



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TÍTULO.  
METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA SALUD DE ACTIVOS EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

**EMPRESA DONDE SE REALIZÓ LA PRÁCTICA  
C.E.N.S. E.P.M.**

**AUTOR:  
SERGIO ANDRÉS RIAÑO DUQUE**

**DIRECTOR:  
YESID EUGENIO SANTAFE RAMON  
MAGISTER EN CONTROLES INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
PAMPLONA, DICIEMBRE DE 2021**

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA SALUD DE ACTIVOS EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

**Empresa donde se realiza la práctica  
C.E.N.S. E.P.M.**

**AUTOR:  
SERGIO ANDRÉS RIAÑO DUQUE**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**DIRECTOR:  
YESID EUGENIO SANTAFE RAMON  
MAGISTER EN CONTROLES INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
PAMPLONA, DICIEMBRE DE 2021**

*Dedicado a todas aquellas personas  
que participaron de alguna forma en mi  
formación personal y profesional y  
particularmente a todas aquellas  
personas que en algún momento me  
preguntaron por mi trabajo de grado, a  
quienes invito encarecidamente a leer el  
documento.*

## CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. OBJETIVOS .....	10
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	10
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	10
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN .....	11
4. ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEORICO .....	12
4.1. MARCO REFERENCIAL .....	12
4.2. MARCO TEÓRICO.....	13
4.2.1. DEFINICIONES.....	13
4.2.2. TRANSFORMADOR Y PRINCIPALES PARTES CONSTRUCTIVAS.....	14
4.2.3. MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD DEL ACTIVO.....	18
4.2.4. FACTORES DE DETERIORO EN LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR. 22	
5. COMPROBACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO .....	25
5.1. DEMOSTRACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD DE ACTIVO .....	26
5.1.1. CONDICIÓN INICIAL.....	26
5.1.2. CONDICIÓN FINAL.....	27
5.2. CONSOLIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO.....	28
6. EVALUACIÓN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN PARA EL MODELO. ....	30
6.1. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN.....	31
6.1.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.....	31
6.1.2. CRITERIO DE PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO. ....	31
6.2. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR DISTANCIA A LA COSTA.....	31
6.2.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.....	31
6.2.2. CRITERIO DE PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO. ....	31
6.3. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA.....	32

6.3.1.	CRITERIOS DE IMPACTO EN EL ACTIVO Y PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	32
6.4.	EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR USO.....	33
6.4.1.	CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.....	33
6.5.	EVALUACIÓN DEL MODIFICADOR DE PUNTUACIÓN DE SALUD.....	34
6.5.1.	CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.....	34
6.6.	RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE FACTORES DE CORRECCIÓN.....	35
7.	REDIMENSIONAMIENTO DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN DE USO Y LOCALIZACIÓN.....	35
7.1.	FACTOR DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN.....	35
7.2.	FACTOR DE CORRECCIÓN POR USO.....	38
7.3.	CONSOLIDACIÓN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN Y TEMPERATURA.....	39
7.4.	MODIFICADOR DE PUNTUACIÓN DE SALUD.....	40
8.	CONSOLIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA ADAPTADA.....	42
8.1.	SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORROSIÓN.....	43
8.2.	CÁLCULO DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.....	43
8.3.	CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL ACTIVO.....	43
8.4.	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD INICIAL.....	43
8.5.	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD DE ACTIVO.....	44
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	48
11.	ANEXOS.....	49

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factor de corrección por distancia a la costa. Fuente: Elaboración propia, adaptado de " DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 22.[3] .....	32
Tabla 2. Límites de temperatura ambiente promedio en función de la altura por sobre el nivel del mar para la operación a potencia nominal de transformadores de distribución enfriados por aire. Fuente: Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, Tipo Poste Monofásicos y Trifásicos para Distribución Aérea (d-1 y d-3). PROLEC ENERGY. [16].....	32
Tabla 3. Reducción de potencia nominal para la operación de transformadores de distribución refrigerados por aire. Fuente: Elaboración propia .....	33
Tabla 4. Resumen de la evaluación de los factores de corrección para el modelo de estimación del índice de salud de activo. Fuente: elaboración propia. ....	35
Tabla 5. Factor de corrección por corrosión. Fuente: Elaboración propia, adaptado de "DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 24. ....	36
Tabla 6. Categorización de ambientes corrosivos según el estandar ISO 12944-2. Fuente: Elaboración propia a partir del estándar ISO 12944-2. ....	38
Tabla 7. Factor de corrección por corrosión adaptado a la categorización del estándar ISO 12944-2. Fuente: Elaboración propia.....	38
Tabla 8. Factor de corrección por uso. Fuente: Elaboración propia, adaptado de "DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 33. ....	38
Tabla 9. Modificador de condición observada según "DNO Common Network Asset Indices Methodology". Fuente: Elaboración propia, adaptado de "DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 81. ....	41
Tabla 10. Bandas de salud según "DNO Common Network Asset Indices Methodology". Fuente: Elaboración propia, adaptado de "DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 5. ....	44

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág
Ilustración 1. Transformador trifásico. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.....	15
Ilustración 2. Corte transversal devanado concentrado. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.....	16

Ilustración 3. Partes constructivas de un transformador. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.....	17
Ilustración 4. Etapas de la estimación del índice de salud actual del activo. Fuente: elaboración propia. ....	18
Ilustración 5. Celda de corrosión en el hierro. Fuente: Raichev. Corrosión de metales y degradación de materiales.....	23
Ilustración 6. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 0.5 hasta 5.5. Fuente: elaboración propia.....	29
Ilustración 7. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 1 hasta 10. Fuente: elaboración propia.....	29
Ilustración 8. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 0.5 hasta 100. Fuente: elaboración propia.....	30
Ilustración 9. Vida esperada vs temperatura del punto más caliente en transformadores de distribución. Fuente: elaboración propia.....	34
Ilustración 10. Diagrama de flujo para el cálculo del índice de salud de activo. Fuente: elaboración propia. ....	42

## LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo 1 Tabla factor de corrección por altura. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	49
Anexo 2 Tabla factor de corrección por índice de corrosión. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	50
Anexo 3 constantes de incremento para cada activo. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	50
Anexo 4 Factor de corrección por uso en transformadores de distribución. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	50
Anexo 5 modificador de índice de salud. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	51
Anexo 6. Corrosividad atmosférica, categorías y ejemplos de ambientes típicos. Fuente: Estándar ISO 12944-2. ....	52
Anexo 7. bandas de índice de salud de activo. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.....	52

## **RESUMEN**

El presente proyecto se realizó con el fin de determinar una metodología preliminar para la estimación del índice de salud de activo en los de distribución prescindiendo de la necesidad de recurrir a ensayos de laboratorio individuales para cada uno de estos; y en su lugar aplicar un modelo matemático basado en el deterioro natural de los elementos, así como la determinación de factores de corrección en la vida útil esperada de los equipos basándose en las condiciones ambientales y de operación de los activos. Todo con el propósito de aportar estos resultados para un refinamiento de la presente metodología y posteriormente como un insumo para la toma de decisiones con respecto al mantenimiento de los activos.

### **1. INTRODUCCIÓN**

A partir de las normativas internacionales ISO 55000, ISO 55001 e ISO 55002, se establecen las pautas para la conformación de un sistema de gestión de activos en una empresa con el propósito de optimizar el funcionamiento de los mismos. Bajo estas normativas se desarrollan las metodologías de cálculo de índice de salud de activo, las cuales tienen el propósito de obtener un resultado cuantitativo que refleje el estado actual del activo a evaluar; permitiendo la simplificación de la toma de decisiones de mantenimiento y reposición en los equipos evaluados; facilitando así la optimización de los recursos de la empresa al planificar adecuadamente las intervenciones de mantenimiento o el momento en el cual se realizaría una reposición óptima de los equipos.

