Gestión del riesgo en transformadores de potencia. Cálculo del índice de Estado.

1. Introducción

Siguiendo con el lineamiento establecido en los artículos referentes a la Gestión del Riesgo en transformadores de potencia y distribución, en esta ocasión vamos a desarrollar un ítem que quedó pendiente (ver artículo "Gestión del riesgo en transformadores de potencia. Aplicación"), a saber, Cálculo del Índice de Estado.

En el artículo citado habíamos desarrollado un ejemplo, sustentado en la aplicación del método de gestión del riesgo (valoración cuantitativa), a una dotación de transformadores (12 unidades en total), pertenecientes a una distribuidora eléctrica.

En esta exposición había quedado por detallar el método de cálculo del denominado "Índice de Estado" del transformador, el cual representa un factor importante en la cuantificación del riesgo de cada máquina, dentro del conjunto.

Lo dicho previamente se justifica en el hecho de que la determinación del estado de la condición de un transformador es un proceso muy complejo, debido a las distintas variables involucradas, junto a las reacciones químicas que se desarrollan en el interior de la máquina y que van estableciendo el estado de envejecimiento de los materiales aislantes (papel y aceite).

A su vez, esta complejidad se realimenta con la acción de la temperatura, la cual influye notablemente en la aceleración de los procesos químicos.

En tal sentido, el Índice de Estado (IE), es un número que nos permite priorizar las acciones a adoptar en los transformadores que conforman una dotación, a través del estado de la condición de los mismos.

Por lo tanto, la utilidad del IE de los transformadores se torna importante para las compañías, ya que permite asignar recursos, en primer término, del presupuesto de Mantenimiento, a aquellas unidades que se encuentran en condiciones más desfavorables y que por lo tanto tienen asociadas un NPR (Número de Prioridad del Riesgo) de mayor valor.

Continuaremos nuestra exposición y cálculo del IE, adoptando el ejemplo de aplicación sobre una dotación de 12 transformadores, según ya hemos visto en el artículo "Gestión del Riesgo en Transformadores de Potencia. Aplicación".

2. Evaluación del riesgo

Haciendo un repaso de los conceptos ya vistos en el artículo "Gestión del Riesgo en Transformadores de Potencia. Aplicación", podemos decir, en primer

término, que el cálculo del Número de Prioridad del Riesgo (NPR) de cada transformador de la dotación, será el objetivo clave.

En tal sentido, teníamos la siguiente expresión base para el cálculo:

$$NPR = FP \times FC$$

En donde FP es el Factor de Ocurrencia o de Probabilidad de Falla y FC es el Factor de Severidad o de Consecuencia de la Falla.

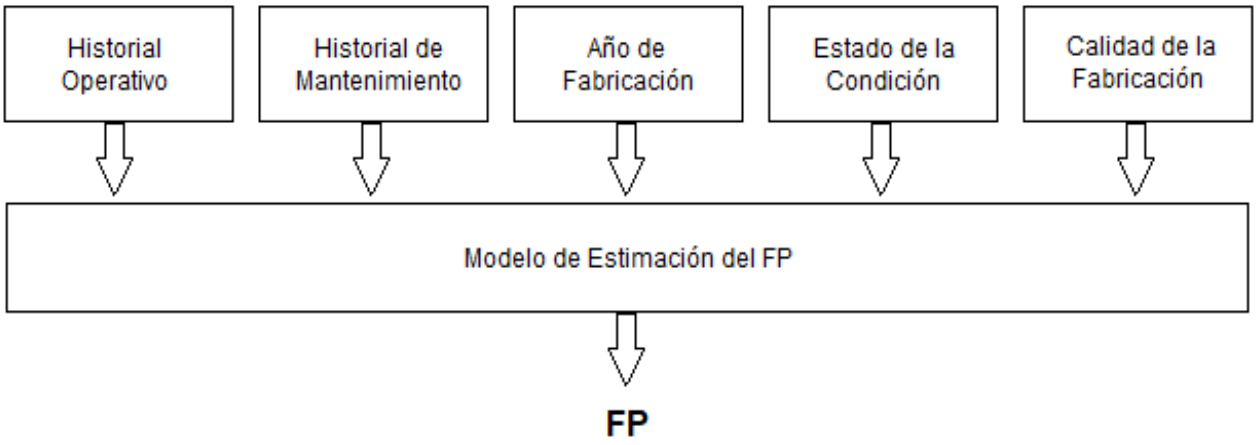
Es importante resaltar que, para cada riesgo identificado en el ciclo de vida del transformador, se asignarán los factores citados.

