



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Propuesta de mejora energética mediante la
implementación de transformadores con núcleo amorfo en
una empresa de distribución eléctrica del Perú**

Tesis para optar el Título de
Ingeniera Mecánico - Eléctrica

Lucia Renata Duelles Panta

Asesor(es):
Mgtr. Ing. Carlos Nicolás Quispe Chanampa

Piura, julio de 2024

Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

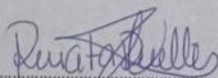
Yo, Lucia Renata Duellas Panta, egresado del Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI N° 75340233.

Declaro bajo juramento que:

1. Soy autor del trabajo final titulado:
"Propuesta de mejora energética mediante la implementación de transformadores con núcleo amorfo en una empresa de distribución eléctrica del Perú"
El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis¹ para optar el Título profesional² de Ingeniera Mecánico - Eléctrica.
2. Que el trabajo se realizó en coautoría con los siguientes alumnos de la Universidad de Piura.
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
3. La asesoría del trabajo estuvo a cargo de:
 - Mgtr. Carlos Nicolás Quispe Chanampa, identificado con DNI N° 45458031
4. El texto de mi trabajo final respeta y no vulnera los derechos de terceros o de ser el caso derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para la cual he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas.
5. El texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico.
6. La investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.
7. Declaro que mi trabajo final cumple con todas las normas de la Universidad de Piura.

El incumplimiento de lo declarado da lugar a responsabilidad del declarante, en consecuencia; a través del presente documento asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

Fecha: 21/10/2024.



.....
Firma del autor optante³

¹ Indicar si es tesis, trabajo de investigación, trabajo académico o trabajo de suficiencia profesional.

² Grado de Bachiller, Título profesional, Grado de Maestro o Grado de Doctor.

³ Idéntica al DNI; no se admite digital, salvo certificado.

Dedicatoria

A Ana María, mi madre. Por la fe inculcada, por ser mi lugar seguro, por ese consejo certero y oportuno y el amor incondicional que me has dado; cada momento y palabra tuya han forjado las fibras que me contienen. Tu lección de marchar siempre hacia adelante, mirando hacia atrás para agradecer lo vivido y aprendido. A Mario, mi padre quien con su perseverancia y valentía me enseñó a ser fuerte y a distinguir las cosas que a primera vista eran imposibles y a hacer de esas cosas imposibles, objetivos logrados.

Sin el sacrificio de ambos, este logro que hoy me llena de orgullo, no hubiera podido concretarse. Gracias infinitas.



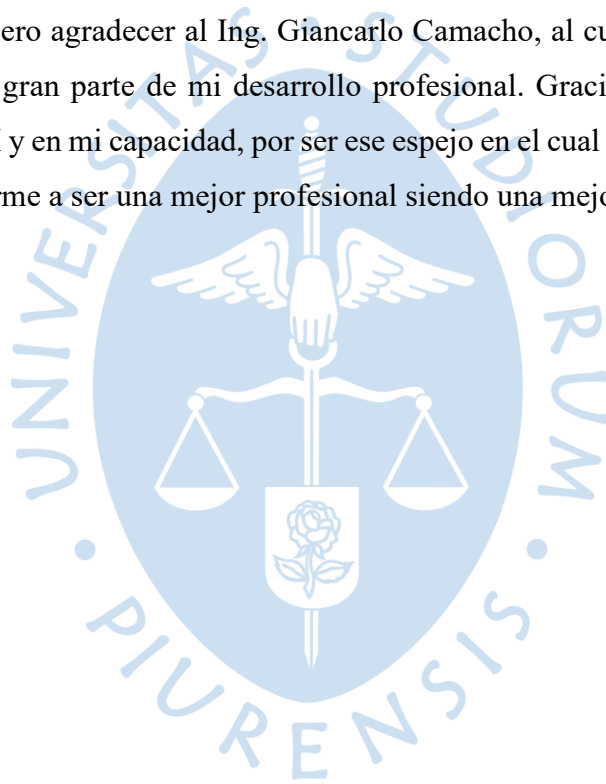
Agradecimientos

Con profunda estima y reconocimiento, al Mgtr. José Ibárcena, quién me acogió en el equipo de investigación para el concurso CIER 2022. Agradezco sus enseñanzas y apoyo en mi desarrollo profesional.

A mi asesor Mgtr. Carlos Quispe, quien con su experiencia y consejo profesional ayudaron a formar este trabajo de investigación

Mi gratitud también se extiende a mi alma mater la Universidad de Piura, por fomentar el crecimiento integral de sus estudiantes, formando no solo buenos profesionales sino también buenas personas.

Finalmente quiero agradecer al Ing. Giancarlo Camacho, al cual considero mi mentor, quien me instruyó en gran parte de mi desarrollo profesional. Gracias por no perder la fe y seguir confiando en mí y en mi capacidad, por ser ese espejo en el cual me veo reflejada muchas veces, y por incentivarme a ser una mejor profesional siendo una mejor persona.



Resumen

Se ha desarrollado la investigación “Propuesta de mejora energética mediante la implementación de transformadores con núcleo amorfo en una empresa de distribución eléctrica del Perú”. El estudio se dividió en dos capítulos, en el primero se analizó el aspecto teórico, principios, materiales, tipos y características técnicas de los transformadores convencionales y de núcleo amorfo, habiéndose tenido como conclusión que la tecnología de los núcleos amorfos ya se encuentra disponibles y que, por sus características de funcionamiento y los materiales utilizados en su diseño, son más amigables con el medio ambiente. En el capítulo 2, se desarrolló los aspectos principales de la implementación de la propuesta de los transformadores de núcleo amorfo, y la estructura de los costos, llegándose a determinar que el proyecto requiere una inversión de \$ 471.062 con un periodo de retorno de 30 años. El Valor Actual Neto (VAN) es de \$ 76.260 y la Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 53%, significativamente superior a la tasa de descuento considerada por la Empresa (12%), comprobando la rentabilidad del proyecto. Asimismo, la emisión evitada de gases de efecto invernadero en el horizonte del proyecto se estima en 4.080 toneladas de CO₂equivalente lo que representa \$ 29.254 en el mercado de bonos de carbono. Del mismo modo, el ahorro energético (9.027 MW.h) podría abastecer el consumo anual de más de diez mil hogares.

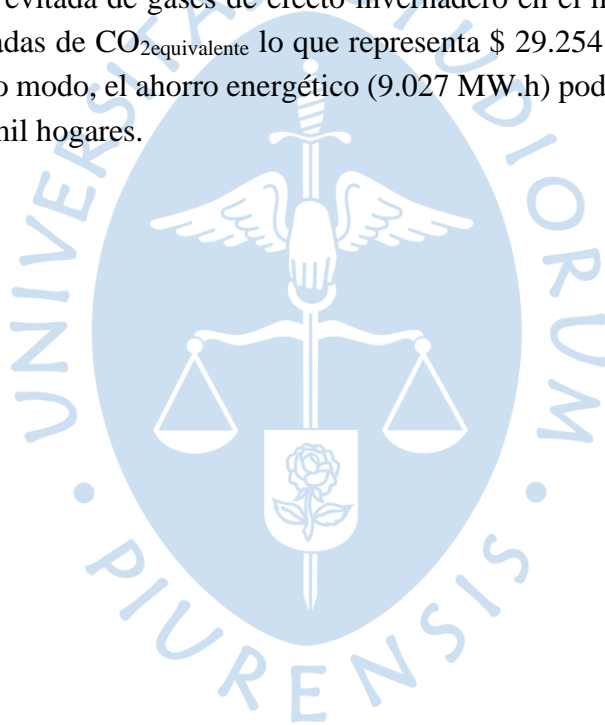


Tabla de contenido

| | |
|--|----|
| Introducción..... | 9 |
| Capítulo 1 Marco teórico..... | 11 |
| 1.1 Transformadores eléctricos | 11 |
| 1.1.1 <i>Pérdidas técnicas en los transformadores</i> | 12 |
| 1.1.2 <i>Transformadores de distribución</i> | 15 |
| 1.1.3 <i>Tipos de núcleos magnéticos</i> | 18 |
| 1.2. Eficiencia energética en el sector eléctrico | 21 |
| 1.2.1 <i>Eficiencia energética en el mundo</i> | 21 |
| 1.2.2 <i>Eficiencia energética en el Perú</i> | 22 |
| 1.2.3 <i>Relación entre pérdidas eléctricas y tCO₂</i> | 23 |
| 1.2.4 <i>Mercado de bonos de carbono</i> | 23 |
| 1.3 Ventajas y desventajas del uso de transformadores con núcleo amorfo | 25 |
| Capítulo 2 Caso de aplicación para implementar transformadores de núcleo amorfo..... | 27 |
| 2.1. Sistema de empresa de distribución eléctrica..... | 27 |
| 2.2. Análisis situacional en la concesión de empresa distribuidora | 31 |
| 2.3. Determinación de alcance de plan piloto de transformadores de núcleo amorfo..... | 34 |
| 2.3.1 <i>Análisis de eficiencia</i> | 35 |
| 2.3.2 <i>Análisis económico</i> | 36 |
| 2.3.3 <i>Análisis de impacto ambiental</i> | 38 |
| 2.4 Consideraciones para la implementación..... | 38 |
| 2.5 Resultados económico financieros | 39 |
| 2.5.1 <i>Inversión y costos del proyecto</i> | 39 |
| Conclusiones | 44 |
| Referencias | 45 |
| Apéndices | 48 |
| Apéndice 1. <i>Esquema de sistema eléctrico</i> | 48 |
| Apéndice 2. Datos para Evaluación de Pérdidas en transformadores | 48 |
| Apéndice 3. Subestación aérea monoposte y tablero de distribución BT | 49 |
| Apéndice 4. Plano de subestación aérea biposte y tablero de distribución BT | 50 |
| Apéndice 5. Evaluación para 1561 transformadores de 100 kVA convencionales | 51 |
| Apéndice 6. Evaluación para 1561 transformadores de 100 kVA amorfos | 52 |
| Apéndice 7. Evaluación de emisiones GEI para el proyecto total (1561 transformadores)..... | 52 |

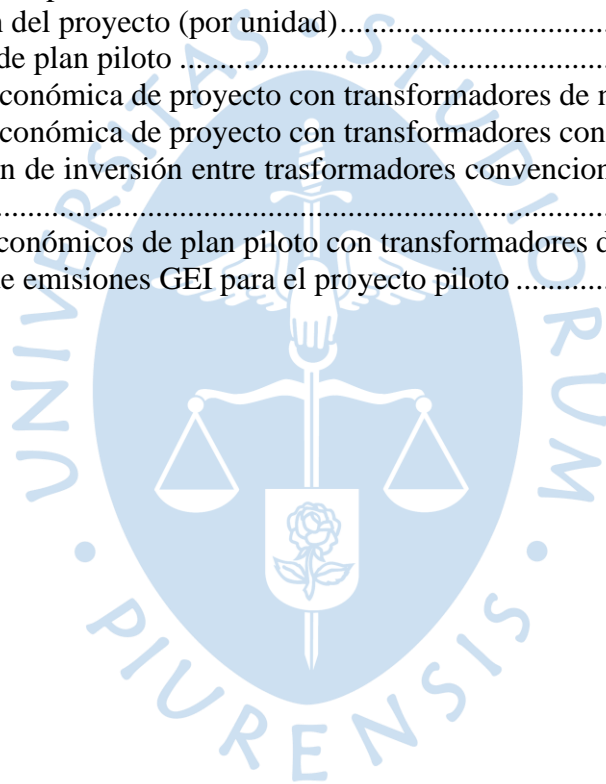
Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 Efecto de la corriente secundaria en un transformador ideal..... | 11 |
| Figura 2 Comportamiento del núcleo frente a cambios del campo magnético | 12 |
| Figura 3 Perdidas en un transformador de distribución | 13 |
| Figura 4 Densidad de flujo B y la intensidad de magnetización H. | 14 |
| Figura 5 Transformador trifásico con tres juegos de devanados (A, B y C) en los lados primario y secundario..... | 17 |
| Figura 6 Comparación de estructuras moleculares | 20 |
| Figura 7 Estructura accionaria de SEAL..... | 27 |
| Figura 8 Mapa de tendido eléctrico de sus subestaciones SEAL..... | 29 |
| Figura 9 Proceso de certificación del programa HdC del MINAM | 33 |



Lista de tablas

| | | |
|----------|---|----|
| Tabla 1 | Metrado de topología eléctrica..... | 28 |
| Tabla 2 | Pérdidas técnicas admisibles en transformadores de distribución por la NTP..... | 30 |
| Tabla 3 | Pérdidas técnicas admisibles en transformadores de distribución GB 20052-2020 ... | 30 |
| Tabla 4 | Perdidas de cobre | 31 |
| Tabla 5 | Perdidas en el Núcleo..... | 31 |
| Tabla 6 | Ranking de pérdidas por empresas – 2020..... | 32 |
| Tabla 7 | Índice de pérdidas por SET y alimentador año 2020 | 32 |
| Tabla 8 | Proporción de transformadores por potencia en la empresa | 34 |
| Tabla 9 | Criterios técnicos de ponderación del proyecto | 35 |
| Tabla 10 | Matriz de decisión | 35 |
| Tabla 11 | Comparativo de eficiencia convencional (NTP) vs. Núcleo amorfo (GB 20052-2020) | 36 |
| Tabla 12 | Comparativo de precios de transformadores de distribución | 36 |
| Tabla 13 | Anualización del proyecto (por unidad)..... | 37 |
| Tabla 14 | Presupuesto de plan piloto | 39 |
| Tabla 15 | Evaluación económica de proyecto con transformadores de núcleo amorfo | 39 |
| Tabla 16 | Evaluación económica de proyecto con transformadores convencionales | 40 |
| Tabla 17 | Comparación de inversión entre transformadores convencionales y de núcleo amorfo | 41 |
| Tabla 18 | Resultados económicos de plan piloto con transformadores de núcleo amorfo | 42 |
| Tabla 19 | Evaluación de emisiones GEI para el proyecto piloto | 43 |



Introducción

Los transformadores eléctricos son dispositivos fundamentales en la infraestructura energética global, utilizados para la transferencia eficiente de energía eléctrica entre distintos niveles de voltaje en sistemas de generación, transmisión y distribución. En la última década, ha surgido un interés creciente en los transformadores amorfos como alternativa a los transformadores convencionales debido a sus potenciales ventajas en términos de eficiencia energética, reducción de pérdidas y menor impacto ambiental. Esta tendencia es especialmente relevante en países como Perú, donde el desarrollo de infraestructuras eléctricas eficientes y sostenibles es crucial para satisfacer la creciente demanda energética nacional y regional. (Castro et al., 2022).

