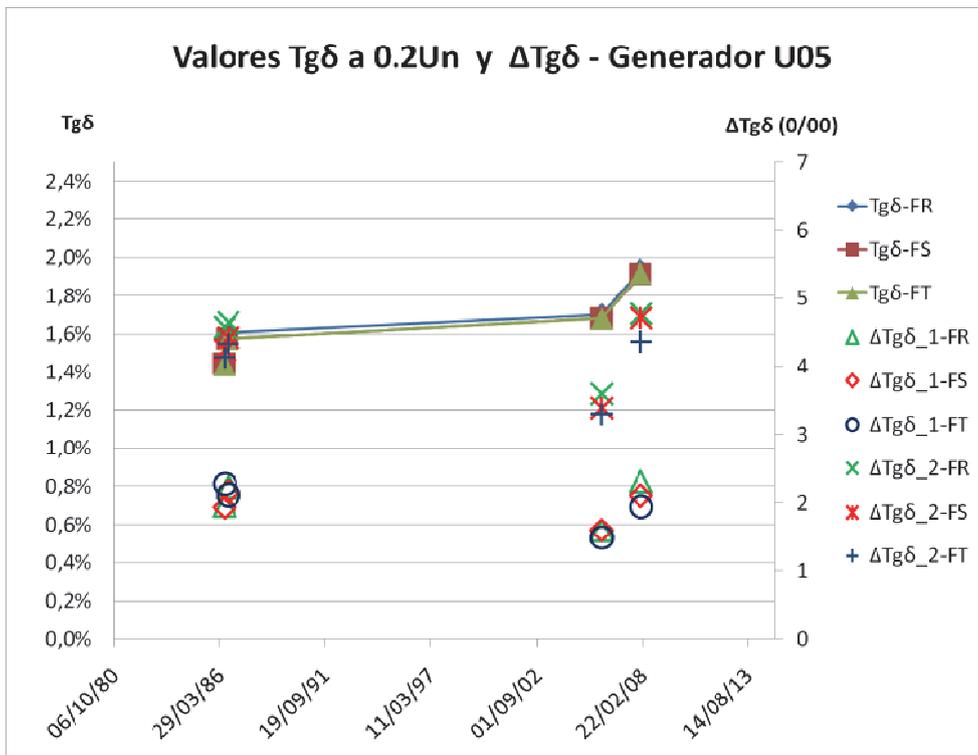


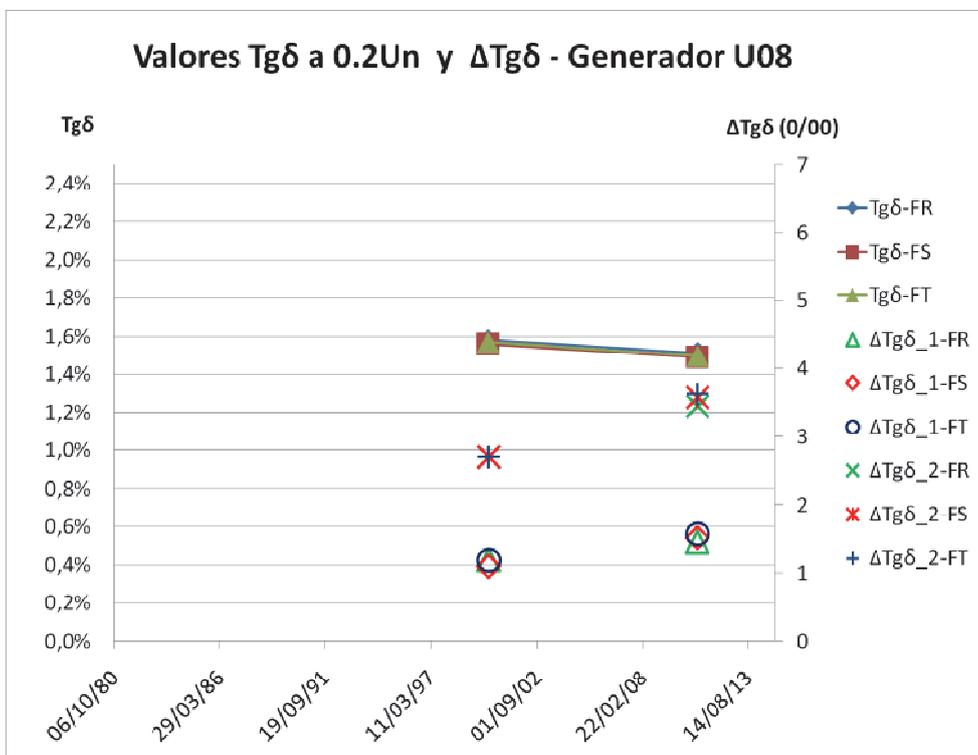
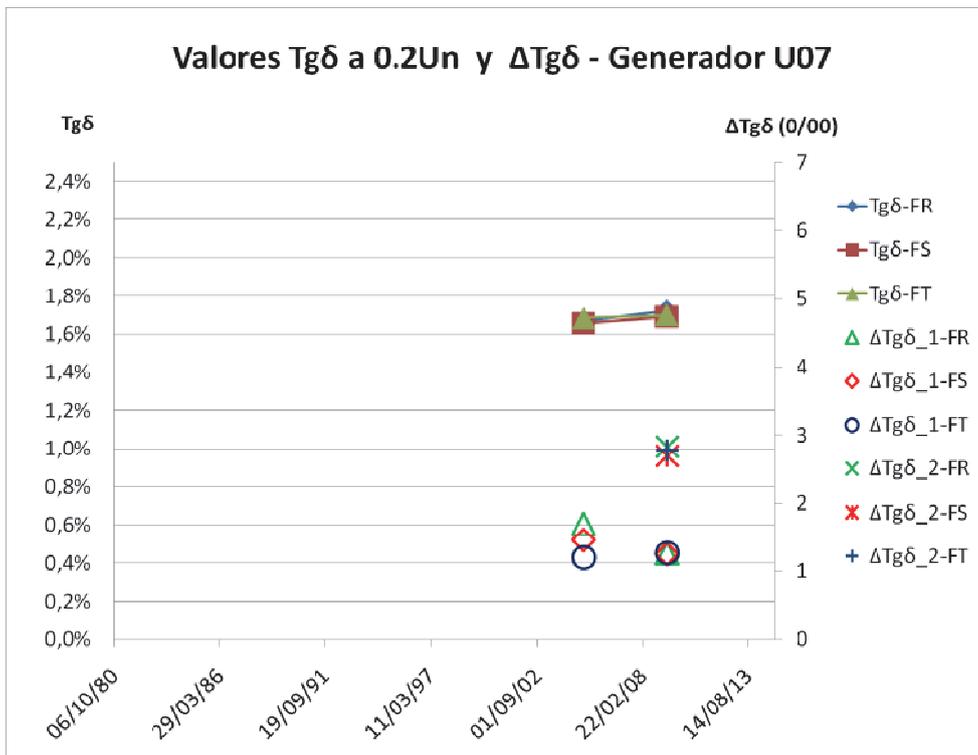