De esta manera se desarrolló el presente trabajo con el objetivo de construir una metodología preliminar para la estimación del índice de salud de activos en transformadores de distribución tipo poste instalados a la intemperie en la ciudad de Pamplona, Colombia mediante la adaptación de la metodología para el cálculo del índice de salud de activo propuesta en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” verificando su fundamentación matemática en el modelado del envejecimiento del activo, sometiendo a criterios de evaluación los factores de corrección propuestos dentro del documento y finalmente complementando a la metodología con un redimensionamiento de los factores de corrección empleando información presente en estándares internacionales IEC e IEE y los históricos proporcionados por CENS EPM correspondientes a los transformadores dados de baja en el sistema durante las vigencias comprendidas desde el año 2016 hasta el 2020.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

- Diseñar una metodología para la estimación del índice de salud de un tipo de activo en sistemas de distribución.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Validar el modelo matemático a emplear en la metodología.
- Determinar las condiciones ambientales más representativas en la afectación de la vida útil de los activos de distribución enfocados al área de estudio.
- Seleccionar los factores más representativos en la afectación de la vida útil de los activos de distribución.
- Cuantificar los respectivos rangos de los factores seleccionados para aplicarse como factores de corrección al modelo para la determinación de la vida útil de los activos de distribución.
- Establecer una guía metodológica que contemple la selección de los valores en los factores de corrección de los modelos, así como de la aplicación de dichos modelos para la cuantificación final del índice de salud para los activos.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN**

La planeación de actividades de mantenimiento en los sistemas de distribución presenta una complejidad significativa ya que estos se componen por una gran cantidad de elementos distribuidos por todo el territorio en el cual existan usuarios del sistema. Es por esto que el optimizar labores de mantenimiento basados en la condición de los equipos se convierte en una tarea bastante laboriosa al requerir determinar la condición de cada uno, para lo cual convencionalmente se requiere de realizar una serie de inspecciones y/o pruebas a cada elemento. Esta opción se hace bastante laboriosa al considerar la cantidad y ubicación de todos los activos a evaluar; por lo cual es importante el determinar una metodología que permita estimar la condición de los activos sin la necesidad realizar pruebas o inspecciones sobre los mismos. [1]

Este proyecto se desarrolló para responder a la problemática de la estimación del estado de los activos en sistemas de distribución basándose en modelos matemáticos de envejecimiento y correcciones por factores externos y de funcionamiento en lugar de determinarlo mediante ensayos de laboratorio.[2][3]

#### **3.2. ACOTACIONES Y ALCANCE**

El propósito de este proyecto fue el de proporcionar una metodología preliminar que sirva como un punto de partida para la estimación del índice de salud de activo en transformadores de distribución tipo poste instalados a la intemperie en la zona de Pamplona, Colombia. Por lo cual, se adaptó la metodología propuesta en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” combinándola con información propia de estándares IEE e IEC, así como de información suministrada por la empresa CENS EPM.

## 4. ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEORICO

### 4.1. MARCO REFERENCIAL

Naderian, A., Cress, S., Piercy, R., Wang, F., & Service, J. (2008). An approach to determine the health index of power transformers. *Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 192–196. Este trabajo presenta el cálculo del índice de salud de activo para transformadores de potencia como una metodología practica para la toma de decisiones con respecto al mantenimiento o sustitución de dichos equipos. En el trabajo la metodología empleada depende de datos cuya obtención se facilita en cuanto a transformadores de potencia se trata. Los datos usados son los análisis de condición del aceite, análisis de gases disueltos, inspecciones físicas, histórico de demanda, condición del cambiador de taps, condición de los bujes, trabajos de mantenimiento realizados y edad del equipo. El trabajo contempla criterios IEC, IEEE y CIGRE para la condición de los parámetros usando cálculos de múltiples criterios basados en la ponderación de los factores de condición y los valores asignados para cada parámetro. [4]

Jahromi, A. N., Piercy, R., Cress, S., Service, J. R. R., & Fan, W. (2009). An approach to power transformer asset management using health index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 25(2), 20–34. Esta publicación usa el índice de salud como una herramienta práctica que puede combinar los resultados de pruebas de laboratorio, inspecciones de campo, y análisis de laboratorio para poder tomar decisiones sobre el mantenimiento de los elementos y la priorización de inversiones en la planta. En este trabajo se contemplan datos como pruebas de resistencia del aislamiento, inspecciones rutinarias (al tanque, radiadores, ventiladores bujes y demás accesorios), análisis termográficos, análisis de gases disueltos, tests de calidad del aceite, inspecciones al cambiador de taps (pruebas de aceite, resistencia de los contactos, corriente del motor y entre otros), pruebas en los bujes, pruebas de corrientes de excitación y aterrizaje de núcleo, pruebas de relación de vueltas, pruebas de resistencia en los devanados y pruebas de resistencias de fuga. En este trabajo se contemplan las estepas de vida del activo separando en cinco categorías muy bueno, bueno, aceptable, pobre y muy pobre todo en función del resultado del índice de salud del activo. Esta clasificación permite la estimación de la vida remanente de los activos evaluados permitiendo el tomar decisiones basándose en las condiciones actuales del equipo por lo que provee de un insumo técnico para la planeación de acciones de mantenimiento, reacondicionamiento o reposición de los elementos con el propósito de maximizar el valor que estos pueden proveer a la organización. [5]

Abu-Elanien, A. E. B., Salama, M. M. A., & Ibrahim, M. (2012). Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69 kV using fuzzy logic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(4), 2029–2036. Esta publicación presenta una metodología que emplea la lógica difusa como herramienta a para la determinación del índice de salud de los activos para transformadores cuya tensión sea igual o menor a los 69kV basándose en resultados de pruebas de diagnóstico. Esta metodología fue aplicada a noventa transformadores en funcionamiento y sus resultados fueron comparados con la metodología para la estimación de salud de activos propia de la empresa haciendo que la metodología planteada sea viable en cuanto a resultados. [6]

Zhang, Y., Jiao, J., Yang, Y., Li, X., Zhou, T., & Huang, X. (2016). A new maintenance decision making model based on life cycle cost analysis for power transformers. *ICHVE 2016 - 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application*, 1, 0–3. En este trabajo se analiza el impacto económico que posee la correcta operación y mantenimiento de los transformadores de potencia dada su importancia para los sistemas eléctricos. La publicación fundamenta las decisiones respecto al mantenimiento de los transformadores de potencia en la valoración de la condición actual del equipo por medio de las distintas pruebas que se le realizan al mismo [7]

## **4.2. MARCO TEÓRICO**

Debido al tema de estudio del presente trabajo la primera parte del marco teórico corresponde a una contextualización de la terminología empleada en el documento tomada de la norma NTC-ISO 5500 del año 2015 correspondiente a la gestión de activos – aspectos generales, principios y terminología.[8] [9]

La segunda parte del marco teórico corresponde con una descripción general de las principales partes constructivas de un transformador; la tercera parte del marco teórico se compone por la metodología que se tomó como base para la estimación del índice de salud de activos y la parte final del marco teórico abarca distintos factores que modifican la esperanza de vida de los transformadores de distribución.

### **4.2.1. DEFINICIONES**

#### **4.2.1.1. ACTIVOS.**

Se entiende por activo a aquel elemento ya sea tangible, intangible, financiero o no financiero que posea valor ya sea real o potencial para la organización. Este valor puede ser variable entra una organización y otra, así como de sus partes interesadas. [8][9]

Para el presente trabajo se referirá como activo a los activos físicos productivos del sistema, limitándose a transformadores de distribución tipo poste sumergidos completamente en aceite vegetal con el propósito de acotar la investigación.

#### **4.2.1.2. CICLO DE VIDA.**

El ciclo de vida de un activo corresponde a las distintas etapas de su vida. El periodo comprendido desde su creación hasta el final de su vida corresponde a la vida de un activo. La vida de un activo no necesariamente coincide con el periodo en el que este genere valor para una organización o el periodo en el que esta tiene responsabilidad sobre dicho activo.[8][9]

Las distintas etapas que comprenden el ciclo de vida del activo se determinan mediante un número conocido como el índice de salud del activo.

#### **4.2.1.3. GESTIÓN DE ACTIVOS.**

Según la norma ICONTEC – ISO 55000 la gestión de activos involucra el balance de los costos, oportunidades y riesgos comparados al desempeño de los activos con el propósito de lograr objetivos organizacionales. La gestión de activos posibilita que la organización analice la necesidad de adquirir activos o sistemas de activos, así como de permitir dar un enfoque analítico para la administración de estos a lo largo de las distintas etapas de su ciclo de vida.[8][9]

### **4.2.2. TRANSFORMADOR Y PRINCIPALES PARTES CONSTRUCTIVAS.**

#### **4.2.2.1. EL TRANSFORMADOR**

El transformador es una máquina eléctrica de carácter estático y cuyo funcionamiento se plantea para la corriente alterna. Este dispositivo tiene la capacidad de realizar conversiones en las magnitudes de tensión y corriente de su devanado principal o de alimentación en su devanado secundario manteniendo una relación de potencia constante, es esta característica la que provee a los transformadores de valor para las empresas encargadas del negocio de la energía eléctrica dado que sus cualidades permiten que el transporte de energía eléctrica a largas distancias sea viable dado que al aumentar los niveles de tensión y manteniendo el nivel de potencia constante se logra disminuir las intensidades de corriente en las líneas de transporte de energía

posibilitando una reducción en los calibres de los conductores. De igual manera, los transformadores tienen un funcionamiento reversible, es decir, así como pueden elevar magnitudes, son capaces de reducirlas a niveles determinados para distintas aplicaciones como lo son la transmisión de energía a altas tensiones en el orden de los cientos de miles de voltios, subtransmisión y distribución en el orden de las decenas de miles de voltios y finalmente el consumo a nivel residencial en el orden de las centenas de voltios. Todas estas etapas del negocio del transporte de energía eléctrica dependen de los transformadores haciendo que la importancia de mantener estos equipos operativos sea bastante significativa. [10]

El transformador consta varias partes constructivas, sin embargo, a continuación, se describen únicamente las correspondientes al núcleo, los devanados y el sistema de refrigeración.