Los transformadores convencionales, fabricados típicamente con núcleos de acero al silicio laminado, han sido el estándar en la industria eléctrica durante décadas. Estos dispositivos son eficaces en la transferencia de energía eléctrica gracias a la baja reluctancia magnética del acero al silicio, que permite un flujo magnético estable y controlado. Sin embargo, presentan ciertas limitaciones relacionadas con las pérdidas de energía inherentes al ciclo de histéresis y a las corrientes parásitas que se generan en el núcleo del transformador. (Camacho et al., 2023)

El uso de transformadores amorfos ha ganado popularidad en varios países desarrollados y en vías de desarrollo debido a sus beneficios en eficiencia energética y reducción de pérdidas. Organizaciones internacionales y estudios de investigación han destacado el potencial de estos dispositivos para contribuir a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y para mejorar la estabilidad de las redes eléctricas frente a fluctuaciones de carga y condiciones operativas variables. (Freile et al., 2021). Los transformadores amorfos representan una evolución tecnológica respecto a los convencionales, utilizando materiales como aleaciones amorfas de metales, como el hierro y el boro, que presentan propiedades magnéticas superiores en comparación con el acero al silicio laminado. Estas aleaciones amorfas se caracterizan por una estructura desordenada a nivel atómico, lo que reduce drásticamente las pérdidas por histéresis y las corrientes parásitas en el núcleo del transformador. (Yang, 2019)

Desde una perspectiva nacional, Perú ha experimentado un crecimiento significativo en su capacidad de generación eléctrica y en la expansión de su red de distribución en las últimas décadas. La infraestructura eléctrica del país, aunque ha mejorado considerablemente, enfrenta desafíos persistentes en términos de eficiencia energética y pérdidas de energía durante la transmisión y distribución. En este contexto, los transformadores convencionales han sido la opción predominante, aunque se reconoce la necesidad de explorar tecnologías más avanzadas que puedan ofrecer mejoras significativas en estos aspectos, la adopción de transformadores amorfos podría ofrecer ventajas significativas en términos de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética. La capacidad de reducir las pérdidas de energía durante la transmisión y distribución podría contribuir a la mejora del rendimiento general de la red eléctrica nacional, así como a la reducción de costos operativos asociados con la generación y distribución de electricidad. (MINEM, 2024)

El presente estudio tiene como objetivo principal explorar y analizar las diferencias fundamentales entre los transformadores eléctricos convencionales y los transformadores amorfos, evaluando sus ventajas y desventajas desde diversas perspectivas técnicas, económicas y ambientales. Se realizó un análisis comparativo detallado de ambos tipos de transformadores, considerando estudios de caso internacionales relevantes y datos específicos del contexto peruano. La investigación sobre transformadores eléctricos convencionales versus transformadores amorfos es crucial para entender las opciones disponibles en la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental de las redes eléctricas a nivel internacional y nacional, incluyendo el caso específico de Perú. La transición hacia tecnologías más avanzadas como los transformadores amorfos podría representar un paso significativo hacia la consecución de los objetivos de desarrollo sostenible y la optimización de recursos en el sector energético.



Capítulo 1

Marco teórico

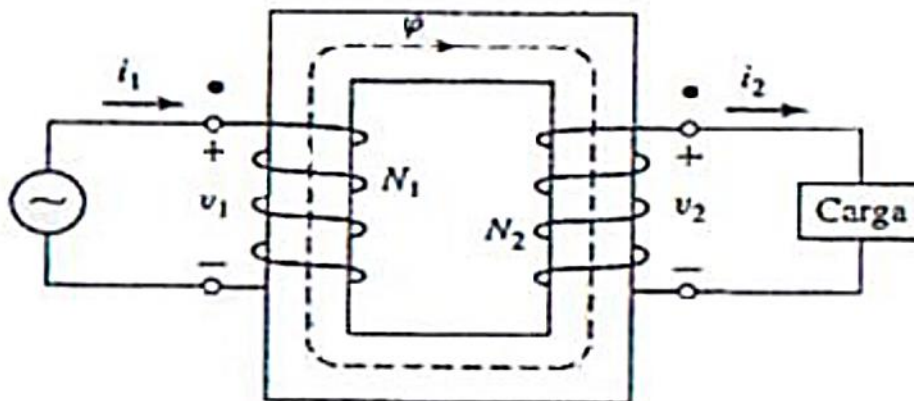
Se presentará aquellos principios en los que está basada y que sustentan esta investigación, entre los que se encuentran los transformadores considerando que son dispositivos eléctricos estáticos que, a grandes rasgos, transfieren energía eléctrica de un circuito a otro mediante la inducción electromagnética. Consisten en dos o más bobinados de alambre aislado, llamados devanados, que están aislados eléctricamente, pero fuertemente acoplados por un núcleo magnético. Los transformadores eléctricos son ampliamente utilizados en innumerables equipos, sin embargo, el presente trabajo se centrará en un tipo específico de transformador que sería el transformador de distribución. En los siguientes párrafos se enumerará y profundizará los conceptos más relevantes.

1.1 Transformadores eléctricos

Los transformadores eléctricos funcionan mediante el principio de inducción electromagnética. Cuando se aplican corrientes alternas (CA) a un transformador se genera un campo magnético en el núcleo del transformador. Este campo magnético, a su vez, induce corrientes en los conductores de salida del transformador. La relación entre la tensión en la entrada (v_1) y la tensión en la salida (v_2) de un transformador se denomina relación de transformación. La bobina de entrada es llamada bobina primaria (N_1), y la bobina de salida es llamada bobina secundaria (N_2). La bobina primaria está conectada a la fuente de energía eléctrica, y la bobina secundaria (N_2) está conectada a la carga o dispositivo que tomará la energía. Cuando se aplica una corriente alterna a la bobina primaria, se genera un campo magnético en el núcleo del transformador. Este campo magnético induce corrientes en la bobina secundaria, lo que permite que la energía eléctrica fluya a través de ella. La relación entre la tensión en la bobina primaria y la tensión en la bobina secundaria depende de la geometría del transformador y de su relación de transformación. Ver figura 1.

Figura 1

Efecto de la corriente secundaria en un transformador ideal



Nota. Fitzgerald et al (2012)

1.1.1 Pérdidas técnicas en los transformadores

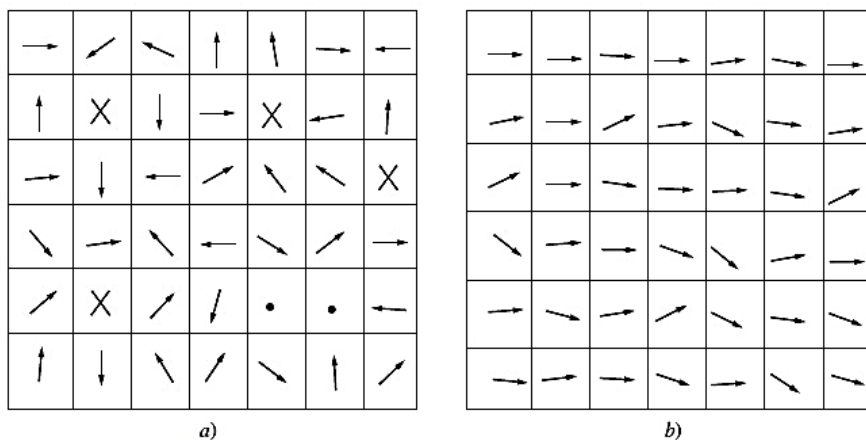
Los transformadores desempeñan un papel muy importante en los sistemas de energía, son utilizados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica generada en las centrales. Un aspecto muy necesario de tener en cuenta en el funcionamiento de los transformadores es la gestión de las pérdidas, éstas pueden afectar significativamente la eficiencia y el rendimiento general del sistema. Las pérdidas en los transformadores se pueden clasificar en dos tipos principales: pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro.

Las pérdidas en el cobre se asocian a la resistencia eléctrica del material constitutivo de los devanados del transformador. Cuando circula corriente a través de los devanados, la resistencia provoca una pérdida de potencia que se manifiesta en forma de calor por efecto Joule. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente que pasa por los devanados. Se pueden minimizar eligiendo materiales de alta conductividad para los devanados.

Las pérdidas en el hierro, también conocidas como pérdidas en el núcleo, constan de dos componentes: pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas. En los materiales magnéticos, como los núcleos de un transformador o inductor, las pérdidas por histéresis son uno de los fenómenos más comunes y se deben a la resistencia de los pequeños dominios magnéticos a realinearse a lo largo del material cuando se aplican y liberan cambios de campo magnético. Un material magnético contiene muchas regiones magnetizadas - denominados dominios magnéticos - que están alineados de manera desordenada. Cuando se aplica un campo magnético externo, los dominios tienden a alinearse con él, pero debido a la resistencia generada por las interacciones entre ellos, ni los dominios ni los electrones que los constituyen pueden reordenarse, lo que lleva a la disipación de energía en forma de calor. Estos efectos del campo magnético se presentan en la figura 2.

Figura 2

Comportamiento del núcleo frente a cambios del campo magnético



Nota. Chapman (2012)

Las pérdidas por corrientes parásitas, también llamadas corrientes de Foucault, se deben a las corrientes inducidas que circulan dentro del material del núcleo, generando calor adicional. Uno de los métodos de mitigación es el uso de núcleos laminados.

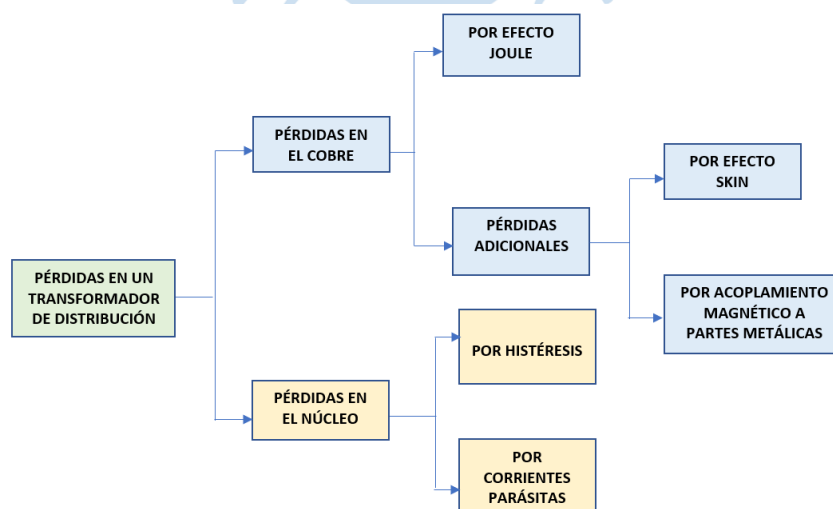
La eficiencia en un transformador se entiende como la relación entre la potencia demandada y la potencia consumida, siendo las pérdidas las responsables de la disminución de la eficiencia. Se pueden elegir o combinar varios métodos para mitigar las pérdidas en los transformadores: el uso de materiales de alta calidad, la optimización del diseño para reducir la resistencia eléctrica, el enfriamiento forzado para disipar el calor de manera efectiva son algunos de ellos. Esto sumado a un monitoreo adecuado para controlar sus parámetros dentro de los establecidos por los fabricantes para un uso seguro y eficiente.

Según Chapman (2012) las pérdidas en los transformadores son una consideración crítica en los sistemas de energía, ya que afectan la eficiencia y el rendimiento. Comprender los tipos de pérdidas, sus causas y las estrategias para su reducción es importante para garantizar un funcionamiento confiable y eficiente de los transformadores en las redes eléctricas. Al abordar eficazmente las pérdidas, los sistemas de energía pueden operar de manera más sostenible y económica, contribuyendo a un suministro de electricidad más confiable como se ahondará más adelante en el presente trabajo.

Por otra parte, Mendez (2023) aporta información adicional para los transformadores de distribución, disgregando las pérdidas en el cobre en aquellas ocasionadas por efecto Joule y las pérdidas adicionales ocasionadas por efecto skin en el cobre y las provocadas por acoplamiento magnético a partes metálicas. Estas últimas surgen cuando los campos magnéticos atraviesan el material de construcción del transformador, generando corrientes parásitas opuestas al campo magnético principal. Ver figura 3.

Figura 3

Pérdidas en un transformador de distribución

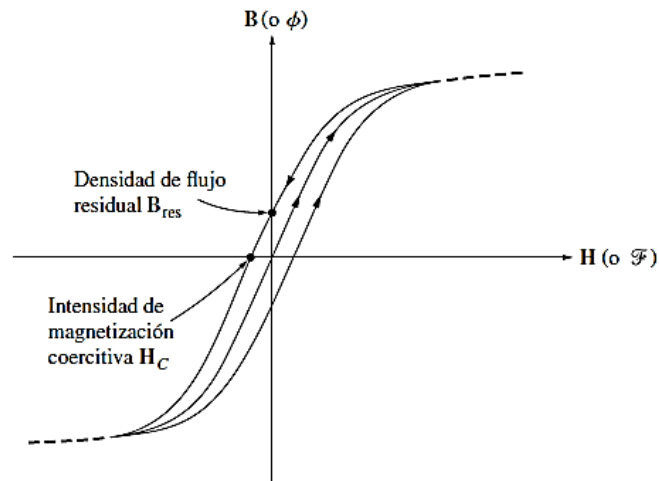


Nota. Adaptado de Mendez (2023)

1.1.1.1 Pérdidas por Histéresis. Estas pérdidas se producen debido a la imantación y desimantación de un material ferromagnético como se muestra en la figura 4. La diferencia durante el período de acumulación de energía que es la potencia absorbida y el retorno de la misma, son las pérdidas que se muestran en forma de calor en el interior del material ferromagnético el cual es sometido a un proceso de inducción magnético alterno.

Figura 4

Densidad de flujo B y la intensidad de magnetización H.



Nota. Chapman (2012)

La curva de magnetización de un material ferromagnético típico, una vez aplicada una intensidad de magnetización H alta en el núcleo y luego se desaplica, queda una densidad de flujo residual B_{res} . Esta magnetización residual se libera en forma de calor durante el ciclo de desmagnetización.

Las pérdidas por histéresis son proporcionales al área de la curva de magnetización de un material ferromagnético y al volumen total del material. Estas pérdidas son proporcionales a la frecuencia de excitación que se aplica. Empíricamente se tiene la siguiente relación de las pérdidas por histéresis desde mediciones de éstas en varios tipos de aceros utilizados en la fabricación del núcleo.

$$P_h = V \cdot (k \cdot f \cdot B_{max}) \text{ (W/m}^3\text{)} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

P_h : pérdidas por histéresis (Watts)

f : Frecuencia del campo magnético al que está sometido al material ferromagnético (Hz)

B_{max} : Inducción máxima (Tesla)

V : volumen del material

K : constante que depende del material

1.1.1.2 Pérdidas por corrientes parásitas. Según Chapman (2012) las pérdidas por corrientes parásitas se generan debido al flujo variable el cual induce un voltaje que circula por el núcleo ferromagnético, del mismo modo que lo hace por un alambre conductor en el mismo.

Estas pérdidas disipan energía en forma de calor en el núcleo debido a la fluidez de éste en un medio resistivo. La energía disipada depende del tamaño de los devanados y la resistividad del material. Las pérdidas son calculadas con la siguiente ecuación:

$$P_f = K_e * f^2 * B^2 \max \dots\dots\dots (2)$$

Donde :

K_e = Constante de proporcionalidad que depende del volumen del núcleo, el espesor de las laminaciones y la resistividad del acero.

$B \max$ = Densidad de flujo máximo eficaz

f = frecuencia de campo magnético al que está sometido el material ferromagnético

P_f = pérdidas por corriente de Foucault (W)

1.1.2 Transformadores de distribución

Un transformador es un “aparato estático con dos o más devanados que, por inducción electromagnética, transforma un sistema de voltaje y corriente alterna en otro sistema de voltaje y corriente, generalmente de diferentes valores y a la misma frecuencia con el fin de transmitir energía eléctrica” (IEC, 2000). En el ciclo de generación eléctrica y con el propósito de transmitirla a largas distancias para distribuirla a los usuarios finales, la energía debe pasar por varias etapas de transformación. Inicialmente, la energía eléctrica generada se transforma aumentando su tensión para facilitar su transmisión a largas distancias, limitando las pérdidas por efecto Joule en los conductores. En una siguiente etapa, antes de su distribución a los consumidores finales, la energía es transformada a un nivel de tensión más bajo para su uso seguro y eficiente en hogares, industrias y otros sectores. Esta última etapa del proceso de transformación de la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión es fundamental para garantizar un suministro seguro, confiable y eficaz a lo largo de toda la red eléctrica, facilitando así la regulación de tensión en la red de distribución, protegiendo los equipos eléctricos y asegurando un suministro estable y confiable (Universidad de Cambridge, 2022). Estos transformadores pueden encontrarse en postes, subestaciones o en habitáculos subterráneos, y su tamaño y capacidad varían dependiendo de la carga que alimentan.

1.1.2.1. Tipos de transformadores de distribución. Existen diversos tipos de transformadores de distribución, como los monofásicos y trifásicos, los secos y los sumergidos en aceite. Cada tipo tiene sus propias características y aplicaciones específicas recomendadas, lo que permite adaptarse a las necesidades particulares de cada sistema eléctrico (IEEE, 2021). Los transformadores de distribución también pueden ser clasificados según su capacidad, desde

los pequeños transformadores utilizados en zonas residenciales hasta los de mayor potencia empleados en áreas industriales.