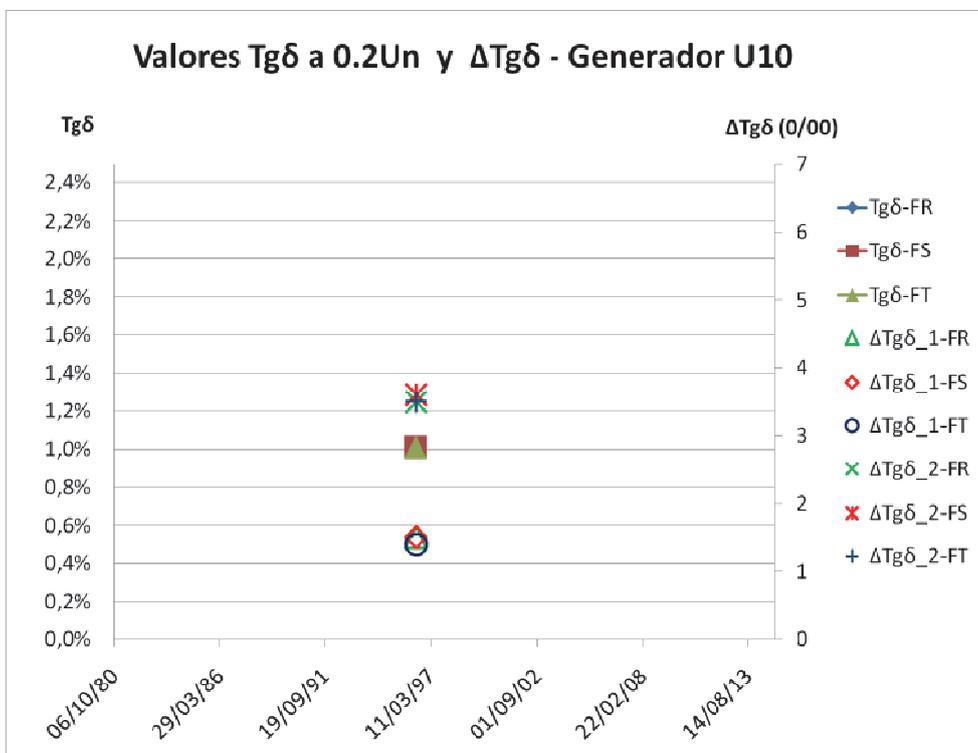
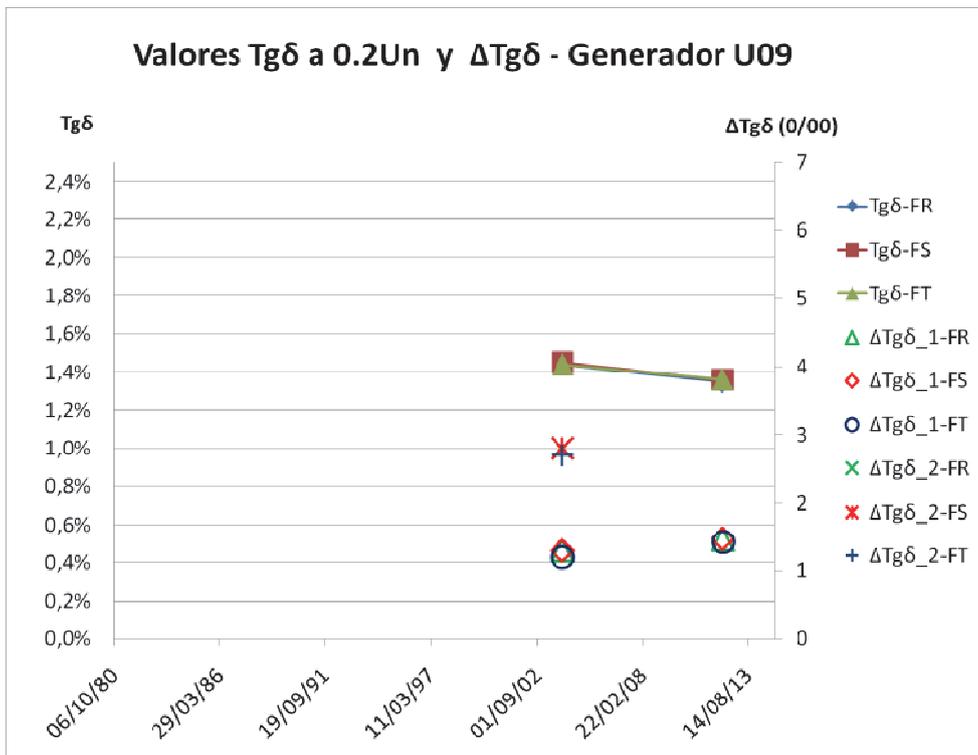
6. D – Ensayos de Tangente Delta en Generadores de Salto Grande

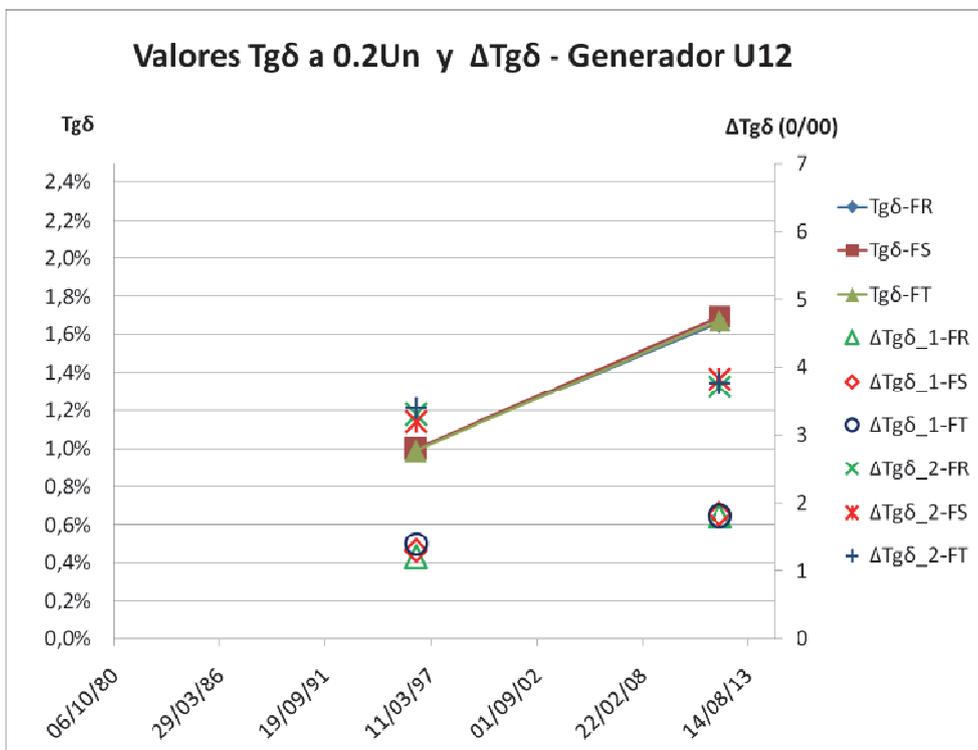
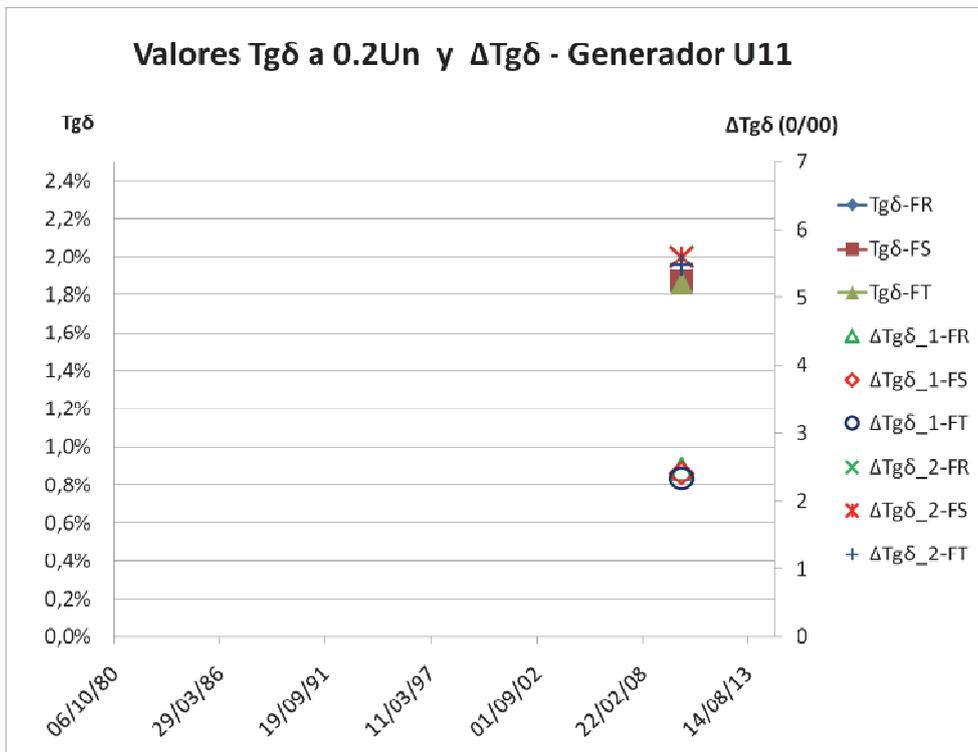


