

Metodología para la selección de Transformadores de Potencia Considerando Costos de Pérdidas
Técnicas de Energía Eléctrica

Jorge David Magdaniel Rueda

Trabajo de Grado para optar el título de Magister en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

Director

Cesar Duarte

Doctor en Ingeniería Eléctrica y Computación

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Todo esfuerzo hecho con entereza trae excelentes resultados, por tal motivo hoy comparto con mi familia. A mis padres Jorge Manuel y Zeizel Gina quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Finalmente quiero dedicar esta monografía a mi amigo Jairo Duran Acosta y Sergio Álvarez, por apoyarme durante mis estudios de posgrado.

Jorge Magdaniel Rueda

Agradecimientos

Por encima de toda expresión de afecto sobre el ser humano está el amor hacia nuestro Padre Celestial, por tanto, mi infinito agradecimiento a Dios por permitirme alcanzar esta nueva meta.

A mi familia, quien en todo momento apoyó mis sueños para hacerlos realidad, en especial a mis padres y hermana. Siempre sentía la presencia de ellos.

A mis profesores, quienes fueron fundamentales en el proceso de enseñanza, en especial al profesor Cesar Duarte quien dirigió mi trabajo de grado y en todo momento estuvo presente y no ahorró esfuerzos para apoyarme en alcanzar esta meta.

A Afinia Grupo EPM, la gran empresa que aportó valiosa información y tiempo para esta meta.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Planteamiento y formulación del Problema	13
3. Marco Conceptual y Antecedentes	14
3.1 Marco Conceptual.....	14
3.1.1 Costo total de propiedad (TOC).....	15
3.1.2 Pérdidas del transformador	15
3.1.3 Pérdidas sin carga NLL.....	15
3.1.4 Pérdidas con carga LL	16
3.2 Antecedentes	16
3.2.1 Cálculo del TOC según Merritt (2003).....	17
3.2.2 Cálculo del TOC según Roman Targosz – Ronnie Belmans (2005)	18
3.2.3 Cálculo del TOC según Eleftherios I Amorailis (2007)	21
3.2.4 Cálculo del TOC según P.S Georgilakis (2010)	23
3.2.5 Cálculo del TOC según NTC 2135 (2018)	26
3.3 Parámetros técnicos relevantes	28
4. Planteamiento de la solución	29
4.1 Modelo de referencia y caso de estudio.....	30

4.2 Comparación de las metodologías	37
5. Conclusiones	39
Referencias Bibliográficas	40
Apéndice	42

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Factor PV.....	18
Figura 2. Comparativo del factor valor presente para las metodologías de Merritt y Targoz.	21
Figura 3. Concepto de costo anual nivelado.	22
Figura 4. Comparativo de parámetros técnicos relevantes en cada metodología.	28
Figura 5. Circuito equivalente de un transformador.	32
Figura 6. Circuito equivalente de un transformador referido al lado primario.	33
Figura 7. Características eléctricas para el transformador requerido para la Subestación del caso de estudio.	34
Figura 8. Cálculo de parámetros para el circuito equivalente del transformador referido al lado primario.	35
Figura 9. Parámetros para obtener el costo total de propiedad (TOC).	37
Figura 10. Resultados del costo total de propiedad (TOC) para todas las metodologías.	38
Figura 11. Gráfico de porcentajes de diferencia relativa de los métodos respecto al método de referencia.....	38

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Cálculo de las Metodologías.....	42

Resumen

Título: Metodología para la selección de Transformadores de Potencia Considerando Costos de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica*.

Autor: Jorge David Magdaniel Rueda**

Palabras Clave: TOC, perdidas, cargabilidades, costo.

Descripción:

La toma de decisiones para adquirir un nuevo transformador en una empresa prestadora de servicios de energía eléctrica puede ser una tarea dispendiosa, considerando toda la gama de opciones que puede ofertar el mercado actual. En muchas ocasiones las empresas no cuentan con herramientas técnicas que faciliten la toma de decisiones de compra, pudiendo ocasionar que se adquieran equipos más económicos que a largo plazo pueden representar costos más elevados. Una metodología que facilita el análisis de compra es la basada en el TOC (Total Ownership Cost), o costo total de propiedad. Esta metodología permite estimar los costos del transformador incluyendo el costo de adquisición y el costo futuro de las pérdidas. De esta forma, se pueden realizar comparaciones y tomar mejores decisiones para adquirir un equipo. Este trabajo de grado tiene como objetivo evaluar la aplicación de metodologías para el cálculo del costo total de propiedad (TOC) considerando las pérdidas técnicas para la adquisición de un nuevo transformador de potencia. Para esto, se realiza un análisis comparativo de las metodologías identificadas en un caso de estudio y se recomienda así una metodología para tal caso, con el fin a su vez, de identificar los parámetros técnicos relevantes que pueden afectar el costo total de propiedad (TOC) de transformadores de potencia.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Cesar Duarte PhD. Ingeniería Eléctrica y Computación.

Abstract

Title: Methodology for Selecting Power Transformers Considering Costs of Technical Losses in Electrical Energy *

Author: Jorge David Magdaniel Rueda **

Key Words: Power transformers, transformer loading, technical losses, total ownership cost (TOC).

Description:

Decision-making for acquiring a new transformer in an electricity service provider company can be a daunting task, considering the wide range of options available in today's market. Often, companies lack of technical tools that facilitate purchasing decisions, which can lead to acquiring cheaper equipment that may incur higher long-term costs. A methodology that streamlines the purchasing analysis is based on Total Ownership Cost (TOC), which allows estimating transformer costs including acquisition and future loss costs. This enables comparisons and better decision-making in equipment procurement. This study aims to evaluate methodologies for calculating Total Ownership Cost (TOC) considering technical losses for acquiring a new power transformer. It involves conducting a comparative analysis of identified methodologies in a case study and thus recommending a suitable methodology for the case. Additionally, the goal is to identify relevant technical parameters that can impact the Total Ownership Cost (TOC) of power transformers.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Cesar Duarte PhD. Ingeniería Eléctrica y Computación.

Introducción

La compra de nuevos suministros en las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que tienen como labor la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, comprende una actividad que tiene como objetivo maximizar los beneficios financieros y lograr la prestación continua y segura del servicio para todos los clientes. La decisión para seleccionar el suministro más adecuado puede considerar múltiples factores que inciden en el costo total.

Dentro de los proyectos de infraestructura eléctrica, que se componen de equipos principales para los sistemas de transmisión y distribución, se encuentran los transformadores de potencia, los cuales son los enlaces entre los generadores del sistema y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de tensión (Grainger, 1996), el cual es uno de los tres principales equipos o partes del sistema eléctrico de potencia, con un tiempo de vida útil estimado entre 20 y 30 años. Dichos equipos, dependiendo de su potencia, tensión de operación, etc., pueden tener costos muy variados y la decisión de realizar una ampliación o reposición puede tener múltiples argumentos como por ejemplo la limitación en el transporte de potencia o la necesidad de ampliar la capacidad. Esto coloca al ingeniero o profesional encargado de la compra del suministro en la situación de escoger un transformador de costo mínimo convencional o un transformador de mayor eficiencia, que por tanto tiene un mayor costo.

El costo de las pérdidas puede ser un factor importante en la selección final del transformador, ya que es probable que el valor futuro de estas supere el costo inicial de compra,

por tanto, se requiere un equilibrio adecuado entre el costo de adquisición y el costo de pérdidas futuras (Merritt, 2003).

Una metodología que puede facilitar el análisis de compra es el costo total de propiedad (TOC). Esta permite estimar los costos del transformador incluyendo el costo de adquisición y el costo futuro de las pérdidas del hierro y el cobre, de esta manera se pueden realizar comparaciones y tomar mejores decisiones para adquirir este equipo.

Este trabajo de aplicación tiene como objetivo principal evaluar la aplicación de metodologías para el cálculo del costo total de propiedad (TOC) considerando las pérdidas técnicas para la adquisición de un nuevo transformador de potencia. También se realiza un análisis comparativo de las metodologías identificadas en un caso de estudio para el caso de un Operador de Red (OR) en Colombia, en el cual se determine la viabilidad técnica y económica en la compra de un nuevo transformador de potencia y recomendar una metodología para tal caso.

