

Reparación o Reemplazo de Transformadores de Potencia; Análisis de varios casos

Librado Magallanes R. (lmagallanes@cfe.gob.mx)
CFE-SDT

1. Introducción

El ambiente competitivo que vive la mayoría de las empresas en un ambiente globalizado, hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos. El propósito de este artículo es mostrar la situación actual, describir al transformador como una entidad económica, describir un método o alternativa de evaluación económica y varios escenarios en los cuales podría ser utilizado el método.

2. Situación actual

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas compañías son llevadas a cabo evaluando solamente como alternativa de decisión las diferentes ofertas que proponen los diferentes "reparadores de transformadores" que concurren a una licitación. Normalmente, participan para la presentación de ofertas de reparación, solamente "reparadores" nacionales. La participación del fabricante original aún cuando es deseable, no siempre es posible –para un fabricante original, cuando tiene carga de trabajo, la reparación de transformadores, representa ocupar un espacio de planta y un tiempo que podría ser utilizado para fabricar un transformador nuevo, con el cual pueden alcanzar una mayor rentabilidad–.

Una de las causas que contribuye a las prácticas actuales de no evaluar la alternativa de reparar o reemplazar, es la política de limitar el presupuesto de inversión al crecimiento de la capacidad instalada; nuevas obras o instalaciones. Reemplazar un transformador, implica dar de baja como activo el transformador a sustituir y dar de alta el transformador de reemplazo, incrementando el valor de los activos, sin ningún incremento en la capacidad instalada.

Artículo recomendado y aprobado por el comité Nacional de CIGRE México para presentarse en el segundo congreso Bienal, del 13 al 15 de junio del 2001, en Irapuato, Gto.

Esto último, implica desde el punto de vista económico, incrementar los cargos fijos relacionados con el uso del capital para comprar un transformador nuevo, el incremento del valor de los activos a su vez aumenta el costo financiero derivado del costo del capital, sin ningún incremento marginal del ingreso por venta de energía, puesto que, se está reemplazando solamente la capacidad del transformador. Por otra parte, desde un punto de vista de desempeño técnico, el reemplazo de un transformador con pérdidas altas, con fallas o con defectos frecuentes que inciden en una alta indisponibilidad, implicará mejorar la seguridad de funcionamiento y reducir los costos de operación (menores pérdidas) y mantenimiento. Los transformadores de reemplazo al ser adquiridos con una especificación más moderna, orientada a las prácticas actuales, en las que se encuentra contenida una mayor experiencia y mayores requerimientos de monitoreo y diagnóstico, permitirán mejorar los índices de desempeño asociados al uso de un transformador nuevo.

La decisión de reparar un transformador tiene como objetivos principales, recuperar la disponibilidad del transformador en el mínimo tiempo posible y maximizar la vida residual, minimizando el costo. La importancia de incluir en el alcance de la decisión, el reparar o reemplazar, tiene que ver con la evaluación de la mejora del desempeño en servicio y con el hecho de que la vida residual de un transformador no puede extenderse ad infinitum, normalmente entre más se extienda la vida de un transformador con problemas, pérdidas altas, etc., los costos directos de O & M, el riesgo de falla y sus efectos o daños consecuenciales serán más altos.

3. El Transformador como una entidad económica

El transformador como una entidad económica puede ser definido prácticamente por la separación de los costos que integran su ciclo de vida y que prácticamente pueden ser subdivididos en tres grandes rubros.

- Costos de Capital
- Costos de Operación
- Costos asociados a la seguridad de funcionamiento

3.1 Costos de Capital

Los costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales nivelados que corresponden al uso del capital (retorno de la inversión) y al rendimiento del capital (retorno al inversionista). Este es un concepto general y es aplicable a cualquier inversión que involucre el uso de un activo. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costos financieros; los asociados al rendimiento del capital son los derivados de la tasa mínima aceptable de retorno que en México para el caso de CFE, correspondería al porcentaje requerido por el gobierno por el “aprovechamiento de activos”. El flujo de caja de estos cargos fijos anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes. [Ref. 1, 2]

3.2 Costos de Operación

Los costos de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador), la tasa de crecimiento de la demanda máxima, la carga pico máxima aceptable antes de requerir el uso de otro transformador para dividir la carga, el costo de la capacidad \$/kVA y el costo de la energía \$/kWh, el tipo y las etapas de enfriamiento especificadas. [Ref. 3, 4]

3.3 Costos asociados a la seguridad de funcionamiento

Los costos de la seguridad de funcionamiento (dependability) tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento.