#### 4.2.2.2. NÚCLEO

El núcleo es aquella parte encargada de soportar los devanados y comprende el recorrido del circuito magnético de la máquina. Está construido generalmente a base de láminas de acero al silicio sometidas a un tratamiento químico conocido como carlite, el cual las recubre con una capa delgada de material aislante con el propósito de minimizar las pérdidas de potencia en el núcleo conocidas como pérdidas en el hierro. La disposición característica para el núcleo de los transformadores trifásicos se evidencia en la Ilustración 1 donde las tres columnas que componen al núcleo son idénticas en cuanto a dimensiones y espaciamiento con la columna adyacente. [10]

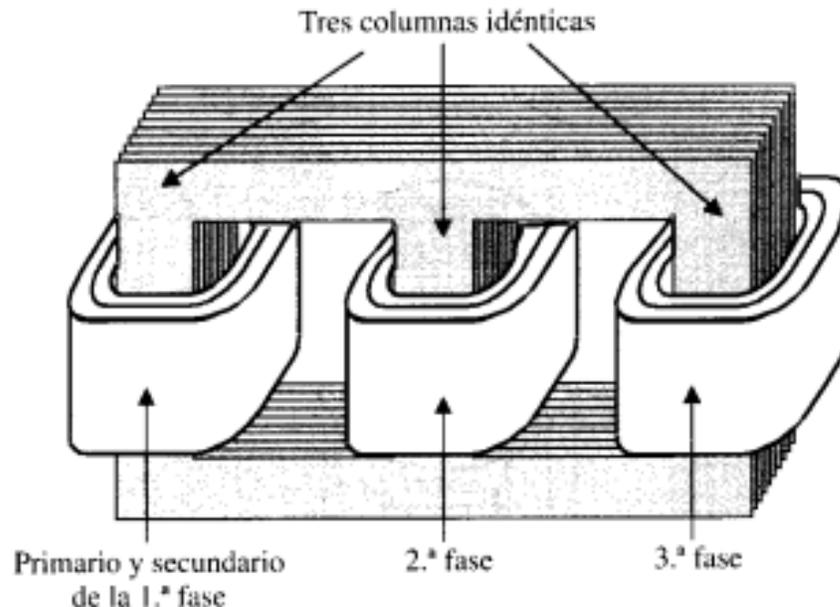
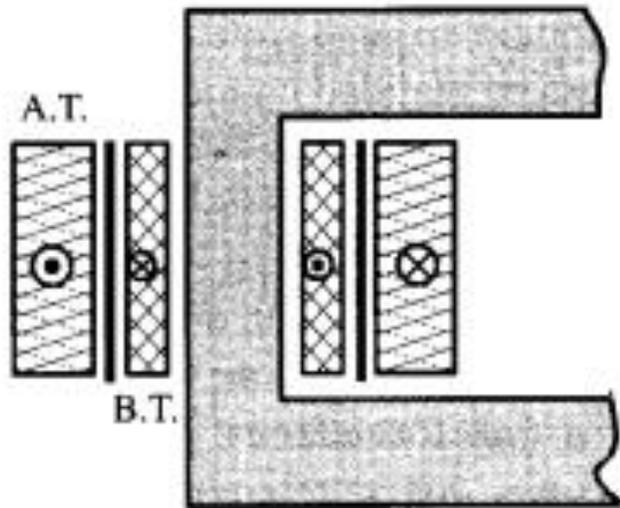


Ilustración 1. Transformador trifásico. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.

### 4.2.2.3. DEVANADOS.

La siguiente parte constructiva para describir del transformador es la correspondiente a los devanados de la máquina. Estos componen el circuito eléctrico del transformador; su construcción está compuesta por conductores ya sean de cobre o aluminio en forma de hilos redondos o de sección rectangular en caso de que se requieran mayores secciones transversales. Generalmente los conductores se encuentran aislados mediante una capa de barniz en pequeños transformadores o múltiples capas de fibra, algodón o cinta de papel cuando se trata de transformadores de una mayor potencia. Los devanados concéntricos poseen una forma cilíndrica coaxial. Generalmente la bobina de baja tensión se coloca en la posición interior dado que es más sencilla de aislar eléctricamente que el devanado de alta tensión; entre los dos devanados se sitúa un cilindro de material aislante ya sea de papel baquelizado o cartón como se puede evidenciar en la Ilustración 2. [10]



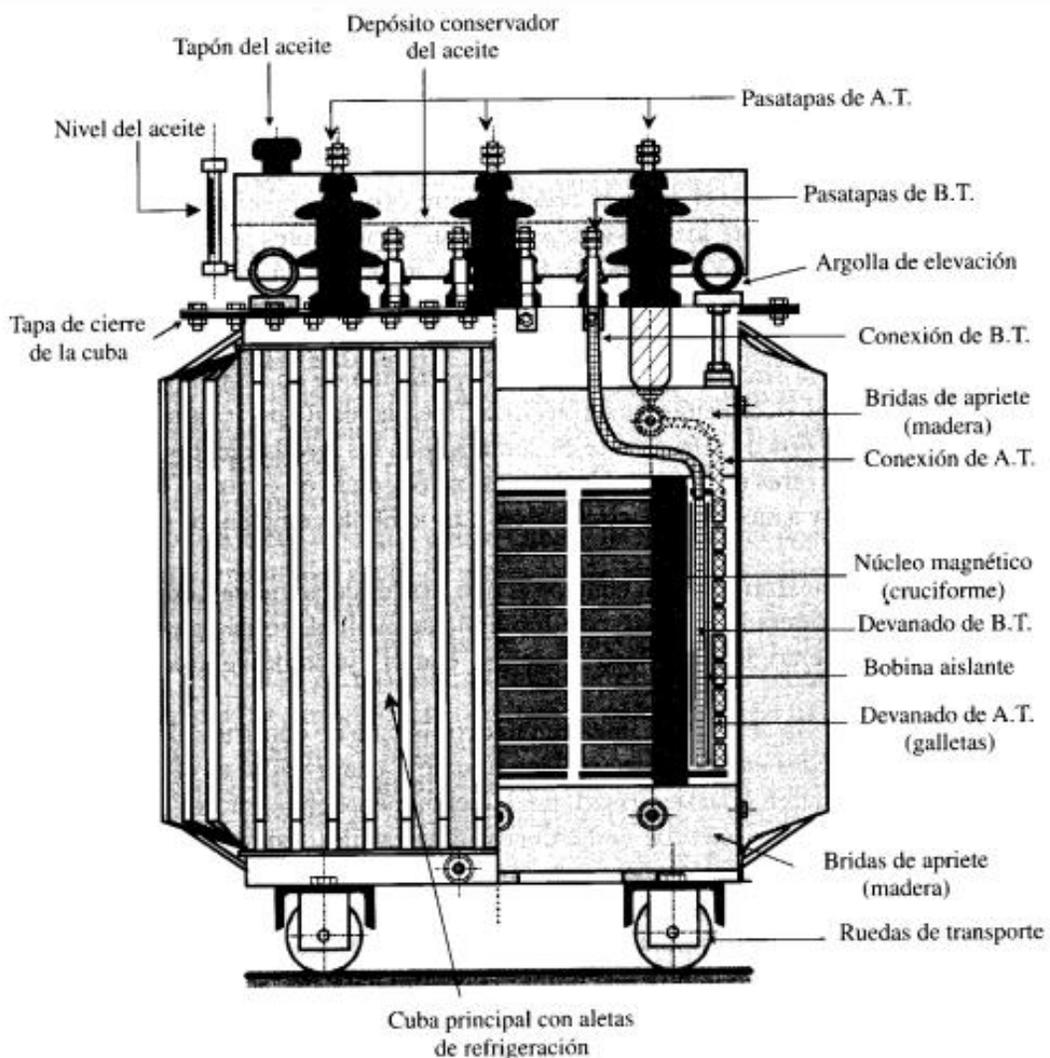
**Ilustración 2. Corte transversal devanado concentrado. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.**

### 4.2.2.4. SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.

El transformador como máquina eléctrica presenta una serie de pérdidas de energía que se convierten en calor y aportan al aumento de temperatura en la máquina. Con el propósito de evitar el alcanzar elevadas temperaturas que deterioren o comprometan el funcionamiento de la máquina se debe de contar con un adecuado sistema de refrigeración. Para casos puntuales (potencias bajas) en los que la superficie del transformador es capaz de disipar apropiadamente el calor necesario se construyen los determinados transformadores de tipo seco; sin embargo, para aplicaciones de mayor

potencia es necesario del uso de un medio refrigerante; generalmente aceite de origen mineral. El aceite actúa con una doble función la de refrigerar las distintas partes del transformador y el aislar eléctricamente estas partes del exterior dadas las capacidades térmicas y dieléctricas que posee. Los transformadores están compuestos por el núcleo y los devanados sumergidos en una cuba de aceite cuyo aspecto exterior puede ser cilíndrico totalmente plano, con ondulaciones, con tubos o radiadores facilitando el intercambio de calor hacia el exterior por radiación y circulación natural del aire.[10]

La combinación de los aspectos constructivos anteriormente descritos se evidencia en conjunto conformando un transformador en la Ilustración 3.