Este documento está organizado en cinco capítulos, cada uno estructurado para abordar de manera integral el tema en cuestión. En el primer capítulo, "Objetivos", se detallan las metas específicas que se buscan alcanzar con este trabajo, estableciendo una guía clara para el desarrollo del mismo. El segundo capítulo, "Planteamiento y formulación del Problema", expone de manera detallada la problemática central, incluyendo su contexto, relevancia y las preguntas de investigación que se pretenden responder. El tercer capítulo, "Marco Conceptual y Antecedentes", proporciona una base teórica sólida, presentando las definiciones clave, teorías relevantes y una revisión de la literatura previa que contextualiza el estudio. En el cuarto capítulo, "Planteamiento de la solución", se describe la propuesta de solución al problema planteado, detallando la metodología, herramientas y técnicas empleadas para abordar la problemática. Finalmente, el quinto capítulo, "Conclusiones", resume los hallazgos más importantes, reflexiona sobre los

resultados obtenidos y ofrece recomendaciones para futuras investigaciones o aplicaciones prácticas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar la aplicación de las metodologías para el cálculo del costo total de propiedad (TOC) considerando las pérdidas técnicas para la adquisición de un nuevo transformador de potencia.

1.2 Objetivos Específicos

Sintetizar las metodologías utilizadas para estimar el costo total de propiedad (TOC) de transformadores de potencia a partir de una revisión de literatura.

Identificar los parámetros técnicos relevantes que puedan variar el costo total de propiedad (TOC) de transformadores de potencia.

Comparar las metodologías identificadas en la revisión de literatura en un caso de estudio y recomendar una metodología para tal caso.

2. Planteamiento y formulación del Problema

Actualmente, los OR en Colombia poseen subestaciones y transformadores de potencia convencionales, distribuidos en diferentes departamentos del país. Estos OR a su vez cuentan con planes de inversión que contemplan la compra de transformadores de potencia para proyectos de ampliación y reposición. La compra de estos nuevos transformadores puede reflejar un ahorro energético al considerar la reposición de estos, por unos más eficientes. Adicionalmente, estos nuevos transformadores de potencia optimizados (con diseños rentables y altamente eficientes) brindarán numerosos beneficios globales para el público en general, así como beneficios locales para las empresas de distribución eléctrica en general, sus clientes y otros usuarios de transformadores de distribución (Eleftherios I. Amoiralis M. A., 2007).

Es necesario tener en cuenta que, si se considera solo el costo del equipo, es más económico obtener un transformador convencional que uno más eficiente, sin embargo, las altas pérdidas presentadas en uno convencional pueden generar un sobre costo incrementando su valor a largo plazo.

Para el cálculo del costo total de propiedad TOC, se cuentan con distintas metodologías, que generalmente tienen en cuenta variables como costos de adquisición, instalación, mantenimiento, pérdidas, desmantelamiento, costos de energía, etc. Esta puede ser una tarea dispendiosa para el ingeniero o profesional encargado de la compra del suministro, considerando toda la gama de opciones que puede ofertar el mercado actual. Por consiguiente, se busca evaluar la aplicación de metodologías para el cálculo del costo total de propiedad (TOC) considerando las pérdidas técnicas para la adquisición de un nuevo transformador de potencia y a su vez, realizar

un análisis comparativo de las metodologías identificadas en un caso de estudio en un OR, en el cual se determine la viabilidad técnica y económica en la compra de un nuevo transformador de potencia y recomendar así una metodología para tal caso.

3. Marco Conceptual y Antecedentes

Las secciones de este capítulo se encuentran organizadas de la siguiente manera: en la Sección 3.1 se indica el marco conceptual, donde se identifican las variables implementadas para calcular el costo total de propiedad de los transformadores de potencia (TOC), en la Sección 3.2 se indican los antecedentes, donde con base en una revisión de literatura se identifican seis metodologías para calcular el costo total de propiedad de los transformadores de potencia (TOC); finalmente, en la Sección 3.3 se identifican los parámetros técnicos relevantes que puedan variar el costo total de propiedad de los transformadores de potencia (TOC).

3.1 Marco Conceptual

En esta sección, se presentan los conceptos fundamentales de la problemática tratada en este trabajo de aplicación y se identifican las variables utilizadas para calcular el costo total de propiedad de los transformadores de potencia (TOC).

3.1.1 Costo total de propiedad (TOC)

La metodología del Costo Total de Propiedad (TOC) consiste en una estimación financiera con el fin de orientar a los compradores y propietarios para determinar los costos directos e indirectos de un producto o servicio. En el caso de transformadores de potencia, el TOC se define mediante la siguiente ecuación:

$$TOC = BP + A * NLL + B * LL \quad (1)$$

Donde BP es el precio de compra del transformador, A es la tasa de costo de pérdidas en vacío en \$/kW, NLL son las pérdidas sin carga en kW, B es la tasa de costo de pérdidas con carga en \$/kW y LL son las pérdidas con carga en kW.

3.1.2 Pérdidas del transformador

Las pérdidas de un transformador son básicamente de dos tipos: pérdidas sin carga, que ocurren simplemente porque el transformador está energizado; y las pérdidas con carga, que varían con la carga del transformador (IEEE, 2017).

3.1.3 Pérdidas sin carga NLL

Son aquellas pérdidas que inciden en la excitación del transformador, cambian con la tensión de excitación y pueden aumentar drásticamente si se excede la tensión nominal del transformador, y también aumentan a medida que disminuye la temperatura del núcleo (IEEE, 2017). Las pérdidas sin carga incluyen:

- Las pérdidas dieléctricas
- Las pérdidas del conductor en el devanado debido a la corriente de excitación
- Las pérdidas del conductor en el devanado secundario debido a una corriente circulante
- Las pérdidas del núcleo

Las pérdidas del núcleo corresponden a la potencia disipada en un núcleo magnético sometido a una fuerza de magnetización variable en el tiempo, estas incluyen:

- Histéresis
- Pérdidas por corrientes parásitas del núcleo

3.1.4 Pérdidas con carga LL

Las pérdidas con carga varían según la carga del transformador. Incluyen pérdidas por calentamiento y corrientes parásitas en los conductores de los devanados primario y secundario del transformador. Las pérdidas por calentamiento, o pérdidas de $I^2 R$, contribuyen con la mayor parte de las pérdidas con carga. Estas se crean por la resistencia del conductor al flujo de corriente o electrones. El movimiento de los electrones hace que las moléculas conductoras se muevan y produzcan fricción y calor (IEEE, 2017).

3.2 Antecedentes

En esta sección, luego de una revisión bibliográfica, utilizando como descriptores transformadores, capitalización de pérdidas y energía eléctrica, se identificaron algunos estudios referentes a las metodologías más relevantes de estimación del TOC en transformadores de

potencia, donde se identifican las variables implementadas por cada una de estas, y se destacan los criterios tomados por cada autor en el desarrollo de cada una de las metodologías propuestas, a partir de los cuales se puede reconocer el estado actual de avance en la temática.

3.2.1 Cálculo del TOC según Merritt (2003)

En el cálculo de Merritt (2003) se considera que el transformador opera todo el año, es decir 8760 horas anuales continuas sin ningún tipo de interrupción debida a fallas, maniobras, mantenimientos, etc.

La tasa de costo de pérdidas en vacío, A, se define de la siguiente manera (Merritt, 2003):

$$A = PV \times EL \times 8760 \quad [$/kW]$$

Donde EL es el costo de la electricidad en \$/kWh y PV es el factor que refleja el valor presente de las pérdidas futuras que dependen de la vida útil del transformador y de la tasa de descuento, el cual se muestra en la Tabla 1. La tasa de costo de pérdidas en carga, B, se define de la siguiente manera:

$$B = A \times P^2 \quad [$/kW]$$

Donde B es proporcional a A y al cuadrado de cargabilidad P.

Figura 1.

Factor PV

Tasa de descuento	Vida del Proyecto				
	30 Años	25 Años	20 Años	15 Años	10 Años
5%	16,14	14,8	13,09	10,9	8,11
6%	14,59	13,55	12,16	10,29	7,8
7%	13,28	12,47	11,34	9,75	7,52
8%	12,16	11,53	10,6	9,24	7,25
9%	11,2	10,71	9,95	8,79	7
12,50%	10,37	9,98	9,36	8,37	6,76
15%	8,74	8,53	8,15	7,46	6,23
17,50%	7,55	7,43	7,2	6,72	5,77
20%	6,66	6,61	6,45	6,12	5,38
22,50%	5,43	5,41	5,35	5,19	4,73
25%	4,99	4,98	4,94	4,82	4,46

Nota. Adaptado de (Merritt, 2003)

Luego de encontrar A y B, se utilizan en la siguiente fórmula:

$$TOC = BP + A \times NLL + B \times LL \quad (1)$$

3.2.2 Cálculo del TOC según Roman Targosz – Ronnie Belmans (2005)

En el cálculo de Targosz – Belmans (2005) también se considera que el transformador opera todo el año, es decir 8760 horas anuales continuas sin ningún tipo de interrupción debida a fallas, maniobras, mantenimientos, etc.