La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de capacidad extra o de sobrecarga en subestaciones existentes incrementa el margen de riesgo operativo (Una falla tiene como consecuencia un mayor impacto entre los usuarios). El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo y por otra parte tiene un costo de operación también alto; este último derivado del transporte, la instalación provisional y las pérdidas de la subestación móvil; normalmente, las pérdidas son mayores comparadas con los transformadores fijos, al requerirse que las dimensiones y masa del transformador para el transporte sean más

reducidas. La confiabilidad es un elemento que está ligado con la tasa de fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma. Por ejemplo, el costo de la reparación o reemplazo del transformador, el costo de los daños consecuentes; la reinstalación y puesta en servicio, la reposición de equipos adyacentes dañados por las consecuencias de la falla –incendio, explosión, etc. –, Cada modo y causa de falla tiene asociada una tasa y frecuencia de fallas (failure rate) así como un costo específico. A la mantenibilidad contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio. Una alta incidencia de fallas a través del transformador y/o condiciones ambientales adversas –críticas– incrementa la frecuencia de la necesidad de ejecutar acciones de mantenimiento. Las prácticas de manufactura poco robustas (pérdida de hermeticidad, fugas, fallas en moto ventiladores, etc.) también contribuyen a un aumento en la frecuencia del mantenimiento, algunas compañías establecen penalizaciones bastante severas en los contratos cuando a causa de esas prácticas se producen, por ejemplo, derrames de aceite. Los costos del soporte logístico de mantenimiento tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento. Normalmente, el costo de la infraestructura de soporte (vehículos, equipo de prueba, personal, etc.) para el mantenimiento sería un costo fijo distribuido entre los activos a los cuales se le da mantenimiento. [Refs. 5, 6]

3.4 La Reparación de Transformadores

Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

➤ Rehabilitación

La rehabilitación es o sería consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de una

falla crece monótonicamente y, con esta probabilidad también crece el costo de la falla y de sus consecuencias.

➤ **Reparación por falla:**

Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.

4. El proceso de Decisión

La operación de un transformador implica: el uso de capital y por lo tanto un cargo fijo durante la vida económica del transformador, también un costo de operación (pérdidas debidas a la carga, en vacío y el consumo del enfriamiento); este costo será variable en función del uso de la demanda y la tasa de crecimiento de la misma y el costo de las actividades asociadas con el mantenimiento; pruebas + acciones específicas de mantenimiento. Al final de la vida útil, el transformador también tiene asociado un costo de disposición y un valor de salvamento. El costo de la disposición depende mucho de las regulaciones ecológicas porque involucra el manejo del aceite aislante y material contaminado por este. También debe considerarse el costo promedio de falla. Este costo promedio de falla, puede estimarse a partir del promedio ponderado de las causas de falla multiplicado por los costos asociados a las mismas. Este último concepto es particularmente útil para estimar el presupuesto anual a destinar para recuperar la disponibilidad por falla.

Estos costos pueden ser distribuidos anualmente de una manera nivelada durante la vida económica del transformador. El procedimiento para obtener el costo anual nivelado consiste en distribuir anualmente el costo de capital, los costos de operación y mantenimiento, el costo promedio de falla y en el último año, el valor de salvamento. Los costos anuales son re-evaluados con la tasa de inflación y son trasladados a valor presente con una tasa de descuento. La suma de los costos anuales da como resultado un valor presente total. Este último valor es distribuido en una serie uniforme de costos anuales, multiplicando el valor presente total por el factor de recuperación de capital, tomando en cuenta la tasa de descuento y el número de años de vida económica.

Las variables involucradas en el proceso de decisión, reparar o reemplazar son las siguientes:

- Número de años en servicio antes de la ocurrencia de la falla o de la necesidad de rehabilitarlo
- Vida económica
- Tipo y causa de falla
- Tasa promedio de fallas
- Costo promedio de fallas
- Pérdidas en vacío, debidas a la carga y consumo de enfriamiento del transformador a reparar
- Factores de evaluación de las pérdidas

- Costo de la reparación (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)
- Vida estimada de la reparación
- Incertidumbre de la estimación de la vida
- Costo de un transformador nuevo (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)

Las variables financieras:

- Depreciación
- Tasa de cargos fijos
- Tasa de descuento
- Tasa de inflación
- Impuestos
- Seguros
- Valor de salvamento

4.1 Planteamiento de escenarios del problema de decisión

a) Caso I: **No hay falla**

Un transformador sobrevive su vida económica, tiene un costo anual nivelado X \$ pesos y una cantidad Y de energía promedio anual es manejada durante los W años de su vida económica. Por lo tanto, la energía tiene un costo de operación promedio durante su vida útil de XY \$/kWh-año. Este costo depende de las características de uso del transformador. Un transformador para generador en una central termoeléctrica de carga base, tendrá costos menores que un transformador de subtransmisión, porque su factor de carga es más alto y además constante. Después de los W años de vida económica, permanecen los costos de O & M, el costo de disposición, el costo de falla y el valor de salvamento.