1.1.2.1.1. Transformadores monofásicos. Los transformadores monofásicos son un tipo de transformador que opera con una o dos fases de corriente alterna (CA). Son ampliamente utilizados en sistemas de distribución eléctrica donde la carga es predominantemente monofásica, como en hogares, pequeñas empresas y algunas aplicaciones industriales.

En un transformador monofásico, hay un devanado primario y un devanado secundario. El devanado primario está conectado a la fuente de alimentación en media tensión (MT), mientras que el devanado secundario suministra energía a la carga.

Debido a que operan con una o dos fases, los transformadores monofásicos tienden a ser más simples en diseño y construcción en comparación con los transformadores trifásicos. Son utilizados generalmente en zonas residenciales y comerciales. Su flexibilidad para configurar dos o tres transformadores monofásicos en conexión delta, estrella o delta abierto los hace muy versátiles en la electrificación masiva en la periferia de las ciudades.

Los transformadores monofásicos están disponibles en una variedad de capacidades de potencia (de 5, 10, 15, 25, 50 y 75 kVA). Su diseño simple, versatilidad y capacidad para proporcionar energía de forma segura y eficiente hacen que sean componentes muy utilizados en las empresas de distribución.

1.1.2.1.2. Transformadores trifásicos. Son dispositivos eléctricos que operan con tres fases, permitiendo manejar mayores capacidades de energía, lo que los hace especialmente adecuados para aplicaciones industriales. Son fundamentales en la distribución de energía eléctrica.

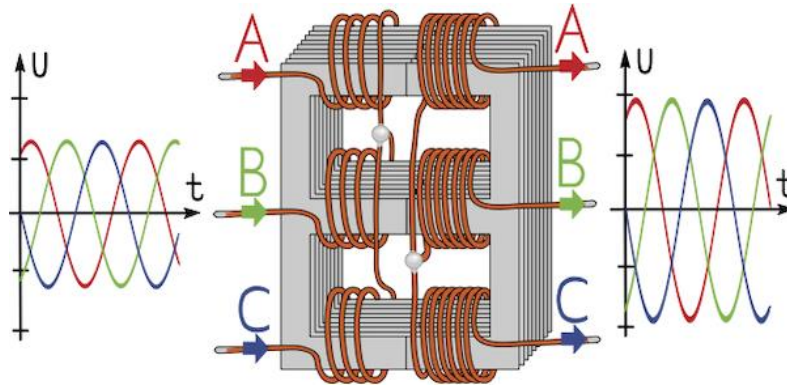
Estos transformadores cuentan con tres bobinas o devanados primarios y tres secundarios como se muestra en la figura 5, que están interconectados formando un sistema de tres fases. Esta configuración permite la conversión eficiente de la corriente alterna de una tensión a otra en sistemas trifásicos, facilitando la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Debido a su mayor capacidad respecto de los transformadores monofásicos, los transformadores trifásicos son ideales para aplicaciones que requieren una gran cantidad de energía, como fábricas, plantas de energía y sistemas de transporte. Su diseño robusto garantiza la confiabilidad del suministro eléctrico al usuario final.

En el ámbito industrial, estos transformadores se utilizan en la transmisión y distribución de energía, subestaciones eléctricas y grandes instalaciones industriales. Son esenciales para mantener la eficiencia y la estabilidad del suministro eléctrico en entornos donde la demanda de energía es alta y continua.

Figura 5

Transformador trifásico con tres juegos de devanados (A, B y C) en los lados primario y secundario.



Nota. Kolstad (2022)

1.1.2.1.3. Transformadores secos. Los transformadores secos son dispositivos eléctricos que se enfrían mediante aire o gas, eliminando la necesidad de líquidos reduciendo significativamente el riesgo de incendio. Este diseño los hace particularmente adecuados para aplicaciones en interiores, como en centros comerciales, hospitales y complejos residenciales, donde la seguridad y el cumplimiento de normas específicas así lo indiquen.

Estos transformadores son completamente estacionarios y carecen de partes móviles, lo que reduce la necesidad de mantenimiento y asegura un funcionamiento fiable. A diferencia de los transformadores que utilizan líquidos, los transformadores secos emplean sistemas de aislamiento de alta temperatura, lo que los hace más seguros y respetuosos con el medio ambiente.

1.1.2.1.4. Transformadores sumergidos en aceite. Los transformadores sumergibles son dispositivos eléctricos especialmente diseñados para operar en ambientes sumergidos en aceite. Este diseño les proporciona protección contra las inclemencias del tiempo y optimiza su eficiencia operativa. El aceite cumple las funciones de refrigerante y aislante, permitiendo que estos transformadores funcionen de manera eficaz en aplicaciones exteriores o en condiciones climáticas adversas.

Estos transformadores están concebidos para ser instalados en pozos o bóvedas que pueden estar expuestas a inundaciones ocasionales. La inmersión en aceite proporciona aislamiento, evitando fugas de electricidad entre los devanados primario y secundario, y también facilita la refrigeración de los componentes eléctricos.

1.1.2.1.5. Clasificación de transformadores según niveles de voltaje. Los transformadores pueden clasificarse según los niveles de voltaje en los que operan, lo cual está

directamente relacionado con sus aplicaciones específicas y su diseño. Aquí hay una clasificación común basada en los niveles de voltaje:

Transformadores de Distribución:

Transformadores de Baja Tensión (BT):

Operan a voltajes de hasta 1000 voltios (V) en el lado primario. Son comunes en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales donde se requiere alimentación de baja tensión, como en la distribución de energía en áreas urbanas y rurales.

Transformadores de Media Tensión (MT)

Este tipo de transformadores operan a voltajes de entre 1000 V y 33 kV en el lado primario.

Se utilizan en la distribución de energía en áreas industriales, zonas comerciales y en la infraestructura de redes eléctricas urbanas.

1.1.2.1.6. Transformadores de Transmisión

- Transformadores de Alta Tensión (AT)

Operan a voltajes superiores a 33 kV en el lado primario. Son utilizados en la transmisión de energía eléctrica a largas distancias desde las centrales generadoras hasta los centros de distribución.

- Transformadores de Extra Alta Tensión (EAT)

Este tipo operan a voltajes extremadamente altos, generalmente por encima de 345 kV en el lado primario. Se utilizan en sistemas de transmisión de energía eléctrica de larga distancia y en interconexiones de redes eléctricas a nivel regional o nacional.

1.1.2.1.7. Otros Tipos Especiales

- Transformadores de Ultra Alta Tensión (UAT):

Estos equipos operan a voltajes excepcionalmente altos, superiores a 800 kV en el lado primario. Se utilizan en aplicaciones de transmisión de energía eléctrica de ultra alta tensión para minimizar pérdidas de energía en largas distancias.

La clasificación de los transformadores según los niveles de voltaje refleja la diversidad de aplicaciones y requisitos en la infraestructura eléctrica. Cada tipo de transformador está diseñado para operar eficientemente dentro de un rango específico de voltajes, lo que contribuye a la fiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

1.1.3 Tipos de núcleos magnéticos

En la actualidad, la ciencia de materiales ha evolucionado, creándose nuevas tecnologías para la fabricación de núcleos magnéticos, aplicando criterios técnicos eficientes y económicos para la mejora de las propiedades magnéticas del hierro.

1.1.3.1 Núcleo de hierro laminado al silicio. El núcleo de hierro laminado al silicio, es un tipo de núcleo magnético muy difundido en los transformadores de distribución con buenas propiedades magnéticas, posee una composición química que permite llegar a inducciones de más allá de los 17000 Gauss (Marulanda & Orrego, 2017). Otras de sus características resaltantes es su alta permeabilidad magnética relativa (μ_r). Sin embargo, las pérdidas en el hierro generadas son altas a comparación de nuevos materiales que se están desarrollando con el avance de la tecnología de los materiales.

Evaluando sus propiedades mecánicas a nivel microestructural, sus moléculas son de grano orientado, permitiendo que el flujo eléctrico se disperse de forma lineal a lo largo de la lámina de acero al silicio, esta tiene espesores entre 0.20 mm hasta 0.50 mm. El proceso de fabricación del núcleo de hierro laminado al silicio es más complejo y costoso que otros tipos de núcleos magnéticos y tiene la limitación de la capacidad de carga que puede soportar, lo que lo hace menos adecuado para aplicaciones que requieren altas potencias (Rashid, 2017).

1.1.3.2 Núcleo de hierro amorfo. Según Marulanda y Orrego (2017) el núcleo de hierro amorfo es también un tipo de núcleo magnético que se utiliza comúnmente en la construcción de transformadores y otros dispositivos electromagnéticos.

Los núcleos magnéticos amorfos están formados por delgadas tiras de aleación que incluyen varios elementos metálicos, con el hierro como principal componente y una mezcla de boro, silicio y fósforo. A diferencia de los núcleos de ferrita cristalina, los átomos de las aleaciones amorfas no tienen una estructura atómica regular, lo que les da el nombre "amorfo". Esta disposición atómica particular otorga a los núcleos amorfos excelentes propiedades magnéticas.

A pesar de su estructura desordenada, el hierro amorfo exhibe una alta permeabilidad magnética, lo que significa que es capaz de concentrar y conducir el flujo magnético de manera eficiente. Esto lo hace ideal para aplicaciones donde se requiere una alta eficiencia energética, como en transformadores de alta eficiencia y fuentes de alimentación. Sus características más resaltantes se detallan a continuación:

Energía consumida en la producción del material base

Este proceso implica un solo calentamiento, a diferencia de los núcleos de acero al Silicio que requieren seis calentamientos.

Pérdidas sin carga

Estos transformadores tienen un cuarto de las pérdidas que presentan los equipos con núcleo de acero al Silicio.

Temperatura de operación

Funcionan a temperaturas más bajas (15°C para el núcleo y 35°C para la bobina) y tienen mayor capacidad de sobrecarga.

Degradación del aislamiento

En los transformadores de núcleo amorfo, el aislamiento se degrada menos.

Resistencia a los armónicos de voltaje

El núcleo amorfo tiene una mejor conducción magnética, por lo que mantiene sus propiedades en presencia de armónicos. En comparación, los núcleos de acero con hojas generan grandes pérdidas de hierro y ruido en las mismas condiciones.

Beneficios de protección ambiental

La producción del material base consume poca energía y el recocido del núcleo amorfo se realiza a 380°C. En contraste, la fabricación de hojas de acero al Silicio consume mucha energía, ya que el recocido se hace a 800°C.

Propiedades magnéticas del material amorfo

Este material posee una notable capacidad para alcanzar la magnetización rápidamente, ya que su permeabilidad relativa es casi cinco veces mayor que la del acero al Silicio. Su estructura molecular de grano no orientado, o estructura no cristalina, permite que el flujo se disperse de manera no lineal, lo que reduce significativamente las pérdidas eléctricas por histéresis debido a la baja resistencia que ofrece al paso del flujo magnético, como se observa en la figura 6.

Figura 6

Comparación de estructuras moleculares

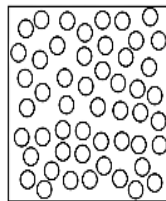
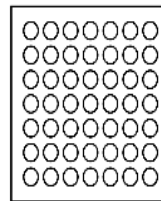


Lámina amorfa



Acero al silicio

Nota. Marulanda y Orrego (2017).

Propiedades mecánicas del material amorfo

Su alta flexibilidad permite manipular la lámina en un amplio rango, aunque esto puede ser una desventaja en transformadores debido a la complejidad del ensamblaje. Además, su dureza es notablemente alta, siendo aproximadamente cinco veces más duro que el acero al silicio, situándose entre los materiales más duros después del diamante. Otra ventaja es su espesor, ya que se comercializa en láminas de 0,025 mm, en comparación con el acero al silicio que tiene un espesor de 0,23 mm. Esta característica ayuda a reducir significativamente las pérdidas por corrientes parásitas confinadas en la sección transversal de la lámina.

1.2. Eficiencia energética en el sector eléctrico

Con el pasar del tiempo y promoviendo la protección del medio ambiente se ha ido implementando medidas para contrarrestar la degradación de la capa de ozono limitando el uso de productos o procesos que emiten gases de efecto invernadero (GEI) en el mundo. En primer lugar, fomentando la generación de electricidad con energías renovables tales como la eólica y la solar a través de celdas fotovoltaicas.

Asimismo, la promoción de equipos cada vez más eficientes en el consumo energético en el mercado; concientizando a los consumidores con el cuidado del medio ambiente mientras ahorran en sus facturas de energía eléctrica. Desde hace unos años se ha venido reemplazando las lámparas incandescentes tan difundidas en sus potencias de 50, 75 y 100 W por lámparas fluorescentes compactas (CFL) con un consumo por el mismo flujo lumínico hasta 75% menor. Posteriormente, con el ingreso de la tecnología con diodos emisores de luz (LED) el consumo energético por iluminación en los hogares y negocios ha disminuido sustancialmente.

Las iniciativas para reemplazar vehículos alimentados con derivados de petróleo por vehículos híbridos en una primera fase y completamente eléctricos en la actualidad es otro de los aspectos impulsados para fomentar la utilización de energía más limpia y sostenible.

1.2.1 Eficiencia energética en el mundo

En diciembre del año 2015 durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio Climático (COP21) conformado por 193 países más la Unión Europea, se firmó el llamado Acuerdo de París, sus principales acuerdos y objetivos fueron los siguientes:

- Limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2°C por encima de los niveles preindustriales, con un esfuerzo adicional para limitarlo a 1.5°C. Para ello, los países presentarán y mantendrán planes nacionales de reducción de emisiones conocidos como Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC).
- Alcanzar la neutralidad climática en 2050, es decir, que la cantidad de CO₂ liberado a la atmósfera por la actividad humana sea equivalente a la que absorben los sumideros naturales como los bosques.
- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima.
- Proporcionar apoyo financiero a los países en desarrollo para abordar el cambio climático y desarrollar tecnologías limpias.
- Realizar revisiones periódicas cada 5 años del progreso colectivo para informar sobre la presentación de NDC más ambiciosas.
- Reconocer la importancia de los ecosistemas como sumideros de carbono, en particular los bosques.
- Permitir el uso de mecanismos de mercado para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones si los países así lo deciden en sus NDC.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) publica en el año 2011 la norma ISO 50001 - Sistemas de gestión de la energía, en la cual establece los requisitos necesarios para un sistema de gestión de la energía en una organización para permitir la mejora continua de la eficiencia energética.

Asimismo, en Chile el estudio de sistemas de gestión de la energía, realizado por el ministerio de energía en el año 2018, se observa que las empresas que implementaron y certificaron sus Sistemas de Gestión en sus instalaciones, les ha permitido lograr en promedio ahorros acumulados de un 12.3%, generando ahorros acumulados de 6270 GWh. Estos han sido resultado de la ejecución de proyectos, donde el 24% corresponde a proyectos de mejoras operacionales y proyectos asociados a recambio tecnológico. (ASE, 2022).

1.2.2 Eficiencia energética en el Perú

El Perú no fue ajeno al cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética, cuando en el año 1985 se crea la asociación sin fines de lucro Centro de conservación de la energía y el ambiente (Cenergía) para promover la eficiencia energética en el país. Durante el año 1994 el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y Electroperú, encargaron a Cenergía desarrollar una campaña nacional de ahorro de energía debido a un déficit de generación de aproximadamente 100 MW.

En el año 2000 el MINEM promulga la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía N° 27345, la cual como objetivo general declara de interés nacional "...para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos" (MINEM, 2000) Durante el mismo año se realiza la primera auditoría energética en entidades del Estado a cargo de la Oficina de Investigación y Desarrollo del Ejército (OIDE) desarrollando una campaña para el uso racional y eficiente de la energía en el Cuartel General del Ejército, alcanzando una disminución del 28% en consumo eléctrico durante el año 2002.