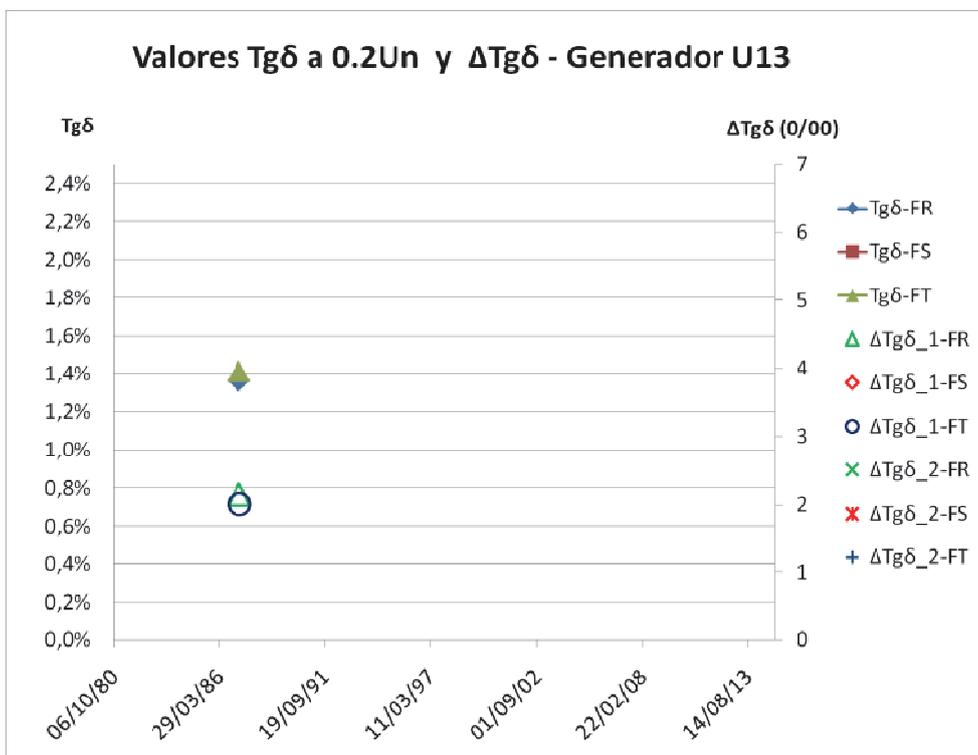












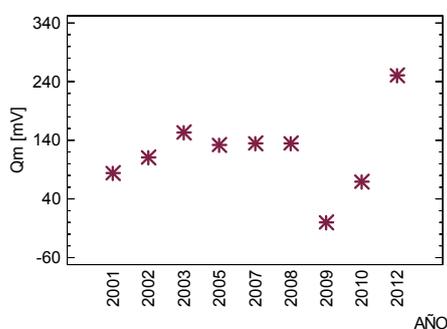
6. E – ANALISIS DE LA VARIANZA MULTIFACTORIAL

Generador U01

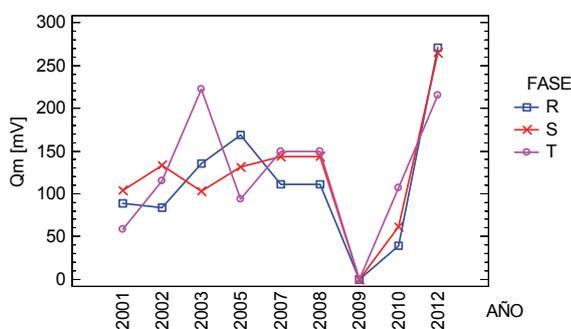
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	891121	8	111390	3,51	0,0008
B:FASE	5177,48	2	2589	0,08	0,9217
INTERACCIONES					
AB	144728	16	9045	0,28	0,9972
RESIDUOS	5999370	189	31743		
TOTAL (CORREGIDO)	7040400	215			

VALORES MEDIOS DE Qm - U01



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U01

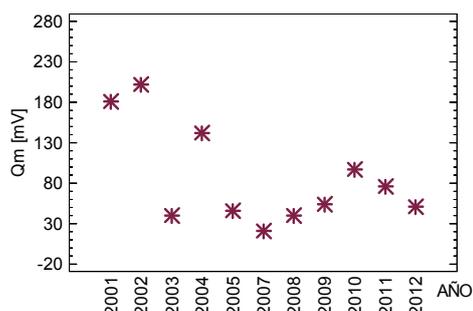


Generador U02

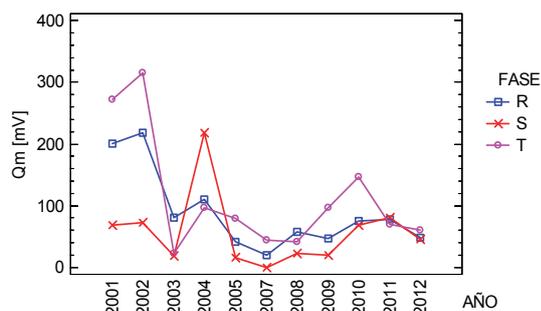
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	909720	10	90972	5,04	0,0000
B:FASE	138473	2	69237	3,84	0,0229
INTERACCIONES					
AB	447942	20	22397	1,24	0,2214
RESIDUOS	4165900	231	18034		
TOTAL (CORREGIDO)	5662030	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U02



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U02

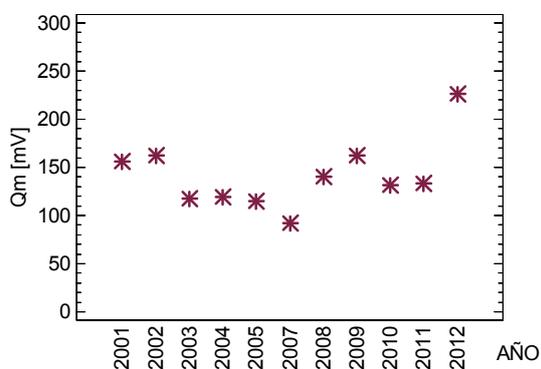


Generador U03

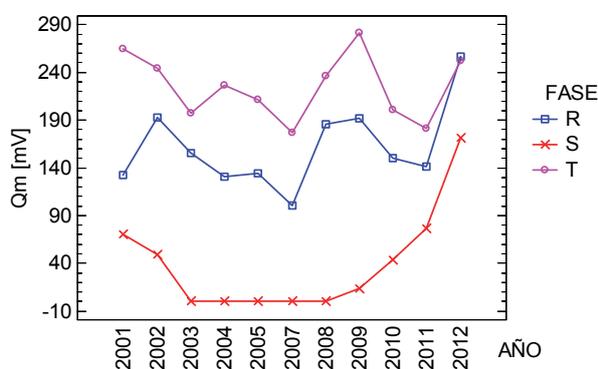
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	303750	10	30375	1,29	0,2369
B:FASE	1577080	2	788540	33,49	0,0000
INTERACCIONES					
AB	163242	20	8162	0,35	0,9964
RESIDUOS	5439270	231	23547		
TOTAL (CORREGIDO)	7483340	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U03



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U03

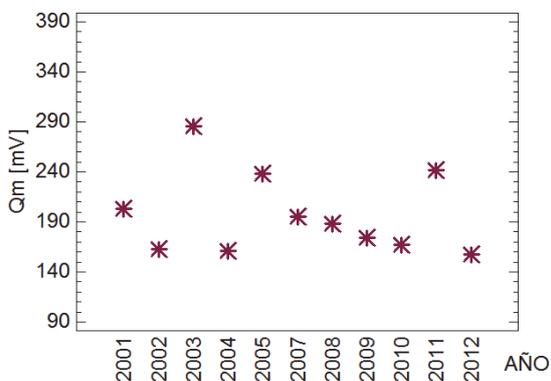


Generador U04

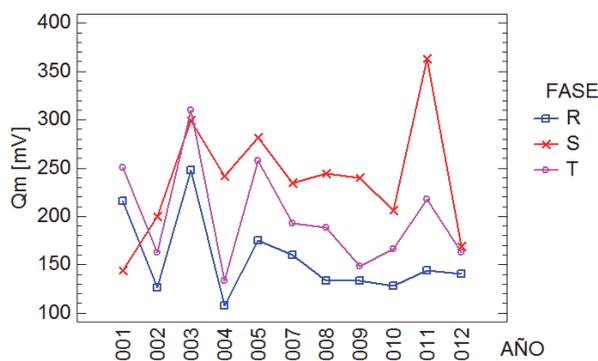
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	410822	10	41082	0,78	0,6502
B:FASE	300835	2	150417	2,85	0,0600
INTERACCIONES					
AB	265106	20	13255	0,25	0,9996
RESIDUOS	12201300	231	52819		
TOTAL (CORREGIDO)	13178000	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U04



