NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Nota técnica: "Gestión del Fin de la Vida de Transformadores. Parte 5"

1. Introducción

Uno de los objetivos de las compañías eléctricas es la de entregar un servicio con alta Confiabilidad a los clientes, pero con costos optimizados.

Lo anterior implica que una correcta Gestión de Activos (en nuestro caso nos enfocaremos en los activos físicos en general y en el transformador en particular), requiere de una eficaz y eficiente Gestión de los Riesgos.

En tal sentido, en esta Parte 5, nos abocaremos a describir los fundamentos de la Teoría de la Confiabilidad (relacionada estrechamente con la Teoría de la Probabilidad), en el sentido práctico de su aplicación en la determinación del comportamiento general de un sistema de activos físicos (por ej. un transformador de distribución) en función de las confiabilidades individuales de cada uno de sus componentes o subsistemas (bobinados, bushings, etc.), en relación al impacto sobre los Objetivos Estratégicos de la Gestión de Activos.

Corresponde a Ingeniería de Confiabilidad el desarrollo de los modelos asociados a los sistemas de activos físicos bajo análisis, así como la formulación de las acciones de mejora a implementar, para incrementar la Confiabilidad de los sistemas.

Según ya hemos comentado en partes previas, la información derivada de los modelos de Confiabilidad de los activos físicos, permitirán desarrollar los Indicadores de Riesgo (nivel Operacional) y la consecuente evaluación y tratamiento de los riesgos (nivel Táctico).

A continuación, se describen con mayor detalle los temas previamente citados.

2. Envejecimiento y Confiabilidad

Como ya hemos comentado en partes previas, el envejecimiento de los sistemas de activos físicos energéticos, presenta un impacto negativo significativo en el objetivo estratégico de la Confiabilidad, establecido por la compañía.

Este impacto negativo se manifiesta, concretamente, en que a medida que se degrada el activo físico, a través del tiempo, el riesgo de falla y la tasa asociada presentan un incremento gradual en sus valores, con el consecuente aumento de las interrupciones en el sistema eléctrico.

En tal sentido, se observará que los Indicadores de Confiabilidad y de Riesgo, definidos en la Perspectiva Operacional de la Gerencia de Activos, comenzarán a presentar valores negativos, en relación a la calidad del servicio.

Una premisa importante a tener en cuenta, en todo este proceso de gestión, es la de que no será posible mejorar la Confiabilidad de los activos físicos envejecidos, a través de la sola implementación de soluciones tecnológicas, diseñadas a estos fines.

Es decir, la Confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución se encontrará determinada por distintos factores, además de las soluciones tecnológicas, que se especificarán a través de los Objetivos Estratégicos de la Gestión de Activos y de Mantenimiento.

A continuación, indicamos algunos factores que deberán tenerse en cuenta:

- La importancia y exigencia, cada vez más creciente, de los sistemas eléctricos de distribución para brindar servicios con un alto nivel de Confiabilidad, según la perspectiva del cliente.

- Los elevados costos asociados a la Operación y Mantenimiento de los sistemas de distribución. La distribución se está convirtiendo, paso a paso, en una componente con cada vez mayor participación en el costo total del sistema eléctrico de potencia.

- La implementación regulatoria de tarifas basadas en el desempeño y los contratos para grandes clientes, las cuales establecen reembolsos por la poca Confiabilidad brindada por la compañía eléctrica. Confiere y motiva a ésta a centrarse en un enfoque financiero para impulsar la mejora en la calidad del servicio.

- La sensibilidad en aumento de las cargas, asociada a una Confiabilidad de bajo valor relativo, desde el punto de vista del cliente. Este hecho se encuentra ampliamente relacionado por el uso creciente de equipos digitales, por sobre los analógicos, como así también por la actividad de armónicos (contaminación armónica), etc.

Desde la visión del diseño del sistema de Confiabilidad, habrá que tener muy en cuenta que éste se deberá enfocar en alcanzar un nivel óptimo de este parámetro/indicador y no en el nivel máximo, debido a los costos involucrados y la baja propensión del cliente para pagar por este servicio.

Entonces, el diseño óptimo deberá enfocarse en cumplir ciertos lineamientos, algunos de los cuales indicamos a continuación:

- Proveer un buen nivel óptimo y básico de Confiabilidad en el sistema.

- Proveer iguales niveles de Confiabilidad a lo largo de todo el sistema. Tener en cuenta que no haya áreas o regiones con niveles por debajo de la meta óptima.