La ley reglamenta entre otros campos, que los equipos y artefactos que requieren electricidad deben incluir en sus etiquetas, empaques y publicidad de información sobre su consumo energético relacionado con estándares de eficiencia energética. Posteriormente, en octubre del 2007, fue complementada con la publicación del Decreto Supremo 053-2007-EM, en la que se promulga el Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía que reglamenta todos los aspectos relacionados con la ley 27345. En el año 2010 se crea la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas, entidad encargada de "proponer y evaluar la política de eficiencia energética y las energías renovables no convencionales, promover la formación de una cultura de uso racional y eficiente de la energía, así como, de conducir la planificación energética...". En el año 2015 nuestro país suscribió como nación adherente el Acuerdo de París, comprometiéndose entre otros puntos a procurar alcanzar la neutralidad de las emisiones de carbono al medio ambiente en el año 2050. (MINEM,2010)

1.2.3 Relación entre pérdidas eléctricas y tCO_2 .

De acuerdo a información del MINEM la matriz energética peruana es una de las más limpias de América Latina, con un 50% de generación eléctrica de fuentes de generación hidroeléctrica y un 5% de fuentes de energías renovables no convencionales (Deloitte, 2022).

En el estudio de la denominada huella de carbono, se ha encontrado que uno de los desafíos para poder cuantificar y así poder sensibilizar a los *stakeholders* del sistema eléctrico es encontrar una relación directa entre consumo eléctrico y emisiones de CO_2 . Es un valor variable porque depende de la matriz de generación eléctrica del país que ofrece la energía, es decir, se calcula considerando aquellas centrales que utilizan combustibles fósiles para la generación de energía. Para esto se utiliza el concepto de Intensidad de emisión de CO_2 o Factor de Emisión (FE), que es la relación entre el total de energía producida en kWh y el total de CO_2 emitido de acuerdo al combustible utilizado por las centrales para su generación. (Deloitte, 2022).

1.2.4 Mercado de bonos de carbono

Según Grisales y Murillo (2013), los mercados de bonos de carbono son un componente clave en la lucha contra el cambio climático y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estos mercados operan bajo un sistema de comercio de emisiones, donde las empresas y entidades pueden comprar y vender créditos de carbono como una forma de cumplir con los límites de emisión establecidos por los gobiernos o acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto o el Acuerdo de París. De acuerdo a la información brindada se presenta las siguientes características.

1.2.4.1 Funcionamiento

Emisión de créditos de carbono

Los créditos de carbono representan una cierta cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que una entidad tiene permiso para emitir. Estos créditos son generados por proyectos que reducen o eliminan las emisiones, como la implementación de energías renovables, la captura y almacenamiento de carbono, o la eficiencia energética.

Comercio de créditos

Las empresas pueden comprar créditos de carbono en el mercado para compensar sus emisiones excedentes. Por otro lado, las empresas que reducen sus emisiones por debajo de su cuota asignada pueden vender sus créditos sobrantes en el mercado.

Establecimiento de precios

El precio de los créditos de carbono puede variar según la oferta y la demanda en el mercado. Factores como las políticas gubernamentales, la escasez de créditos y las tendencias económicas pueden influir en el precio.

1.2.4.2 Tipos de Mercados

Mercados voluntarios

Estos mercados son impulsados por la iniciativa de empresas y organizaciones que desean compensar sus emisiones de forma voluntaria. Aunque no están regulados por mandatos gubernamentales, ofrecen oportunidades para financiar proyectos de mitigación del cambio climático.

Mercados regulados

Estos mercados operan bajo el marco de políticas gubernamentales o acuerdos internacionales para limitar las emisiones de GEI. Los límites de emisión se establecen mediante asignación de cuotas o cap-and-trade (tope y comercio), y las empresas están obligadas a cumplir con estas restricciones o enfrentar sanciones.

1.2.4.3 Importancia y Beneficios

Incentivo para reducir emisiones

Los mercados de bonos de carbono proporcionan un incentivo económico para que las empresas inviertan en tecnologías y prácticas que reduzcan sus emisiones de carbono.

Financiamiento para proyectos sostenibles

Estos mercados pueden canalizar fondos hacia proyectos de energía limpia y sostenible, lo que contribuye al desarrollo económico y al cumplimiento de los objetivos climáticos.

Flexibilidad y eficiencia

El comercio de carbono permite que las reducciones de emisiones se realicen donde sea más rentable, lo que maximiza la eficiencia en la lucha contra el cambio climático.

1.2.4.4 Desafíos

Determinación de precios

Establecer un precio efectivo para el carbono puede ser complicado y requiere un equilibrio entre incentivar la reducción de emisiones y evitar impactos económicos negativos.

Integridad del mercado

La integridad y transparencia del mercado son fundamentales para prevenir el fraude y garantizar que las reducciones de emisiones sean reales y verificables.

Coordinación internacional

La falta de coordinación entre diferentes sistemas de comercio de carbono a nivel internacional puede dificultar la efectividad y eficiencia del mercado global de carbono.

De acuerdo a la información brindada se puede indicar que los transformadores tienen una importancia muy relevante para que se pueda abastecer de energía necesaria a las empresas

y población, buscando con ello atender sus requerimientos energéticos y cualquier mejora en ellos, sería una oportunidad para incursionar en los mercados de carbono.

1.3 Ventajas y desventajas del uso de transformadores con núcleo amorfo

Según Najle (2013). Las ventajas del uso de los transformadores amorfos son las siguientes:

Bajas pérdidas de energía

Los transformadores con núcleo amorfo tienen pérdidas magnéticas significativamente más bajas en comparación con los transformadores con núcleos convencionales. Esto se debe a la estructura desordenada del material amorfo, que reduce las corrientes parásitas y las pérdidas por histéresis, lo que resulta en una mayor eficiencia energética.

Menor generación de calor

Debido a sus bajas pérdidas, los transformadores con núcleo amorfo generan menos calor durante su funcionamiento. Esto no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también puede aumentar la vida útil del transformador y reducir los costos de enfriamiento asociados.

Mayor fiabilidad y estabilidad

La reducción de pérdidas y la generación de calor permite que los transformadores amorfos operen de manera más estable y confiable. Esto los hace ideales para aplicaciones donde la consistencia en el suministro de energía es crítica, como en sistemas de alimentación de emergencia o en infraestructuras de telecomunicaciones.

Menor ruido y vibración

Los transformadores con núcleo amorfo tienden a producir menos ruido y vibración durante su funcionamiento debido a las bajas corrientes parásitas y pérdidas magnéticas. Esto los hace adecuados para aplicaciones sensibles al ruido, como en equipos de audio, sistemas de comunicaciones y aplicaciones residenciales.

Compatibilidad con fuentes renovables

Dado su alto rendimiento y eficiencia, los transformadores con núcleo amorfo son ideales para integrarse en sistemas de energía renovable, como parques eólicos y plantas solares. Ayudan a maximizar la captura y distribución de energía limpia de manera más efectiva.

Mayor Eficiencia Energética

La combinación de alta permeabilidad y bajas pérdidas magnéticas hace que los núcleos de hierro amorfo sean altamente eficientes desde el punto de vista energético. Esto significa que los transformadores y otros dispositivos que los utilizan pueden operar con mayor eficiencia.

De acuerdo a las ventajas mostradas también es importante indicar algunas desventajas del uso de este tipo de transformadores como lo son:

Costo inicial más elevado

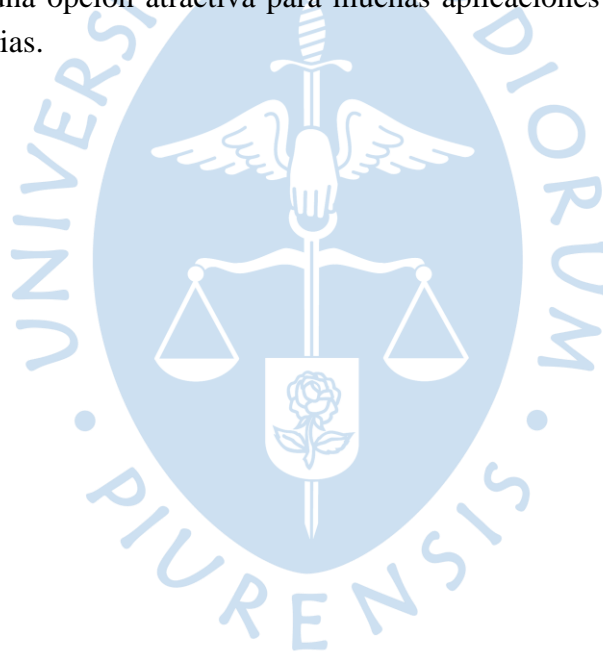
Los transformadores con núcleo amorfo tienden a tener un costo inicial más alto en comparación con los transformadores con núcleos convencionales. Esto puede ser una barrera para su adopción, especialmente en aplicaciones donde los presupuestos son limitados.

Vulnerabilidad a impactos físicos

Los materiales amorfos pueden ser más frágiles y susceptibles a daños por impactos físicos en comparación con los materiales convencionales. Esto puede requerir precauciones adicionales durante el manejo y la instalación del transformador.

Reparación y mantenimiento especiales

Debido a su diseño único y materiales especiales, los transformadores con núcleo amorfo pueden requerir reparaciones y mantenimiento especializados, lo que podría aumentar los costos operativos a largo plazo. A pesar de estas desventajas, los transformadores con núcleo amorfo ofrecen un rendimiento energético superior y beneficios ambientales significativos, lo que los convierte en una opción atractiva para muchas aplicaciones donde la eficiencia y la fiabilidad son prioritarias.



Capítulo 2

Caso de aplicación para implementar transformadores de núcleo amorfo

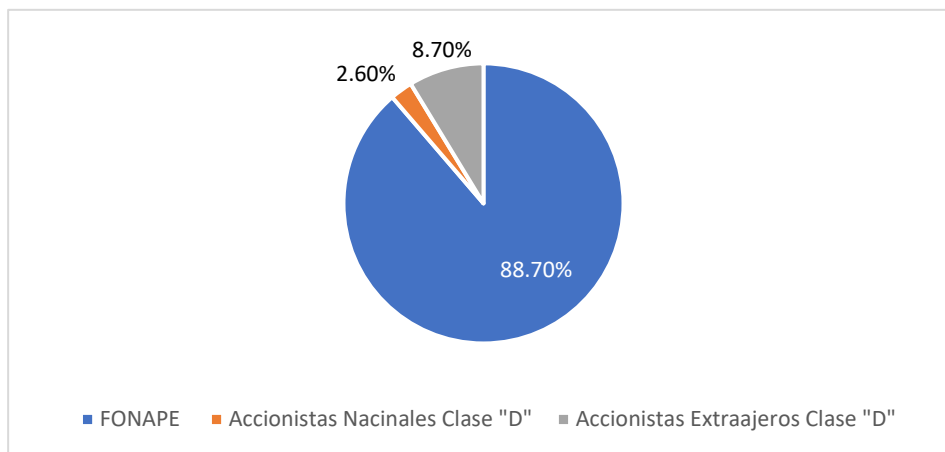
En el presente estudio se plantea el análisis de un caso de aplicación de los transformadores de núcleo amorfo, siendo una tecnología alternativa, a la tecnología de transformadores que en la actualidad se están utilizando en la red de abastecimiento de una empresa de distribución eléctrica, para minimizar la huella de carbono. El análisis se desarrolla en base a la comparación de información referente entre ambas tecnologías como también los costos de implementación y mantenimiento de las mismas.

2.1. Sistema de empresa de distribución eléctrica

La empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL) es una empresa distribuidora y comercializadora de energía eléctrica en la región Arequipa a más de 491 679 clientes en su zona de concesión, de los cuales 887 son alimentados en MT y 5 en AT. Fundada en marzo del 1905 con el nombre de Sociedad Eléctrica Arequipa Limitada, actualmente es una empresa estatal que forma parte de la corporación del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). FONAFE se crea en setiembre de 1999 como empresa adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y es la encargada de dirigir la actividad empresarial del Estado. Actualmente, la participación accionaria del Estado en la empresa SEAL es del 88.7178%, el 11.2822% restante corresponde a accionistas privados. SEAL (2024). La figura 7 muestra la distribución accionaria de la Empresa.

Figura 7

Estructura accionaria de SEAL



Nota: SEAL (2024)

Desde marzo del 1994, las actividades de generación y transmisión a cargo de SEAL fueron transferidas a la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. y a la Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. respectivamente, asumiendo el SEAL íntegramente la distribución eléctrica en su zona de concesión y genera electricidad en pequeños sistemas eléctricos aislados. La tabla 1 muestra que a diciembre 2023 SEAL reportó 39 líneas de transmisión en total. En la misma memoria anual 2023, se reporta 39 centros de transformación los cuales a su vez despliegan 166 alimentadores en media tensión (MT) que se distribuyen por toda su zona de concesión antes de ser transformados a niveles de baja tensión (BT) para los usuarios regulares. La figura 8 muestra geográficamente el recorrido de los alimentadores MT de Empresa.

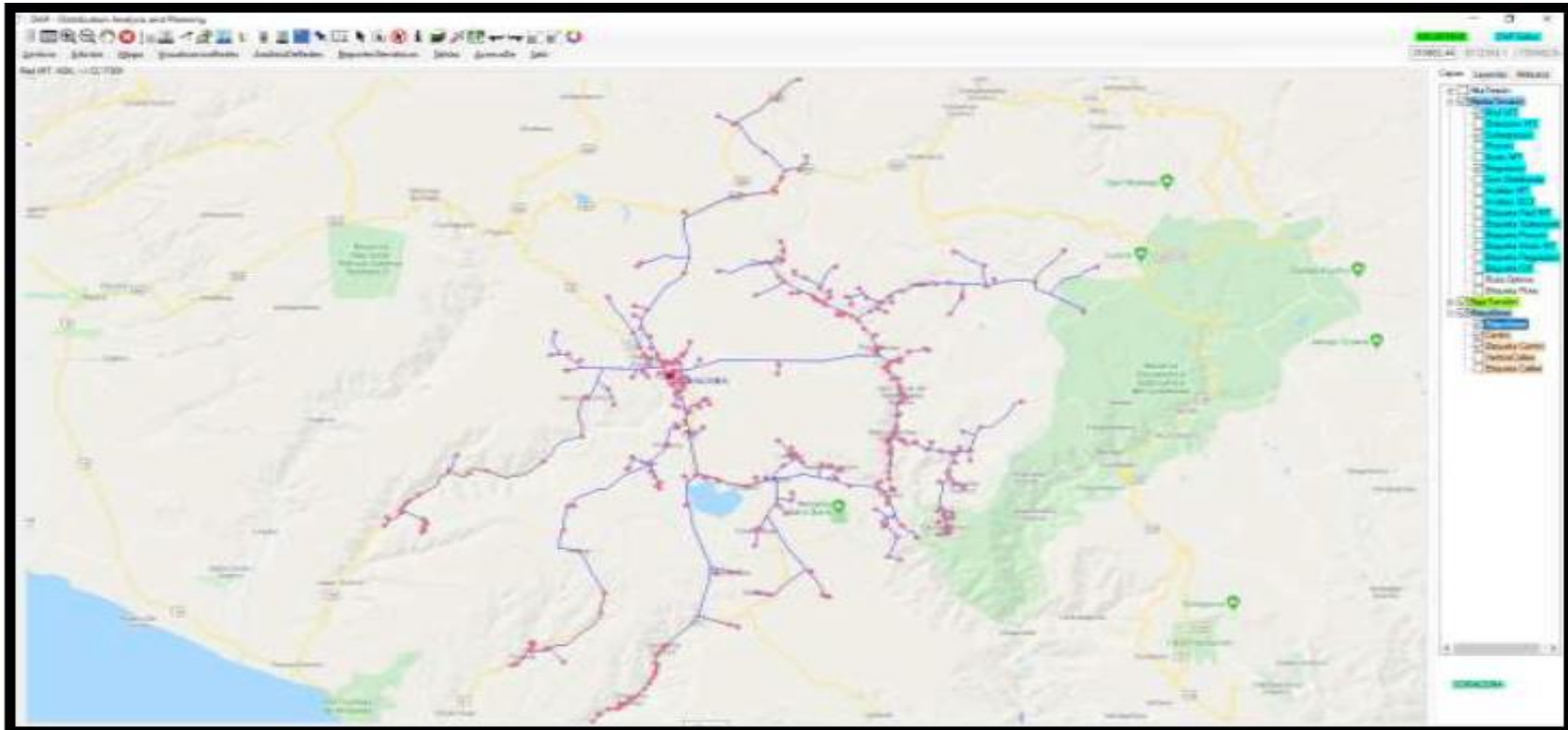
Tabla 1*Metrado de topología eléctrica*

| Item | Tipo | Metrado | Cantidad |
|-------------------|---------------------|----------------|-----------------|
| Red AT | Línea 33 kV | km | 195.15 |
| | Línea 60 kV | km | 231.57 |
| | Línea 138 kV | km | 172.52 |
| Total AT | | | 599.24 |
| Red MT | Aérea | km | 4666 |
| | Subterránea | km | 235 |
| Total MT | | | 4901 |
| Red BT | Servicio Particular | km | 6405 |
| | Alumbrado Público | km | 5476 |
| Total BT | | | 11882 |
| SED | Monoposte | u | 4711 |
| | Biposte | u | 315 |
| | Pedestal | u | 18 |
| | Bóveda | u | 791 |
| Total SED | | | 5835 |

Nota: Adaptado de SEAL (2024) y SEAL (2023)

Figura 8

Mapa de tendido eléctrico de sus subestaciones SEAL



Nota: Adaptado de SEAL (2024)

En la Tabla 2 puede observarse en la norma técnica peruana vigente a la fecha (NTP 370.400) las potencias comerciales más utilizadas en los sistemas de distribución y las pérdidas admisibles en los devanados y en el núcleo para una tensión en el primario de 22.9 y 10 kV.