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U04

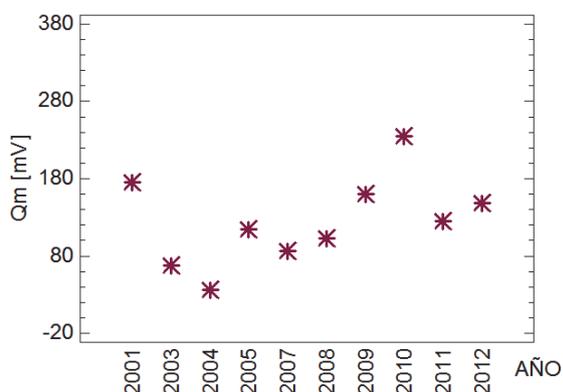


Generador U05

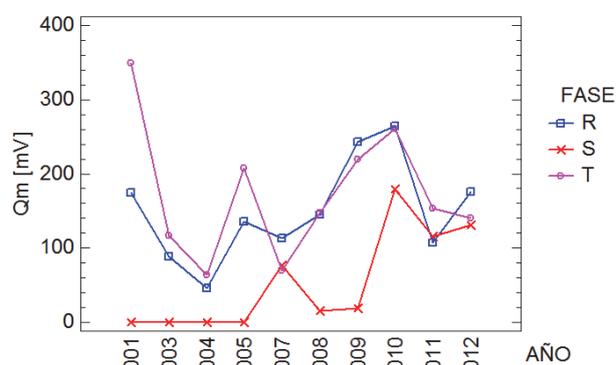
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	722327	9	80259	2,72	0,0049
B:FASE	671674	2	335837	11,39	0,0000
INTERACCIONES					
AB	547981	18	30443	1,03	0,4242
RESIDUOS	6900830	234	29491		
TOTAL (CORREGIDO)	8774750	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U05



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U05

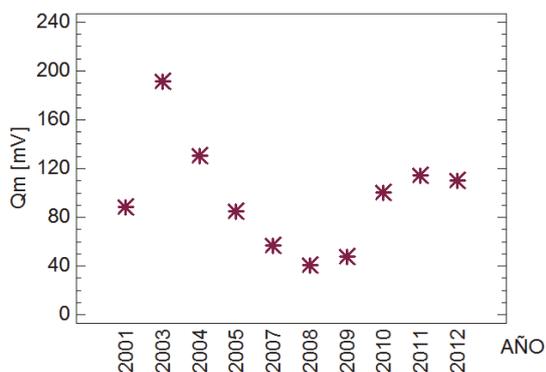


Generador U06

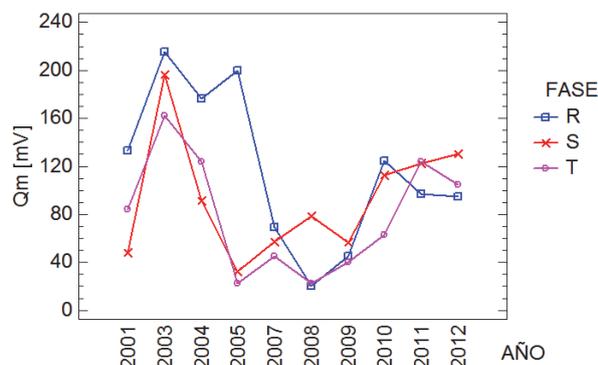
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	436036	9	48448	2,92	0,0027
B:FASE	63558	2	31779	1,92	0,1496
INTERACCIONES					
AB	230937	18	12830	0,77	0,7304
RESIDUOS	3881940	234	16590		
TOTAL (CORREGIDO)	4599800	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U06



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U06

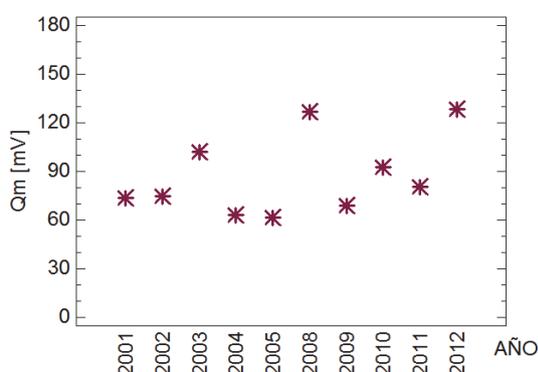


Generador U07

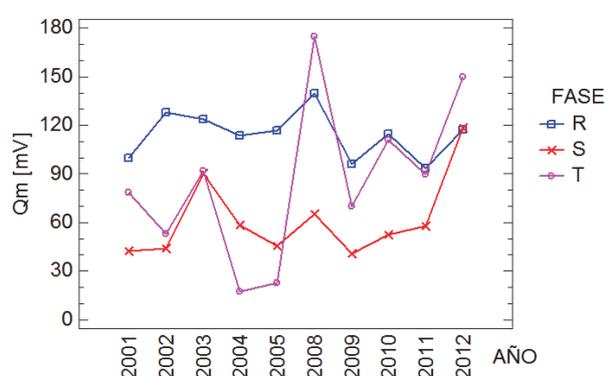
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	168261	9	18696	1,35	0,2122
B:FASE	118498	2	59249	4,28	0,0150
INTERACCIONES					
AB	127554	18	7086	0,51	0,9514
RESIDUOS	3240860	234	13850		
TOTAL (CORREGIDO)	3638510	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U07



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U07

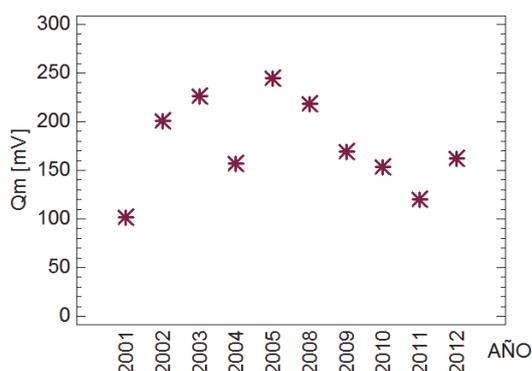


Generador U08

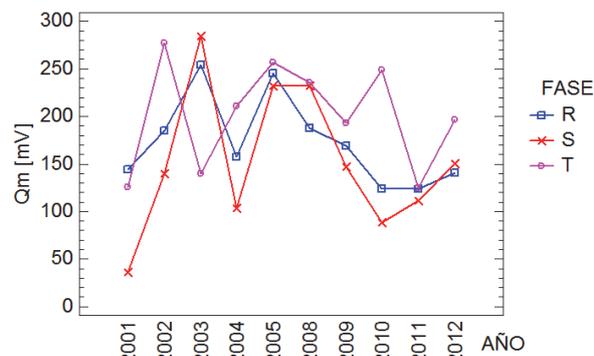
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	466606	9	51845	1,38	0,1972
B:FASE	99079	2	49539	1,32	0,2691
INTERACCIONES					
AB	331804	18	18434	0,49	0,9604
RESIDUOS	8781800	234	37529		
TOTAL (CORREGIDO)	9684270	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U08



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U08

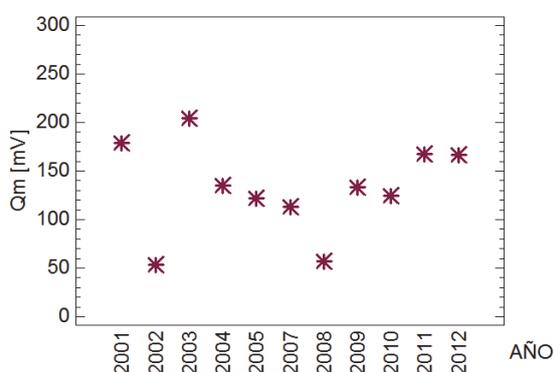


Generador U09

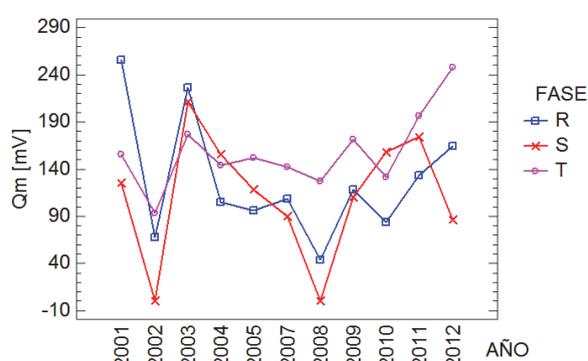
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	532992	10	53299	1,89	0,0468
B:FASE	97529	2	48764	1,73	0,1790
INTERACCIONES					
AB	287432	20	14372	0,51	0,9607
RESIDUOS	6500020	231	28139		
TOTAL (CORREGIDO)	7417970	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U09