Por lo tanto, este modelo cuantitativo del riesgo, se basará en la estimación de los dos parámetros (FP y FC), atendiendo a las características de distintos descriptores, definidos de antemano.

Como ya sabemos, la determinación del FP requiere adoptar un análisis del historial de datos del transformador, así como de unidades similares (mismo modelo y fabricante), que aporten mayor información, en relación a los estados de falla.

Teníamos:

Figura N° 1



Como ya habíamos comentado en la Introducción, la identificación plena de los riesgos asociados a un transformador, requiere conocer el Estado de la Condición del mismo, siendo una de las variables de entrada críticas al modelo.

El Índice de Estado, estará plenamente asociado al estado del transformador.

Retomando las variables de entrada al modelo de cálculo del factor FP, podemos detallarlas a continuación, indicando posteriormente los descriptores de cada una:

- Historial operativo del transformador.
- Historial de mantenimiento del transformador.
- Año de fabricación del transformador.
- Estado de la condición del transformador.
- Calidad de la fabricación del transformador (prestigio del fabricante).

Y los descriptores serán:

a) Historial operativo del transformador

- Condiciones operativas en el servicio.
- Historial de carga y perfil de temperaturas.
- Eventos operativos registrados.
- Nivel de conocimiento de la historia operativa de la máquina.

b) Historial de mantenimiento del transformador

- Determinación del estado de envejecimiento de la aislación.
- Historial de fallas.
- Historial de inspecciones.
- Historial de intervenciones.
- Conocimiento de las actividades de mantenimiento.

c) Año de fabricación del transformador

- Peso de la edad del transformador en las condiciones operativas.
- Peso de la edad del transformador en las actividades de mantenimiento.
- Peso de la edad del transformador en la determinación de la etapa de Fin de la Vida.
- Peso de la edad del transformador en la conformación del Plan de Reacondicionamiento.

d) Estado de la condición del transformador

- Historial del estado del aceite.
- Historial del desarrollo de los gases de falla.
- Historial y seguimiento del estado del papel.
- Historial de ensayos y monitoreo.
- Estado de la condición de la refrigeración, bushings y otros subsistemas.

e) Calidad de la fabricación del transformador

- Calidad del diseño.
- Tecnología utilizada (riesgo tecnológico).
- Calidad de los materiales utilizados en la fabricación.
- Calidad en el proceso de fabricación.
- Historial y prestigio del fabricante.
- Servicios postventa del fabricante.

Además sabemos que se establecen valores de peso (utilizados en la ponderación del cálculo para cada variable), correspondiente a cada componente.

