

IMPACTO DE LOS AZUFRES CORROSIVOS EN EL ACEITE AISLANTE



**PRESENTACION CIGRE
AGOSTO 2009**

- 1.- Introducción**
- 2.- Herramientas de diagnóstico del estado del aceite**
- 3.- Antecedentes**
- 4.- Criterios de selección para efectuar pruebas**
- 5.- Métodos de detección**
- 6.- Tablas de criterios y acción**
- 7.- Cambio de aceite**
- 8.- Pasivación**
- 9.- Control de aceites**
- 10.- Estimación de Costos**
- 11.- Especificaciones técnicas del aceite aislante**

1.- Introducción.

Esta presentación esta orientada a mostrar la secuencia histórica de como Ingendesa toma conocimiento del problema de las fallas de equipos eléctricos por aceites aislantes con azufres corrosivos y de la búsqueda de la solución del problema.

2.-Herramientas de diagnóstico del estado del aceite.

- Hasta hace poco tiempo el estado del aceite de los transformadores de poder se basaba en conocer entre otras, las características físico químicas y el análisis cromatográfico .
- Conforme a los estudios efectuados por Ingendesa con relación a fallas inesperadas producidas a nivel mundial, en particular fallas producto de cortocircuito entre espiras y en las cuales las características físico químicas del aceite se encontraban en estado normal al igual que los análisis cromatográficos no mostraban tendencia a la falla, los especialistas a nivel mundial se dieron cuenta que las herramientas tradicionales no eran efectivas ya que se detectaron depósitos de azufre corrosivo sobre los enrollados, los cuales no eran detectados en las pruebas tradicionales.
- Dentro de la investigación, se consideró que el aceite que en su origen tenía características de no corrosivo de acuerdo con las normas vigentes, y que bajo ciertas circunstancias desconocidas en ese momento, se transformaba en aceite corrosivo, produciendo los daños ya mencionados.

3.- Antecedentes.

1. Se Informaron a Ingendesa fallas significativas en transformadores de poder y reactores shunt de empresas generadoras y transmisoras a nivel mundial. En particular fallas en reactores shunt de 500 kV por cortocircuito entre espiras (Brasil).
2. Investigación de fallas en reactores de 500kV:
 - Aproximadamente el año 2006 se toma conocimiento que existe un problema mundial de fallas inesperadas y en investigación.
 - Se encuentra como causa de falla al aceite con azufres corrosivos.
 - Se requiere el estudio de especialistas químicos y eléctricos para investigar el origen del cambio en las características de un aceite no corrosivo que pasa a ser corrosivo.

IMPACTO DE LOS AZUFRES CORROSIVOS EN EL ACEITE AISLANTE

- **Especialistas a nivel mundial proponen métodos de pruebas más exigentes al aceite, para la detección de los azufres corrosivos, Ingendesa selecciona dentro de varias alternativas aquella que después correspondería a la norma ASTM D1275B con control de nivel de color mediante norma ASTM D130/IP154 con mayores exigencias con respecto a la corrosividad del aceite ya sea en uso o para aceites nuevos, como método de prueba para calificar el estado de corrosividad del aceite.**
- **El método de prueba no aclara el “como” aceites no corrosivos se transforman en corrosivos. Al respecto el aporte de estudios internacionales (Sea Marconi , Doble) ha permitido un consenso en que la transformación del aceite de no corrosivo a corrosivo se debe a la incorporación, en algunos aceites, de un aditivo antioxidante (no declarado) llamado dibenzil disulfato DBDS. Por tanto, el aceite aislante debe estar exento de este aditivo.**
- **Considerando lo antes indicado por el riesgo de falla por azufres corrosivos, varias empresas deciden iniciar una investigación del estado de sus equipos de transformación.**

4 . Criterios de selección de transformadores para conocer el estado de aceite

- Dada la gran cantidad de equipos es necesario definir un criterio de selección de equipos del parque de transformadores a los cuales se les efectuarán las pruebas de corrosividad del aceite y seleccionar un listado de equipos para analizar el estado del aceite.
- Ingendesa definió un criterio de selección de equipos por probar basado en: seleccionar equipos estratégicos de alta tensión, potencia, fabricados después de 1999, con alta carga, el tipo de aceite, el total de gases combustibles, incremento de gases, presencia de antioxidantes, etc. Dichas características fueron ponderadas asignándole un valor relativo a cada una de las características evaluadas.
- A manera de ejemplo se incluyen 2 planillas utilizando el criterio de selección.