La fórmula del TOC según Targosz - Belmans originalmente se define de la siguiente manera (Belmans et al., 2005):

$$TOC = BP + TCC_{loss} \quad [\$]$$

Donde BP es el precio de compra del transformador y TCC_{LOSS} es el costo capitalizado total de las pérdidas. Para evaluar el costo total de las pérdidas, debe calcularse su valor presente neto en el momento de la compra, para realizar la equivalencia con el precio de compra, por lo tanto, el costo capitalizado total de las pérdidas se define de la siguiente manera:

$$TCC_{LOSS} = E_{LOSS} \times C \times \frac{(1 + r)^n - 1}{r \times (1 + r)^n}$$

Donde E_{LOSS} es la pérdida total de energía en kWh, C es el costo promedio estimado por kWh, r es el costo de capital y n es el tiempo de vida del transformador en años.

La pérdida total de energía se define de la siguiente manera:

$$E_{LOSS} = (P_0 + P_k \times I^2) \times 8760$$

Donde:

P_0 = Pérdidas en vacío en kW

P_k = Pérdidas en carga en kW

I = Cargabilidad

Para comparar las variables que hay en común con las demás metodologías, a continuación se describe la adaptación realizada en el documento “PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers Final report – November 2014 N14 Energy”, la cual contiene en esencia la misma formulación solo que descrita en términos de las variables A y B. (Paul Waide & Scholand, 2014). Por consiguiente, se reformula el TOC a su forma convencional obteniendo:

$$TOC = PP + A \times NLL + B \times LL \quad [\$]$$

Donde PP es el precio de compra del transformador, A es la tasa de costo de pérdidas en vacío en \$/kW, NLL son las pérdidas en vacío en kW, B es la tasa de costo de pérdidas en carga en \$/kW y LL son las pérdidas en carga en kW.

Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B, respectivamente) se definen de la siguiente manera:

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8760$$

$$B = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8760 \times \left(\frac{I_l}{I_r}\right)^2.$$

Donde C_{kWh} es el valor de las pérdidas en la vida media del transformador (\$/kWh), sin incluir los efectos de la inflación, pero se contabilizan las variaciones de precio no relacionadas con la inflación, n es el número de años de vida útil del transformador, i es la tasa de descuento, I_l es la corriente de carga (en amperios), I_r es la corriente nominal (en amperios) y la componente $\left(\frac{I_l}{I_r}\right)^2$ representa el cuadrado de la cargabilidad.

La principal diferencia que existe entre esta metodología y la metodología de Merritt, radica en el factor que refleja el valor presente de las pérdidas futuras. A continuación, en la Tabla 2 se presenta un comparativo de tal factor.

Figura 2.

Comparativo del factor valor presente para las metodologías de Merritt y Targoz.

Tasa de descuento	Factor valor presente - según Merritt					Factor valor presente - según Targosz - Belmans				
	30 años	25 años	20 años	15 años	10 años	30 años	25 años	20 años	15 años	10 años
5%	16,14	14,8	13,09	10,9	8,11	15,37	14,09	12,46	10,38	7,72
6%	14,59	13,55	12,16	10,29	7,8	13,76	12,78	11,47	9,71	7,36
7%	13,28	12,47	11,34	9,75	7,52	12,41	11,65	10,59	9,11	7,02
8%	12,16	11,53	10,6	9,24	7,25	11,26	10,67	9,82	8,56	6,71
9%	11,2	10,71	9,95	8,79	7	10,27	9,82	9,13	8,06	6,42
12,5%	10,37	9,98	9,36	8,37	6,76	7,77	7,58	7,24	6,63	5,54
15%	8,74	8,53	8,15	7,46	6,23	6,57	6,46	6,26	5,85	5,02
17,5%	7,55	7,43	7,2	6,72	5,77	5,67	5,61	5,49	5,21	4,58
20%	6,66	6,61	6,45	6,12	5,38	4,98	4,95	4,87	4,68	4,19
22,5%	5,43	5,41	5,35	5,19	4,73	4,43	4,42	4,37	4,23	3,86
25%	4,99	4,98	4,94	4,82	4,46	4,00	3,98	3,95	3,86	3,57

Se observa que los factores de valor presente de la metodología de Merritt son mayores que los de la metodología propuesta por Targosz – Belmans., por lo cual se concluye que la metodología de Merritt sobreestima las pérdidas futuras al estimar su valor presente.

3.2.3 Cálculo del TOC según Eleftherios I Amorailis (2007)

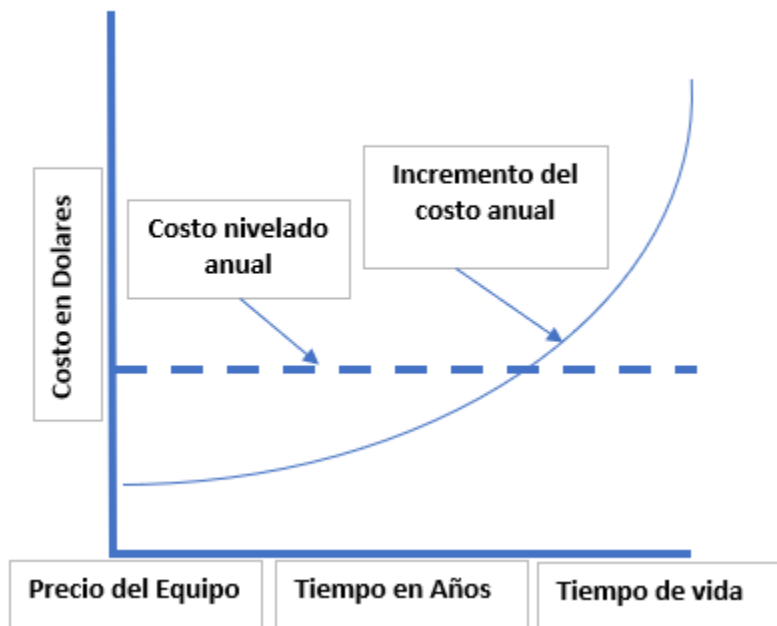
En el cálculo de Amorailis, se considera que el transformador puede tener fallas y por lo tanto se da la posibilidad de que este opere una fracción menor al 100% del año, es decir opera menos de 8760 horas anuales.

Esta metodología considera el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación, el cual representa el costo anual de la capacidad adicional del sistema de generación y transmisión necesaria para suministrar la energía utilizada por las pérdidas, incluido el costo de financiar la inversión (IEEE, 2017).

El término nivelado es una hipótesis de simplificación utilizada por Amoiralis en la cual los costos se distribuyen en partes iguales a lo largo de los años. Para mayor claridad de este concepto, ver la Figura 1.

Figura 3.

Concepto de costo anual nivelado.



Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B, respectivamente) se definen de la siguiente manera (Amoiralis et al., 2007):

$$A = \frac{LIC + EL \times AF \times HPY}{CRF} \quad [$/kW]$$

$$B = \frac{LIC + EL \times LF \times HPY}{CRF} \quad [$/kW]$$

Donde LIC representa el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y transmisión en \$/kW, EL representa el costo de electricidad en \$/kWh, AF indica el factor de

disponibilidad del transformador (es decir, la proporción de tiempo que se pronostica estará energizado el equipo, lo que puede ser menos que la unidad debido a fallas), HPY son las horas de operación por año (típicamente 8760 horas), CRF es el factor de recuperación de capital y LF es el factor de pérdidas que se deriva de la cargabilidad l_f (es decir la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal) el cual se expresa de la siguiente manera:

$$LF = 0,15 \times l_f + 0,85 \times l_f^2$$

El factor de recuperación de capital se define mediante la siguiente ecuación, donde i es la tasa de descuento y BL es el número de años de la vida útil del transformador.

$$CRF = \frac{i \times (1 + i)^{BL}}{(1 + i)^{BL} - 1}$$

3.2.4 Cálculo del TOC según P.S Georgilakis (2010)

Esta metodología, como la de Amoralis, considera el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y la posibilidad de falla de los transformadores. Adicionalmente, tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

El crecimiento del precio de la energía.

El crecimiento de la demanda.

La eficiencia del sistema de transmisión.

Un factor de incremento del costo de adquisición del transformador teniendo en cuenta gastos generales e impuestos.