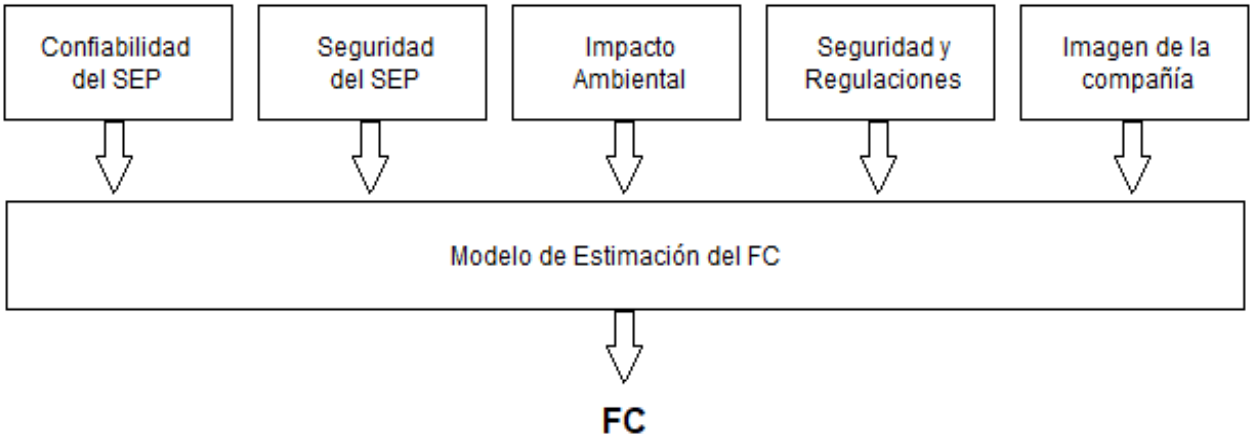
Tendremos los siguientes pesos asignados (Tabla N° 1), considerando que esta asignación no debe interpretarse como única, sino que dependerá de la característica del modelo de riesgo adoptado, del aporte del especialista que evalúa el estado del transformador, así como de la experiencia adquirida en la Gestión de los Activos.

Tabla N° 1

Componente	Rango	Peso
Historial Operativo	1 a 1,5	2
Historial de Mantenimiento	1 a 1,5	2
Año de fabricación	1 a 1,5	2
Estado de la condición	1 a 1,5	2
Calidad de la fabricación	1 a 1,5	3

En cuanto al modelo de cálculo del factor FC, podemos referirnos a la figura N° 2. Para más detalles recomendamos ver lo indicado en el artículo “Gestión del riesgo en transformadores de potencia. Aplicación”.

Figura N° 2



3. Evaluación del Índice de Estado del transformador

Sabemos que el Índice de Estado (IE) es un factor que se utiliza para determinar el estado de la condición actual de un dado transformador.

Este índice se obtiene a través de la cuantificación de los resultados obtenidos de los correspondientes análisis del aceite, ensayos, monitoreos, aspectos operativos e inspecciones, realizados sobre la máquina.

Como ya hemos comentado, este índice confiere la posibilidad de establecer una clasificación de estado de una dotación de transformadores específicos, atendiendo a las condiciones técnicas de los mismos.

El punto de partida de la evaluación y posterior cálculo del IE, es el de determinar los estados de la condición de cada subsistema que conforma al transformador.

Entre éstos podemos nombrar: los bushings, la parte activa (bobinados y núcleo magnético), conmutador sin tensión (trafos de distribución), conmutador bajo carga (trafos de potencia), tanque de expansión, sistema de refrigeración, etc.

Se desprende de lo antedicho que, para el cálculo del IE se deberá disponer de un conjunto de datos derivados de las inspecciones, ensayos y monitoreos y del historial del transformador.

En tal sentido, se pueden establecer los siguientes lineamientos, en el proceso de evaluación y cálculo:

a) Adquirir los datos significativos de los subsistemas del transformador.

b) Adquirir los datos derivados de los ensayos y/o monitoreos de los componentes de los subsistemas.

c) Asignar un peso de ponderación a cada parámetro, teniendo en cuenta si deviene del análisis físico-químico del aceite, ensayos dieléctricos, ensayos eléctricos, etc.

d) El IE de cada componente se calcula a través de la suma de los productos de cada ponderación individual de los parámetros, atendiendo a los factores de peso previamente asignados a éstos.

Como ya comentamos en el artículo previo, la selección de los parámetros, para proceder al cálculo del IE, deberán tener asociada una efectiva disponibilidad de la información, derivada de los ensayos, monitoreos e inspecciones.