b) Caso II: **La reparación (ya sea por falla o rehabilitación) es rentable:**

Si la falla de un transformador ocurre después de J años en servicio dentro de la vida económica, esto es, $J < W$ y por otra parte, la reparación asegura la extensión de la vida económica del transformador en Z años ($W+Z$) y, el costo anual nivelado de la reparación tomado en cuenta la extensión de vida, al menos se iguala con el costo nivelado de los W años de vida económica (Caso I) de manera que el costo promedio nivelado anual de energía se mantenga constante. Esto implica, la definición de la política de: reevaluar el transformador con el costo de la reparación en el momento que es reparado. Esta reevaluación inicia un nuevo ciclo económico en cual el costo de capital del transformador se calculará depreciando con el valor original hasta alcanzar los W años de vida económica y, con el valor de la reparación a partir de año de la reparación hasta los Z años de extensión de vida.

La estimación de los Z años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos

establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los utilizados en transformadores nuevos, permitirían asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Por otra parte, puede ser considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el costo del mantenimiento. Este sería el mismo caso para cuando se llevará a cabo una rehabilitación.

c) Caso III: **La reparación no es rentable:**

La falla de un transformador ocurre después de J años de servicio dentro de la vida económica, $J < W$ y la reparación no asegura que se alcance la vida económica original, esto es, los W años, implicando que el costo anual nivelado sea mayor que en el caso I.

Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando: Se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre; También cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, por ejemplo valores límite de descargas parciales; Cuando la falla ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original, un ejemplo de lo anterior es el caso de la resistencia a corto circuito; Cuando la infraestructura y/o conocimientos del reparador son insuficientes para asegurar la calidad de la manufactura, por ejemplo, el nivel de secado y la impregnación del aislamiento. Cuando esto ocurre, la opción de evaluar el costo de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinaría la balanza por la opción de rechazar la reparación. Este caso es particularmente útil considerar, cuando la aplicación del transformador requiere de bajo riesgo de falla, como por ejemplo, aplicaciones críticas en subestaciones de transmisión y de centrales generadoras. [Refs. 7, 8]

d) Caso IV: **La reparación no es rentable:**

La falla de un transformador ocurre después de J años de servicio dentro de la vida económica, $J < W$, la reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el costo de las pérdidas originales es mucho mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo,

ofrecería un nuevo ciclo de vida económica con costos anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo. Esta opción, es más viable cuando el factor de servicio y el factor de carga del transformador es alto. Por ejemplo, los utilizados en Centrales Termoeléctricas.

e) Caso V: **La reparación no es rentable, pero el costo de la indisponibilidad es alto.**

La evolución de un defecto crítico es detectada, la reparación aún cuando requiere de un menor tiempo que la fabricación de un transformador nuevo no es deseable porque no es rentable (Caso III). Sin embargo el costo de la falla y la indisponibilidad son muy altos. La alternativa de decisión es que es más aceptable continuar con la operación del transformador evaluando el riesgo. La evaluación del riesgo podría llevarse a cabo en línea mediante equipos de diagnóstico y monitoreo. Los costos de los equipos de diagnóstico y monitoreo al ser para uso temporal en este transformador, no son cargados al transformador, si no que son cargados a la infraestructura para proporcionar el soporte logístico de mantenimiento. Entre tanto la adquisición de un transformador de reemplazo se encuentra en proceso.

5. Conclusiones

Se concluye que es importante, la evaluación de alternativas de decisión mediante métodos económicos que permitan optimizar el uso de los recursos por una parte y por la otra al ser combinados con métodos y con criterios de evaluación y con equipos para el control del riesgo (especificaciones, pruebas, equipos de monitoreo y diagnóstico) se asegura el mantener bajo control el nivel de incertidumbre. También son importantes, los aspectos de definición y estandarización de políticas que promuevan y faciliten el uso de estos métodos a través de toda la compañía.

6. Referencias

- 1.-Engineering Economics, GE Power Systems Engineering Courses, Schenectady, N.Y.
- 2.- Advanced Engineering Economics, C.S. Parck, G.P. Sharp-Bette, John Wiley & Sons, 1990
- 3.- Life Cycle Costing, B.S. Dhillon, Gordon & Breach Science Publishers,
- 4.- Guide for Evaluation of Distribution Transformers
- 5.-IEEE C57.120-1991 IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors
- 6.-IEC 60300-3-3 Ed. 1.0 Dependability management - Part 3: Application guide - Section 3: Life cycle costing
- 7.-IEC 60300-3-9 Ed. 1.0 Dependability management - Part 3: Application guide - Section 9: Risk analysis of technological systems
- 8.-IEC 62198 Ed. 1.0 Project risk management - Application guidelines