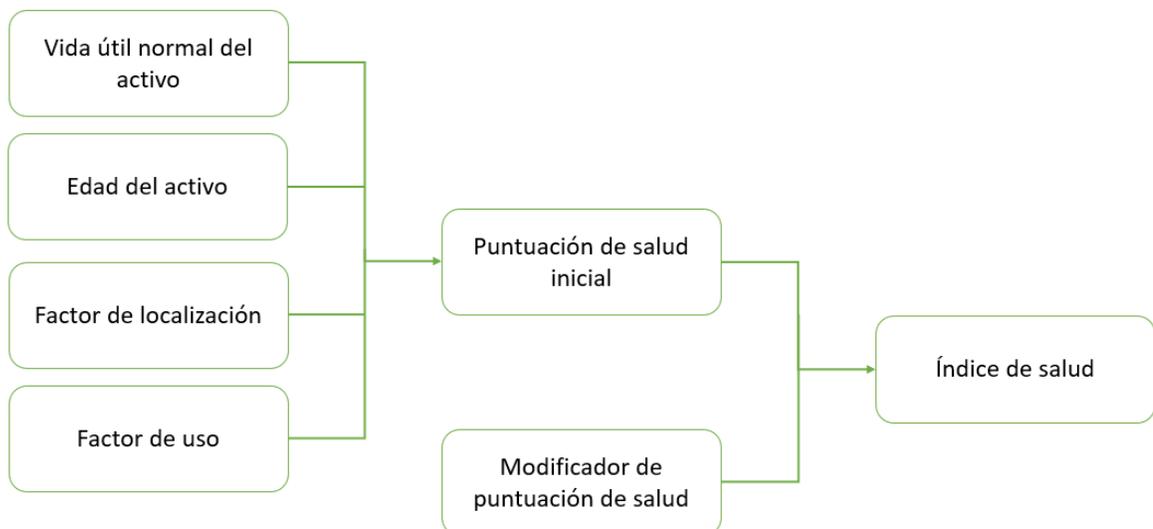


**Ilustración 3. Partes constructivas de un transformador. Fuente: Jesús fraile mora, Maquinas eléctricas, Quinta edición.**

### 4.2.3. MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD DEL ACTIVO.

El modelo matemático seleccionado para aplicar en este trabajo fue tomado del documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” el cual es una propuesta al organismo de control de energía y gases de reino unido “The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)” con el propósito de estandarizar una metodología generalizada para el cálculo del índice de salud de activos para una variedad de activos físicos productivos de los sistemas eléctricos de Reino Unido. El modelado surge de la experiencia conjunta de un grupo de operadores de red, grupos de investigación y personal experto. El modelo emplea un comportamiento exponencial y a diferencia de otras metodologías donde la escala del índice de salud de los equipos es medida de 0 a 100%, en esta metodología la escala propia va desde 0.5 para un activo completamente nuevo aumentando en la medida en la que el equipo envejece hasta llegar a un valor de 5.5 en una valoración inicial y aumentando este valor máximo hasta 10 como estimación final. El modelo se alimenta de la edad del equipo a estudiar, factores de corrección a la vida útil esperada del equipo los cuales dependen de las condiciones ambientales del lugar en el cual este se encuentra, sus condiciones de operación y por último el modelo se puede alimentar con factores de inspección y/o pruebas de laboratorio en caso de contar con esta información.[3]

El modelo matemático se compone del cálculo de la vida útil esperada del activo calculada mediante la vida útil normal del activo y los factores de localización y uso; la puntuación inicial de salud para el activo compuesta por la vida útil esperada del activo y la edad de este y finalmente su corrección mediante el modificador de puntuación de salud para obtener el índice de salud actual del activo. Todas estas etapas se evidencian en la Ilustración 4. [3]



**Ilustración 4. Etapas de la estimación del índice de salud actual del activo. Fuente: elaboración propia.**

#### 4.2.3.1. FACTOR DE CORRECCIÓN POR LOCALIZACIÓN.

La metodología se alimenta inicialmente de las condiciones externas y de funcionamiento del activo para poder estimar modificaciones en la vida útil del elemento ya sea por estar operando en condiciones favorables o desfavorables para su deterioro. El primer factor para determinar es el correspondiente a la localización del activo. La metodología contempla condiciones ambientales propias de su área geográfica; los factores que evalúa son la distancia desde la costa hasta el lugar de instalación del elemento, la altura sobre el nivel del mar que este espacio posea y el índice de corrosión de la zona. El procedimiento para el cálculo de este factor se describe en la expresión (1).[3] (Tablas de corrección en los Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3)

$$\begin{aligned} & \textit{Factor de localización} \\ & = \textit{MAX}(\textit{factor distancia desde la costa}, \textit{factor de altitud}, \textit{factor de corrosión}) \quad (1) \\ & + \{ \textit{INC} * [(\textit{cantidad de factores con valor superior a 1}) - 1] \} \end{aligned}$$

Siendo:

- INC un valor constante de incremento determinado empíricamente para cada tipo de activo de la metodología. Para transformadores el valor es de 0.05 [3]
- Factores de distancia desde la costa, altitud y corrosión; valores correspondientes a las condiciones geográficas del lugar de ubicación del activo. [3]

#### 4.2.3.2. FACTOR DE CORRECCIÓN POR USO.

Este factor de corrección corresponde a las modificaciones de la vida útil del equipo basándose en la capacidad empleada del equipo con respecto a la capacidad nominal del mismo. La metodología plantea la combinación de dos factores para el caso puntual de los transformadores siendo el primero correspondiente al número de cambios diarios del intercambiador de taps y al porcentaje de uso del transformador para el caso de transformadores de potencia; a los transformadores de distribución se les evalúa únicamente el porcentaje de utilización bajo condiciones normales y el factor de corrección por uso se toma directamente de la tabla correspondiente. (Véase el Anexo 4)[3]

#### 4.2.3.3. VIDA ESPERADA DEL ACTIVO.

La siguiente etapa de la metodología requiere el cálculo de la vida esperada para el funcionamiento del activo. Este valor parte de la vida normal esperada del activo (ya sea tomada de datos proporcionados particularmente por el fabricante del equipo o de alguna norma que lo especifique) y su corrección mediante los factores de uso y localización mediante la expresión (2). [3]

$$Vida\ útil\ esperada = \frac{vida\ normal\ esperada}{Factor\ de\ localización * Factor\ de\ uso} \quad (2)$$

#### 4.2.3.4. TASA DE DETERIORO INICIAL.

La razón de cambio para la salud de los activos de distribución se modela de manera exponencial ya que se asume que el proceso de deterioro en si acelera al deterioro posterior. La tasa de envejecimiento del activo está dada por el logaritmo natural de la relación entre el valor máximo de la escala para el índice de salud inicial (es decir 5.5 el equivalente a un activo al final de su vida útil) y la mínima puntuación de la escala del mismo índice, correspondiente a un activo nuevo (valor de 0.5); este logaritmo natural se divide entre el valor obtenido para la vida útil esperada del activo como se demuestra en la ecuación (3). [3]

$$\beta_1 = \frac{\ln\left(\frac{H\ final}{H\ inicial}\right)}{Vida\ esperada} \quad (3)$$

Siento:

- $\beta_1$  es la tasa de deterioro inicial del activo.
- H final y H inicial corresponden a los límites de la escala del índice de salud inicial de un activo siendo H final el valor máximo 5.5 y H inicial el valor mínimo 0.5 [3]

Dada la naturaleza constante de los factores *H final* y *H inicial*, la expresión puede simplificarse de la siguiente forma:

$$\beta_1 = \frac{\ln(11)}{Vida\ esperada} \quad (4)$$

#### 4.2.3.5. PUNTUACIÓN DE SALUD INICIAL

La puntuación inicial de salud corresponde a un valor generalizado para la salud actual del equipo, es decir, no contempla ningún tipo de evento particular sobre el mismo, únicamente contempla la salud del activo basándose en la edad de este. Esta puntuación inicial tiene una escala con un valor mínimo de 0.5 indicando que la condición del activo es la de un activo joven al inicio de su vida útil y un valor máximo de 5.5 para un activo al final de la vida esperada del equipo. La expresión para el cálculo corresponde a la ecuación (5). [3]

$$Salud\ inicial = H\ inicial * e^{\beta_1 * edad} \quad (5)$$

Donde:

- $H\ inicial$  es un valor constante correspondiente al valor mínimo de la escala del índice de salud inicial, es decir, el nivel de salud de un activo nuevo. Este valor es de 0.5
- Edad corresponde a la edad del activo expresada en años.
- $\beta_1$  el factor de deterioro inicial del activo evaluado.