Además, se deberá considerar crítica la selección de estos parámetros en relación a la disponibilidad de conocimiento experto, en la asignación de los “factores de peso”.

4. Cálculo del Índice de Estado del transformador

Recordando lo planteado en el artículo previo, podemos determinar 4 etapas para el cálculo del IE, las cuales detallamos en el presente:

a) Establecer los parámetros para calcular el IE

Para cada componente del transformador se determinan los parámetros claves a tener en cuenta para la valoración del IE. Podemos establecer los siguientes:

- Bobinados y núcleo magnético

  - Ensayos dieléctricos.
  - Ensayos eléctricos.
  - Cromatografía de gases disueltos.
  - Furanos.
  - Año de fabricación.
  - Perfil de carga.
  - Termografía infrarroja.
  - Historial.
  - Inspecciones.

- Bushings

  - Tipo/modelo.
  - Año de fabricación.
  - Tangente delta y capacidad.
  - Inspección del aislador.
  - Inspección de los contactos.
  - Inspección por pérdidas.
  - Termografía infrarroja.
  - Historial.

- Conmutador bajo carga

  - Fabricante.
  - Tipo/modelo.
  - Cromatografía de gases disueltos.
  - Ensayos del aceite.
  - Estado de los contactos.
  - Historial.

- Sistema de refrigeración

  - Inspecciones visuales (ductos, bombas y ventiladores).
  - Corrosión.
  - Termografía infrarroja.
  - Historial.

Y así se puede seguir listando otros parámetros para diferentes subsistemas y componentes del transformador.

b) Establecer los rangos de valorización y factores de peso de significación en el modelo

En esta etapa se procede a asignar pesos relativos a cada parámetro previamente establecido.
Si tomamos como ejemplo de parámetro a la Cromatografía de Gases Disueltos, el peso se calcula como un promedio ponderado de todas las concentraciones de gases contenidas en el resultado.

c) Calcular el IE para cada componente

El IE para cada componente se calcula atendiendo a diferentes parámetros de diagnóstico, a los cuales se les asigna, a cada uno, un factor de peso.
El factor de peso asignado dependerá de la importancia del parámetro para establecer el estado de la condición del componente del transformador.
Por lo tanto, el IE del componente será la suma de los valores, multiplicados por sus correspondientes factores de peso.

d) Calcular el IE general para cada transformador

Se procede a calcular el IE general para cada transformador de la dotación, a través de la suma ponderada de cada uno de los IE de los componentes considerados en el modelo.

En tal sentido, la expresión general del cálculo del IE, para cada transformador, será:

$$IE = X(\%)\frac{\sum_{j=1}^{n} P_j \times f_j}{\sum_{j=1}^{n} 4\,P_j} + Y(\%)\frac{\sum_{j=n+1}^{z} P_j \times f_j}{\sum_{j=n+1}^{z} 4\,P_j}$$

El término afectado por X(%), corresponde a los parámetros que no pertenecen al Conmutador Bajo Carga (CBC).

Como vemos, se asocian a este término un conjunto de “n” descriptores.

En tal caso, el término afectado por Y(%), refiere a los parámetros que pertenecen al CBC, correspondiendo un total de “z – n” descriptores.

De la expresión de IE, se desprende la relación: X(%) + Y(%) = 100 %.

Pj = factor de peso asignado al parámetro “j”.

fj = valor puntaje, asignado al parámetro “j”.

j = número de parámetro de diagnóstico, incorporado al modelo.

En cuanto a los valores asignados, para el caso de subestaciones eléctricas, para X(%) tendremos de 74% y para Y(%) de 26%.

Para el caso de centrales eléctricas, X(%) adquiere el valor de 89% e Y(%) de 11%.

En la siguiente tabla (N° 2) se detallan los factores de peso asignados a los parámetros específicos que hemos adoptado en nuestro aplicación, asociados al Estado de la Condición del transformador.