- Proveer la capacidad de implementar técnicas de mejora de la Confiabilidad, en ciertos puntos específicos del sistema, en donde se requieran y justifiquen mayores niveles de este indicador.

3. Ingeniería de Confiabilidad

La Gerencia de Ingeniería, junto a Ingeniería de Confiabilidad (dependiente de la primera), serán las encargadas de establecer los Modelos de Confiabilidad de los activos físicos bajo estudio, a partir de la topología asociada a los mismos.

El objetivo principal será el de planificar, especificar e implementar las acciones pertinentes para mejorar y controlar la Confiabilidad del servicio eléctrico brindado al cliente (considerando, en nuestro caso, que los activos físicos principales son los transformadores de potencia y/o distribución).

Estos modelos conformarán la base para la Perspectiva Operacional de la Gerencia de Activos, con el objetivo primario de determinar los Indicadores de Riesgo y finalmente las acciones de tratamiento de los mismos (Perspectiva Táctica de la Gerencia de Activos).

Lo anterior implicará el desarrollo de modelos matemáticos, sustentados en bases analíticas o numéricas, que permitirán obtener la Confiabilidad, tanto de los subsistemas componentes como así también la del sistema de activos que los integra.

Antes de comenzar con el desarrollo de los modelos, será conveniente definir los términos de Confiabilidad y Disponibilidad, de forma tal de no confundirlos, ya que representan conceptos diferentes, haciendo, cada uno de estos, referencia a formulaciones y usos en contextos no similares.

Por lo tanto, tendremos:

Confiabilidad = Probabilidad de que un cierto activo cumpla con sus funciones de forma satisfactoria, en un dado período de tiempo (tiempo de misión) y bajo condiciones especificadas. (por ejemplo, las nominales). Representa la probabilidad de que un activo no falle en un cierto tiempo y operando en condiciones especificadas. Por lo tanto, la Confiabilidad será una probabilidad que depende del tiempo (R(t) como expresión funcional).

Disponibilidad = representa el estado de un activo para poder entrar en operación cuando se lo requiera. Es una relación de tiempos de uso.

De las definiciones, se desprende que ambos conceptos (o indicadores) son de característica adimensional, pero prestando especial atención a que la Confiabilidad es una probabilidad y por lo tanto su tratamiento, dentro del modelo, requerirá de la aplicación de la Teoría de Probabilidades.

Con el fin de realizar un análisis y tratamiento sencillo de la Confiabilidad, vamos a utilizar la herramienta conocida como Diagrama de Bloques de Confiabilidad (RBD por sus siglas en inglés), la cual se basa en representar y operar la Confiabilidad en diagramas de interconexión lógica entre los distintos activos o subsistemas constituyentes.

En tal sentido y dentro de la estructura de conceptos que conforman el RBD, un sistema de activos físicos (por ejemplo, un conjunto de transformadores operando en una SET de 220 kV), será un conjunto de activos físicos que realizarán una determinada función, con la característica fundamental que los mismos se encontrarán conectados entre sí (desde el punto de vista de la Confiabilidad y no de la conectividad energética), de tal forma que actuando en forma de bloque, con una entrada y una salida, darán como resultado un servicio o la citada función.

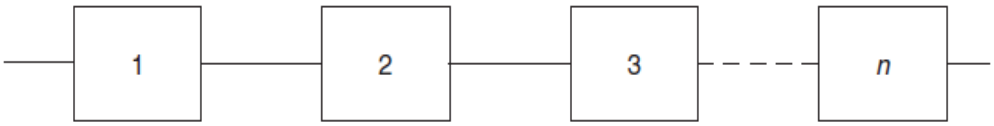
Importante será tener en cuenta que, la Confiabilidad resultante del sistema de activos físicos será una combinación de las Confiabilidades individuales de cada activo componente.

A continuación, se describen algunas de las redes de la herramienta RBD, que nos permitirán obtener las Confiabilidades resultantes de cada sistema de activos físicos en particular.

a) Red de Confiabilidad Serie

- Conformada por un sistema de “n” activos físicos en disposición serie (perspectiva de la Confiabilidad).
- La condición operativa se establece en que, si uno cualquiera de los activos físicos falla, falla integralmente el sistema.
- Es decir, la falla de un activo físico condiciona la falla del conjunto.