Para esta metodología los costos de pérdidas en vacío y bajo carga (A y B, respectivamente) se definen como se muestran en las siguientes ecuaciones (Georgilakis & Amoralis, 2010):

$$A = \frac{LIC + LECN}{ET \times FCR \times IF} \quad [$/kW]$$

$$B = \frac{LIC \times PRF^2 \times PUL^2 + LECL \times TLF^2}{ET \times FCR \times IF} \quad [$/kW]$$

Donde el LIC es el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y transmisión en \$/kW-año, LECN representa el costo anual nivelado de energía y operación de las pérdidas sin carga del transformador en \$/kW-año, LECL es el costo anual nivelado de energía y operación de las pérdidas con carga del transformador en \$/kW-año, ET es la eficiencia de transmisión, FCR es la tasa de carga fija que representa los ingresos anuales necesarios para pagar una inversión de capital, la cual se expresa como porcentaje de la inversión de capital, IF es el factor de aumento, el cual representa el dinero total que el usuario debe pagar para adquirir el transformador, incluido el precio de compra, los gastos generales, la tarifa y los impuestos, PRF es el factor de responsabilidad máxima que se deriva de la carga del transformador en el momento de la carga máxima del sistema de potencia dividido por la carga máxima del transformador, PUL indica el pico por unidad de carga del transformador que se deriva del promedio de los picos anuales a lo largo de la vida útil del transformador dividido por la pérdida de carga nominal del transformador y TLF es el factor de carga del transformador.

El costo anual nivelado de energía y operación de pérdidas sin carga y con carga, LECN y LECL, respectivamente, se definen de la siguiente manera:

$$LECN = CRF \times HPY \times AF \times CYEC \times \left(\frac{1 + EIR}{d - EIR} \right) \times \left[1 - \left(\frac{1 + EIR}{1 + d} \right)^{BL} \right]$$

$$LECL = CRF \times HPY \times CYEC \times \left(\frac{1 + EIR}{d - EIR} \right) \times \left[1 - \left(\frac{1 + EIR}{1 + d} \right)^{BL} \right]$$

Donde AF es el factor de disponibilidad del transformador, es decir, la proporción de tiempo que se predice estará energizado, lo que puede ser menos que la unidad debido a fallas,

HPY son las horas de operación por año, típicamente 8760 horas, CRF es el factor de recuperación de capital, CYEC es el costo de energía del año actual en \$/kWh, EIR indica la tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje, d es la tasa de descuento y BL es el número de años de vida útil del transformador.

El factor de recuperación de capital CRF se define de la siguiente manera:

$$CRF = \frac{d \times (1 + d)^{BL}}{(1 + d)^{BL} - 1}$$

Donde:

d = Tasa de descuento

BL = Número de años de vida útil del transformador

El factor de carga del transformador TLF se define de la siguiente manera:

$$TLF = \sqrt{LF * PUL^2}$$

Donde LF es el factor de pérdidas que se deriva de la cargabilidad l_f , es decir, la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal, PUL muestra el pico por unidad de carga del transformador que se deriva del promedio de los picos anuales a lo largo de la vida útil del transformador dividido según la pérdida de carga nominal del transformador.

El pico por unidad de carga del transformador PUL se define de la siguiente manera:

$$PUL = \frac{ITL_{TPL} \times (1 + TPLIF) \times [(1 + TPLIF)^{BL} - 1]}{BL \times TPLIF}$$

Donde ITL_{TPL} muestra la carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador, $TPLIF$ es el factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje, BL es el número de años de vida útil del transformador, ITL_{TPL} y $TPLIF$ se calculan en función de la curva de carga del transformador.

El factor de pérdida LF se define de la siguiente manera:

$$LF = 0,15 \times l_f + 0,85 \times l_f^2$$

Donde l_f es la cargabilidad (es decir, la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal).

3.2.5 Cálculo del TOC según NTC 2135 (2018)

El cálculo según NTC 2135 (2018) considera que el transformador opera continuamente todo el año, es decir 8760 horas anuales. También considera el crecimiento anual de la carga del transformador.

Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B, respectivamente) se definen de la siguiente manera (ICONTEC, 2018):

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8760$$

$$B = 8760 \times F_p \times C_{kWh} \times d^2$$

Donde C_{kWh} indica el precio de la energía (\$/kWh), el cual se discrimina así: costo de energía a 220 kV (G), cargo por uso del sistema de transmisión nacional ©, peajes de distribución en los diferentes niveles de tensión, etc. F_p es el factor de pérdidas; el cual se define como la relación entre las pérdidas de energía en el transformador durante un periodo de tiempo dado, y las pérdidas de energía que resultarían si la cargabilidad pico del transformador I_p persistiera durante ese periodo, n indica el número de años de vida útil del transformador, i es la tasa de descuento y d^2 es la carga pico cuadrática equivalente total para la componente del costo por energía de las pérdidas en carga, donde se tiene en cuenta el crecimiento anual de la carga CC.

El Factor de pérdidas F_p y la carga pico cuadrática equivalente total d^2 se definen de la siguiente manera:

$$F_p = c \times F_c + (1 - c) \times F_c^2$$

$$d^2 = \left[\frac{(1 + CC)^{2n} - (1 + i)^n}{(1 + CC)^2 - (1 + i)} \right] \times \left[\frac{I_p^2}{(1 + i)^n} \right]$$

Donde F_c es el factor de carga para el sistema bajo estudio, normalmente entre 0,6 y 0,9 y c es una constante que depende del punto del sistema, el cual puede tomar los siguientes valores:

$c = 0,15$ para distribución

$c = 0,30$ para transmisión

$c = 0,50$ para plantas de generación

Sin embargo, suponiendo cambio y reinstalación del transformador con su carga pico inicial en el año “ nc ” la expresión d^2 , teniendo en cuenta el crecimiento de la carga CC , se convierte en:

$$d^2 = \left[\frac{I_p^2}{(1 + CC)^2 - (1 + i)} \right] \times \left[\frac{(1 + CC)^{2nc} - (1 + i)^{nc}}{(1 + i)^{nc}} + \frac{(1 + CC)^{2(n-nc)} - (1 + i)^{(n-nc)}}{(1 + i)^n} \right]$$

La finalidad que tienen en común todas las metodologías es decidir la compra de un transformador comparando las diferentes opciones del mercado, sin embargo, la metodología NTC 2135 posee una función adicional y única, en la cual se establece una formulación para solventar la situación en donde se desea cambiar un transformador con ciertos años de operación y con altas pérdidas, por uno más eficiente.

A pesar de que algunas metodologías como Georgilakis tienen en cuenta más criterios de cálculo, la función adicional de la metodología NTC 2135 permite darle cumplimiento al alcance de este trabajo de aplicación en las condiciones del OR a considerar en el caso de estudio.

3.3 Parámetros técnicos relevantes

En esta sección, se procede a identificar los parámetros técnicos relevantes en los que radica la diferencia de cada metodología para el cálculo de la tasa de costo de pérdidas A y B, debido a los diversos criterios tenidos en cuenta por cada autor.

Para calcular el Costo Total de Propiedad (TOC) de un transformador según las metodologías de Merritt, Targosz – Belmans, Eleftherios I Amorailis, P.S Georgilakis y NTC 2135, es esencial identificar los parámetros técnicos relevantes involucrados en cada metodología. Estos parámetros permiten evaluar y comparar el costo total de propiedad de diferentes transformadores. A continuación, se presenta en la Tabla 3, una comparativa de los parámetros técnicos relevantes en cada metodología:

Figura 4.

Comparativo de parámetros técnicos relevantes en cada metodología.