Tabla N° 2

Parámetro	**Factor “P”**
CH	8
AZ	9
UD	7
TD90	10
2-FAL	9
TGCD	10

Se destaca que la expresión de IE tiene incorporado en el denominador el máximo posible del factor de peso, dado por el valor de 4.

De tal forma se normaliza el índice a la referencia máxima posible.

Siguiendo con el detalle de los valores puntaje (f), de cada parámetro, indicamos a continuación los rangos de aplicación, para cada uno de éstos.

a) Contenido de Humedad en el aceite (CH)

Tabla N° 3

Valor (ppm)	**Factor "f"**
≤ 10	4
11 a 20	3
21 a 25	2
26 a 29	1
≥ 30	0

b) Tensión disruptiva (UD)

Tabla N° 4

Valor (kV)	**Factor "f"**
≥ 50	4
49 a 40	3
39 a 35	2
36 a 30	1
< 30	0

c) Acidez (AZ)

Tabla N° 5

Valor (mgKOH/g ac)	Factor "f"
≤ 0,02	4
0,03 a 0,05	3
0,06 a 0,09	2
0,10 a 0,14	1
≥ 0,15	0

d) Tangente delta a 90 °C (TD90)

Tabla 6

Valor (%)	Factor "f"
< 1,0	4
1 a 1,5	3
1,6 a 3,0	2
3,1 a 3,9	1
≥ 4	0

e) Furanos (2-FAL)

Como ya vimos en el artículo precedente, el compuesto furánico que se utiliza en la evaluación del riesgo y cálculo del IE, es el 2-FAL. Tendremos:

Tabla N° 7

Valor (ppm)	Factor "f"
≤ 0,5	4
0,5 a 0,8	3
0,9 a 1,2	2

1,2 a 1,9	1
≥ 2,0	0

f) Total de gases combustibles disueltos (TGCD)

Tabla N° 8

Valor (ppm)	Factor "f"
< 721	4
721 a 1920	3
1921 a 4630	2
4630 a 5380	1
> 5380	0

5. Aplicación del cálculo

En este ítem vamos a detallar el cálculo del IE de uno de los 12 transformadores de la dotación de una distribuidora eléctrica, que hemos adoptado en el artículo previo.

Teníamos la siguiente aplicación, junto a los datos disponibles para la evaluación.

Tabla N° 9

Código	Sn (kVA)	Up (kV)	Us (kV)	Año de fabricación	Volumen del aceite (l)
TR1	1000	13,2	0,4	1986	842
TR2	630	13,2	0,4	1997	515
TR3	800	13,2	0,4	1999	617
TR4	1000	13,2	0,4	1997	850
TR5	630	13,2	0,4	2012	450
TR6	1000	13,2	0,4	1999	950

TR7	800	13,2	0,4	1993	850
TR8	800	13,2	0,4	1992	830
TR9	630	13,2	0,4	2010	535
TR10	1000	13,2	0,4	1974	918
TR11	800	13,2	0,4	2000	558
TR12	1000	13,2	0,4	1998	930

Recordemos que una vez obtenido el IE de cada transformador, se procede a obtener el factor FP, que junto con el FC, permite finalmente obtener el NPR.

El NPR nos permite clasificar los riesgos de cada transformador, evaluando el estado en que se encuentra cada uno y así adoptar finalmente las prioridades y acciones de Mantenimiento adecuadas, para tratar efectivamente los mismos.