Tabla 2

Pérdidas técnicas admisibles en transformadores de distribución por la NTP

| POTENCIA (kVA) | 10 kV | | 22,9 kV | |
|-------------------|--------------|--------|--------------|--------|
| | PÉRDIDAS NTP | | PÉRDIDAS NTP | |
| | Cu (W) | Fe (W) | Cu (W) | Fe (W) |
| 50 | 1120 | 232 | 1135 | 248 |
| 100 | 1920 | 374 | 1975 | 417 |
| 160 | 2775 | 537 | 2843 | 571 |
| 250 | 3804 | 734 | 3737 | 771 |
| 315 | 4533 | 837 | 4500 | 866 |
| 400 | 5550 | 968 | 5429 | 1050 |
| 500 | 6540 | 1179 | 6464 | 1221 |
| 630 | 8136 | 1411 | 8144 | 1486 |

Nota: INDECOPI (2013)

La tabla 3, muestra los estándares para fabricantes de China (GB 20052-2020) para los transformadores de distribución con núcleo de hierro y de núcleo elaborado con material amorfo.

Tabla 3

Pérdidas técnicas admisibles en transformadores de distribución GB 20052-2020

| POTENCIA (kVA) | 10 kV (NÚCLEO ACERO al Si) GB 20052-2020 | | 10 kV (NÚCLEO AMORFO) GB 20052-2020 | |
|-------------------|--|-------------------------------|---|---------------------------------------|
| | En carga (W) Acero al Si | En vacío(W) Acero al Si | En carga (W) aleación amorfa | En vacío (W) aleación amorfa |
| | 50 | 655 | 80 | 735 |
| 100 | 1140 | 120 | 1270 | 60 |
| 160 | 1665 | 160 | 1870 | 80 |
| 250 | 2300 | 230 | 2590 | 110 |
| 315 | 2760 | 270 | 3100 | 135 |
| 400 | 3250 | 330 | 3660 | 160 |
| 500 | 3900 | 385 | 4380 | 190 |
| 630 | 4460 | 460 | 5020 | 250 |

Nota: Tomado de GB (2023)

Respecto de las potencias más utilizadas en transformadores de distribución, el ahorro energético únicamente reduciendo las pérdidas técnicas es considerable como se puede observar en las tablas 4 y 5, la comparación entre los parámetros de fabricación en China versus

los admitidos por la norma técnica peruana, puede inferirse que, tomando como ejemplo un transformador de 100 kVA en 10 kV, podría generarse un ahorro de hasta 84% en pérdidas en vacío y 34% en pérdidas con carga en condiciones ideales.

En la tabla 4 se presenta una comparación entre la norma técnica peruana (NTP) con la norma técnica de los fabricantes chinos (GB 20052-2020), en donde compara las pérdidas en el cobre en los transformadores de núcleo amorfo y los convencionales, mostrando un ligero mayor rendimiento a distintas potencias (kVA).

Tabla 4

Perdidas en el Cobre

| POTENCIA (kVA) | NTP 10kV (Fe) | GB 20052-2020 | | MEJORA EN EFICIENCIA | |
|-------------------|------------------|---------------|-------------------|----------------------|-----------|
| | | 10kV (Fe) | 10 kV (Amorfo) | 10kV (Amorfo) | 10kV (Fe) |
| 50 | 1120 | 655 | 735 | 34% | 42% |
| 100 | 1920 | 1140 | 1270 | 34% | 41% |
| 160 | 2775 | 1665 | 1870 | 33% | 40% |
| 250 | 3804 | 2300 | 2590 | 32% | 40% |
| 400 | 5550 | 3250 | 3660 | 34% | 41% |

La tabla 5 compara la norma técnica peruana (NTP) con la norma técnica de los fabricantes chinos (GB 20052-2020), para las pérdidas en el núcleo, esta comparación evidencia que los transformadores de núcleo amorfo presentan menores valores de pérdidas lo cual indica su mayor eficiencia a diferentes niveles de potencia (kVA).

Tabla 5

Perdidas en el Núcleo

| POTENCIA (kVA) | NTP 10kV (Fe) | GB 20052-2020 | | MEJORA EN EFICIENCIA | |
|-------------------|------------------|---------------|------------------|----------------------|-----------|
| | | 10kV (Fe) | 10kV (Amorfo) | 10kV (Amorfo) | 10kV (Fe) |
| 50 | 232 | 80 | 35 | 85% | 66% |
| 100 | 374 | 120 | 60 | 84% | 68% |
| 160 | 537 | 160 | 80 | 85% | 70% |
| 250 | 734 | 230 | 110 | 85% | 69% |
| 400 | 968 | 330 | 160 | 83% | 66% |

2.2. Análisis situacional en la concesión de empresa distribuidora

De acuerdo con el proyecto se presenta la situación actual de la empresa de distribución eléctrica, en el año 2020, Osinergmin realizó un ranking de pérdidas reales vs pérdidas estándares por empresa a nivel nacional, quedando la empresa en estudio en un tercer lugar demostrando su buen desempeño, véase la Tabla 6.

Tabla 6*Ranking de pérdidas por empresas – 2020*

| Ítem | Data | %Pérdidas reales | %Pérdidas estándares | % Exceso de pérdidas |
|----------|-------------------|------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | Electro Sur Este | 8.95% | 9.60% | -0.64% |
| 2 | Luz del Sur | 7.32% | 7.76% | -0.44% |
| 3 | Seal | 7.90% | 8.05% | -0.16 |
| 4 | Electrosur | 9.30% | 7.56% | 1.74% |
| 5 | Sersa | 9.60% | 7.69% | 1.92% |
| 6 | Electro Ucayali | 7.90% | 5.83% | 2.07% |
| 7 | Electro Puno | 10.30% | 7.75% | 2.55% |
| 8 | Total Perú | 9.83% | 6.93% | 2.90% |
| 9 | Electrocentro | 12.09% | 8.00% | 4.08% |
| 10 | Electro Dunas | 11.57% | 7.14% | 4.43% |
| 11 | Enel Distribución | 10.81% | 6.26% | 4.55% |
| 12 | Electro Oriente | 10.69% | 5.99% | 4.70% |
| 13 | Hidrandina | 11.15% | 6.19% | 4.96% |
| 14 | Electronorte | 12.67% | 7.08% | 5.58% |
| 15 | Electronoroeste | 12.92% | 5.78% | 7.14% |

Nota: (Osinergmin, 2020)

La empresa SEAL en su constante búsqueda de alternativas tecnológicas para sus operaciones, observó que las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución podrían ser reducidas con una alternativa tecnológica no utilizada aún en nuestro país, motivo por el cual en el año 2021 encargó a una empresa consultora la elaboración de un estudio de pérdidas correspondiente al año 2020. El alcance del estudio incluiría pérdidas técnicas y no técnicas en los niveles de generación, transmisión y distribución. Como resultado de este, se pudo determinar en primer lugar, los alimentadores en MT con mayores pérdidas asociadas a transformadores de distribución MT/BT, de acuerdo con los datos presentados en la tabla 7 donde se observan los cuatro alimentadores (A, B, C y D) con mayor incidencia de pérdidas en transformadores de distribución.

Tabla 7*Índice de pérdidas por SET y alimentador año 2020*

| Alimentador | Energía Total Activa (MW.h) | Perdidas de Energía en Bobina de transformadores (MW.h) | Perdidas de Energía en Núcleo de Transformadores (MW.h) | Perdidas de Energía en Transformadores (MW.h) | % Perdida en Transformadores |
|-------------|-----------------------------|---|---|---|------------------------------|
| (A) | 1762 | 91,63 | 116,28 | 207,92 | 11,80% |
| (B) | 1432,87 | 74,07 | 84,64 | 158,72 | 11,10% |

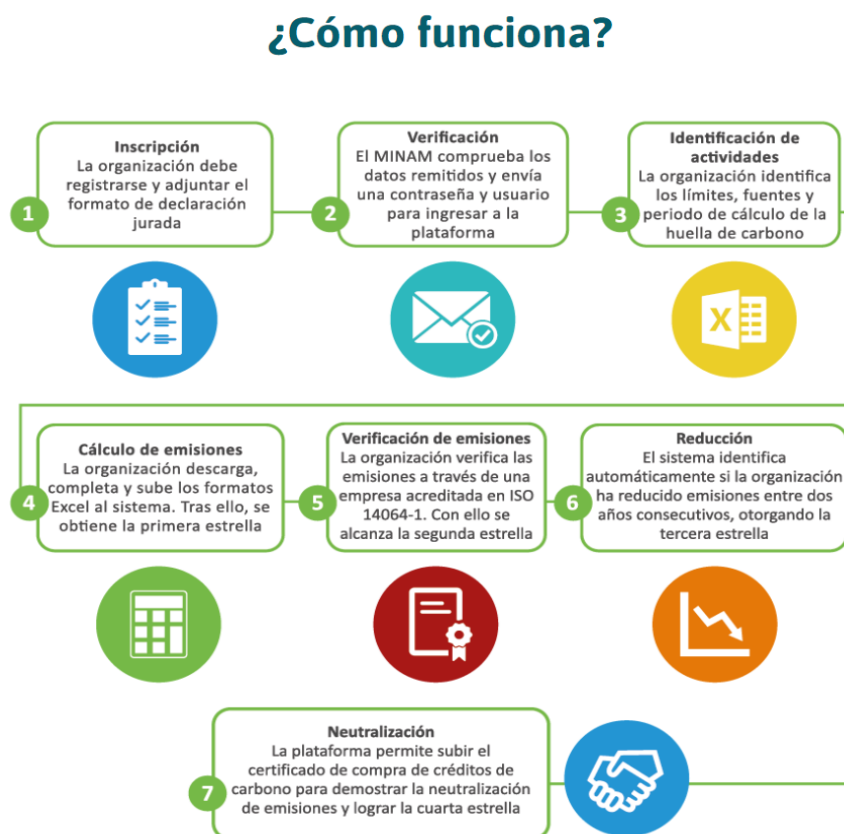
| | | | | | |
|-----|---------|-------|-------|--------|-------|
| (C) | 1146,38 | 47,35 | 55,73 | 103,08 | 9,00% |
| (D) | 1203,84 | 38,03 | 59,84 | 97,86 | 8,10% |

Nota: Adaptado de GAPEL (2021)

Es ahí donde la empresa presentó en el año 2022 un proyecto a la Comisión de Integración Energética Regional, el denominado “Premio CIER de Innovación” obteniendo el primer lugar en la categoría descarbonización, el cual estuvo orientado a uno de los intereses más valorados por la compañía que es el respeto por el medio ambiente. Se encuentra certificada con 3 estrellas en el programa nacional de Huella de Carbono Perú del Ministerio de Ambiente (MINAM); iniciativa fundamentada en el compromiso del Perú con la disminución en la emisión de GEI. Esta iniciativa expone las ventajas de reducir las emisiones de GEI desde el punto de vista de la reducción de costos, sostenibilidad, productividad y eficiencia; lo que incentiva a las empresas de todo rubro, entre ellas SEAL, a poder sustentar con mejoras en la eficiencia, traducidas en ahorros económicos todos los esfuerzos desplegados para el cuidado del medio ambiente. La secuencia se muestra en la figura 9.

Figura 9

Proceso de certificación del programa HdC del MINAM



Nota: Huella de Carbono Perú (<https://huellacarbonoperu.minam.gob.pe>)

La Huella de Carbono Perú es una herramienta oficial del gobierno peruano que permite identificar cómo las organizaciones, tanto públicas como privadas, han gestionado sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para favorecer el medio ambiente. Es una política de la empresa SEAL, mejorar de forma constante la tecnología de distribución de la energía eléctrica, minimizando con ello el impacto ambiental, es por ello que se expone entre otros fundamentos, la comparación entre la tecnología de fabricación de transformadores de distribución vigente y la alternativa de utilizar la tecnología de materiales amorfos en la constitución del núcleo de estos.

En la actualidad el parque de transformadores de la empresa cuenta en su mayoría con transformadores de potencia nominal de 100 kVA, con el 27% del total; de igual forma el 25% son transformadores con potencia nominal de 50 kVA y solo el 15% de transformadores de potencia de 25 kVA. El detalle se muestra en la tabla 8.

Tabla 8

Proporción de transformadores por potencia en la empresa

| Potencia Nominal (kVA) | Cantidad de SED | Promedio de Carga (kW) | Promedio de FU | Perdidas de Energía en Bobina de Transformadores (MW.h) | Perdidas de Energía en Núcleo de Transformadores (MW.h) | Total Perdida de Energía en Transformadores (MW.h) | Proporción |
|------------------------|-----------------|------------------------|----------------|---|---|--|------------|
| 100 | 1561 | 45,73 | 51 | 51453,98 | 522,92 | 976,89 | 27% |
| 50 | 1432 | 21,47 | 48 | 48253,79 | 344,44 | 598,23 | 25% |
| 25 | 884 | 10,83 | 48 | 48115,19 | 114,31 | 229,49 | 15% |

Nota: Adaptado de GAPEL (2021)

2.3. Determinación de alcance de plan piloto de transformadores de núcleo amorfo

En la tabla 9 se muestra los criterios técnicos de ponderación para elegir el alimentador que presenta las siguientes condiciones:

- Alimentadores con mayor índice de pérdidas técnicas en transformadores de distribución, donde arbitrariamente se ha seleccionado los 3 más representativos (31.9 % de pérdidas acumuladas en transformadores de distribución).
- Alimentador con mayor energía activa suministrada.
- Alimentador con transformadores MT/BT con características de potencia, estacionalidad de la demanda, factor de utilización y topología más representativas.