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U09

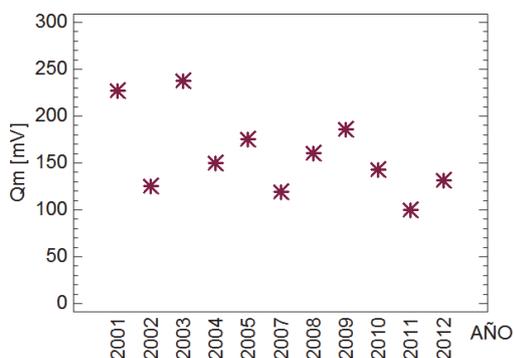


Generador U10

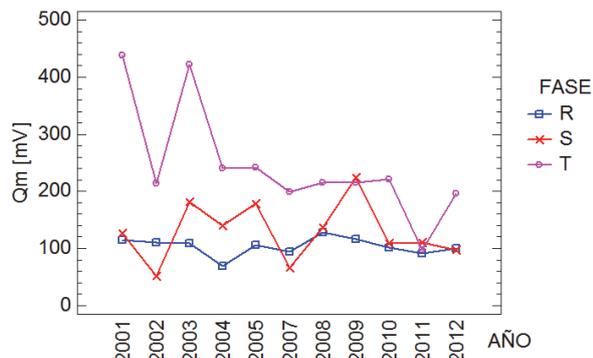
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	456497	10	45650	1,47	0,1511
B:FASE	1011860	2	505928	16,3	0,0000
INTERACCIONES					
AB	562113	20	28106	0,91	0,5802
RESIDUOS	7168160	231	31031		
TOTAL (CORREGIDO)	9198630	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U10



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U10

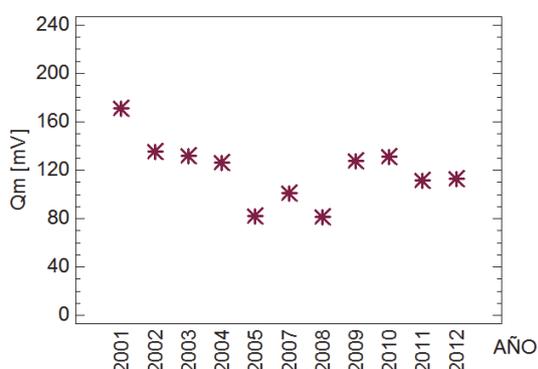


Generador U11

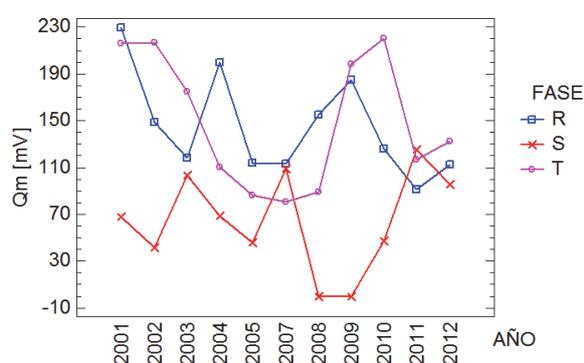
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	160025	10	16003	0,73	0,6973
B:FASE	405973	2	202987	9,24	0,0001
INTERACCIONES					
AB	391483	20	19574	0,89	0,5989
RESIDUOS	5074700	231	21968		
TOTAL (CORREGIDO)	6032180	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U11



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U11

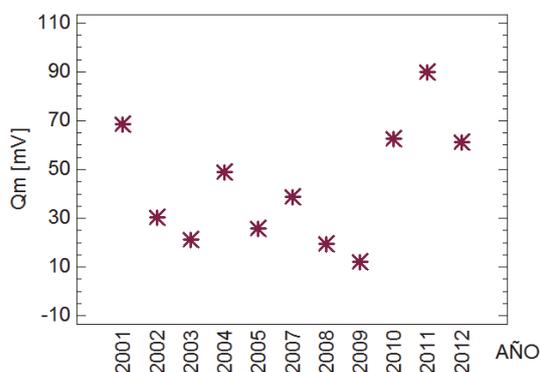


Generador U12

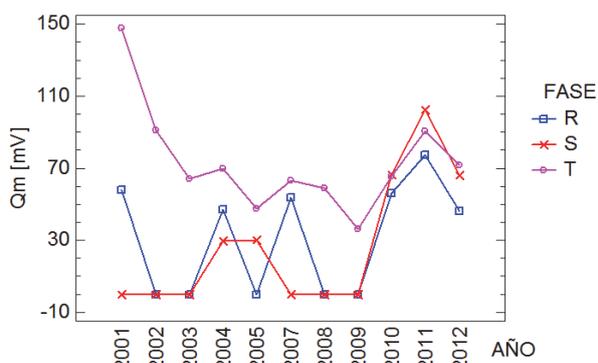
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	145646	10	14565	3,34	0,0004
B:FASE	117065	2	58532	13,41	0,0000
INTERACCIONES					
AB	103143	20	5157	1,18	0,2712
RESIDUOS	1008040	231	4364		
TOTAL (CORREGIDO)	1373890	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U12



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U12

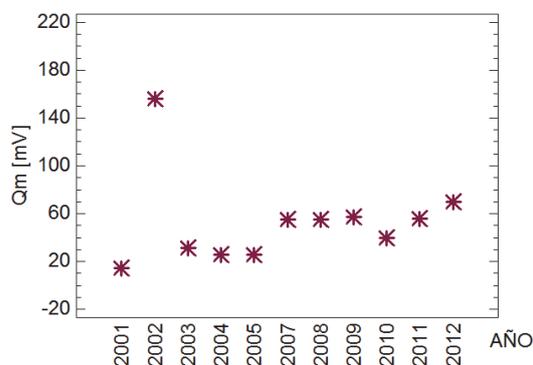


Generador U13

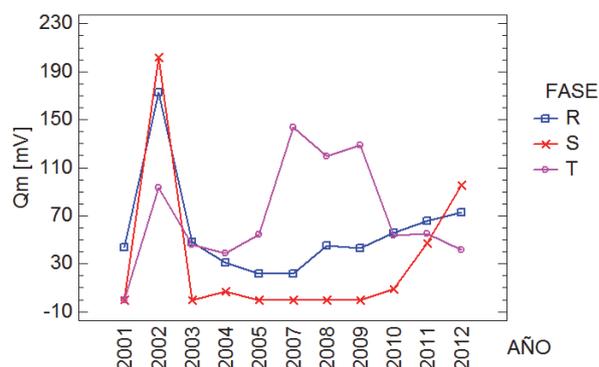
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	350106	10	35011	3,66	0,0001
B:FASE	63676	2	31838	3,33	0,0374
INTERACCIONES					
AB	271731	20	13587	1,42	0,1130
RESIDUOS	2206820	231	9553		
TOTAL (CORREGIDO)	2892340	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U13



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U13

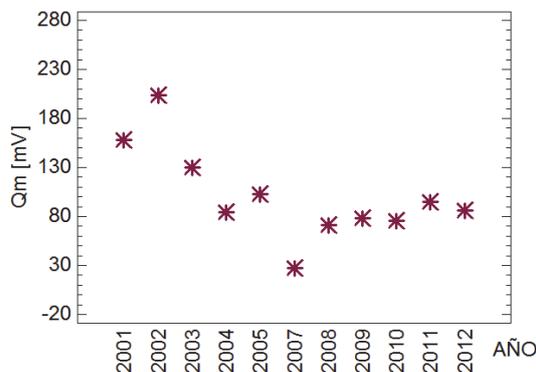


Generador U14

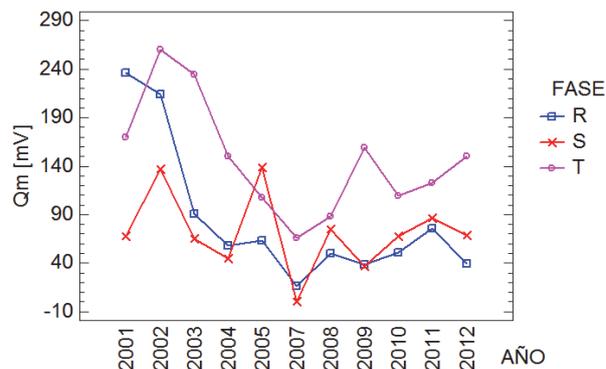
Análisis de Varianza para Qm - Suma de Cuadrados Tipo III