Parámetro	Merritt	Targosz – Belmans	Amorailis	Georgilakis	NTC 2135
Costo de la electricidad (\$kWh)	<i>EL</i>	<i>C</i>	<i>EL</i>	<i>EL</i>	<i>Ce</i>
Factor de valor presente (PV)	<i>PV</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>
Cargabilidad	<i>P</i>	<i>I</i>	<i>N/A</i>	<i>PRF, PUL, TLF</i>	<i>Fc</i>
Pérdidas en vacío (kW)	<i>NLL</i>	<i>P0</i>	<i>NLL</i>	<i>NLL</i>	<i>P0</i>
Pérdidas en carga (kW)	<i>LL</i>	<i>Pk</i>	<i>LL</i>	<i>LL</i>	<i>Pc</i>
Precio de compra (\$)	<i>BP</i>	<i>BP</i>	<i>PP</i>	<i>PP</i>	<i>Ct</i>
Costo de capital	<i>N/A</i>	<i>r</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>
Vida útil del transformador (años)	<i>N/A</i>	<i>n</i>	<i>BL</i>	<i>BL</i>	<i>L</i>
Costo de inversión anual nivelado	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>LIC</i>	<i>LIC</i>	<i>N/A</i>
Factor de disponibilidad	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>AF</i>	<i>AF</i>	<i>N/A</i>
Horas de operación por año	<i>8760</i>	<i>8760</i>	<i>8760</i>	<i>8760</i>	<i>8760</i>
Factor de recuperación de capital	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>CRF</i>	<i>FCR</i>	<i>N/A</i>
Factor de pérdidas	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>LF</i>	<i>TLF</i>	<i>Fp</i>
Costo anual de pérdidas sin carga	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>LECN</i>	<i>N/A</i>
Costo anual de pérdidas con carga	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>LECL</i>	<i>N/A</i>
Eficiencia de transmisión	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>ET</i>	<i>N/A</i>
Factor de incremento	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>IF</i>	<i>N/A</i>

Cada metodología tiene su propio conjunto de parámetros técnicos, que se utilizan para calcular el TOC de los transformadores. Sin embargo, algunos parámetros son comunes a varias metodologías, como el costo de la electricidad, las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga. Otros parámetros, como el costo de capital, la vida útil del transformador y el factor de recuperación de capital, son específicos de ciertas metodologías y reflejan diferentes enfoques para evaluar el costo total de propiedad (TOC).

4. Planteamiento de la solución

Las secciones de este capítulo se han organizado de la siguiente manera: en la Sección 4.1 se indica el modelo de referencia y el caso de estudio, en esta sección se explica cómo se obtiene el modelo matemático del circuito equivalente de un transformador de potencia perteneciente al Grupo EPM. Además, se calcula el Costo Total de Propiedad (TOC) para realizar comparaciones entre las metodologías encontradas. En la Sección 4.2, los resultados obtenidos en el modelo de referencia y caso de estudio son comparados con los obtenidos al aplicar distintas metodologías, considerando las mismas condiciones (tiempos de operación, costo de la energía, etc.). Este análisis permite evaluar el desempeño de cada metodología y recomendar la más adecuada para el caso en cuestión.

4.1 Modelo de referencia y caso de estudio

Un transformador de potencia puede ser modelado matemáticamente utilizando diversas ecuaciones que describen su comportamiento eléctrico y magnético. A continuación, se presentan las ecuaciones fundamentales que conforman el modelo matemático de un transformador ideal:

- **Relación de transformación:** la relación de transformación entre el voltaje primario (V_1) y el voltaje secundario (V_2) y las vueltas de la bobina primaria (N_1) y secundaria (N_2), se expresa como:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

- **Relación de corrientes:** Para un transformador ideal, la relación entre las corrientes primarias (I_1) y secundarias (I_2) se da por el recíproco de la relación de vueltas:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

- **Conservación de potencia:** En un transformador ideal (sin pérdidas), la potencia en el lado primario es igual a la potencia en el lado secundario:

$$V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2$$

- **Impedancia reflejada:** La impedancia en el lado secundario (Z_2) puede reflejarse al lado primario como una impedancia reflejada ($Z_{2,ref}$):

$$Z_{2,ref} = Z_2 \times \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2$$

- **Ecuaciones de Faraday-Lenz:** La ley de Faraday-Lenz describe la relación entre el flujo magnético (Φ) y el voltaje inducido en una bobina:

$$V_1 = N_1 \times \frac{d\Phi}{dt} ; V_2 = N_2 \times \frac{d\Phi}{dt}$$

Estas ecuaciones suponen un transformador ideal sin pérdidas. Sin embargo, en un transformador existen varias pérdidas y parámetros adicionales que deben considerarse, como la resistencia de las bobinas, las pérdidas en el núcleo y el acoplamiento imperfecto. Para un modelo más adecuado, se incluyen los siguientes elementos:

- **Resistencia de las bobinas:** Las resistencias R_1 y R_2 de las bobinas primaria y secundaria respectivamente, causan caídas de voltaje que se deben incluir en el modelo.
- **Reactancia de dispersión:** Las reactancias de dispersión X_1 y X_2 representan la fuga del flujo magnético que no se acopla entre las bobinas.
- **Admitancia de magnetización:** La admitancia de magnetización (Y_m) incluye la conductancia (G) y la susceptancia (B), que representan las pérdidas en el núcleo y la magnetización. Un circuito equivalente más preciso del transformador incluye estas impedancias y admitancias en su representación.

Siguiente a esto, un circuito equivalente típico de un transformador se modela con los siguientes elementos:

Resistencias R_1 y R_2 en serie con las bobinas primaria y secundaria.

Reactancias X_1 y X_2 en serie con las bobinas primaria y secundaria.

Un circuito paralelo en el lado primario que incluye la resistencia de pérdidas en el núcleo y la inductancia de magnetización.

A continuación, se presenta las ecuaciones referentes al circuito equivalente para el voltaje primario y secundario, respectivamente:

$$V_1 = I_1 \times (R_1 + jX_1) + a \times V_2 + \frac{V_2}{a} \times \frac{R_c + jX_m}{R_c + jX_m}$$

$$V_2 = I_2 \times (R_2 + jX_2) + \frac{V_1}{a}$$

Donde

a es la relación $\frac{N1}{N2}$.

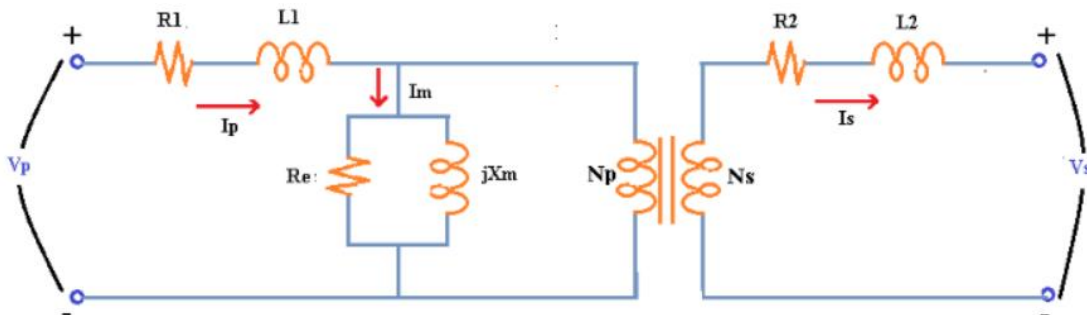
R_c es la resistencia de pérdidas en el núcleo.

X_m es la reactancia de magnetización.

Estos modelos y ecuaciones proporcionan una descripción detallada del comportamiento de un transformador de potencia tanto ideal como realista, considerando las pérdidas y otros efectos no ideales, en la Figura 2 se puede observar el modelo del circuito equivalente de un transformador. A su vez, también es posible representar el circuito equivalente del transformador referido al lado primario, como se puede evidenciar en la Figura 3.

Figura 5.

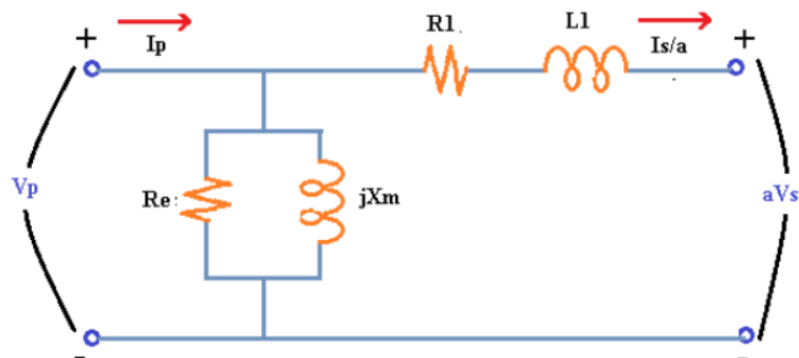
Circuito equivalente de un transformador.



Nota: Adaptado de (Chapman, 2000).

Figura 6.

Circuito equivalente de un transformador referido al lado primario.



Nota: Adaptado de (Chapman, 2000).

A continuación, se analiza el caso de estudio para la compra del transformador de propiedad del Grupo EPM, el cual se requiere según el plan de inversión para la ampliación de la capacidad transformación. En la Tabla 4 se observan las características eléctricas del transformador requerido.

Figura 7.

Características eléctricas para el transformador requerido para la Subestación del caso de estudio.