IMPACTO DE LOS AZUFRES CORROSIVOS EN EL ACEITE AISLANTE

EMPRESA: XXXX
 CRITERIO SELECCIÓN EQUIPOS PARA HACER PRUEBA ASTM D 1275 M.
 Criterio Ponderado

24-Jul

EQUIPO **TR. PODER ; MARCAXXXX SERIE XXXXX**
 PAIS **XXXX**
 DATOS **TR.: 220 KV.SERV. 165 MVA, 8 AÑOS, LOAD 66 %, TCG: 187 ppm ,TIPO OIL:S/I ; INH : S/I.**

ITEM	FACTORES	ITEM EXISTENTE	C SI-No	Ponderacion Existencia	P	Calificion Maxima	Calificación Obtenida	Calificación del ítem en Base 10	Auxiliar
1	Tipo equipo	16 10	10,00	4,00	4,00	40,00	40,00		1
	Trafo.poder elevador	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00		0
	Reactor	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00	10,00	0
2	Trafo.SS/AA	16 10	1,00	1,00	0	40,00	0,00		0
	Tensión nominal	16 10	1,00	1,00	0	40,00	0,00		0
	Igual o menor 66 Kv	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
3	66 a 154 Kv	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
	220 y mayor	16 10	10,00	4,00	4,00	40,00	40,00	10,00	1
	Utilización	16 10	10,00	3,00	3,00	40,00	30,00		1
4	En servicio	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00		0
	Repuesto	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00		0
	Estratégico	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00	7,50	0
5	Potencia	16 10	1,00	1,00	0	50,00	0,00		0
	< 10 MVA	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
	10 a 99 MVA	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
6	100 MVA y superior	16 10	10,00	5,00	5,00	50,00	50,00	10,00	1
	Refrigeración	16 10	1,00	1,00	0	50,00	0,00		0
	Refrig.ONAN	16 10	10,00	1,00	1,00	10,00	10,00		1
7	Refrig.ONAF	16 10	1,00	5,00	0	0	0,00		0
	Refrig.OFAF	16 10	1,00	5,00	0	0	0,00	0,00	0
	Refrig.OFWF	16 10	1,00	5,00	0	0	0,00	0,00	0
8	Años de servicio	16 10	1,00	1,00	0	40,00	0,00		0
	> 10 años	16 10	10,00	2,00	2,00	20,00	20,00		1
	5 a 9 años	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00	5,00	0
9	< 5 años	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00		0
	Tipo aceite	16 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0
	Acete parafínico	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00		0
10	Acete nafténico	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00	0,00	0
	Sin informacion	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	Carga	16 10	10,00	1,00	1,00	60,00	10,00		1
11	Permanente <50%	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
	Permanente >50<90%	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
	Permanente 91 - 100%	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00		0
12	Permanente > 100%	16 10	1,00	6,00	0	0	0,00	1,67	0
	Sin informacion	16 10	1,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0
	Total gases combustibles	16 10	10,00	1,00	1,00	80,00	10,00		1
13	< 720 ppm	16 10	1,00	2,00	0	0	0,00		0
	721- 1920 ppm	16 10	1,00	4,00	0	0	0,00		0
	1921-4630 ppm	16 10	1,00	8,00	0	0	0,00	1,25	0
14	> 4630 ppm	16 10	1,00	0,00	0	0	0,00		0
	Sin informacion	16 10	1,00	0,00	0	0	0,00		0
	Incremento gases /mes	16 10	1,00	1,00	0	30,00	0,00		0
15	< 30 ppm / dia	16 10	1,00	3,00	0	0	0,00	0,00	0
	> 30 ppm/ dia	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	Sin informacion	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
16	Acete con inhibidor	16 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0
	sin antioxidante	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00		0
	Con antioxidante	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
17	Sin informacion	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	Pasivador	16 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0
	Sin pasivador	16 10	1,00	1,00	0	0	0,00		0
18	Con pasivador	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	Sin informacion	16 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
						21,00	490,00	210,00	5,68