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
EFFECTOS PRINCIPALES					
A:AÑO	541085	10	54109	2,64	0,0046
B:FASE	285645	2	142823	6,97	0,0012
INTERACCIONES					
AB	281201	20	14060	0,69	0,8385
RESIDUOS	4734720	231	20497		
TOTAL (CORREGIDO)	5842650	263			

VALORES MEDIOS DE Qm - U14



VALORES MEDIO Qm POR FASE - U14



Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado del Generador Hidroeléctrico U06

Central : **SALTO GRANDE** Generador N° : **U06**
 Fabricante : **ELECTROSILA** Puesta en Servicio : **23/03/1982**
 Potencia : **150 MVA** Tensión : **13.8 kV**
 Número de Polos : **80** Factor de Potencia : **0.9**
 Completado por : **SANTIAGO COCCO** Fecha : **02/10/2013**

BOBINADO ESTATORICO

1 Diseño y Fabricación			2 Datos de Funcionamiento			3 Inspección Visual				
1.1	Tipo de Aislación		2.1	Edad del Bobinado		3.1	Presencia de Polvo			
	epoxi mica "en estado b"	0		< 10 años	0		no hay	0		
	cintas de mica y epoxi	1	1	10 a 20 años	1		<1 mm	1		
	poliester mica	2		20 a 30 años	3		1 a 5 mm	2		
	mica asfalto	3		30 a 40 años	7	7	>5 mm	3		
	capas de mica	4		40 a 50 años	10					
				50 a 60 años	13					
1.2	Tipo de Bobinado		3.2	Acuñado Radial de las Bobinas			Asfalto mica	Epoxy mica		
	1 espira (barra traspuesta)	0	0	60 a 80 %	0		0			
	varias espiras	5		< 50000	0		>80 %	1		
				50.000 a 100.000 horas	1		50 a 60 %	2		
1.3	Número de espiras			100.000 a 150.000 horas	2		25 a 50 %	3		
	1 espira (barra traspuesta)	1	1	150.000 a 200.000 horas	3	3	<25 %	4		
	2 espira	2		200.000 a 250.000 horas	4		cuñas caídas	5		
	3 espira	3		250.000 a 300.000 horas	5			10		
	4 espira	4								
	5 espira	5								
1.4	Tensión de Bobinado		2.3	Número de Arranques		3.3	Descargas Parciales (polvo blanco)			
	2 to 2,4 kV	0		< 750	0		no hay	0		
	4 to 4,4 kV	1		750 a 1500	1		en la espalda	(2 a 6)		
	6,6 to 6,9 kV	2		1500 a 2250	2		en la ranura	(3 a 9)		
	11 to 12 kV	3		2250 a 3000	3		en la ranura y la espalda	(5 a 15)		
	13,8 kV	4	4	3000 a 3750	4	4				
	> 13,8 kV	5		3750 a 4500	5		3.4	Ataduras y Bloques		
				4500 a 5250	6		apretado	0		
							promedio	2		
							suelto	5		
1.5	Sistema de Protección de Incendio		2.4	Temperatura de Trabajo		3.5	Escurre Asfalto			
	Protección Automática	0	0	< 40 °C	0		N/A o no hay	0		
	Protección Manual	1	2	40 a 60 °C	1		poco	2		
	Detección	2	4	60 a 80 °C	3	3	algo	5		
	Nada	3	6	80 a 90 °C	7		mucho	10		
				>90 °C	15					
				2.5	Fallas en el bobinado		3.6	Estado de las aislación		
					no tubo fallas	0	0			
					en las conexiones	(# x 2)		firme	0	
					fuera de la ranura	(# x 4)		grietas	(5 to 10)	
					por un objeto extraño	(# x 5)		se desgrana poquito	5	
					en las ranuras, fase a tierra	(# x 6)		se desgrana promedio	10	
					en las ranuras, fase con fase	(# x 10)		se desgrana mucho	20	
SUB-TOTAL : 1			6	SUB-TOTAL : 2			17	SUB-TOTAL : 3		17
4.a	Ensayos		4.b	Ensayos		TOTAL				
4.1	Resistencia de Aislación		4.6	Incremento de la Tangente Delta con la Tensión (Δtgδ)						
	> 500 Megohms por fase	0		<0.1 %	0					
	100 a 500	2	2	0.1 a 0.25 %	1					
	50 a 100	4		0.25 a 0.4 %	2					
	30 a 50	8		0.4 a 0.5 %	3					
	<30	15		>0.5 %	7					
4.2	Índice de Polarización		4.7	Incremento de la Tangente Delta con los Años (Δtgδ_años)						
	4 a 7	0	0	<0.15 %	0					
	3 a 4	2		0.15 a 0.3%	1					
	2 a 3	5		0.30 a 0.45%	2					
	1 a 2	10		>0.45%	3					
	<1	15								
4.3	Alta Tensión Aplicada		4.8	Descargas Parciales Promedio fuera de Servicio (Qm)						
	pasa	0	0	< 79 mV	0					
	no pasa	20		79 a 180 mV	2					
				180 a 362 mV	5					
				> 362 mV	10					
4.4	Incremento de la Capacidad con la Tensión (ΔC_CO)		4.9	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Año 2012						
	<0.25 %	0		< 79 mV	0					
	0.25 a 0.5 %	1		79 a 180 mV	2					
	0.5 a 0.75 %	2	2	180 a 362 mV	5					
	0.75 a 1 %	3		> 362 mV	10					
	>1 %	7								
4.5	Variación Absoluta de la Capacidad con el Tiempo (ΔC_años)		4.10	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Historico						
	<0.5 %	0		< 79 mV	0					
	0.5 a 1 %	1		79 a 180 mV	2					
	1 a 1.5 %	2		180 a 362 mV	5					
	1.5 a 2 %	3		> 362 mV	10					
	>2 %	4	4							
SUB-TOTAL : 4.a			8	SUB-TOTAL : 4.b			7			

Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado del Generador Hidroeléctrico U11

Central : **SALTO GRANDE** Generador N° : **U11**
 Fabricante : **ELECTROSILA** Puesta en Servicio : **10/11/1979**
 Potencia : **150 MVA** Tensión : **13,8 kV**
 Número de Polos : **80** Factor de Potencia : **0.9**
 Completado por : **SANTIAGO COCCO** Fecha : **02/10/2013**