Parámetro	Valor
Transformador	Subestación Algarrobo
Número de Serie	1LCB393904
Fases	3
Potencia	5000 / 6500 kVA
Sistema de Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión Nominal AT	34500 V +/- 2x2.5%
Tensión Nominal BT	13800 V
Grupo de Conexión	Dyn11
Corriente Nominal AT	83.67 A (Base 5000 kVA)
Corriente Nominal BT	209.2 A (Base 5000 kVA)
Pérdidas en Vacío	6845.7 W
Corriente de Excitación	0.34%
Pérdidas en Carga	21317 W (Base 5000 kVA)
Impedancia (Z)	4.45% (Base 5000 kVA)
Valor de Compra	135498 USD

Teniendo los datos del transformador, se procede a calcular el circuito equivalente del transformador, con el fin de poder calcular el costo total de propiedad (TOC) de referencia. De manera resumida, En la Tabla 5 se pueden observar los resultados para el cálculo de los parámetros del circuito equivalente del transformador, referido al lado de primario “Alta tensión”.

Figura 8.

Cálculo de parámetros para el circuito equivalente del transformador referido al lado primario.

Fórmula	Cálculo	Resultado
$V_{FAT} = \frac{V_{LAT}}{\sqrt{3}}$	$\frac{34500}{\sqrt{3}}$	19919 V
$SF = \frac{S}{3}$	$\frac{5000}{3}$	1666.67 kVA
$ZB = \frac{V_{FAT}^2}{SF}$	$\frac{19919^2}{1666.67 \times 10^3}$	238.95 Ohm
$INAT = \frac{SF}{V_{FAT}}$	$\frac{1666.67 \times 10^3}{19919}$	83.67 A
$I_{cAT} = \frac{P_0/3}{V_{FAT}}$	$\frac{6846/3}{19919}$	0.11456 A
$I_o = 0.34 \times INAT/100$	$0.34 \times 83.67/100$	0.284 A
$I_{mAT} = \sqrt{(I_o)^2 + (I_c)^2}$	$\sqrt{(0.284)^2 + (0.11456)^2}$	0.26 A
$R_{cAT} = \frac{V_{FAT}}{I_c}$	$\frac{19919}{0.11456}$	173874 Ohm
$X_{mAT} = \frac{V_{FAT}}{I_m}$	$\frac{19919}{0.26}$	76611.5 Ohm
$V_{FATcc} = V_{FAT} \times \frac{Z(\%)}{100}$	$19919 \times \frac{4.45}{100}$	886.4 V
$Z_{eqAT} = \frac{V_{FATcc}}{INAT}$	$\frac{886.4}{83.67}$	10.59 Ohm
$ReqAT = \frac{(PK/3)}{(INAT)^2}$	$\frac{21317/3}{(83.67)^2}$	1.015 Ohm
$XeqAT = \sqrt{(Z_{eqAT})^2 - (ReqAT)^2}$	$\sqrt{(10.59)^2 - (1.015)^2}$	10.54 Ohm

Para calcular el Costo Total de Propiedad (TOC) de un transformador para una vida útil de 30 años, se deben considerar los costos de operación (energía de pérdidas en vacío y en carga), los costos de mantenimiento, el costo de la energía (se utiliza \$0,10 /kWh) y suponer una operación al 50% de la carga plena. A continuación, se desglosan estos cálculos:

1. Pérdidas en Vacío (P0)

$P_0 = 6845,7 \text{ W}$

Energía perdida en vacío anual = $6845,7 \text{ W} \times 8760 \text{ h} = 60.087.012 \text{ Wh} = 60.087,012 \text{ kWh}$.

Costo anual de pérdidas en vacío = $60.087,012 \text{ kWh} \times \$0,10 /\text{kWh} = \$6008,70 \text{ USD}$

2. Pérdidas con carga (Pcu)

$P_{cu} = 21.317 \text{ W}$ (a plena carga)

Se supone la operación a plena carga el 50% del tiempo.

Energía perdida en carga anual = $21.317 \text{ W} \times 8.760 \text{ h} \times 0,5 = 93.439.380 \text{ Wh} = 93.439,38 \text{ kWh}$.

Costo anual de pérdidas en carga = $93.439,38 \text{ kWh} \times \$0,10 /\text{kWh} = \$9.343,94 \text{ USD}$

3. Costo Anual Total de Energía (perdida)

Costo anual total de energía = $\$6.008,70 + \$9.343,94 = \$15.352,64 \text{ USD}$

4. Costo Anual de Mantenimiento

Suponiendo un costo anual de mantenimiento del 2% del costo de compra e instalación

Costo anual de mantenimiento = $\$135.498 \times 0,02 = \$2.709,96 \text{ USD}$

5. Costo Anual Total

Costo anual Total = $\$15.352,64 + \$2.709,96 = \$18.062,60 \text{ USD}$

6. Valor Presente Neto (VPN) de los Costos Anuales

Usando la fórmula del Valor Presente Neto (VPN):

$$VPN = \sum_{t=1}^{30} \frac{18.062,60}{(1 + 0,05)^t} = \$266.752,61 \text{ USD}$$

7. Costo total de propiedad (TOC)

Costo total de propiedad TOC = Costo compra + VPN de los Costos anuales = $\$135.498 + \$266.752 = \$402.250,61 \text{ USD}$

Con base en los cálculos realizados para estimar el costo total de propiedad (TOC), se cuenta con el modelo de referencia para realizar la comparación con las metodologías encontradas en la siguiente sección. En la Tabla 6, se pueden observar los resultados de los parámetros para obtener el costo total de propiedad (TOC).

Figura 9.

Parámetros para obtener el costo total de propiedad (TOC).

Elemento	Valor
Costo de Compra e Instalación	USD 135.498,00
Costo Anual de Energía Perdida en Vacío	USD 6.008,70
Costo Anual de Energía Perdida en Carga	USD 9.343,94
Costo Anual Total de Energía	USD 15.352,64
Costo Anual de Mantenimiento	USD 2.709,96
Costo Anual Total (Energía + Mantenimiento)	USD 18.062,60
Valor Presente Neto (VPN) de los Costos Anuales	USD 266.752,61
Costo Total de Propiedad (TOC)	USD 402.250,61

4.2 Comparación de las metodologías

En la sección anterior, se presentó el modelo de referencia y un caso de estudio para calcular el Costo Total de Propiedad (TOC). Para realizar las comparaciones, se utiliza la herramienta de cálculo MATLAB de MathWorks, asegurando que todas las condiciones (tiempos de operación, costo de la energía, cargabilidad, costo de compra etc.) fueran constantes. Dentro de los anexos de este trabajo se incluyen los códigos utilizados para calcular el TOC, correspondientes a cada metodología analizada. En la Tabla 7, se encuentran los resultados obtenidos para cada una de las metodologías y el método de referencia.

Figura 10.

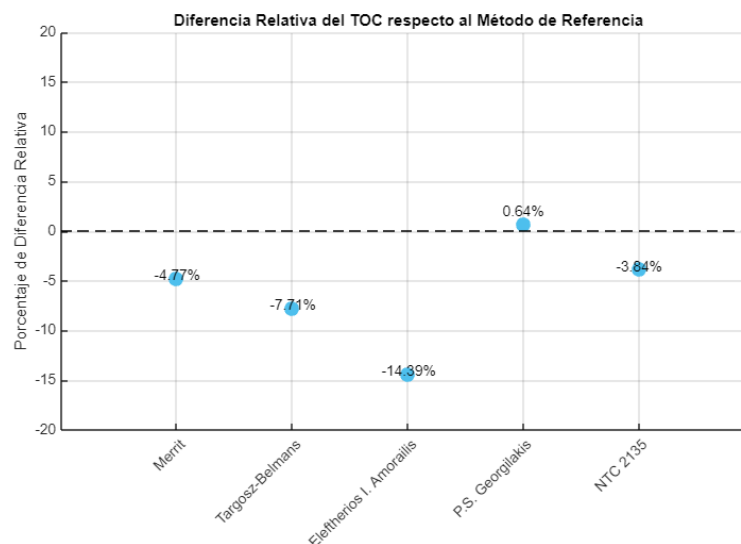
Resultados del costo total de propiedad (TOC) para todas las metodologías.

Método	Costo Total de Propiedad (TOC)
Referencia	USD 402.250,61
Merrit	USD 383.065,59
Targosz-Belmans	USD 371.254,74
Eleftherios I. Amorailis	USD 344.363,22
P.S. Georgilakis	USD 404.843,48
NTC 2135	USD 386.806,70

Para determinar cuál de los métodos se acerca más al método de referencia, se procede a calcular el porcentaje de diferencia relativa entre cada método y el método de referencia. En la Figura 4, se puede observar un gráfico de porcentajes de diferencia relativa de los métodos respecto al método de referencia.