Tabla 9*Criterios técnicos de ponderación del proyecto*

| Parámetro | Criterio |
|---|--|
| Mayores pérdidas | Se puntúa 5 al alimentador con más % de pérdidas |
| Mayor energía | Se puntúa con 5 al alimentador con más energía suministrada |
| Estacionalidad | Se puntúa con 5 al alimentador con perfil de carga estacional más pronunciado. |
| Topología | Se puntúa con 5 al alimentador con topología aérea (red y tablero BT) |
| Factor de utilización del transformador | Se puntúa con 5 al alimentador con transformadores cuyo factor de utilización en máxima demanda se encuentre en el intervalo (0.35 - 0.75) |
| Mano de obra (\$) | Se puntúa con 5 al alimentador con menores costos de mano de obra (por desplazamiento, hospedaje y viáticos) |
| Inversión (\$) | Se puntúa con 5 al alimentador con una menor inversión, que no requiera reformas adicionales en redes MT producto del plan piloto. |

En la tabla 10 se muestra el resultado de la evaluación en una matriz de decisión para determinar el alcance del proyecto (alimentador MT). En esta matriz de ponderación son considerados los parámetros fundamentales para mostrar el impacto positivo de la adopción de la nueva tecnología propuesta. Uno de los propósitos del presente trabajo es sentar las bases de una metodología estándar, alimentada con información histórica, sea obtenida de las bases de datos de la empresa o estimada. El resultado de la evaluación de los 7 parámetros más importantes fue el alimentador B.

Tabla 10*Matriz de decisión*

| Alimentador | Altas pérdidas | Alta energía | Estacionalidad | Topología | Factor de utilización | Mano de obra | Inversión | Resultado |
|-------------|----------------|--------------|----------------|-----------|-----------------------|--------------|-----------|-----------|
| (A) | 5 | 5 | 3 | 3 | 3 | 1 | 1 | 21 |
| (B) | 3 | 3 | 5 | 5 | 1 | 3 | 3 | 23 |
| (C) | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 5 | 5 | 19 |

2.3.1 Análisis de eficiencia

Se iniciará presentando unitariamente los sustentos económicos y de eficiencia del proyecto, para posteriormente definir la cantidad de transformadores a reemplazar. Para el análisis de la eficiencia de los transformadores se tiene en cuenta los datos presentados en la tabla 2 y 3, en donde se muestran las normas técnicas peruanas y chinas para el uso de

transformadores estándar y de núcleo amorfo. Como ha ido desarrollándose en los puntos anteriores y en la tabla 7, se ha optado por elegir el alimentador B en 10 kV ya que ofrece un mejor impacto en la reducción de pérdidas e incremento de la eficiencia del sistema eléctrico. Los transformadores más utilizados en la empresa de estudio son los de 100 kVA, debido a su versatilidad para un sistema de distribución.

La tabla 11 compara lo dispuesto por la normativa peruana versus la norma china para la fabricación de transformadores de 100 kVA. En ésta se puede observar que bajo las mismas condiciones de operación la tecnología con núcleo amorfo es teóricamente un 84 % más eficiente en pérdidas en vacío y 34 % en pérdidas con carga. Resultado que permitiría compensar su costo más elevado como se desarrollará más adelante.

Tabla 11

Comparativo de eficiencia convencional (NTP) vs. Núcleo amorfo (GB 20052-2020)

| Potencia (kVA) | TRANSFORMADOR REGULAR | | | TRANSFORMADOR AMORFO | | |
|----------------|-----------------------|----------------------|-------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | Perdida en vacío (W) | Perdida en carga (W) | Pérdida total (W) | Perdida en vacío (W) | Perdida en carga (W) | Pérdida total (W) |
| 100 | 374 | 1920 | 2294 | 60 | 1270 | 1330 |

2.3.2 Análisis económico

Los precios para los transformadores de núcleo amorfo y los transformadores de núcleo de acero al silicio se ven comparados en la tabla 12.

Tabla 12.

Comparativo de precios de transformadores de distribución

| Potencia (kVA) | Núcleo Fe Costo unitario (USD) | Núcleo amorfo Costo unitario (USD) | Diferencia (USD) |
|----------------|--------------------------------------|--|---------------------|
| 100 | 3649 | 4131 | 482 |

Nota: Adaptado de SEAL (2022)

Según la tabla, el precio unitario de los transformadores con núcleo amorfo (puesto en almacén de la empresa) es 13 % superior al costo de un transformador con núcleo de hierro al silicio. Para la evaluación económica se ha considerado el concepto de costo total de propiedad o *Total cost of ownership* (TCO por sus siglas en inglés). Esta metodología se ha diseñado para facilitar a los responsables de proyecto el análisis respecto de los costos directos e indirectos a lo largo de su ciclo de vida. Debe considerarse, además del precio de adquisición del transformador, tomándose en cuenta los siguientes factores:

$$\text{TCO} = C_{\text{adq}} + A \cdot P_{\text{vacío}} + B \cdot P_{\text{carga}} \dots \dots (3)$$

$$A = \text{Pr}_{\text{energía}} \cdot t \cdot F_{p.\text{vacío}} \cdot (1 + F_{p.\text{sistema}}) \dots \dots (4)$$

$$B = \text{Pr}_{\text{energía}} \cdot t \cdot F_{p.\text{carga}} \cdot (F_{\text{utilización}})^2 \cdot (1 + F_{p.\text{sistema}}) \dots \dots (5)$$

Donde:

C_{adq} : Es el monto desembolsado por la compra del transformador

A: Factor de pérdidas en vacío.

B: Factor de pérdidas bajo carga.

$P_{\text{vacío}}$: Pérdidas de energía en vacío (kW).

P_{carga} : Pérdidas de energía bajo carga (kW).

$\text{Pr}_{\text{energía}}$: Precio de energía (USD/kW.h).

t: Tiempo (h).

$F_{p.\text{vacío}}$: Factor de pérdidas en vacío del transformador (%).

$F_{p.\text{sistema}}$: Factor de pérdidas en el sistema eléctrico (%).

$F_{p.\text{carga}}$: Factor de pérdidas en carga del transformador (%).

$F_{\text{utilización}}$: Factor de utilización (%).

La justificación económica puede apoyarse en la tabla 13, en donde se muestra los costos anuales para cada alternativa considerando 8760 horas de servicio anuales. Ver en anexos 1 y 2 detalle sobre el cálculo y los valores considerados.

Tabla 13

Anualización del proyecto (por unidad)

| Tipo de núcleo | Potencia kVA | Anualidad del Costo de Trafo (USD) | Pérdidas en Vacío (USD) | Pérdidas bajo Carga (USD) | Total Cost of Ownership (USD) |
|----------------|-----------------|---|-------------------------------|---------------------------------|--|
| Amorfo | 100 | 513 | 33 | 137 | 683 |
| Convencional | 100 | 453 | 205 | 207 | 865 |

2.3.3 Análisis de impacto ambiental

La norma ISO 14064-1 “Verificación de la Huella de Carbono” precisa la metodología para calcular las emisiones de GEI en las actividades independientemente del rubro de la empresa. Esta se basa para el caso de una empresa del rubro eléctrico en conocer la matriz energética del país de la empresa estudiada, considerando el método de suministro de energía de los sistemas eléctricos, al calcular la energía acumulada suministrada en el año y el equivalente en GEI que se necesitó para generarla, dependiendo del tipo de generación utilizada en la matriz energética antes señalada. En el caso peruano el factor de emisión del SEIN calculado el año 2020 fue de 0.452 tCO₂ eq/MW.h y es el valor que se utilizará para determinar la huella de carbono del proyecto.

2.4 Consideraciones para la implementación

De acuerdo a las actividades, se realizará la inspección de cada una de las SED del alimentador seleccionado para verificar si se requiere de inversión adicional para el reemplazo de transformadores. Se considera el reemplazo de los tableros de distribución en el total de SED seleccionadas.

El detalle de los trabajos de consistirá en:

- Adecuación de crucetas, perfiles y soportes metálicos de transformadores.
- Conexión de bajadas con terminales bimetálicos a compresión.
- Instalación de seccionadores primarios (Cut-Out)
- Ejecución de pozos a tierra tratados para MT y BT.
- Conexión a tierra de estructuras metálicas.

Los recursos requeridos para la instalación:

- Camión grúa.
- Tierras temporarias.
- Detector de tensión.
- Pértigas dieléctricas.
- Herramientas manuales.
- Señalización de la zona de trabajo.

Se ha considerado la implementación de 75 transformadores de núcleo amorfo en el alimentador B, trabajo que será ejecutado como un proyecto integral licitado, en etapas en función de la capacidad operativa de las empresas que prestan el servicio. Se estima un rendimiento entre 15 y 20 reemplazos por trimestre. En los anexos 3 y 4 se observa tomas fotográficas de una subestación aérea monoposte (SAM) y el plano de detalle de una subestación aérea biposte (SAB).

2.5 Resultados económico financieros

De acuerdo a los costos estimados presentados en la sección anterior se desarrollará el resultado económico del proyecto para sustentar su factibilidad.

2.5.1 Inversión y costos del proyecto

En la tabla 14 se presenta la comparación entre la ejecución de proyecto con transformadores con núcleo convencional y amorfo. Puede observarse que el monto necesario para la puesta en servicio de 75 nuevas SED con transformadores con núcleo amorfo de 100 kVA es de 471 062 dólares, 8 % superior al monto a desembolsar si se eligiera utilizar transformadores convencionales.

Tabla 14

Presupuesto de plan piloto

| Detalle | Cantidad | Núcleo convencional | Núcleo amorfo |
|--------------------------------------|----------|---------------------|----------------|
| Materiales | | | |
| Transformadores MT/BT | 75 | 273,656 | 309,795 |
| Tablero de Distribución BT (100 kVA) | 75 | 88,446 | 88,446 |
| Mano de Obra y Transporte | | | |
| Montaje de Transformadores | 75 | 68,414 | 68,414 |
| Tableros de Distribución | 75 | 4,407 | 4,407 |
| Total en USD | | 434,923 | 471,062 |

Se ha considerado realizar una simulación entre las dos alternativas para justificar la rentabilidad del proyecto como se puede observar en las tablas 15 y 16.

Tabla 15

Evaluación económica de proyecto con transformadores de núcleo amorfo

| Año | Demanda kW | Pérdidas Vacío MWh | Pérdidas Cobre MWh | Inversión Mil US\$ | Costos de O&M Mil US\$ | Costo de Pérdidas Mil US\$ | Costo Total Mil US\$ |
|------|---------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------------|----------------------------|
| 2024 | 3750.0 | 248.5 | 107.2 | 0 | 13.0 | 19.3 | 32.3 |
| 2025 | 3862.5 | 41.1 | 73.0 | 471.06 | 14.1 | 6.0 | 491.2 |
| 2026 | 3978.4 | 41.1 | 77.5 | | 14.1 | 6.2 | 20.4 |
| 2027 | 4097.7 | 41.1 | 82.2 | | 14.1 | 6.5 | 20.6 |
| 2028 | 4220.7 | 41.1 | 87.2 | | 14.1 | 6.8 | 20.9 |
| 2029 | 4347.3 | 41.1 | 92.5 | | 14.1 | 7.0 | 21.2 |
| 2030 | 4477.7 | 41.1 | 98.1 | | 14.1 | 7.3 | 21.5 |
| 2031 | 4612.0 | 41.1 | 104.1 | | 14.1 | 7.6 | 21.8 |
| 2032 | 4750.4 | 41.1 | 110.4 | | 14.1 | 8.0 | 22.1 |
| 2033 | 4892.9 | 41.1 | 117.2 | | 14.1 | 8.3 | 22.5 |
| 2034 | 5039.7 | 41.1 | 124.3 | | 14.1 | 8.7 | 22.8 |
| 2035 | 5190.9 | 41.1 | 131.9 | | 14.1 | 9.1 | 23.2 |

| | | | | | | | |
|---|--------|------|-------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| 2036 | 5346.6 | 41.1 | 139.9 | 14.1 | 9.5 | 23.7 | |
| 2037 | 5507.0 | 41.1 | 148.4 | 14.1 | 10.0 | 24.1 | |
| 2038 | 5672.2 | 41.1 | 157.5 | 14.1 | 10.5 | 24.6 | |
| 2039 | 5842.4 | 41.1 | 167.0 | 14.1 | 11.0 | 25.1 | |
| 2040 | 6017.6 | 41.1 | 177.2 | 14.1 | 11.5 | 25.6 | |
| 2041 | 6198.2 | 41.1 | 188.0 | 14.1 | 12.1 | 26.2 | |
| 2042 | 6384.1 | 41.1 | 199.5 | 14.1 | 12.7 | 26.8 | |
| 2043 | 6575.6 | 41.1 | 211.6 | 14.1 | 13.3 | 27.4 | |
| 2044 | 6772.9 | 41.1 | 224.5 | 14.1 | 14.0 | 28.1 | |
| 2045 | 6976.1 | 41.1 | 238.2 | 14.1 | 14.7 | 28.8 | |
| 2046 | 7185.4 | 41.1 | 252.7 | 14.1 | 15.5 | 29.6 | |
| 2047 | 7400.9 | 41.1 | 268.0 | 14.1 | 16.3 | 30.4 | |
| 2048 | 7623.0 | 41.1 | 284.4 | 14.1 | 17.1 | 31.3 | |
| 2049 | 7851.7 | 41.1 | 301.7 | 14.1 | 18.1 | 32.2 | |
| 2050 | 8087.2 | 41.1 | 320.1 | 14.1 | 19.0 | 33.2 | |
| 2051 | 8329.8 | 41.1 | 339.6 | 14.1 | 20.1 | 34.2 | |
| 2052 | 8579.7 | 41.1 | 360.2 | 14.1 | 21.1 | 35.3 | |
| 2053 | 8837.1 | 41.1 | 382.2 | 14.1 | 22.3 | 36.4 | |
| Valor Neto de la Alternativa - Trafo | | | | | | | |
| Amorfo | | | | 420.6 | 126.4 | 88.2 | 635.2 |

Nota: Adaptado de SEAL (2022)

Tabla 16

Evaluación económica de proyecto con transformadores convencionales

| Año | Demand a kW | Pérdida s Vacío MWh | Pérdida s Cobre MWh | Inversió n Mil US\$ | Costos de O&M Mil US\$ | Costo de Pérdidas Mil US\$ | Costo Total Mil US\$ |
|------------|----------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|---|---|---------------------------------|
| 2024 | 3,75 | 248.5 | 107.2 | 0.0 | 13.0 | 19.3 | 32.3 |
| 2025 | 3,863 | 256.0 | 110.4 | 434.9 | 13.0 | 19.3 | 467.3 |
| 2026 | 3,978 | 256.0 | 117.1 | | 13.0 | 19.7 | 32.7 |
| 2027 | 4,098 | 256.0 | 124.2 | | 13.0 | 20.0 | 33.1 |
| 2028 | 4,221 | 256.0 | 131.8 | | 13.0 | 20.4 | 33.5 |
| 2029 | 4,347 | 256.0 | 139.8 | | 13.0 | 20.9 | 33.9 |
| 2030 | 4,478 | 256.0 | 148.3 | | 13.0 | 21.3 | 34.3 |
| 2031 | 4,612 | 256.0 | 157.4 | | 13.0 | 21.8 | 34.8 |
| 2032 | 4,75 | 256.0 | 167.0 | | 13.0 | 22.3 | 35.3 |
| 2033 | 4,893 | 256.0 | 177.1 | | 13.0 | 22.8 | 35.9 |
| 2034 | 5,04 | 256.0 | 187.9 | | 13.0 | 23.4 | 36.4 |
| 2035 | 5,191 | 256.0 | 199.4 | | 13.0 | 24.0 | 37.0 |
| 2036 | 5,347 | 256.0 | 211.5 | | 13.0 | 24.6 | 37.7 |
| 2037 | 5,507 | 256.0 | 224.4 | | 13.0 | 25.3 | 38.4 |
| 2038 | 5,672 | 256.0 | 238.0 | | 13.0 | 26.0 | 39.1 |
| 2039 | 5,842 | 256.0 | 252.5 | | 13.0 | 26.8 | 39.8 |

| | | | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2040 | 6,018 | 256.0 | 267.9 | 13.0 | 27.6 | 40.6 | |
| 2041 | 6,198 | 256.0 | 284.2 | 13.0 | 28.5 | 41.5 | |
| 2042 | 6,384 | 256.0 | 301.5 | 13.0 | 29.4 | 42.4 | |
| 2043 | 6,576 | 256.0 | 319.9 | 13.0 | 30.3 | 43.4 | |
| 2044 | 6,773 | 256.0 | 339.4 | 13.0 | 31.4 | 44.4 | |
| 2045 | 6,976 | 256.0 | 360.1 | 13.0 | 32.5 | 45.5 | |
| 2046 | 7,185 | 256.0 | 382.0 | 13.0 | 33.6 | 46.7 | |
| 2047 | 7,401 | 256.0 | 405.2 | 13.0 | 34.8 | 47.9 | |
| 2048 | 7,623 | 256.0 | 429.9 | 13.0 | 36.1 | 49.2 | |
| 2049 | 7,852 | 256.0 | 456.1 | 13.0 | 37.5 | 50.6 | |
| 2050 | 8,087 | 256.0 | 483.9 | 13.0 | 39.0 | 52.0 | |
| 2051 | 8,33 | 256.0 | 513.3 | 13.0 | 40.5 | 53.6 | |
| 2052 | 8,58 | 256.0 | 544.6 | 13.0 | 42.2 | 55.2 | |
| 2053 | 8,837 | 256.0 | 577.8 | 13.0 | 43.9 | 57.0 | |
| Valor Neto de la Alternativa | | | | | | | |
| Trafo Convencional | | | | 388,3 | 177,7 | 205,5 | 711,5 |

En la tabla 17, se muestra el resultado de transformadores convencionales y de núcleo amorfo, observándose que los transformadores de núcleo amorfo demandan una mayor inversión inicial que los convencionales, sin embargo, considerando que conforme transcurre el tiempo, esa diferencia se contrarresta con el ahorro obtenido por sus mejores características de eficiencia energética. Se considera también los mismos costos de operación y mantenimiento (O&M) para ambos tipos de transformador. Los datos para el cálculo de la tabla 17 se presentan en el anexo 2.