El diagrama se representa de la siguiente forma:



Sin entrar en los detalles de la demostración de formulaciones, la Confiabilidad total del sistema de activos físicos (Rs(t)), vendrá dada por las siguientes expresiones:

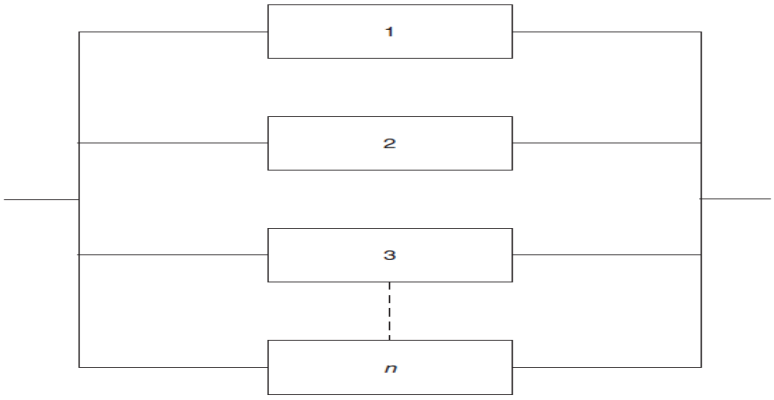
$$R_s(t) = R_1(t) \,.\, R_2(t) \,.\, R_3(t) \ldots R$$

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^{n} R_i(t)$$

b) Red de Confiabilidad Paralelo

- Conformada por un sistema de “n” activos físicos, operando simultáneamente en disposición paralelo (perspectiva de la Confiabilidad).
- También se la conoce como red de un sistema con Redundancia Activa.
- La condición operativa se establece en que todos los activos deben fallar para que falle integralmente el sistema.

El diagrama se representa de la siguiente forma:



En este caso, la Confiabilidad total del sistema de activos físicos (Rs(t)), vendrá dada por las siguientes expresiones:

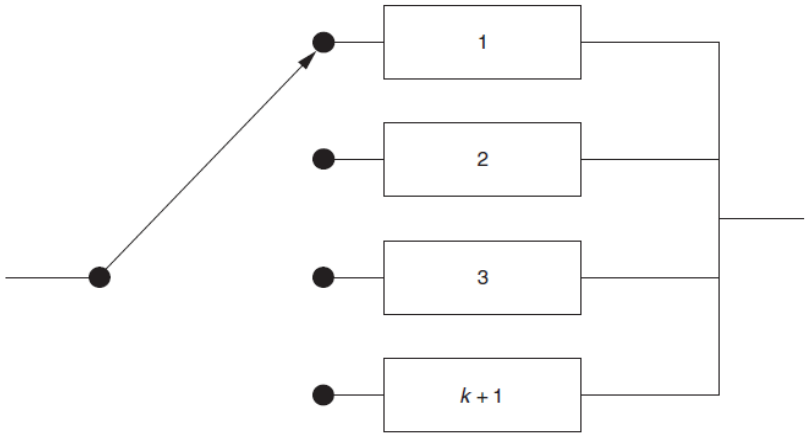
$$\mathrm{Rs(t)} = 1 - \left[(1 - \mathrm{R1(t)})\ \mathrm{x}\ (1 - \mathrm{R2(t)})\ \mathrm{x} \ldots \mathrm{x}\ (1 - \mathrm{Rn(t)})\right]$$

$$\mathrm{R_s(t)} = 1 - \prod_{i=1}^{n} \left(1 - \mathrm{R_i(t)}\right)$$

c) <u>Red de Confiabilidad de Apoyo</u>

- Sistema conformado por un activo operando y “k” activos en modo de espera o apoyo (standby).
- También se la conoce como red de un sistema con <u>Redundancia Pasiva</u>.
- La condición operativa se establece en que, tan pronto falla un activo físico, se reemplaza por otro en espera.

El diagrama será:



La Confiabilidad total del sistema de activos físicos (Rs(t)), se obtendrá con la aplicación de las siguientes expresiones, considerando el caso de que todos los activos constituyentes posean la misma tasa de falla λ:

$$R(t)_s = e^{-\lambda.t} + \lambda\, e^{-\lambda.t} + \frac{(\lambda t)^2 e^{-\lambda.t}}{2} + \frac{(\lambda t)^3 e^{-\lambda.t}}{6}$$

$$R(t)_s = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{[(\lambda t)^i e^{-\lambda.t}]}{i!}$$

A continuación, indicamos algunas definiciones de conceptos claves y de las correspondientes formulaciones utilizadas en Ingeniería, para determinar y analizar la Confiabilidad de los sistemas de activos físicos, siendo ésta la información de base para la toma de decisiones a nivel Táctico y Operacional en la gestión de los activos.