De igual manera  $H\ inicial$  es un valor constante por lo que se puede simplificar la ecuación como:

$$Salud\ inicial = 0.5 * e^{\beta_1 * edad} \quad (6)$$

#### 4.2.3.6. MODIFICADOR DE PUNTUACIÓN DE SALUD.

El modificador de puntuación de salud es un factor que se calcula de manera individual para cada activo a evaluar. Este factor está compuesto por el modificador de condición observada y el modificador de condición medida. Este último es obtenido a partir de pruebas de laboratorio por lo que no es tenido en cuenta para este tipo de activo puntual. Por lo cual, el modificador de puntuación de salud es igual al modificador de condición observada y es tomado de la respectiva tabla del Anexo 5. [3]

#### **4.2.3.7. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD ACTUAL DEL ACTIVO.**

Finalmente, la consolidación del índice de salud actual del activo particularizará entre distintos activos que compartan características de instalación, vida útil esperada y edad mediante la corrección del índice de salud actual con el modificador de puntuación de salud individual para cada activo mediante la expresión (7). (véase Anexo 5 para la tabla del modificador de condición observada)

$$\text{Índice de salud actual} = \text{Salud inicial} * \text{Modificador de puntuación de salud} \quad (7)$$

#### **4.2.4. FACTORES DE DETERIORO EN LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR.**

Existen distintos factores tanto constructivos, de uso, ambientales y situaciones particulares que pueden afectar a la funcionalidad del transformador de distribución, ya sea por destrucción inmediata o por reducción de su esperanza de vida. Los factores para estudiar en este trabajo fueron los correspondientes a la reducción de vida útil por temperatura y envejecimiento del aislamiento y reducción de vida útil en función del tipo de ambiente en el que se encuentre el activo por efecto de la corrosión. [11][12]

##### **4.2.4.1. DETERIORO POR CORROSIÓN**

La corrosión es un proceso electroquímico por el cual los elementos (generalmente metales) ven modificadas sus características físicas perdiendo material en el proceso. Este fenómeno se presenta al consolidarse un contacto entre el elemento en cuestión y un medio que funja como electrolito. La velocidad con la que este fenómeno se produce es variable y depende de muchas condiciones tanto del elemento como del medio en el que este se encuentre. Algunas de las condiciones ambientales que modifican la velocidad de los procesos de corrosión son la temperatura, la humedad, la presencia de gases subproducto de zonas industriales (nitrógeno y óxido de azufre) y la salinidad del medio.[11]

Para el caso de los transformadores de distribución instalados a la intemperie la corrosión afecta principalmente a las partes metálicas expuestas al aire del medio siendo estas los conectores tanto de alta como de baja tensión y la cuba de la máquina. La afectación en los conectores puede acarrear problemas de continuidad en las uniones de estos, alteración en sus valores de impedancia o fallos de tipo mecánico. Sin embargo, para el caso de la cuba de la máquina la corrosión puede generar pequeñas aperturas en su superficie dando paso a un intercambio de humedad y gases del medio externo a la máquina y su medio interno compuesto por el núcleo, los devanados y el aceite aislante

alterando las características de este último. En caso de que las aperturas sean de un tamaño considerable pueden producir fugas de aceite acarreado un impacto ambiental y reduciendo gradualmente la capacidad de aislamiento y refrigeración del equipo acortando drásticamente su vida útil y aumentando su probabilidad de fallo.[10], [11].

#### 4.2.4.2. INFLUENCIA DEL ELECTROLITO Y DETERIORO POR DISTANCIA A LA COSTA EN LA PRODUCCIÓN DE CORROSIÓN.

Existen distintos tipos de corrosión dependiendo de la interacción entre materiales como lo son la corrosión dulce producida por la exposición de materiales al dióxido de carbono, la corrosión ácida por la exposición al ácido sulfhídrico y al oxígeno, la corrosión producto de la influencia de microbios y la corrosión galvánica producto del flujo de electrones entre materiales con distinto potencial electroquímico. La celda de corrosión (ver Ilustración 5.) presenta de manera gráfica la corrosión oxidante en la cual se evidencia una configuración análoga a la celda de una batería donde dos metales son conectados entre sí mediante un electrolito (fluido que se encuentra en contacto con los dos metales en cuestión) produciendo un intercambio de electrones entre los dos metales. Aquel metal que cede electrones adquiere un potencial positivo y se determina ánodo mientras que el material que recibe los electrones adquiere un potencial negativo y se determina cátodo. Este proceso altera las características tanto del ánodo como del cátodo perdiendo material en el ánodo, ganando material en el cátodo y generando subproductos de la reacción.[11], [13]

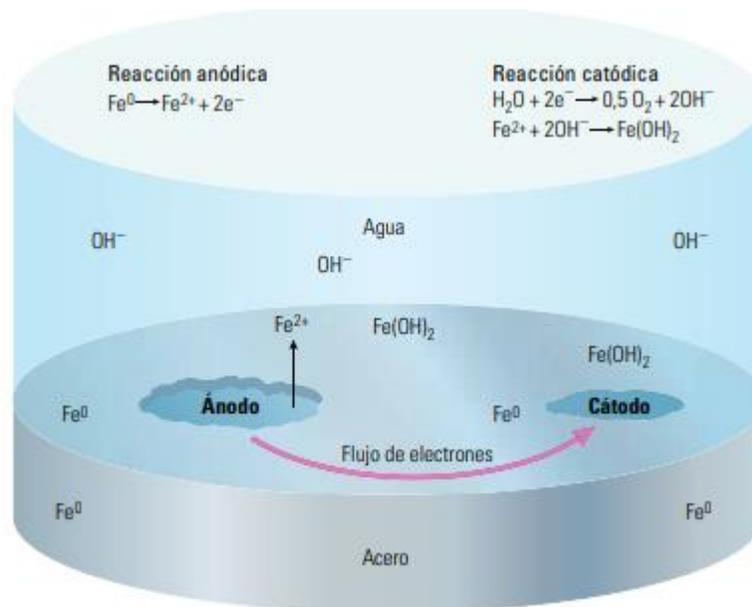


Ilustración 5. Celda de corrosión en el hierro. Fuente: Raichev. Corrosión de metales y degradación de materiales.