Figura 11.

Gráfico de porcentajes de diferencia relativa de los métodos respecto al método de referencia.



Comparando los porcentajes de diferencia relativa, el método que tiene la menor diferencia con respecto al método de referencia es el **Método de P.S. Georgilakis**, con aproximadamente un 0,64% de diferencia relativa.

5. Conclusiones

La metodología de cálculo del TOC propuesta en P.S. Georgilakis (2010), es la metodología más adecuada a implementar en el caso colombiano donde se requiere tomar una decisión de compra entre diferentes opciones de transformadores de potencia, ya que esta comparada con las demás metodologías analizadas considera más criterios y aspectos técnicos que permiten realizar una estimación más ajustada a la realidad del operador de red sin incluir muchas simplificaciones.

Comparando los porcentajes de diferencia relativa, el método que tiene la menor diferencia con respecto al método de referencia es el Método de P.S. Georgilakis, con aproximadamente un 0,64% de diferencia relativa. Esto indica que este método produce un resultado más cercano al valor de referencia de \$402,250.61USD en comparación con los otros métodos analizados.

Los análisis del comportamiento de las salidas de operación aportan diferencias y similitudes existentes entre cada una de las metodologías, lo cual permite validar la correcta aplicación de las metodologías sin llegar a resultados absurdos.

Referencias Bibliográficas

- ABB. (2011). Programa de transformador verde de distribución Socio para un medio ambiente sostenible.
- Belmans, R., Declercq, J., De Keulenaer, H., Furuya, K., Karmarkar, M., Martinez, M., Mcdermott, M., & Pinkiewicz, I. (2005). The Potential for Global Energy Savings from *High Efficiency Distribution Transformers*. www.eurocopper.org
- Chapman, S. J. (2000). *Maquinas Electricas*.
- Eleftherios I., A., Tsili, M. A., Pavlos S., G., & Kladas, A. G. (2007). Energy Efficient Transformer Selection Implementing Life Cycle Costs and Environmental Externalities. *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on. IEEE, 2007*.
- Georgilakis P. S., Amoiralis E. I. (2010). Distribution Transformer Cost Evaluation Methodology Incorporating Environmental Cost. *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 7, pp. 861-872. July 2010.
- Grainger, S. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*.
- ICONTEC. (2018). NTC 2135: Transformadores.
- IEEE. (2017). *IEEE Guide for Loss Evaluation of Distribution and Power Transformers and Reactors, in IEEE Std C57.120-2017 (Revision of IEEE Std C57.120-1991)* 18 Oct. 2017, doi: 10.1109/IEEESTD.2017.8103991.
- International Electrotechnical Commission. (2017). *Power transformer - Part 20: Energy Efficiency*. IEC.

Merritt, S. Y., & Stuart D., C. (2003). No-load versus load. *Industry Applications Magazine, IEEE* 9.6 (2003): 21-28.

Paul Waide, P., & Scholand, M. (2014). *PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers Final report* – November 2014 N14 Energy. November.

Apéndice

Apéndice A. Cálculo de las Metodologías

```

% Calculo Segun Merrit
% Datos del transformador
costo_adquisicion = 135498; % Costo de adquisición en dólares
vida_util_anios = 30; % Vida útil del transformador en años
EL = 0.1; % Costo de la electricidad en $/kWh
P = 0.5; % Cargabilidad del transformador
Tasa_Descuento = 0.05; % Tasa de descuento

% Factor de valor presente (PV) según la tasa de descuento y la
vida útil del proyecto
PV_values = [16.14, 14.8, 13.09, 10.9, 8.11;
             14.59, 13.55, 12.16, 10.29, 7.8;
             13.28, 12.47, 11.34, 9.75, 7.52;
             12.16, 11.53, 10.6, 9.24, 7.25;
             11.2, 10.71, 9.95, 8.79, 7;
             10.37, 9.98, 9.36, 8.37, 6.76;
             8.74, 8.53, 8.15, 7.46, 6.23;
             7.55, 7.43, 7.2, 6.72, 5.77;
             6.66, 6.61, 6.45, 6.12, 5.38;
             5.43, 5.41, 5.35, 5.19, 4.73;
             4.99, 4.98, 4.94, 4.82, 4.46];

% Buscando el valor de PV según la tasa de descuento y la vida
útil del proyecto
indice_vida_util = find(vida_util_anios == [30, 25, 20, 15,
10]);
indice_tasa_descuento = find(Tasa_Descuento == [0.05, 0.06,
0.07, 0.08, 0.09, 0.13, 0.15, 0.18, 0.20, 0.225, 0.25]);
PV = PV_values(indice_tasa_descuento, indice_vida_util);

% Calculando la tasa de costo de pérdidas en vacío (A)
A = PV * EL * 8760;

% Calculando la tasa de costo de pérdidas en carga (B)
B = A * P;

% Definiendo las pérdidas sin carga (NLL) y con carga (LL)

```

```

NLL = 6.85; % Pérdidas sin carga en kW
LL = 21.32; % Pérdidas con carga en kW

% Calculando el costo total de operación debido a las pérdidas
en vacío y carga durante la vida útil del transformador
BP = costo_adquisicion;

% Calculando el TOC según la metodología de Merritt
TOC_merrit = BP + A * NLL + B * LL;

disp(['El Total Ownership Cost (TOC) del transformador, según
Merrit es: $' num2str(TOC_merrit)]);

% Calculo Segun Targosz-Belmans
% Datos del transformador
costo_adquisicion = 135498; % Costo de adquisición en dólares
vida_util_anios = 30; % Vida útil del transformador en años
EL = 0.1; % Costo de la electricidad en $/kWh
P = 0.5; % Cargabilidad del transformador
Tasa_Descuento = 0.05; % Tasa de descuento

% Factor de valor presente (PV) según la tasa de descuento y la
vida útil del proyecto
PV_values = [15.37, 14.09, 12.46, 10.38, 7.72;
             13.76, 12.78, 11.47, 9.71, 7.36;
             12.41, 11.65, 10.59, 9.11, 7.02;
             11.26, 10.67, 9.82, 8.56, 6.71;
             10.27, 9.82, 9.13, 8.06, 6.42;
             7.77, 7.58, 7.24, 6.63, 5.54;
             6.57, 6.46, 6.26, 5.85, 5.02;
             5.67, 5.61, 5.49, 5.21, 4.58;
             4.98, 4.95, 4.87, 4.68, 4.19;
             4.43, 4.42, 4.37, 4.23, 3.86;
             4, 3.98, 3.95, 3.86, 3.57];

% Buscando el valor de PV según la tasa de descuento y la vida
útil del proyecto
indice_vida_util = find(vida_util_anios == [30, 25, 20, 15,
10]);
indice_tasa_descuento = find(Tasa_Descuento == [0.05, 0.06,
0.07, 0.08, 0.09, 0.13, 0.15, 0.18, 0.20, 0.225, 0.25]);
PV = PV_values(indice_tasa_descuento, indice_vida_util);

% Calculando la tasa de costo de pérdidas en vacío (A)
A = PV * EL * 8760;

```

```

% Calculando la tasa de costo de pérdidas en carga (B)
B = A * P;

% Definiendo las pérdidas sin carga (NLL) y con carga (LL)
NLL = 6.85; % Pérdidas sin carga en kW
LL = 21.32; % Pérdidas con carga en kW

% Calculando el costo total de operación debido a las pérdidas
en vacío y carga durante la vida útil del transformador
BP = costo_adquisicion;

% Calculando el TOC según la metodología de Targosz-Belmans
TOC_targosz_belmans = BP + A * NLL + B * LL;

disp(['El Total Ownership Cost (TOC) del transformador, según
Targosz-Belmans es: $' num2str(TOC_targosz_belmans)]);

% Calculo Segun Eleftherios I Amorailis
% Datos
LIC = 100; % Costo de inversión anual nivelado del sistema de
generación y transmisión [$ / kW]
EL = 0.1; % Costo de electricidad [$ / kWh]
AF = 0.9; % Factor de disponibilidad del transformador
HPY = 8760; % Horas de operación por año
BL = 30; % Número de años de la vida útil del transformador
lf = 0.5; % Cargabilidad (carga media del transformador
durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente
de su potencia nominal)
BP = 135498; % Precio de compra del transformador [$]

% Calcular el factor de pérdidas (LF)
LF = 0.15*lf + 0.85*lf^2;

% Calcular el factor de recuperación de capital (CRF)
i = 0.05; % Tasa de descuento
CRF = (i*(1+i)^BL)/((1+i)^BL-1);

% Calcular las tasas de costo de pérdidas en vacío (A) y en
carga (B)
A = (LIC + EL*AF*HPY) / CRF; % [$ / kW]
B = (LIC + EL*LF*HPY) / CRF; % [$ / kW]

% Pérdidas sin carga y con carga
NLL = 6.85; % Pérdidas sin carga [kW]
LL = 21.32; % Pérdidas con carga [kW]