- Función de densidad de probabilidad de falla = f(t) = probabilidad de falla por unidad de tiempo.

- Función de probabilidad acumulada de fallas = F(t) = probabilidad de que la vida del activo (T) sea menor que un valor dado “t”.

$$F(t) = \int_{o}^{t} f(t)dt$$

- Tasa de falla = Cantidad de fallas que tuvo un activo en un determinado tiempo.

$$\lambda(t) = \lim_{s \to 0} \frac{1}{s} \cdot \frac{F(t+s) - F(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

- Tiempo Medio entre Fallas = Tiempo promedio operativo entre fallas de un activo o componente.

$$\mathrm{MTBF} = \int_{0}^{\infty} \mathrm{R(t)dt}$$

4. Modelo de Confiabilidad

Vamos a considerar, para establecer el modelo de Confiabilidad del transformador (potencia o distribución), las siguientes condiciones, atendiendo a que vamos a adoptar el Modelo de Estados de Markov:

a) El transformador es un sistema reparable con una tasa de falla (λ) y una tasa de reparación (μ), ambas constantes en el tiempo (desde t = 0 hasta el tiempo de misión).

b) Los posibles estados de transición son independientes unos de otros.

c) La probabilidad de transición entre el estado de operación normal al estado de falla, en un intervalo finito de tiempo Δt, estará dada por λΔt.

d) La probabilidad de transición entre el estado de falla al estado de operación normal, en un intervalo finito de tiempo Δt, estará dada por μΔt.

e) La probabilidad de ocurrencia de más de una transición entre un estado a otro, en un intervalo finito de tiempo Δt, se considera no significativa.

f) Se adopta un espacio de estado de Markov de orden n = 2.

Por lo tanto, teniendo en cuenta los dos estados posibles del transformador (estado de operación normal y estado de falla), podemos escribir a continuación el sistema de ecuaciones diferenciales de

2do orden, que describen el comportamiento del mismo, a través del tiempo y adoptando las condiciones previamente detalladas.

$$\frac{dP_0(t)}{dt} + \lambda P_0(t) = \mu P_1(t)$$

$$\frac{dP_1(t)}{dt} + \mu P_1(t) = \lambda P_0(t)$$

En donde:

$P_0(t)$ = probabilidad de que el transformador se encuentra en el estado de operación normal en el tiempo t.
$P_1(t)$ = probabilidad de que el transformador se encuentra en el estado de falla en el tiempo t.

Resolviendo el sistema de ecuaciones, considerando que en el tiempo inicial (t = 0) el transformador se encuentra en el estado normal de operación, es decir, $P_0(0) = 1$ y $P_1(0) = 0$, se tendrá:

$$P0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu) t}$$

$$P1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu) t}$$

En tal sentido, podemos obtener el valor de la Disponibilidad Operacional (DO) del transformador, considerando un tiempo de misión lo suficientemente extenso para el análisis y que este parámetro/indicador representa la probabilidad de que el transformador se encuentre en el estado de operación normal.