En la siguiente tabla (N° 10) se muestran los resultados de los Estados de los Aceites para cada unidad, junto al de Desarrollo de los Gases de Falla (parámetro TGCD) y del Estado del Papel (parámetro 2-FAL)

Tabla N° 10

Código	**CH (ppm)**	**UD (kV)**	**AZ (mgKOH/g)**	**TD90 (%)**	**2-FAL (ppm)**	**TGCD (ppm)**	**IE (%)**
TR1	25	48	0,08	3,4	0,9	1865	**53,30**
TR2	12	43	0,11	4,2	0,7	670	**57,08**
TR3	15	57	0,06	1,1	0,8	4773	**64,62**
TR4	6	55	0,02	1,8	0,4	712	**90,57**
TR5	34	40	0,24	2,1	1,1	2675	**37,26**
TR6	10	60	0,03	4,5	0,3	5680	**58,02**
TR7	29	22	0,12	2,8	1,5	1934	**31,13**
TR8	23	38	0,03	1,7	0,2	4959	**58,02**
TR9	5	56	0,02	1	0,4	594	**95,28**
TR10	38	32	0,09	1,5	3,2	3106	**35,38**
TR11	6	58	0,02	1,3	0,2	4812	**81,13**
TR12	16	52	0,18	3,7	0,9	845	**51,89**

Se observan los valores obtenidos del cálculo para el IE, de cada transformador.

En este caso, vamos a adoptar el TR5 como ejemplo para mostrar el desarrollo del cálculo de su correspondiente IE, en base a lo visto en el ítem 4 y considerando los datos relevados del análisis del aceite, para este transformador.

Tendremos:

$$\mathrm{IE(TR5)} = 100\% \times \frac{(0 \times 8 + 3 \times 7 + 0 \times 9 + 2 \times 10 + 2 \times 9 + 2 \times 10)}{4 \times (8 + 7 + 9 + 10 + 9 + 10)}$$

Entonces:

$$\mathrm{IE(TR5)} = 100\% \times \frac{(21 + 20 + 18 + 20)}{212}$$

$$\mathbf{IE(TR5) = 37,26\%}$$

Recordemos que a mayor valor del IE (con un máximo posible de 100 %), mejor será el estado de la condición de la máquina, en base a los parámetros disponibles.

Notar que hemos adoptado X(%) = 100% e Y(%) = 0, debido a que son transformadores de distribución con conmutadores sin tensión.

Para mayor detalle acerca del cálculo del NPR y la priorización de los transformadores (en especial el TR5), ver lo indicado en el artículo Gestión del riesgo en transformadores de potencia. Aplicación.

6. Conclusiones

- El Índice de Estado es un factor muy importante para determinar el estado de la condición de los transformadores.

- Lo anterior se justifica en que este índice provee información relacionada con la capacidad de un transformador para poder continuar operando en la instalación, aportando evidencia objetiva asociada, la cual puede ser fácilmente verificada.

- El cálculo del IE se basa en reunir parámetros de diagnóstico característicos de un transformador, a los cuales se les asigna, a cada uno de ellos, un valor y un factor de peso, con el fin de ponderar el cálculo.

- Además, el cálculo se basa en la incorporación del estado de envejecimiento y degradación del transformador en sí y de sus sistemas asociados. Todo esto puede ser procesado bajo distintos estados operativos.

- En tal sentido, la determinación del estado de la condición de los transformadores, a través del IE, permitirá a las compañías operar con mayor eficiencia las redes eléctricas.

- Entre los beneficios de utilizar el IE, podemos nombrar: optimizar el uso de los transformadores y equipos asociados, favorecer la planificación del Mantenimiento, tomar decisiones en acciones de reparación y/o reacondicionamiento, reubicar o reemplazar el transformador, asistir en las decisiones de la etapa de Fin de la Vida.

- Otro beneficio a tener en cuenta, es el de asistir a la Gerencia de Activos en determinar los transformadores que requieren acciones de mantenimiento especiales o un mayor seguimiento, con el fin de establecer con mayor precisión el estado de la condición y por lo tanto definir la táctica de mantenimiento más adecuada.

- Tener en cuenta: el IE de una dotación de transformadores, refleja un instante en el tiempo del estado de la condición de la misma. En tal sentido, el IE deberá adaptarse a intervalos prefijados, según los criterios establecidos por la Gerencia de Activos.

Ingeniería.
Nova Mirón S.A.