BOBINADO ESTATORICO

1 Diseño y Fabricación			2 Datos de Funcionamiento			3 Inspección Visual			
1.1	Tipo de Aislación		2.1	Edad del Bobinado		3.1	Presencia de Polvo		
	epoxi mica "en estado b"	0		< 10 años	0		no hay	0	
	cintas de mica y epoxi	1	1	10 a 20 años	1		<1 mm	1	
	poliester mica	2		20 a 30 años	3		1 a 5 mm	2	
	mica asfalto	3		30 a 40 años	7	7	>5 mm	3	
	capas de mica	4		40 a 50 años	10				
				50 a 60 años	13				
1.2	Tipo de Bobinado		2.2	Horas Acumuladas		3.2	Acuñado Radial de las Bobinas		
	1 espira (barra traspuesta)	0	0	< 50000	0		Asfalto mica	Epoxy mica	
	varias espiras	5		50.000 a 100.000 horas	1		0	0	
				100.000 a 150.000 horas	2		>80 %	1	
1.3	Número de espiras			150.000 a 200.000 horas	3	3	50 a 60 %	2	
	1 espira (barra traspuesta)	1	1	200.000 a 250.000 horas	4		25 a 50 %	3	
	2 espira	2		250.000 a 300.000 horas	5		<25 %	4	
	3 espira	3					cuñas caídas	5	
	4 espira	4						10	
	5 espira	5							
			2.3	Número de Arranques		3.3	Descargas Parciales (polvo blanco)		
				< 750	0		no hay	0	
1.4	Tensión de Bobinado			750 a 1500	1		en la espalda	(2 a 6)	
	2 to 2,4 kV	0		1500 a 2250	2		en la ranura	(3 a 9)	
	4 to 4,4 kV	1		2250 a 3000	3		en la ranura y la espalda	(5 a 15)	
	6,6 to 6,9 kV	2		3000 a 3750	4				
	11 to 12 kV	3		3750 a 4500	5	5	3.4	Ataduras y Bloques	
	13,8 kV	4	4	4500 a 5250	6		apretado	0	
	> 13,8 kV	5					promedio	2	
							suelto	5	
			2.4	Temperatura de Trabajo					
1.5	Sistema de Protección de Incedio			< 40 °C	0				
	Epoxy mica			40 a 60 °C	1		3.5	Escurre Asfalto	
	Asfalto mica		0	60 a 80 °C	3	3	N/A o no hay	0	
	Protección Automática	0	0	80 a 90 °C	7		poco	2	
	Protección Manual	1	2	>90 °C	15		algo	5	
	Detección	2	4				mucho	10	
	Nada	3	6						
				2.5	Fallas en el bobinado		3.6	Estado de las aislación	
				no tubo fallas	0	0			
				en las conexiones	(# x 2)		firme	0	
				fuera de la ranura	(# x 4)		grietas	(5 to 10)	
				por un objeto extraño	(# x 5)		se desgrana poquito	5	
				en las ranuras, fase a tierra	(# x 6)		se desgrana promedio	10	
				en las ranuras, fase con fase	(# x 10)		se desgrana mucho	20	
SUB-TOTAL : 1			6	SUB-TOTAL : 2			18	SUB-TOTAL : 3	
SUB-TOTAL : 1			6	SUB-TOTAL : 2			18	SUB-TOTAL : 3	
4.a	Ensayos		4.b	Ensayos		TOTAL			
4.1	Resistencia de Aislación		4.6	Incremento de la Tangente Delta con la Tensión (Δtgδ)					
	> 500 Megohms por fase	0		<0.1 %	0	SUB-TOTAL : 1			
	100 a 500	2		0.1 a 0.25 %	1	SUB-TOTAL : 2			
	50 a 100	4	4	0.25 a 0.4 %	2	SUB-TOTAL : 3			
	30 a 50	8		0.4 a 0.5 %	3	SUB-TOTAL : 4.a			
	<30	15		>0.5 %	7	7	SUB-TOTAL : 4.b		
							TOTAL		
4.2	Indice de Polarización		4.7	Incremento de la Tangente Delta con los Años (Δtgδ_años)		TOTAL			
	4 a 7	0	0	<0.15 %	0	63			
	3 a 4	2		0.15 a 0.3%	1	1			
	2 a 3	5		0.30 a 0.45%	2				
	1 a 2	10		>0.45%	3				
	<1	15							
4.3	Alta Tensión Aplicada		4.8	Descargas Parciales Promedio fuera de Servicio (Qm)					
	pasa	0	0	< 79 mV	0				
	no pasa	20	0	79 a 180 mV	2	2			
				180 a 362 mV	5				
				> 362 mV	10				
4.4	Incremento de la Capacidad con la Tensión (ΔC_CO)		4.9	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Año 2012					
	<0.25 %	0		< 79 mV	0				
	0.25 a 0.5 %	1		79 a 180 mV	2	2			
	0.5 a 0.75 %	2		180 a 362 mV	5				
	0.75 a 1 %	3	3	> 362 mV	10				
	>1 %	7							
4.5	Variación Absoluta de la Capacidad con el Tiempo (ΔC_años)		4.10	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Historico					
	<0.5 %	0		< 79 mV	0				
	0.5 a 1 %	1	1	79 a 180 mV	2	2			
	1 a 1.5 %	2		180 a 362 mV	5				
	1.5 a 2 %	3		> 362 mV	10				
	>2 %	4							
SUB-TOTAL : 4.a			8	SUB-TOTAL : 4.b			14		

Evaluación Multifactorial Ampliada del Bobinado del Generador Hidroeléctrico U12

Central : **SALTO GRANDE** Generador N° : **U12**
 Fabricante : **ELECTROSILA** Puesta en Servicio : **12/07/1979**
 Potencia : **150 MVA** Tensión : **13,8 kV**
 Número de Polos : **80** Factor de Potencia : **0.9**
 Completado por : **SANTIAGO COCCO** Fecha : **02/10/2013**

BOBINADO ESTATORICO

1 Diseño y Fabricación			2 Datos de Funcionamiento			3 Inspección Visual			
1.1	Tipo de Aislación		2.1	Edad del Bobinado		3.1	Presencia de Polvo		
	epoxi mica "en estado b"	0		< 10 años	0		no hay	0	
	cintas de mica y epoxi	1	1	10 a 20 años	1		<1 mm	1	
	poliester mica	2		20 a 30 años	3		1 a 5 mm	2	
	mica asfalto	3		30 a 40 años	7	7	>5 mm	3	
	capas de mica	4		40 a 50 años	10				
				50 a 60 años	13				
1.2	Tipo de Bobinado		2.2	Horas Acumuladas		3.2	Acuñado Radial de las Bobinas		
	1 espira (barra traspuesta)	0	0	< 50000	0		Asfalto mica	Epoxy mica	
	varias espiras	5		50.000 a 100.000 horas	1		0	0	
				100.000 a 150.000 horas	2		>80 %	1	
1.3	Número de espiras			150.000 a 200.000 horas	3	3	50 a 60 %	2	
	1 espira (barra traspuesta)	1	1	200.000 a 250.000 horas	4		25 a 50 %	3	
	2 espira	2		250.000 a 300.000 horas	5		<25 %	4	
	3 espira	3					cuñas caídas	5	
	4 espira	4						10	
	5 espira	5							
1.4	Tensión de Bobinado		2.3	Número de Arranques		3.3	Descargas Parciales (polvo blanco)		
	2 to 2,4 kV	0		< 750	0		no hay	0	
	4 to 4,4 kV	1		750 a 1500	1		en la espalda	(2 a 6)	
	6,6 to 6,9 kV	2		1500 a 2250	2		en la ranura	(3 a 9)	
	11 to 12 kV	3		2250 a 3000	3		en la ranura y la espalda	(5 a 15)	
	13,8 kV	4	4	3000 a 3750	4				
	> 13,8 kV	5		3750 a 4500	5	5			
				4500 a 5250	6		3.4	Ataduras y Bloques	
								apretado	
								0	
								2	
								5	
1.5	Sistema de Protección de Incendio		2.4	Temperatura de Trabajo					
	Epoxy mica	Asfalto mica		< 40 °C	0				
	Protección Automática	0	0	40 a 60 °C	1		3.5	Escurre Asfalto	
	Protección Manual	1	2	60 a 80 °C	3	3		N/A o no hay	
	Detección	2	4	80 a 90 °C	7			poco	
	Nada	3	6	>90 °C	15			algo	
								mucho	
								10	
				2.5	Fallas en el bobinado				
					no tubo fallas	0	0	3.6	Estado de las aislación
					en las conexiones	(# x 2)			firme
					fuera de la ranura	(# x 4)			0
					por un objeto extraño	(# x 5)			grietas
					en las ranuras, fase a tierra	(# x 6)			(5 to 10)
					en las ranuras, fase con fase	(# x 10)			5
									5
									10
									20
SUB-TOTAL : 1			6	SUB-TOTAL : 2			18	SUB-TOTAL : 3	
SUB-TOTAL : 1			6	SUB-TOTAL : 2			18	SUB-TOTAL : 3	
4.a	Ensayos		4.b	Ensayos		TOTAL			
4.1	Resistencia de Aislación		4.6	Incremento de la Tangente Delta con la Tensión (Δtgδ)					
	> 500 Megohms por fase	0		<0.1 %	0	SUB-TOTAL : 1			
	100 a 500	2	2	0.1 a 0.25 %	1	SUB-TOTAL : 2			
	50 a 100	4		0.25 a 0.4 %	2	SUB-TOTAL : 3			
	30 a 50	8		0.4 a 0.5 %	3	SUB-TOTAL : 4.a			
	<30	15		>0.5 %	7	SUB-TOTAL : 4.b			
						SUB-TOTAL : 4.a			
						SUB-TOTAL : 4.b			
4.2	Índice de Polarización		4.7	Incremento de la Tangente Delta con los Años (Δtgδ_años)		TOTAL			
	4 a 7	0	0	<0.15 %	0	50			
	3 a 4	2		0.15 a 0.3%	1				
	2 a 3	5		0.30 a 0.45%	2				
	1 a 2	10		>0.45%	3				
	<1	15							
4.3	Alta Tensión Aplicada		4.8	Descargas Parciales Promedio fuera de Servicio (Qm)					
	pasa	0	0	< 79 mV	0	2			
	no pasa	20		79 a 180 mV	2				
				180 a 362 mV	5				
				> 362 mV	10				
4.4	Incremento de la Capacidad con la Tensión (ΔC_CO)		4.9	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Año 2012					
	<0.25 %	0		< 79 mV	0	0			
	0.25 a 0.5 %	1	1	79 a 180 mV	2				
	0.5 a 0.75 %	2		180 a 362 mV	5				
	0.75 a 1 %	3		> 362 mV	10				
	>1 %	7							
4.5	Variación Absoluta de la Capacidad con el Tiempo (ΔC_años)		4.10	Descargas Parciales Promedio en Servicio (Qm) - Historico					
	<0.5 %	0		< 79 mV	0	0			
	0.5 a 1 %	1	1	79 a 180 mV	2				
	1 a 1.5 %	2		180 a 362 mV	5				
	1.5 a 2 %	3		> 362 mV	10				
	>2 %	4							
SUB-TOTAL : 4.a			4	SUB-TOTAL : 4.b			5		