Tabla 17

Comparación de inversión entre transformadores convencionales y de núcleo amorfo

| Alternativa | Inversión | Costos de O&M | Costo de Pérdidas | Costo Total |
|-----------------------|---------------|---------------|-------------------|--------------|
| | MUSD | MUSD | MUSD | MUSD |
| Trafos Núcleo Amorfo | 420.6 | 126.4 | 88.2 | 635.2 |
| Trafos Convencionales | 388.3 | 117.7 | 205.5 | 711.5 |
| Ahorro | -32.27 | -8.70 | 117.2 | 76.3 |
| Diferencia % | -7.7% | -6.9% | 132.9% | 12.0% |

Se muestra en la tabla 18 el resultado de la comparación entre las tablas 15 y 16, mostrándose el ahorro a incurrir que el VAN a 30 años es de \$76.26 mil dólares, siendo este valor positivo, generándose una utilidad, así mismo se logró un valor de TIR de 53%, superior al 12% determinado por la Empresa como un COK mínimo, determinado con ello la rentabilidad económica de la propuesta.

Tabla 18*Resultados económicos de plan piloto con transformadores de núcleo amorfo*

| Año | COSTOS | | BENEFICIOS | | Flujo de caja (Mil US\$) |
|-------------|--|---------------------------------|--|--|-----------------------------|
| | Variación de la Inversión (Mil US\$) | Variación CO&M (Mil US\$) | Variación de Perdidas (Mil US\$) | | |
| 2024 | - | 0.0 | 0.0 | | 0.0 |
| 2025 | 36 | -1.1 | 13.3 | | -23.9 |
| 2026 | | -1.1 | 13.4 | | 12.3 |
| 2027 | | -1.1 | 13.5 | | 12.5 |
| 2028 | | -1.1 | 13.7 | | 12.6 |
| 2029 | | -1.1 | 13.8 | | 12.7 |
| 2030 | | -1.1 | 14.0 | | 12.9 |
| 2031 | | -1.1 | 14.1 | | 13.0 |
| 2032 | | -1.1 | 14.3 | | 13.2 |
| 2033 | | -1.1 | 14.5 | | 13.4 |
| 2034 | | -1.1 | 14.7 | | 13.6 |
| 2035 | | -1.1 | 14.9 | | 13.8 |
| 2036 | | -1.1 | 15.1 | | 14.0 |
| 2037 | | -1.1 | 15.3 | | 14.2 |
| 2038 | | -1.1 | 15.6 | | 14.5 |
| 2039 | | -1.1 | 15.8 | | 14.7 |
| 2040 | | -1.1 | 16.1 | | 15.0 |
| 2041 | | -1.1 | 16.4 | | 15.3 |
| 2042 | | -1.1 | 16.7 | | 15.6 |
| 2043 | | -1.1 | 17.0 | | 15.9 |
| 2044 | | -1.1 | 17.4 | | 16.3 |
| 2045 | | -1.1 | 17.7 | | 16.7 |
| 2046 | | -1.1 | 18.1 | | 17.1 |
| 2047 | | -1.1 | 18.6 | | 17.5 |
| 2048 | | -1.1 | 19.0 | | 17.9 |
| 2049 | | -1.1 | 19.5 | | 18.4 |
| 2050 | | -1.1 | 20.0 | | 18.9 |
| 2051 | | -1.1 | 20.5 | | 19.4 |
| 2052 | | -1.1 | 21.0 | | 20.0 |
| 2053 | | -1.1 | 21.6 | | 20.5 |
| VAN= | | | | | 76.26 |
| TIR= | | | | | 53% |

Nota: Adaptado de SEAL (2022)

Las simulaciones económicas presentadas justifican la inversión en el presente plan piloto. En la tabla 19 se presenta el volumen de CO₂ equivalente resultado de la implementación

del plan piloto de 75 SED. Se logra reducir en el horizonte de 30 años hasta 4080 toneladas de CO₂ equivalente lo que considerando el precio de 7.17 USD/TCO₂ representa USD 29,254 de ingreso.

Tabla 19

Evaluación de emisiones GEI para el proyecto piloto

| Alternativa | Pérdidas carga (MWh) | Pérdidas vacío (MWh) | Total (MWh) | TCO₂eq (T) | Bonos (USD) |
|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------|
| Convencional | 8,36 | 7,672 | 16,032 | 7,246 | 51,957 |
| Amorfo | 5,566 | 1,439 | 7,005 | 3,166 | 22,704 |
| Ahorro | 2,794 | 6,233 | 9,027 | 4,08 | 29,254 |

Se ha realizado el mismo procedimiento para el reemplazo de 1561 transformadores de 100 kVA en la empresa según tabla 8, es posible estimar el impacto económico y ambiental de un proyecto integral, alcanzando una reducción en las emisiones de GEI de hasta 85 mil toneladas de CO₂ o su equivalente monetario de USD 608.868. El detalle se presenta en los anexos 5, 6 y 7.



Conclusiones

De acuerdo a los datos mostrados en el capítulo 1, se desarrolló un análisis teórico de los transformadores convencionales como los monofásicos y trifásicos. Se desarrolló un análisis de los tipos de transformadores entre las que se encuentran las de baja tensión (BT) y media tensión (MT), características básicas de los transformadores de núcleo amorfo, ventajas y desventajas de su implementación como también el rendimiento energético del país y la aplicación de la huella de carbono en el gasto energético y su importancia para el cuidado del medio ambiente. Cada una de estas características permite comparar a nivel teórico que los transformadores de núcleo amorfo tienen diversas ventajas en su composición, características de uso, pérdidas e impacto medio ambiental, comparados con los transformadores convencionales que son usados en la actualidad.

En el capítulo 02 se realizó un análisis del caso de la implementación de los transformadores con núcleo amorfo, con un costo de inversión inicial de \$ 471.06 mil dólares que tiene un periodo de retorno de 30 años, obteniéndose un VAN de \$76.26 mil dólares y una TIR de 53% que es considerablemente mayor que el 12% del COK determinado por la empresa para la factibilidad de un proyecto, con el cual se demuestra una rentabilidad favorable del proyecto. Asimismo, el resultado medioambiental es destacable ya que la emisión de GEI se vería reducida en más de cuatro mil toneladas de CO₂ con su equivalente monetario de USD 29.254 de decidir comerciar los bonos de carbono al precio actual (7.17 USD/TCO₂)

Es posible escalar el proyecto a la totalidad de transformadores de 100 kVA como se ha detallado en los anexos 5, 6 y 7. En esta propuesta se tiene una inversión inicial de \$ 9.81 millones de dólares, obteniéndose un VAN de \$ 1.59 millones de dólares y una TIR de 53%. En el aspecto ambiental se evitaría emitir 85 mil toneladas de CO₂ con su equivalente monetario de \$ 608.868 dólares. Esta iniciativa debe implementarse por etapas anuales debido a la magnitud de la inversión inicial.

Respecto de la eficiencia energética y la energía ahorrada con la aplicación del plan piloto (75 transformadores), sería posible abastecer el consumo anual de más de diez mil hogares según Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (Osinermin 2018). De implementarse el plan a escala mayor (1561 transformadores) la energía ahorrada podría abastecer el consumo eléctrico anual a más de doscientos mil hogares promedio.

Referencias

- ABB. (2021). *Transformadores de tipo seco. Transformadores secos de ABB La solución ideal para la industria del petróleo y del gas*. Obtido de https://www.academia.edu/download/41245063/Energa_para_la_eficiencia20160114-3111-1kkm9nb.pdf20160115-19908-1dwqcs7.pdf
- Agencia de Sostenibilidad Energética. (2022). *Guía de Implementación de Sistemas de Gestión de la Energía basados en ISO 50001:2018*. Obtido de agenciase.org/wp-content/uploads/2022/11/SISTEMA_ISO_50001_2022.pdf
- Camacho, F., López, G., Freire, T., & Robayo, D. (2023). Sistema experto difuso para el diagnóstico del índice de salud de transformadores eléctricos. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 31 (85), 1-140. Obtido de https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-33052023000100227&script=sci_arttext&tlng=en
- Castro, J., Gómez, G., & Núñez, O. (2022). Índice de estimación de la vida residual en transformadores eléctricos de potencia basado en condición. *Revista Tecnología en Marcha*, 35(4), 71-83. Obtido de https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0379-39822022000400071
- Chapman, J. (2012). *Máquinas Eléctricas*. 5ta Edición. McGraw. Obtido de https://dspace.itsjapon.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/3743/1/266539159-Maquinas-electricas-Chapman-5ta-edicion-pdf_compressed.pdf
- Charles, K. (2022). *Guía Completa Sobre Transformadores Trifásicos*. tameson. Obtido de <https://tameson.es/pages/transformadores-trifasicos-una-guia-completa>
- Comisión de Normalización y de Fiscalización de Barreras Comerciales no Arancelarias-INDECOPI. (2013). *Transformadores de distribución monofásicos y trifásicos auto refrigerados, sumergidos en líquido aislante. Corriente en vacío, pérdidas y tensión de corto circuito (NTP 370.400)*.
- Deloitte. (2022). *Actualización de la Hoja de ruta de Transición Energética en Perú. Un Modelo energético sostenible para Perú al 2050*. Obtido de <https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/sostenibilidad/hoja-de-ruta-de-transicion-energetica/2022/Actualizaci%C3%B3n%20Hoja%20de%20Ruta%20de%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20en%20Per%C3%BA%20-%20Informe%20Final.pdf>
- Fitzgerald, A., Kingsley, C., & Umans, S. (1992). *Máquinas eléctricas*. 6ta Edición. McGraw-Hill.
- Flores, W. (2021). *Revisión crítica sobre tendencias en transformadores trifásicos de potencia con aislación en gas*. Obtido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8384055>

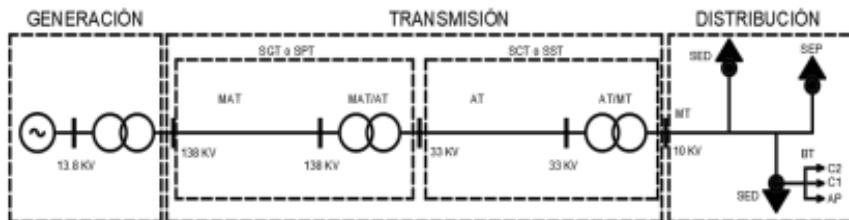
- Freile, R., Llosas, Y., & Alvarez, M. (2021). Revisión Crítica sobre Tendencias en Transformadores Trifásicos de Potencia con Aislación en Gas. *Dominio de las Ciencias*, 7(4), 293-316. Obtido de <http://dominiodelasciencias.com/ojs/index.php/es/article/view/2422>
- GAPEL S.A.C. (2020). *Informe técnico de discriminación de pérdidas de energía– Estudio de costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2023 – 2027*. SEAL .
- García , O., & Gaspar, C. (2010). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (aplicado a un transformador de 160MVA, 13,8kv/138kv de la Central Térmica Trinitaria)*. Obtido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2109>
- Grisales, E., & Murillo, J. (2013). El mercado de bonos de carbono y su aplicación para proyectos hidroeléctricos. *Revista CINTEX*, 18, 131-143. Obtido de <https://revistas.pascualbravo.edu.co/index.php/cintex/article/view/53>
- Hernández, G. (2007). *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura*. Obtido de <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/9014>
- Hernández, G. (2015). *Impactos generados por la conexión de los transformadores monofásicos*. Obtido de <http://uniminuto-dspace.scimago.es/handle/10656/5667>
- International Electrotechnical Commission. (2000). *IEC 60076-1 - Transformadores de distribución*. Obtido de https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642012000500006&script=sci_arttext
- Kulkarni, S., & Khaparde, S. (2012). *Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics*. CRC Press. Obtido de <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7480649/>
- Marulanda, K., & Orrego, M. (2017). *Análisis y desarrollo de transformadores de distribución con núcleo amorfo*. Obtido de <https://repositorio.utp.edu.co/handle/11059/8906>.
- Mendez, J. (2023). *Pronóstico de pérdidas por flujo de dispersión en la tapa del transformador eléctrico*. Obtido de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/26087>
- MINEM. (2024). *Proyecto Distribución de Energía Eléctrica 4.0*. Obtido de Ministerio de energía y minas : <https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/>
- Ministerio del ambiente. (2022). *Decreto Supremo 00.-2022-MINAM Decreto Supremo que declara de interés nacional la emergencia climática*. Obtido de Ministerio del ambiente: Decreto Supremo N.º 003-2022-MINAM - Normas y documentos legales - Ministerio del Ambiente - Plataforma del Estado Peruano (www.gob.pe)
- Najle, B. (2013). *Transformadores de distribución con núcleo de metal amorfo: investigación y diseño teórico*. Obtido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/114565>

- OSINERGMIN. (2018). *Informe de Resultados Consumo y Usos de la Electricidad Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía – ERCUE 2018*. OSINERGMIN. Obtido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1414562/ERCUE%20Electricidad%202018.pdf>
- Polaridad. (2024). *Los diferentes tipos de transformadores trifásicos: una guía completa*. Obtido de Polaridad.es: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/13987>
- Rashid, M. (2017). *Power Electronics Handbook*. Butterworth-Heinemann. Obtido de [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=HxdHDgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Power+Electronics+Handbook+\(4th+ed.\).+Butterworth-Heinemann.&ots=4oEWMpkNFP&sig=HKfXOqVINfLRFV6CI7eH83CKkv0](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=HxdHDgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Power+Electronics+Handbook+(4th+ed.).+Butterworth-Heinemann.&ots=4oEWMpkNFP&sig=HKfXOqVINfLRFV6CI7eH83CKkv0)
- Rendón, D., Restrepo, Y., & Cabrera, A. (2005). *Transformador monifasico de distribución y de potencia, modelamiento con taps*. Obtido de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4834144.pdf>
- RTE de Mexico. (2023). *Tipos de Enfriamiento en Transformadores*. Obtido de http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212006000500004
- Samboní, Y. (2016). *Implementación de un modelo de transformador trifásico para el estudio de ferresonancia en transformadores conectados a través de cables subterráneos*. Obtido de <https://core.ac.uk/download/pdf/335376026.pdf>
- SEAL. (2023). *Memoria anual 2022*. SEAL. Obtido de https://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/CartaSP0010_22_20240130160153.pdf
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (2024). *Memoria Anual 2023*. Obtido de MAF.pdf (smv.gob.pe)
- Translated English of Chinese Standard. (2023). *Minimum allowable values of energy efficiency and the energy efficiency grades for power transformers. (2023). GB 20052-2020*. Obtido de <https://www.chinesestandard.net>.
- United for Efficiency. (2019). *Transformadores energéticamente eficientes*. Obtido de <https://idus.us.es/handle/11441/104559>
- Vásquez, C., Naranjo, E., Gonzales, C., & Osal, W. (2011). *Influencia de los armónicos de corriente sobre las pérdidas en los transformadores de distribución monofásicos con derivación central*. Obtido de <https://www.redalyc.org/pdf/478/47838946005.pdf>
- Yang, F. (2019). *TRANSFORMADORES: DOS PRIMEIROS PROTÓTIPOS AOS ATUAIS MODELOS A ESTADO SÓLIDO*. Universidad Federal de Campoña Grande. Obtido de <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/riufcg/19109/YAN%20PONTES%20DA%20SILVA%20DE%20FIGUEIREDO%20-%20TCC%20ENG.%20ELÉTRICA%202019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Apéndices