Conclusión: **HACER PRUEBA**

calificacion = C. (No= 1; Si=10)
 Ponderacion =P (0-1-2-3-4...8.)
 Calificacion Ponderada =CP=CxP
 Calificac.max= CmaxPmax

Valor del ítem en base 10= sumaCP/ Num ítems activos

Criterio :

Todo equipo con Calificación **igual o superior a 5,00 califica** para la prueba ASTM D 1275 ext.
 Todo equipo con Calificación **igual o inferior a 4,99 no califica** para la prueba ASTM D 1275 ext.

IMPACTO DE LOS AZUFRES CORROSIVOS EN EL ACEITE AISLANTE

EMPRESA : XXXX
 CRITERIO SELECCIÓN EQUIPOS PARA HACER PRUEBA ASTM D 1275 M.

Criterio Ponderado

24-Jul

EQUIPO TR: PODER ,MARCA ; SERIE XXXXX
 PAIS XXXXX
 DATOS TR.: 23 KV,SERV , 165 MVA, 5 AÑOS, LOAD 00 %, TCG: 176 ppm ,TIPO OIL:S/I ; INH : S/I.

ITEM	FACTORES	ITEM EXISTENTE	C SI-No	Ponderacion Existencia	P	Calificion Maxima	Calificion Obtenida	Calificación del item en Base 10	Auxiliar	
1	Tipo equipo									
	Trafo.poder elevador	10 10	10,00	4,00	4,00	40,00	40,00		1	
	Reactor	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00		0	
2	Tensión nominal									
	igual o menor 66 Kv	10 10	10,00	1,00	1,00	40,00	10,00		1	
	66 a 154 Kv	10 10	1,00	2,00	0	0,00	0,00		0	
3	Utilización									
	220 y mayor	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00	2,50	0	
	En servicio	10 10	1,00	3,00	0	40,00	0,00		0	
4	Potencia									
	Repuesto	10 10	10,00	1,00	1,00	10,00	10,00		1	
	Estratégico	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00	2,50	0	
5	Refrigeración									
	< 10 MVA	10 10	1,00	1,00	0	50,00	0,00		0	
	10 a 99 MVA	10 10	1,00	2,00	0	0,00	0,00		0	
6	Años de servicio									
	100 MVA y superior	10 10	10,00	5,00	5,00	50,00	50,00	10,00	1	
	Refrig.ONAN	10 10	1,00	1,00	0	50,00	0,00		0	
7	Tipo aceite									
	Refrig.ONAF	10 10	10,00	1,00	1,00	10,00	10,00		1	
	Refrig.OFAF	10 10	1,00	5,00	0	0,00	0,00		0	
8	Carga									
	Refrig.OFWF	10 10	1,00	5,00	0	0,00	0,00	0,00	0	
	> 10 años	10 10	1,00	1,00	0	40,00	0,00		0	
9	Total gases combustibles									
	5 a 9,9 años	10 10	10,00	2,00	2,00	20,00	20,00	5,00	1	
	< 5 años	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00		0	
10	Incremento gases /mes									
	Aceite parafínico	10 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0	
	Aceite nafténico	10 10	1,00	1,00	0	0,00	0,00	0,00	0	
11	Pasivador									
	Sin informacion	10 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0	
	Permanente <50%	10 10	10,00	1,00	1,00	60,00	10,00		1	
12	Sin informacion									
	Permanente >50<90%	10 10	1,00	2,00	0	0,00	0,00		0	
	Permanente 91- 100%	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00		0	
13	Sin informacion									
	Permanente > 100%	10 10	1,00	6,00	0	0,00	0,00	1,67	0	
	Sin informacion	10 10	1,00	0,00	0	0,00	0,00		0	
14	Sin informacion									
	< 720 ppm	10 10	10,00	1,00	1,00	80,00	10,00		1	
	721- 1920 ppm	10 10	1,00	2,00	0	0,00	0,00		0	
15	Sin informacion									
	1921-4630 ppm	10 10	1,00	4,00	0	0,00	0,00		0	
	> 4630 ppm	10 10	1,00	8,00	0	0,00	0,00	1,25	0	
16	Sin informacion									
	< 30 ppm / dia	10 10	1,00	1,00	0	30,00	0,00		0	
	> 30 ppm/ dia	10 10	1,00	3,00	0	0,00	0,00	0,00	0	
17	Sin informacion									
	Sin antioxidante	10 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0	
	Con antioxidante	10 10	1,00	1,00	0	0,00	0,00	0,00	0	
18	Sin informacion									
	Sin pasivador	10 10	1,00	2,00	0	20,00	0,00		0	
	Con pasivador	10 10	1,00	1,00	0	0,00	0,00	0,00	0	
19	Sin informacion									
	Sin informacion	10 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0	
	Sin informacion	10 10	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0	
						16,00	490,00	160,00	4,11	8