De igual manera, el proceso de corrosión no requiere específicamente la presencia de metales distintos para su producción. Como se enseña en la Ilustración 5, la reacción se produce usando un único metal que funge tanto de ánodo como de cátodo al estar en contacto con el agua como electrolito. Esta reacción demuestra la importancia del electrolito en la producción de corrosión en metales individuales por lo cual toma relevancia el tipo de medio al cual se someten los metales ya que este tiene una mayor o menor incidencia en la producción de la corrosión. Según el estándar internacional ISO 12944-2 las distintas atmosferas se dividen en categorías dependiendo de su facilidad para la producción de corrosión. La posibilidad de producir corrosión se incrementa en la medida en que aumentan la humedad relativa, la ocurrencia de condensación (esto sucede cuando la temperatura de las superficies se encuentra por debajo del punto en el que se produce rocío), la salinidad o la contaminación del ambiente. [11], [13], [14]

#### **4.2.4.3. INFLUENCIA DE LA ALTURA Y DETERIORO POR ALTITUD**

Según la norma IEC 61869-1 del 2017, la influencia de la altura sobre el nivel del mar en los dispositivos eléctricos aislados por aceite se divide principalmente en dos, el efecto sobre la capacidad de aislamiento por aire y el efecto sobre la capacidad de refrigeración por aire. El efecto sobre la capacidad de aislamiento se debe a los cambios en la presión atmosférica y por ende en la rigidez dieléctrica del aire modificando las tensiones de aislamiento en los equipos a partir de los mil metros sobre el nivel del mar. De igual manera, el comportamiento térmico de los equipos sumergidos en aceite se ve modificado por la reducción de la densidad del aire a medida que aumente la altura sobre el nivel del mar lo que significa que los equipos instalados en alturas superiores a los mil metros por sobre el nivel del mar tendrán una menor capacidad de disipar la temperatura al ambiente. Para instalaciones superiores a los mil metros por sobre el nivel del mar se recomienda una operación a potencia nominal reducida del 0.4% por cada cien metros a partir de los mil metros por sobre el nivel del mar. [15][16]

#### **4.2.4.4. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y DETERIORO POR USO.**

El funcionamiento de los transformadores depende principalmente de dos partes, los devanados y el núcleo, las demás partes del equipo tienen la función de aislar y proteger tanto al núcleo como a los devanados lo cual significa que al fallar algún devanado o el núcleo el equipo verá interrumpido su funcionamiento; mientras que al fallar elementos como el sistema de refrigeración el equipo podría seguir operando, pero su deterioro se daría de forma acelerada. Es por ello que los estudios acerca de la esperanza de vida de los transformadores se centran en determinar la esperanza de vida de los devanados de

la maquina ya que estos son una parte crucial del equipo, así como la que se encuentra bajo el mayor estrés durante su funcionamiento. Los modos de fallo más críticos para los devanados son:

- La pérdida de aislamiento entre sus espiras reduciendo e incluso anulando el efecto inductivo sobre los mismos (en función de la cantidad de espiras cortocircuitadas entre sí). Esto puede ser efecto de la elevación en la temperatura de los devanados hasta el punto en que se produzca un fallo en el aislamiento entre espiras.
- La pérdida de continuidad a través del devanado aislando eléctricamente los puntos de conexión del devanado con el exterior del equipo. Este tipo de fallo puede ser producido por un aumento en la temperatura que permita la fusión de alguna de las zonas del devanado.[10], [12]

El estándar IEEE C57.91-2011 “Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators” presenta un modelado para la estimación de la pérdida de vida del papel aislante en los devanados de los transformadores siendo esta una función que depende del tiempo, la temperatura, humedad y presencia de oxígeno sin embargo, la humedad y la presencia de oxígeno pueden ser parámetros controlados simplificando el modelado para ser una función dependiente de la temperatura y el tiempo. Mediante evidencia experimental determinaron que el deterioro de los aislamientos sigue una adaptación de la relación de Arrhenius de la siguiente forma: [12]

$$\text{Vida en por unidad} = 9.8 * 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (8)$$

Siendo:

- $\theta H$  la temperatura del punto más caliente del transformador medida en grados centígrados. [12]

## 5. COMPROBACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO

El modelado empleado en la estimación del índice de salud es uno de crecimiento exponencial donde  $t$  es un valor variable que representa al tiempo y  $C$  y  $k$  son valores constantes de la siguiente forma:

$$H = C * e^{k*t} \quad (9)$$

A través de esta ecuación se pretende modelar el envejecimiento de los activos en función del tiempo de vida de estos; entendiendo que este fenómeno no sigue una relación lineal desde su inicio hasta su final dado que el deterioro de los equipos tiene como consecuencia el acelerar el envejecimiento de estos. Para este caso se asume el factor de envejecimiento como un valor constante “k” y la condición de un activo completamente nuevo se representa con el valor constante “C”.

## 5.1. DEMOSTRACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD DE ACTIVO

Para demostrar las ecuaciones (3) y (5) se parte de la ecuación (9) conociendo dos resultados en el modelo la condición inicial, es decir un activo al comienzo de su vida útil y la condición final lo que es equivalente a un activo que ya alcanzó el final de su vida útil. Partiendo de este planteamiento se obtiene:

### 5.1.1. CONDICIÓN INICIAL

Para esta primera condición se asume que un activo está al comienzo de su vida útil es decir su tiempo de vida “t” es igual a cero por lo cual el factor exponencial se anula al ser este una multiplicación por 1 al poseer un exponente de cero de la siguiente forma:

$$H_0 = C * e^{k*0} \quad (10)$$

$$C = H_0 \quad (11)$$

Donde:

- $H_0$  corresponde al índice de salud de un activo completamente nuevo.

Por lo tanto, la primera constante “C” del modelo equivale al índice de salud de activo de un equipo completamente nuevo por lo cual la expresión (9) se ve modificada de la siguiente forma:

$$H = H_0 * e^{k*t} \quad (12)$$

### 5.1.2. CONDICIÓN FINAL

De igual manera, para obtener la expresión de la segunda constante se parte de la expresión (12) y de la segunda condición conocida, es decir, el índice de salud de activo de un equipo que ya alcanzó su vida útil esperada, por lo tanto, “t” es igual a la vida esperada del equipo “Ve” de la siguiente forma:

$$H_f = H_0 * e^{k*V_e} \quad (13)$$

Donde:

- Hf corresponde al índice de salud de activo de un equipo que se encuentra al final de su vida útil esperada.
- Ve corresponde a la vida útil esperada para un activo determinado.

Despejando la constante “k” de la ecuación (13) se obtiene lo siguiente:

$$\frac{H_f}{H_0} = e^{k*V_e} \quad (14)$$

$$\ln\left(\frac{H_f}{H_0}\right) = k * V_e \quad (15)$$

$$k = \frac{\ln\left(\frac{H_f}{H_0}\right)}{V_e} \quad (16)$$

Donde:

- K es el factor de envejecimiento del activo.
- Hf el índice de salud de activo para un equipo al final de su vida útil.
- H0 el índice de salud de activo para un equipo al comienzo de su vida útil.
- Ve la vida útil esperada para un determinado activo.

## 5.2. CONSOLIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

De lo anterior se confirma que la ecuación (16) corresponde con la ecuación (3). Por lo tanto, la expresión para cálculo de salud de activos se completa de la siguiente forma:

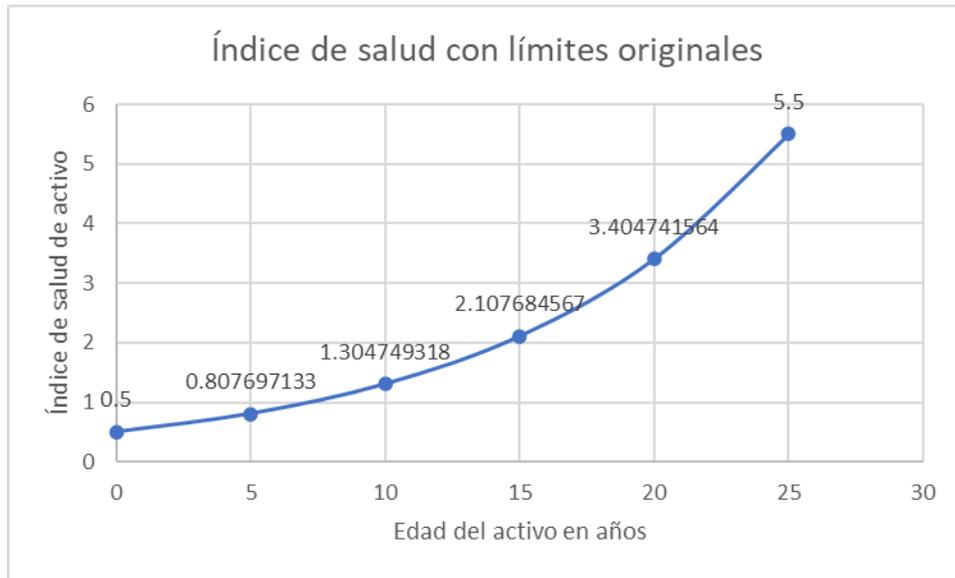
$$H = H_0 * e^{t * \frac{\ln(\frac{H_f}{H_0})}{V_e}} \quad (17)$$

Donde:

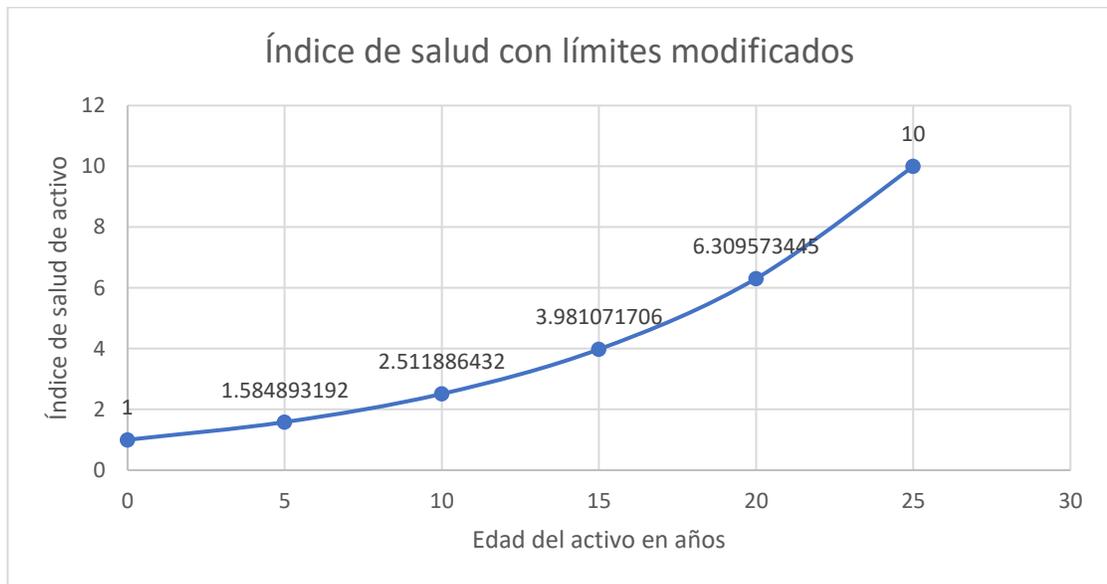
- H es el índice de salud inicial del activo.
- H<sub>f</sub> el índice de salud de activo para un equipo al final de su vida útil.
- H<sub>0</sub> el índice de salud de activo para un equipo al comienzo de su vida útil.
- V<sub>e</sub> la vida útil esperada para un determinado activo.
- t la edad del activo en las mismas unidades de la vida útil esperada del activo.

A partir de la ecuación (17) se pueden establecer las constantes H<sub>0</sub> y H<sub>f</sub> siempre y cuando H<sub>0</sub> sea diferente de cero ya que la expresión se vería indeterminada dado que H<sub>0</sub> se encuentra como cociente dentro de la ecuación.

Los valores de H<sub>0</sub> y H<sub>f</sub> se fijaron en 0.5 y 5.5 respectivamente con el propósito de mantener los intervalos de las bandas de salud iguales a los del documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” como se evidencia en la Ilustración 6. Sin embargo, los valores de H<sub>0</sub> y H<sub>f</sub> se pueden modificar en función de las necesidades del interesado en aplicar la metodología; evidenciable en la Ilustración 7 con límite inferior de 1 y límite superior de 10.

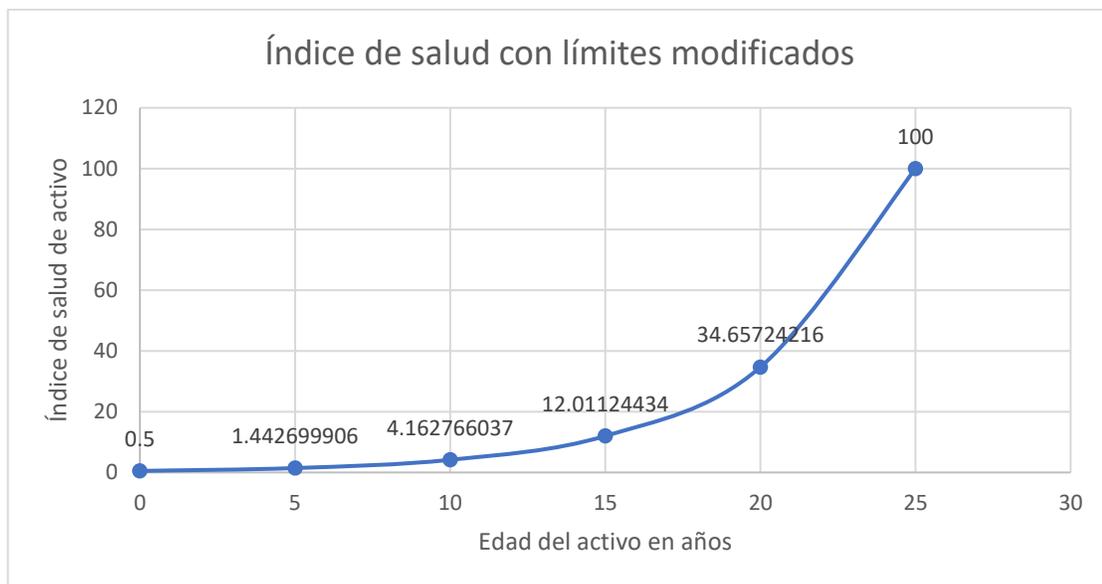


**Ilustración 6. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 0.5 hasta 5.5. Fuente: elaboración propia.**



**Ilustración 7. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 1 hasta 10. Fuente: elaboración propia.**

Se debe tener en cuenta que la diferencia entre los límites del modelo influye en la dispersión de los datos siendo esta mucho mayor para las edades más avanzadas como se evidencia en la Ilustración 8 dónde se tiene un límite inferior de 0.5 y un límite superior de 100.



**Ilustración 8. Índice de salud de activo vs edad del activo en años con límites desde 0.5 hasta 100. Fuente: elaboración propia.**

## 6. EVALUACIÓN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN PARA EL MODELO.

Para la evaluación de los factores de corrección empleados en el modelo de estimación del índice de salud de activos se tuvieron en cuenta dos criterios para los factores de corrección referentes al factor de localización los cuales son:

- Criterio de impacto en el activo: referente a las posibles consecuencias en el activo a causa de la condición representada por cada factor de corrección.
- Criterio de pertinencia en la zona de estudio: referente a la relevancia que posea el factor evaluado con respecto a la zona estudiada siendo esta Pamplona, Norte de Santander en Colombia.

De igual manera, para la evaluación de los factores de corrección correspondientes al uso del equipo y el modificador de puntuación de salud el criterio a tener en cuenta es únicamente el del impacto en el activo.

Para que un factor de corrección sea usado en la metodología final este debe de satisfacer todos los criterios a los cuales este se somete.

## **6.1. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN.**

### **6.1.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.**

Como se detalló en el numeral 4.2.4.1 el efecto de la corrosión en los transformadores sumergidos en aceite es bastante significativo dado que fallos en la cuba de la maquina pueden producir desde filtraciones de humedad que facilitan daños en el equipo por alteración de las características dieléctricas del aceite hasta derrames significativos de aceite los cuales traen consigo una perdida en la capacidad de refrigeración del activo acelerando el deterioro del equipo por efecto de las altas temperaturas como se describió en el numeral 4.2.4.4.

Por todo lo anterior se determinó que el factor de corrección en la vida útil del equipo por efecto de la corrosión satisface con el criterio de impacto en el activo.

### **6.1.2. CRITERIO DE PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO.**

Como se describió en los numerales 4.2.4.1 y 4.2.4.2 la corrosión es un fenómeno que puede presentarse en cualquier tipo de ambiente no controlado (intemperie), sea en una mayor o menor medida. Por lo cual, es un parámetro a tener en cuenta siempre que el lugar de instalación del activo se encuentre al aire libre satisfaciendo el criterio de pertinencia en la zona de estudio.

## **6.2. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR DISTANCIA A LA COSTA.**

### **6.2.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.**

Tal cual se detalló en el numeral 4.2.4.2, la cercanía a la costa significa una presencia considerable de sal en la atmósfera de la zona facilitando la producción de corrosión en el activo por lo cual al igual que el factor de corrección por corrosión, el factor de corrección por distancia a la costa satisface al criterio de impacto en el activo.

### **6.2.2. CRITERIO DE PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO.**

La metodología del documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” plantea los intervalos para el factor de corrección por distancia a la costa como se describe en la Tabla 1. El área de estudio Pamplona, Norte de Santander se encuentra fuera del rango máximo establecido para aplicar un factor de corrección (20 km) por lo cual la afectación en los equipos debido a este parámetro puede ser omitida dado su bajo impacto. Por lo cual, no se satisface al criterio de pertinencia en la zona de estudio.