Apéndice 1

Esquema de sistema eléctrico



Apéndice 2

Datos para Evaluación de Pérdidas en transformadores

| | | |
|---|--|------|
| Datos técnicos | | |
| Factor de pérdidas en vacío | | 100% |
| Factor de pérdidas bajo carga | | 35% |
| Factor de utilización | | 75% |
| Factor de pérdidas | | 35% |
| Demanda inicial | | 45% |
| Tasa de crecimiento anual | | 3% |
| Ratio inicial de carga | | 50% |
| Consumo promedio de un hogar - año 2018 (kW.h) | | 60 |
| Parámetros de evaluación | | |
| Tasa de descuento | | 12% |
| Tiempo de vida (años) | | 30 |
| Costo de operación y mantenimiento | | 3% |
| Tipo de cambio | | 3.78 |
| Precio de energía (USD/kW.h) | | 0.06 |
| Factores de pérdidas en transmisión distribución | | |
| Sistema primario de transmisión (SPT) | | 0.9% |
| Sistema secundario de transmisión (SST) | | 2.0% |
| En media tensión (MT) | | 1.3% |
| Factor de pérdidas en el sistema (Fpsistema) | | 4.2% |

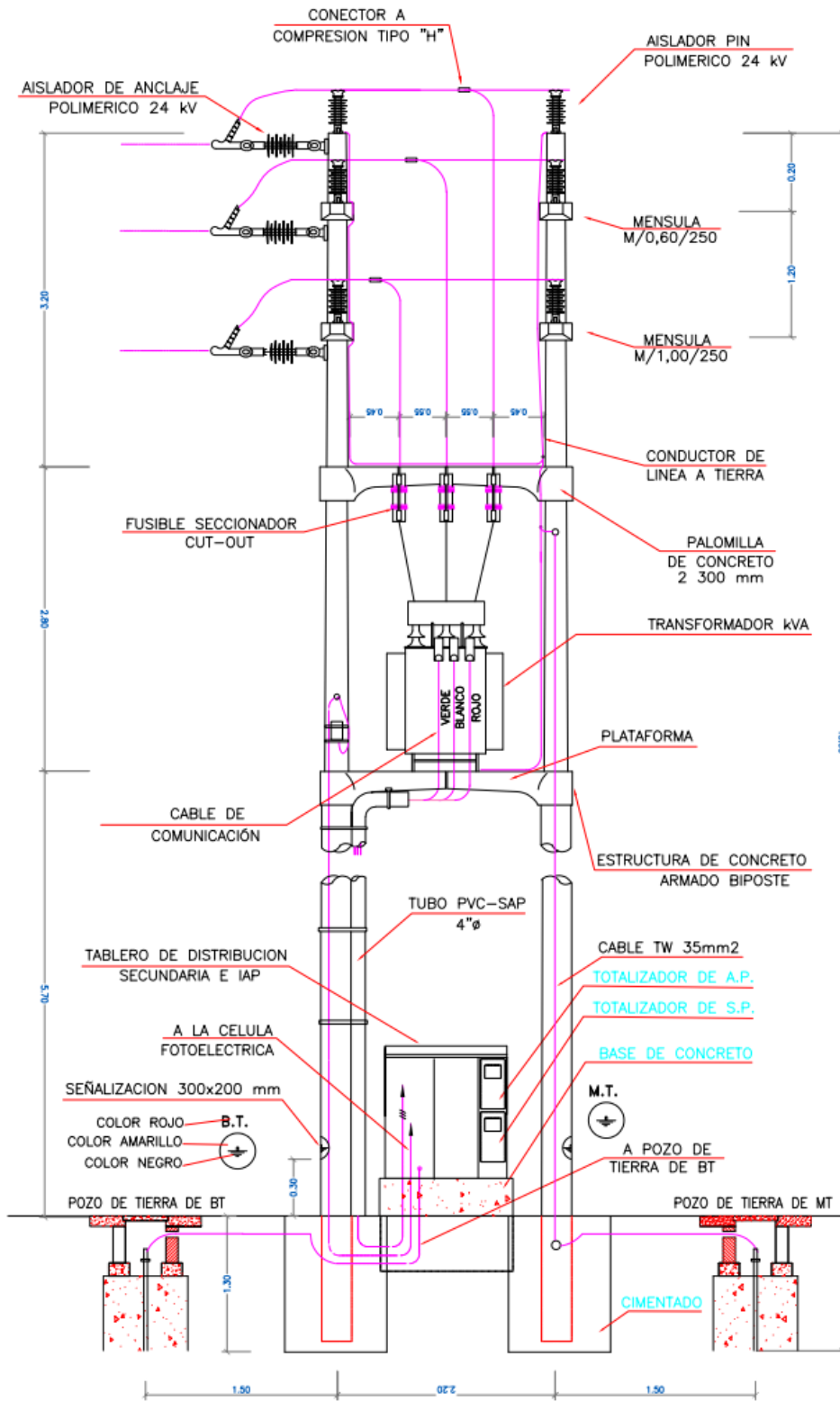
Apéndice 3

Subestación aérea monoposte y tablero de distribución BT



Apéndice 4

Plano de subestación aérea biposte y tablero de distribución BT



Apéndice 5

Evaluación para 1561 transformadores de 100 kVA convencionales

| Año | Demanda kW | Pérdidas Vacío MWh | Pérdidas Cobre MWh | Inversión Mil US\$ | Costos de O&M Mil US\$ | Costo de Pérdidas Mil US\$ | Costo Total Mil US\$ | Energía Perdida MWh |
|-------------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------------|----------------------------|----------------------|---------------------|
| 2024 | 78,050 | 5,172.8 | 2,230.4 | 0.0 | 271.6 | 401.7 | 673.3 | 7,403.19 |
| 2025 | 80,392 | 5,328.0 | 2,297.3 | 9052.2 | 271.6 | 401.7 | 9725.5 | 7,625.28 |
| 2026 | 82,803 | 5,328.0 | 2,437.2 | | 271.6 | 409.1 | 680.7 | 7,765.19 |
| 2027 | 85,287 | 5,328.0 | 2,585.6 | | 271.6 | 416.9 | 688.5 | 7,913.61 |
| 2028 | 87,846 | 5,328.0 | 2,743.1 | | 271.6 | 425.2 | 696.8 | 8,071.08 |
| 2029 | 90,481 | 5,328.0 | 2,910.1 | | 271.6 | 434.0 | 705.6 | 8,238.13 |
| 2030 | 93,196 | 5,328.0 | 3,087.4 | | 271.6 | 443.3 | 714.9 | 8,415.36 |
| 2031 | 95,992 | 5,328.0 | 3,275.4 | | 271.6 | 453.3 | 724.8 | 8,603.38 |
| 2032 | 98,871 | 5,328.0 | 3,474.9 | | 271.6 | 463.8 | 735.3 | 8,802.85 |
| 2033 | 101,838 | 5,328.0 | 3,686.5 | | 271.6 | 474.9 | 746.5 | 9,014.47 |
| 2034 | 104,893 | 5,328.0 | 3,911.0 | | 271.6 | 486.7 | 758.3 | 9,238.98 |
| 2035 | 108,039 | 5,328.0 | 4,149.2 | | 271.6 | 499.3 | 770.9 | 9,477.16 |
| 2036 | 111,281 | 5,328.0 | 4,401.8 | | 271.6 | 512.6 | 784.2 | 9,729.84 |
| 2037 | 114,619 | 5,328.0 | 4,669.9 | | 271.6 | 526.7 | 798.3 | 9,997.91 |
| 2038 | 118,058 | 5,328.0 | 4,954.3 | | 271.6 | 541.7 | 813.3 | 10,282.31 |
| 2039 | 121,599 | 5,328.0 | 5,256.0 | | 271.6 | 557.6 | 829.2 | 10,584.03 |
| 2040 | 125,247 | 5,328.0 | 5,576.1 | | 271.6 | 574.5 | 846.0 | 10,904.12 |
| 2041 | 129,005 | 5,328.0 | 5,915.7 | | 271.6 | 592.4 | 863.9 | 11,243.71 |
| 2042 | 132,875 | 5,328.0 | 6,276.0 | | 271.6 | 611.3 | 882.9 | 11,603.98 |
| 2043 | 136,861 | 5,328.0 | 6,658.2 | | 271.6 | 631.5 | 903.0 | 11,986.18 |
| 2044 | 140,967 | 5,328.0 | 7,063.7 | | 271.6 | 652.8 | 924.4 | 12,391.67 |
| 2045 | 145,196 | 5,328.0 | 7,493.9 | | 271.6 | 675.5 | 947.1 | 12,821.85 |
| 2046 | 149,552 | 5,328.0 | 7,950.2 | | 271.6 | 699.5 | 971.1 | 13,278.22 |
| 2047 | 154,038 | 5,328.0 | 8,434.4 | | 271.6 | 725.0 | 996.6 | 13,762.39 |
| 2048 | 158,660 | 5,328.0 | 8,948.1 | | 271.6 | 752.1 | 1023.7 | 14,276.05 |
| 2049 | 163,419 | 5,328.0 | 9,493.0 | | 271.6 | 780.8 | 1052.4 | 14,820.98 |
| 2050 | 168,322 | 5,328.0 | 10,071.1 | | 271.6 | 811.3 | 1082.8 | 15,399.11 |
| 2051 | 173,372 | 5,328.0 | 10,684.4 | | 271.6 | 843.6 | 1115.2 | 16,012.44 |
| 2052 | 178,573 | 5,328.0 | 11,335.1 | | 271.6 | 877.9 | 1149.4 | 16,663.12 |
| 2053 | 183,930 | 5,328.0 | 12,025.4 | | 271.6 | 914.2 | 1185.8 | 17,353.43 |
| Valor Neto de la Alternativa | | | | 8,082 | 2,450 | 4,276 | 14,808 | 333,680 |

Apéndice 6

Evaluación para 1561 transformadores de 100 kVA amorfos

| Año | Demanda kW | Pérdidas Vacío MWh | Pérdidas Cobre MWh | Inversión Mil US\$ | Costos de O&M Mil US\$ | Costo de Pérdidas Mil US\$ | Costo Total Mil US\$ | Energía Perdida MWh |
|-------------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------------|----------------------------|----------------------|---------------------|
| 2024 | 78,050 | 5,172.8 | 2,230.4 | 0.0 | 294.1 | 125.1 | 419.2 | 7,403.19 |
| 2025 | 80,392 | 854.8 | 1,519.6 | 9804.4 | 294.1 | 125.1 | 10223.6 | 2,374.32 |
| 2026 | 82,803 | 854.8 | 1,612.1 | | 294.1 | 130.0 | 424.1 | 2,466.86 |
| 2027 | 85,287 | 854.8 | 1,710.3 | | 294.1 | 135.1 | 429.3 | 2,565.04 |
| 2028 | 87,846 | 854.8 | 1,814.4 | | 294.1 | 140.6 | 434.8 | 2,669.20 |
| 2029 | 90,481 | 854.8 | 1,924.9 | | 294.1 | 146.4 | 440.6 | 2,779.70 |
| 2030 | 93,196 | 854.8 | 2,042.2 | | 294.1 | 152.6 | 446.8 | 2,896.92 |
| 2031 | 95,992 | 854.8 | 2,166.5 | | 294.1 | 159.2 | 453.3 | 3,021.29 |
| 2032 | 98,871 | 854.8 | 2,298.5 | | 294.1 | 166.1 | 460.3 | 3,153.23 |
| 2033 | 101,838 | 854.8 | 2,438.5 | | 294.1 | 173.5 | 467.6 | 3,293.21 |
| 2034 | 104,893 | 854.8 | 2,587.0 | | 294.1 | 181.3 | 475.5 | 3,441.71 |
| 2035 | 108,039 | 854.8 | 2,744.5 | | 294.1 | 189.6 | 483.8 | 3,599.26 |
| 2036 | 111,281 | 854.8 | 2,911.6 | | 294.1 | 198.4 | 492.6 | 3,766.40 |
| 2037 | 114,619 | 854.8 | 3,089.0 | | 294.1 | 207.8 | 501.9 | 3,943.72 |
| 2038 | 118,058 | 854.8 | 3,277.1 | | 294.1 | 217.7 | 511.8 | 4,131.83 |
| 2039 | 121,599 | 854.8 | 3,476.7 | | 294.1 | 228.2 | 522.3 | 4,331.41 |
| 2040 | 125,247 | 854.8 | 3,688.4 | | 294.1 | 239.3 | 533.5 | 4,543.14 |
| 2041 | 129,005 | 854.8 | 3,913.0 | | 294.1 | 251.2 | 545.3 | 4,767.76 |
| 2042 | 132,875 | 854.8 | 4,151.3 | | 294.1 | 263.7 | 557.9 | 5,006.06 |
| 2043 | 136,861 | 854.8 | 4,404.1 | | 294.1 | 277.1 | 571.2 | 5,258.88 |
| 2044 | 140,967 | 854.8 | 4,672.3 | | 294.1 | 291.2 | 585.3 | 5,527.09 |
| 2045 | 145,196 | 854.8 | 4,956.9 | | 294.1 | 306.2 | 600.3 | 5,811.63 |
| 2046 | 149,552 | 854.8 | 5,258.7 | | 294.1 | 322.1 | 616.2 | 6,113.50 |
| 2047 | 154,038 | 854.8 | 5,579.0 | | 294.1 | 339.0 | 633.1 | 6,433.76 |
| 2048 | 158,660 | 854.8 | 5,918.8 | | 294.1 | 356.9 | 651.0 | 6,773.52 |
| 2049 | 163,419 | 854.8 | 6,279.2 | | 294.1 | 375.8 | 670.0 | 7,133.98 |
| 2050 | 168,322 | 854.8 | 6,661.6 | | 294.1 | 396.0 | 690.1 | 7,516.38 |
| 2051 | 173,372 | 854.8 | 7,067.3 | | 294.1 | 417.4 | 711.5 | 7,922.07 |
| 2052 | 178,573 | 854.8 | 7,497.7 | | 294.1 | 440.0 | 734.2 | 8,352.47 |
| 2053 | 183,930 | 854.8 | 7,954.3 | | 294.1 | 464.1 | 758.2 | 8,809.08 |
| Valor Neto de la Alternativa | | | | 8,754 | 2,631 | 1,836 | 13,221 | 145,807 |

Apéndice 7

Evaluación de emisiones GEI para el proyecto total (1561 transformadores)

| Alternativa | Pérdidas carga (MWh) | Pérdidas vacío (MWh) | Total (MWh) | TCO2eq (T) | Bonos (USD) |
|---------------|----------------------|----------------------|----------------|---------------|----------------|
| Convencional | 173,995 | 159,685 | 333,68 | 150,823 | - |
| Amorfo | 115,846 | 29,961 | 145,807 | 65,905 | - |
| Ahorro | 58,15 | 129,724 | 187,873 | 84,919 | 608,868 |