calificacion = C (No= 1; Si=10)
 Ponderacion =P (0-1-2-3-4-...8.)
 Calificacion Ponderada =CP=CxP
 Calificac.max= CmaxPmax
 Valor del item en base 10= sumaCP/ Num items activos

Conclusión: NO HACER PRUEBA

Criterio :
 Todo equipo con Calificación igual o superior a 5,00 califica para la prueba ASTM D 1275 ext.
 Todo equipo con Calificación igual o inferior a 4,99 no califica para la prueba ASTM D 1275 ext.

5.- Métodos de detección

Se define efectuar las siguientes pruebas al aceite y tabular los resultados de los equipos seleccionados:

- Prueba ASTM D1275 B y clasificación de colores según ASTM D130/IP 154 el cual tiene 13 niveles que permite apreciar el grado de corrosividad.
- Ingendesa consideró que niveles 1 y 2 como no corrosivos (en aceites usados) y corrosivos los con nivel 3 y 4.
- Medida del contenido de DBDS (Dibenzil Disulfato, considerado catalizador en el proceso de corrosividad del aceite), considerando el método de la Doble, la cual indica un valor máximo de 1 ppm.

Ingendesa definió una tabla de criterios para definir las acciones a ejecutar basado en la medición de :

- Corrosividad del aceite
- Contenido de DBDS

IMPACTO DE LOS AZUFRES CORROSIVOS EN EL ACEITE AISLANTE

6.- Tabla de Criterios y acción.

Para evaluar los aceites y dar criterios de acción se preparó la siguiente tabla:

TABLA DE CRITERIOS para aceites usados y en servicio.

Definición:

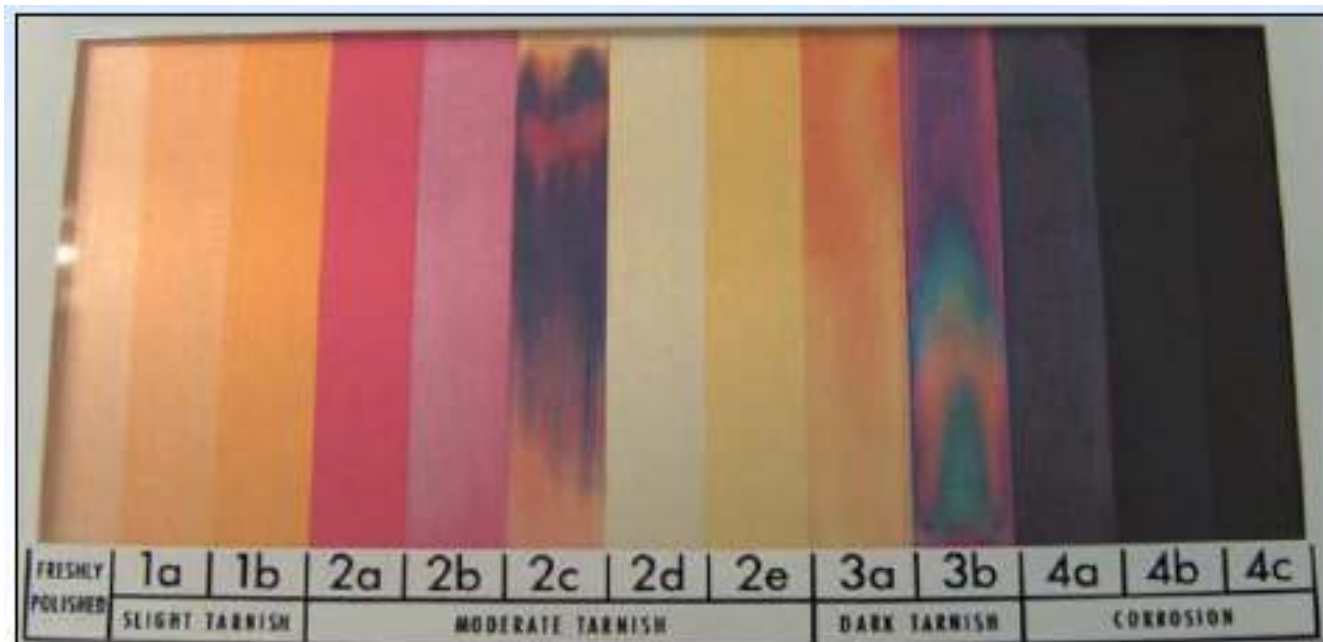
No corrosivo: Aceites clasificado con códigos 0, 1a, 1b, 2a, 2b, 2c, 2d, 2e.

Corrosivo: Aceites clasificados con los códigos 4a, 4b, 4c además INGENDESA incluye los códigos 3a, 3b.

Nivel de corrosividad -ASTM	PASIVADOR	DBDS	ACCIÓN
NO CORROSIVOS 1a,1b,2a,2b,2c,2d,2e	Sin pasivar	< 1 ppm	Controlar corrosividad. a) Cada 8 meses: 1a-1b b) Cada 5 meses: 2a hasta 2e
NO CORROSIVOS 1a,1b,2a,2b,2c,2d,2e	Sin pasivar	> 1 ppm	Pasivar y controlar cada 4 meses del grado corrosividad y DBDS.
CORROSIVO 3a-3b- 4a-4b	Sin pasivar	< 1ppm	Pasivar y control cada 4 meses del grado corrosividad y DBDS.
CORROSIVO 4c	Sin pasivar	< 1ppm	CAMBIO ACEITE
CORROSIVO 3a-3b	Sin pasivar	> 1 ppm	Pasivar y control cada 4 meses del grado corrosividad y DBDS.
CORROSIVO 4a-4b-4c	Sin pasivar	> 1 ppm	CAMBIO DE ACEITE
CORROSIVO 3a-3b	<i>Pasivado</i>	> 1ppm	Si hay aumento del grado de corrosividad o aumento de DBDS, entonces CAMBIO DE ACEITE
CORROSIVO 4a-4b-4c	<i>Pasivado</i>	> 1ppm	CAMBIO DE ACEITE

6.2. Tabla de Criterios (Continuación)

Patrón de espectros de colores según ASTM D130/IP154: luego del envejecimiento provocado al aceite mediante prueba ASTM D1275B extendida



6.3. Conclusiones de la investigación de corrosividad y contenido de DBDS

Una vez seleccionado el parque por investigar, se debe usar la Tabla de Criterios con lo cual se procedió a: cambiar aceite a algunas unidades, en otras pasivar y en el resto sólo controlar.

- ✓ Para transformadores en servicio cambiar aceite corrosivo por otro aceite probadamente no corrosivo (nivel 1a-1b máx) y sin contenido de DBDS. El proceso de cambio deberá ser mediante procedimientos y equipamiento adecuados. Nótese que el criterio de corrosividad para el aceite nuevo(por adquirir) y aceite en uso es diferente.
- ✓ Pasivar el aceite en los equipos indicados como “pasivar” mediante procedimientos y equipamiento adecuados.
- ✓ Control en el tiempo sobre todos los aceites cambiados y pasivados en los equipos seleccionados.