REFERENCIAS

- [1] IEEE. “Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) with High Direct Voltage”, IEEE std. 95-2002.
- [2] IEEE. “Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery”, IEEE std. 43-2000.
- [3] IRAM. “Aislación Eléctrica, Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su Resistencia”. IRAM 2325. Año 1992
- [4] IEEE. “Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation”, IEEE std. 286-2000.
- [5] IEEE. “Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery”, IEEE std. 1434-2000.
- [6] IEC. “High-voltage test techniques – Partial discharge measurements”, IEC 60270- 2000, Third edition.
- [7] IEEE. “Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators”, IEEE std. 67-2005.
- [8] IEEE. “Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Electrical Machinery”, IEEE std. 62.2-2004.
- [9] IEEE. “IEEE Guide for Operation and Maintenance of Hydro-Generators”, IEEE std. 492-1999.
- [10] Zlatanovici, D; Cretu, D; Bleier, I y Novac, D. “Life Time Management and the Impact On Its Extension at Hydrogenerators from Portile de Fier and Djerdap Hydropower Substations”. Cigré 11-203. Paris, Session –1998
- [11] C. Sumereder. “Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis”. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 15, No. 3, June 2008.

- [12] Reyno González. “Envejecimiento Acumulativo Acelerado de Aislamiento Sólido Sometido a Esfuerzos Eléctrico y Térmicos”. Universidad Nacional de Colombia. Año 2012
- [13] A.K. Gupta and D.K. Chaturvedi. CIGRE. “Dynamic Temperature Monitoring And Life Assessment Techniques For Electrical Machines”. CIGRE, A1-108. Año 2012.
- [14] J.L. García Araco. CIGRE. Study Committee Sc 11, Eg11. “Survey Of Hydrogenerator Failures”. Working Group A1.02. Año 2003.
- [15] Greg C. Stone, Edward A. Boulter, Ian Culbert and Hussein Dhirani. “Electrical Insulation For Rotating Machines”. IEEE Press Series on Power Engineering. October 2003.
- [16] Fenton R.E., Gott B.E.B. “Aging of Machine with respect to load or field current cycling”. Working Group 11.01. *Eléctra* N° 163. Diciembre 1995.
- [17] CTM Salto Grande. “Producción”. <http://www.saltogrande.org/generacion.php>.
- [18] CTM Salto Grande. “Historia”. <http://www.saltogrande.org/historia.php>.
- [19] CTM Salto Grande. “Historico de los caudales medios mensuales (m3/s) en Salto Grande”. [http://www.saltogrande.org/pdf/Historico de caudales y de energia actualizado junio 2014.pdf](http://www.saltogrande.org/pdf/Historico%20de%20caudales%20y%20de%20energia%20actualizado%20junio%202014.pdf)
- [20] Energomachexport. “Manual Del Generador – Volumen 9”. 1979.
- [21] Geoff Klempner, Isidor Kerszenbaum. “Operation And Maintenance Of Large Turbo-Generators”. IEEE. Año 2004.
- [22] Clyde V. “Visual Inspection of Large Electric Generators”. *Iris Rotating Machine Conference*. June 2002, San Antonio
- [23] Fruth, B; Haslimeier, R y Goffaux, R. “Monitoring of Generator and Motor Insulation Systems”, Proceedings of the 1st International Conference on Insulation Condition Monitoring of Electrical Plant, Wuhan, China, 2000

- [24] Fernandez Daher, J., “Mantenimiento Predictivo en Motores Eléctricos”, Electromagazine, N°11, Marzo 2005.
- [25] Nailen, Richard L. “Choosing the right insulation test”, Electrical Apparatus , Barks Publications Inc., vol 58, N° 8, Aug 2005.
http://www.findarticles.com/p/articles/mi_qa3726/is_200508/ai_n14879852.
- [26] Esparza Saucedo, Ponce de León Viedas, E. 2001. “Diagnóstico integral del Devanado del Estator de Generadores Eléctricos”. CIGRÉ-MÉXICO. Biental 2001. Artículo 11-01.
- [27] Greg C. Stone. “Recent Important Changes In Ieee Motor And Generator Winding Insulation Diagnostic Testing Standards”. IEEE Paper N° PCIC-2004-XX. Año 2004
- [28] Andrés Taberero García. “Mantenimiento predictivo de máquinas rotativas de potencia. Ensayos de campo”. Unitronics, S.A.
- [29] CIGRE. “Service Aged Insulation Guidelines On Managing The Ageing Process”. Working Group D1.11. Technical Brochure 228. Junio 2003.
- [30] CIGRE. “Generator Maintenance, Inspection And Test Programmes”. Working Group A1.07. Technical Brochure 386. Agosto 2009.
- [31] CIGRE. “Application Of On-Line Partial Discharge Tests To Rotating Machines”. Working Group A1.01.06. Technical Brochure 258. Octubre 2004.
- [32] Warren, V., “Partial Discharge Testing: A Progress Report, Effect of Insulation Type & Setting Trac Alarms”. Iris Rotating Machine Conference June 2003, Santa Monica.
- [33] Stone, Greg y Warren, V. “Effect of Manufacturer, Winding Age And Insulation Type On Stator Winding Partial Discharge Levels”. <http://www.irispower.com/>
- [34] Emery, F T., “Partial Discharge, Dissipation Factor, and Corona Aspects for High Voltage Electric Generator Stator Bars and Windings”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, N°2. April 2005.

- [35] Jean Riubrugent. “Aplicación de las medida de tgδ como indicación de la calidad del aislamiento de bobinas para máquinas eléctricas rotativas”. Universidad Nacional de la Plata, Facultad de Ingeniería, IITRE - LAT. Agosto 1980
- [36] Iris Power. “Manual del PDA-IV”. Año-2000.
- [37] Detlev W. Gross. “Partial Discharge Diagnosis of Motor Defects”. Nordic Insulation Symposium. June 11-13, 2003.
- [38] Claude Hudon and Mario Bélec. “Partial Discharge Signal Interpretation for Generator Diagnostics”. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. April 2005.
- [39] U.S. Army Corps of Engineers. “Hydro Plant Risk Assessment Guide. Appendix E1: Generator Condition Assessment” .September 2006.
<http://operations.usace.army.mil/hydro/pdfs/bmp-Generators.pdf>
- [40] International Energy Agency. “Guidelines for Hydroelectric Generator Upgrading”. Technical Report. March 2001.
- [41] Daniel Peña. “Análisis de Datos Multivariantes”. McGraw-Hill. Año 2002
- [42] Lai, K.X. , Phung, B.T. , Blackburn, T.R. , Muhamad, N.A. “Classification of partial discharge using PCA and SOM”. IPEC 2007
- [43] Duilio Torres, Adriana Florentino y Marisol López. “Indicadores e índices de calidad del suelo en un ultisol bajo diferentes prácticas de manejo conservacionista en Guárico, Venezuela”. Bioagro 2006.
- [44] Nora Katia Cañipa Morales. “Caracterización de Petróleos de México mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales”. Universidad Autónoma del estado de Hidalgo. Hidalgo 2002.
- [45] InfoStat (2008). InfoStat, versión 2008. “Manual del Usuario”. Grupo InfoStat, FCA, Universidad Nacional de Córdoba. Primera Edición, Editorial Brujas Argentina.