```

```

% Calcular el costo total de propiedad (TOC)
TOC_amorailis = BP + A * NLL + B * LL;

% Mostrar los resultados
disp(['El Total Ownership Cost (TOC) del transformador, según
Eleftherios I Amorailis es: $', num2str(TOC_amorailis)]);

% Calculo Segun P.S Georgilakis
% Datos de entrada
LIC = 100;      % Costo de inversión anual nivelado del sistema
de generación y transmisión en $/kW-año
ET = 0.95;     % Eficiencia de transmisión
FCR = 0.1;     % Tasa de carga fija como porcentaje de la
inversión de capital
IF = 1.05;     % Factor de aumento
PRF = 0.8;     % Factor de responsabilidad máxima
TLF = 0.7;     % Factor de carga del transformador
HPY = 8760;   % Horas de operación por año
CYEC = 0.1;   % Costo de energía del año actual en $/kWh
EIR = 0.03;   % Tasa de aumento anual del costo de la energía
en porcentaje
d = 0.05;     % Tasa de descuento
BL = 30;      % Número de años de vida útil del transformador
AF = 0.9;     % Factor de disponibilidad del transformador
i = 0.8;      % Cargabilidad (carga media del transformador
durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente
de su potencia nominal)

% Cálculo del factor de pérdida LF
LF = 0.15 * i + 0.85 * i^2;

% Cálculo del pico por unidad de carga del transformador (PUL)
ITL_TPL = 0.7; % Carga inicial del transformador como un
porcentaje de la carga máxima del transformador (año 0)
TPLIF = 0.02;  % Factor incremental anual de la carga máxima
del transformador en porcentaje

PUL = (ITL_TPL * (1 + TPLIF) * ((1 + TPLIF)^BL - 1)) / (BL *
TPLIF);

% Cálculo del factor de carga del transformador (TLF)
TLF = sqrt(LF * PUL^2);

% Cálculo del factor de recuperación de capital (CRF)
CRF = (d * (1 + d)^BL) / ((1 + d)^BL - 1);

```

```

% Cálculo de los costos anuales nivelados de energía y operación
de pérdidas sin carga (LECN) y con carga (LECL)
LECN = CRF * HPY * AF * CYEC * ((1 + EIR) / (d - EIR)) * (1 -
((1 + EIR) / (1 + d))^BL);
LECL = CRF * HPY * CYEC * ((1 + EIR) / (d - EIR)) * (1 - ((1 +
EIR) / (1 + d))^BL);

% Cálculo de los costos de pérdidas en vacío y en carga
A = (LIC + LECN) / (ET * FCR * IF);
B = (LIC * PRF^2 * PUL^2 + LECL * TLF^2) / (ET * FCR * IF);

% Datos de entrada
BP = 135498; % Precio de compra del transformador en $
NLL = 6.85; % Pérdidas sin carga en kW
LL = 21.32; % Pérdidas con carga en kW

% Cálculo del costo total del transformador
TOC = BP + A * NLL + B * LL;

% Mostrar resultados
disp(['El Total Ownership Cost (TOC) del transformador, segun
P.S Georgilakis es: $', num2str(TOC)]);

% Calculo Segun NTC2135
% Datos de entrada
LIC = 500; % Costo de inversión anual nivelado del sistema
de generación y transmisión en $/kW-año
ET = 0.95; % Eficiencia de transmisión
FCR = 0.1; % Tasa de carga fija como porcentaje de la
inversión de capital
IF = 1.05; % Factor de aumento
PRF = 0.8; % Factor de responsabilidad máxima
TLF = 0.5; % Factor de carga del transformador
HPY = 8760; % Horas de operación por año
CYEC = 0.1; % Costo de energía del año actual en $/kWh
EIR = 0.03; % Tasa de aumento anual del costo de la energía
en porcentaje
d = 0.05; % Tasa de descuento
BL = 30; % Número de años de vida útil del transformador
AF = 0.9; % Factor de disponibilidad del transformador
i = 0.5; % Cargabilidad (carga media del transformador
durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente
de su potencia nominal)

% Cálculo del factor de pérdida LF
LF = 0.15 * i + 0.85 * i^2;

```

```

% Cálculo del pico por unidad de carga del transformador (PUL)
ITL_TPL = 0.7;      % Carga inicial del transformador como un
porcentaje de la carga máxima del transformador (año 0)
TPLIF = 0.02;      % Factor incremental anual de la carga máxima
del transformador en porcentaje

PUL = (ITL_TPL * (1 + TPLIF) * ((1 + TPLIF)^BL - 1)) / (BL *
TPLIF);

% Cálculo del factor de carga del transformador (TLF)
TLF = sqrt(LF * PUL^2);

% Cálculo del factor de recuperación de capital (CRF)
CRF = (d * (1 + d)^BL) / ((1 + d)^BL - 1);

% Cálculo de los costos anuales nivelados de energía y operación
de pérdidas sin carga (LECN) y con carga (LECL)
LECN = CRF * HPY * AF * CYEC * ((1 + EIR) / (d - EIR)) * (1 -
((1 + EIR) / (1 + d))^BL);
LECL = CRF * HPY * CYEC * ((1 + EIR) / (d - EIR)) * (1 - ((1 +
EIR) / (1 + d))^BL);

% Cálculo de los costos de pérdidas en vacío y en carga
A = (LIC + LECN) / (ET * FCR * IF);
B = (LIC * PRF^2 * PUL^2 + LECL * TLF^2) / (ET * FCR * IF);

% Datos de entrada
BP = 135498; % Precio de compra del transformador en $
NLL = 6.85; % Pérdidas sin carga en kW
LL = 21.32; % Pérdidas con carga en kW

% Cálculo del costo total del transformador
TOC = BP + A * NLL + B * LL;

% Mostrar resultados
disp(['El costo anual nivelado de energía y operación de
pérdidas sin carga (LECN) es: $', num2str(LECN), ' por kW-
año']);
disp(['El costo anual nivelado de energía y operación de
pérdidas con carga (LECL) es: $', num2str(LECL), ' por kW-
año']);
disp(['El costo total del transformador, según NTC 2135 es: $',
num2str(TOC)]);

```

Gráfico de dispersión

```

% Datos de los resultados

```

```

metodos = {'Merrit', 'Targosz-Belmans', 'Eleftherios I.
Amorailis', 'P.S. Georgilakis', 'NTC 2135'};
toc_referencia = 402250.61;
toc_resultados = [383065.5864, 371254.7412, 344363.2154,
404843.4763, 386806.7015];

% Calcular las diferencias relativas
diferencias_relativas = (toc_resultados - toc_referencia) ./
toc_referencia * 100;

% Crear el gráfico de dispersión
figure;
scatter(1:length(metodos), diferencias_relativas, 100, 'filled',
'MarkerFaceColor', [0.3 0.75 0.93]);
hold on;

% Añadir líneas de referencia
line([0 length(metodos)+1], [0 0], 'Color', 'k', 'LineStyle', '-
-');

% Ajustes al gráfico
xticks(1:length(metodos));
xticklabels(metodos);
ylabel('Porcentaje de Diferencia Relativa');
title('Diferencia Relativa del TOC respecto al Método de
Referencia');
grid on;
xtickangle(45);
ylim([-20 20]); % Establecer límites en el eje y para mejor
visualización

% Mostrar porcentajes cerca de las marcas
for i = 1:length(metodos)
    text(i, diferencias_relativas(i) +
sign(diferencias_relativas(i))*0.5, ...
        sprintf('%.2f%%', diferencias_relativas(i)),
'HorizontalAlignment', 'center', 'VerticalAlignment', 'bottom');
end

% Ajustes finales
set(gca, 'TickLabelInterpreter', 'none'); % Para mostrar
correctamente las etiquetas
box off; % Remover borde del gráfico

% Ajustar tamaño de la figura
set(gcf, 'Position', [100, 100, 800, 500]); % Tamaño de la
ventana

```