$$DO = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

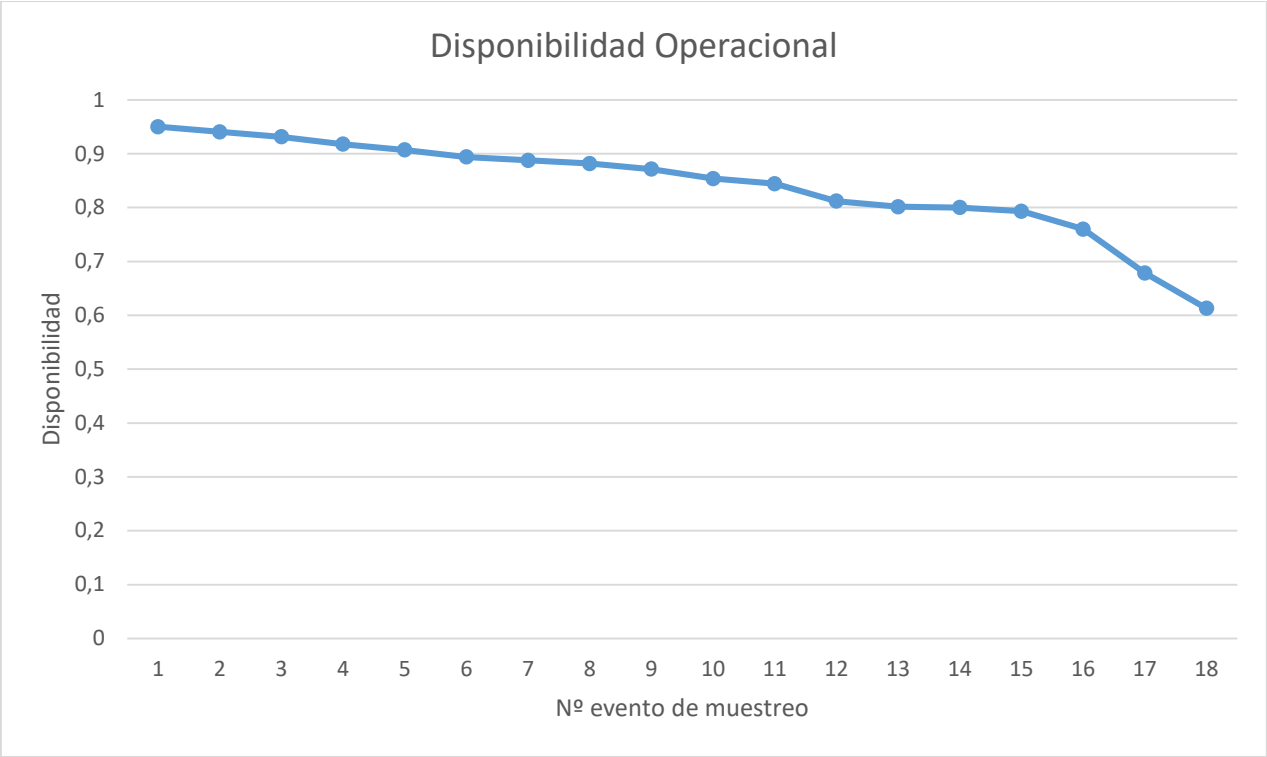
De igual forma, la Indisponibilidad Operacional (IDO) del transformador vendrá dada por:

$$IDO = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

De la expresión de la DO, se observa que al aumentar la tasa de falla a lo largo del tiempo (Nº de evento de muestreo), manteniendo constante el valor de la tasa de reparación del transformador, la Disponibilidad en la operación se reduce en forma inversamente proporcional.

Recordemos que el incremento de la tasa de falla es significativo durante el proceso de envejecimiento del transformador, indicándonos de tal forma que iremos perdiendo Disponibilidad a lo largo del tiempo.

En el siguiente gráfico se muestra una variación en decremento de la Disponibilidad de un transformador de distribución, como consecuencia del aumento de la tasa de falla debido al envejecimiento y el consecuente aumento del riesgo de falla asociado.



Se observa que, a partir del evento de muestreo Nº 15, la Disponibilidad presenta una caída importante, debido al aumento de la tasa de falla como consecuencia de una inflexión notable en los parámetros de envejecimiento del transformador. Esta proyección se deriva de la función de densidad de probabilidad de falla del transformador bajo estudio.

Destacamos que en el inicio del período de evaluación de la Disponibilidad se tendrá un valor de la misma del 95 %, representando un valor relativamente aceptable, desde el punto de vista de la meta del Objetivo Estratégico de Mantenimiento de un sistema eléctrico de distribución, suponiendo una operación de respaldo activa.

En el evento de muestreo Nº 18 (aproximadamente 9 años, considerando 2 eventos en el año), el valor de la Disponibilidad será de 61 %, valor por debajo de las metas representativas de los sistemas eléctricos de distribución con respaldo activo.

Esta proyección en el tiempo, nos determina que debamos adoptar acciones de intervención, antes de operar con el transformador con una Disponibilidad no adecuada a los requerimientos del servicio.

En la Parte 6 vamos a tratar sobre diferentes enfoques analíticos, utilizados en la Gestión de la Confiabilidad, orientados a su implementación en transformadores que se encuentran operando en la Etapa de Fin de la Vida. Además, trataremos sobre el cálculo y uso de Indicadores Claves de Confiabilidad.

Departamento de ingeniería.
Nova Mirón S.A