6.4. Plan de Acción

A continuación se resumen las acciones propuestas por Ingendesa :

➤ **CAMBIAR ACEITE**

➤ **PASIVAR ACEITE**

➤ **CONTROL PERIÓDICO DEL ACEITE**

7.- Cambio de aceite

- El proceso de cambio de aceite consiste en el reemplazo de la totalidad del aceite del equipo por otro no corrosivo, con nivel de corrosividad menor o igual a 1a-1b y sin contenido de DBDS.
- Retiro total de aceite por tapón inferior de la cuba.
- Pruebas al aceite de suministro antes y después del cambio
- Uso de planta de tratamiento de aceite y estanque auxiliar de capacidad adecuada para el total del aceite.
- Tiempo de indisponibilidad del equipo, aproximadamente :10 días.

8.-Pasivación.

Pasivar implica agregar 100 ppm de un compuesto al aceite para tratar de detener el proceso de depósito de Cu_2S (sulfuro de cobre) sobre la aislación y la superficie del cobre.

1 ppm = 1 parte por millón = 0,0001 %

Ejemplo : para un transformador con 50.000 lt implica aplicar 5 lt de pasivador

El pasivador recomendado por Ingendesa, ABB y otros fabricantes es el Irgamet 39 de la empresa CIBA.

El equipamiento consiste en: Una planta de tratamiento de aceite. Un estanque para efectuar la mezcla de aceite de la cuba y el pasivador, con capacidad de 100 litros aproximadamente. La mezcla del aceite de la cuba con el pasivador será ingresado a la cuba del transformador y deberá ser circulada posteriormente con la planta de tratamiento de aceite.

9.-Control de aceites

- Se entiende como control de aceite la medición periódica, según se indica en la tabla de criterios, de las pruebas de corrosividad , nivel de corrosividad y contenido de DBDS.
- Deben evaluarse los cambios en caso que sean significativos de acuerdo con la tabla.

10. Estimación de costos para cambio de aceite, pasivación y control.

CAMBIO ACEITE : US\$ 5/litro aceite incluyendo equipo de tratamiento (estimado).
Para cada unidad de 50.000 lt x US\$ 5 = US\$ 250.000
Duración del proceso en cada equipo : 10 días .

PASIVACIÓN ACEITE : Se usan 5 lt de pasivador por cada 50.000 lt de aceite.
Valor pasivador US\$ 1/lt.
Arriendo de equipamiento US\$ 50.000 considerando unidad de 50.000 lt.
Duración del proceso : 2 días en terreno, incluyendo circulación y medida del aceite

CONTROL DE ACEITES : Promedio del control, cada 6 meses, por unidad
Costo DBDS US\$ 300 + Costo ASTM D1275 US\$ 400 = US\$ 700
US\$ 700 x 2 veces/año= US\$ 1.400 /año/ unidad

11. Especificaciones de aceite

- Ingendesa ha recomendado el cambio en las especificaciones técnicas de suministro del aceite .
- En particular se ha incluido las mediciones de acuerdo con las normas ASTM D1275B , ASTM D130/IP154 y del contenido de DBDS según método Doble.
- Se ha establecido que para el aceite nuevo el código de color aceptable máximo es 1 a-1b.
- Se ha establecido que el aceite debe estar exento de DBDS (< 1 ppm).
- Es necesario disponer de aceites calificados que cumplan la especificación indicada, por lo que Ingendesa ha recomendado generar listas de aceites calificados en base a los estudios de las mediciones efectuadas por Doble de diferentes aceites.

**FIN DE LA
PRESENTACIÓN**

EMPRESA DE INGENIERIA INGENDESA S.A.

ESPECIALIDAD DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS

GRUPO DE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

SANTA ROSA 76
SANTIAGO DE CHILE

Teléfono:(56-2) 630-8000
Fax:(56-2) 635-4070
E-mail: ingendesa@ingendesa.cl
Web: www.ingendesa.cl