<b>Distancia desde el límite de la costa</b>	<b>Factor de corrección</b>
≤ 1km	1.35
> 1km y ≤ 5km	1.1
> 5km y ≤ 10km	1.05
> 10km y ≤ 20 km	1
≥ 20km	0.9
Por defecto	1

**Tabla 1. Factor de corrección por distancia a la costa. Fuente: Elaboración propia, adaptado de " DNO Common Network Asset Indices Methodology", Tabla 22.[3]**

### **6.3. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA.**

#### **6.3.1. CRITERIOS DE IMPACTO EN EL ACTIVO Y PERTINENCIA EN LA ZONA DE ESTUDIO.**

Siguiendo lo descrito en el numeral 4.2.4.3, los cambios en la altitud de la zona donde se instale el activo se deben a las variaciones en las propiedades térmicas y eléctricas del aire en la atmósfera como consecuencia de los cambios en la presión atmosférica. Esto conlleva a una pérdida en la capacidad de aislamiento eléctrico; este efecto debe ser tenido en cuenta para instalaciones de alta tensión (en el orden de los cientos de miles de voltios) al momento de realizar la coordinación de aislamientos en la misma. Sin embargo, el nivel de tensión manejado por los transformadores de distribución (orden de 15kv) no llega a entrar en esta categoría por lo cual este efecto puede despreciarse.

El siguiente efecto de los cambios en la altura para la instalación de equipos se debe a la pérdida en la capacidad de refrigeración del aire en la zona. Sin embargo, este efecto se ve atenuado ya que en la misma medida en que la altura por sobre el nivel del mar aumenta, la temperatura ambiente se ve reducida atenuando este efecto. No obstante, la sugerencia de las normativas es de operar los equipos a una potencia nominal reducida siendo el criterio de reducir un 0.4% por cada cien metros por sobre el nivel del mar siempre y cuando la temperatura ambiente exceda los datos proporcionados en la Tabla 2.

<b>Altitud en metros sobre el nivel del mar</b>	<b>Temperatura ambiente promedio</b>
1000	30°C
2000	28°C
3000	25°C
4000	23°C

**Tabla 2. Límites de temperatura ambiente promedio en función de la altura por sobre el nivel del mar para la operación a potencia nominal de transformadores de distribución enfriados por aire. Fuente: Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, Tipo Poste Monofásicos y Trifásicos para Distribución Aérea (d-1 y d-3). PROLEC ENERGY. [16]**

<b>Altura por sobre el nivel del mar</b>	<b>Reducción de potencia (%)</b>	<b>Potencia nominal reducida (%)</b>
1000	0	100
1200	0.8	99.2
1400	1.6	98.4
1600	2.4	97.6
1800	3.2	96.8
2000	4	96
2200	4.8	95.2
2400	5.6	94.4
2600	6.4	93.6
2800	7.2	92.8
3000	8	92
3200	8.8	91.2
3400	9.6	90.4
3600	10.4	89.6
3800	11.2	88.8
4000	12	88

**Tabla 3. Reducción de potencia nominal para la operación de transformadores de distribución refrigerados por aire. Fuente: Elaboración propia**

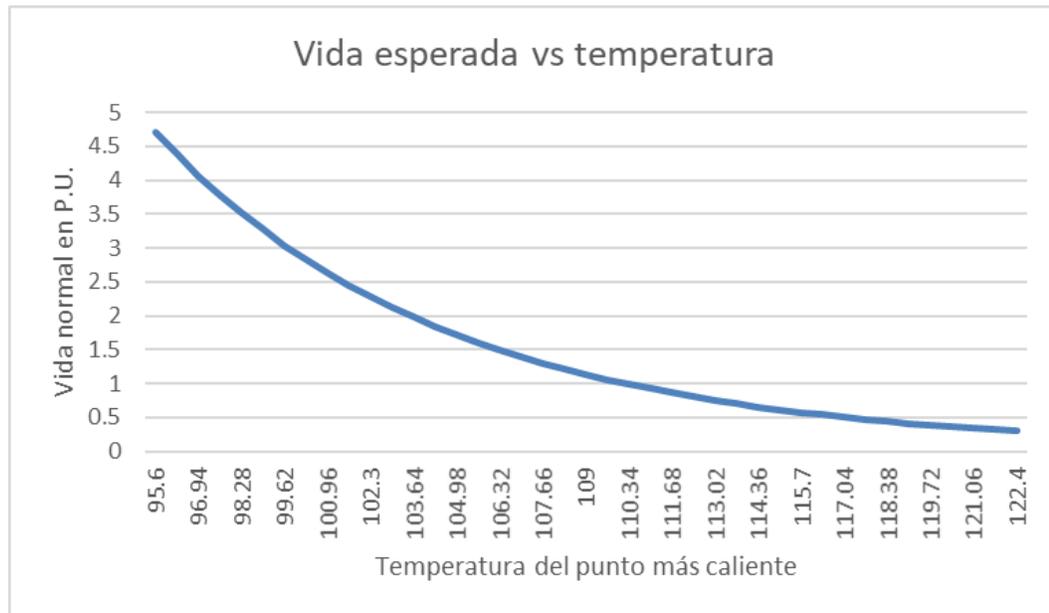
Según datos del documento “Documentos De Lineamientos Técnicos Para La Gestión Del Cambio Climático Y Un Desarrollo Bajo En Carbono Y Resiliente Al Clima” de la entidad gubernamental CORPONOR, la altura de la ciudad de Pamplona es de 2340 metros sobre el nivel del mar y tiene una temperatura ambiente promedio mensual que oscila entre los 14°C y los 16°C. Por lo cual, se encuentra exenta de la operación a potencia nominal reducida. De lo anterior se concluyó que ninguno de los dos efectos propios del cambio de altura en la instalación de los transformadores de distribución tiene un impacto relevante en los transformadores de distribución tipo poste sumergidos en aceite dentro del área de estudio Pamplona, Norte de Santander. [17]

#### **6.4. EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR USO.**

##### **6.4.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.**

Como se detalló en el numeral 4.2.4.4, el propio funcionamiento del activo conlleva un aumento en la temperatura de sus partes y esto a su vez acarrea un deterioro de sus componentes reduciendo su esperanza de vida útil. De acuerdo con el modelo descrito en el estándar IEEE C57.91-2011 “Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators”, este efecto puede tanto aumentar como reducir la esperanza de vida útil de la máquina en función de la temperatura del punto más caliente

de la máquina; cuando esta excede los 110°C la esperanza de vida útil se ve reducida mientras que cuando la temperatura es menor a los 110°C la esperanza de vida útil de la máquina se ve aumentada (como se evidencia en la Ilustración 9) teniendo un efecto significativo tanto al aumentar como al reducir la esperanza de vida útil del activo. Por lo cual, se satisface el criterio de impacto en el activo.



**Ilustración 9. Vida esperada vs temperatura del punto más caliente en transformadores de distribución. Fuente: elaboración propia.**

## **6.5. EVALUACIÓN DEL MODIFICADOR DE PUNTUACIÓN DE SALUD.**

### **6.5.1. CRITERIO DE IMPACTO EN EL ACTIVO.**

El modificador de puntuación de salud como se describió en el numeral 4.2.3.6. tiene el propósito de complementar el cálculo del índice de salud inicial del activo mediante información suministrada por personal en campo que realice inspecciones directas sobre los activos; suministrando de esta forma datos que puede llegar a ser difíciles e incluso inviábiles de estimar mediante modelados matemáticos ya que si bien la metodología intenta abarcar los factores más influyentes en la alteración del estado del activo, su intención también es estar simplificada para poder aplicarse en una cantidad significativa de activos; por lo cual se hace imposible el considerar todos los factores reales a los cuales se somete el activo en su día a día (ej: golpes, arañazos de animales, presencia de vegetación, entre otros) y hace más valiosa la información que se recopile mediante inspecciones que se realicen en los activos representando en este factor de corrección todos aquellos efectos tanto beneficiosos como perjudiciales sobre los activos evaluados no siendo indispensable pero si un muy buen complemento al modelado de la metodología para la estimación del índice de salud de activo por lo cual se satisface al

criterio de impacto en el activo al representar todos aquellos factores que no se tienen en cuenta dentro de la metodología inicial.

## 6.6. RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE FACTORES DE CORRECCIÓN.

De acuerdo con lo planteado, aquel factor de corrección que satisfaga todos los criterios a los que fue sometido se consideró aprobado para su uso en la metodología de cálculo del índice de salud de activo representado en el resumen de la evaluación de los criterios en la Tabla 4.

<b>Factor de corrección</b>	<b>Criterio de impacto en el activo</b>	<b>Criterio de pertinencia en la zona de estudio</b>	<b>Resultado</b>
Por corrosión	Satisfecho	Satisfecho	Aprobado
Por distancia a la costa	Satisfecho	No satisfecho	No aprobado
Por altura	No satisfecho	No satisfecho	No aprobado
Por uso	Satisfecho	No aplica	Aprobado
Modificador de puntuación de salud	Satisfecho	No aplica	Aprobado

**Tabla 4. Resumen de la evaluación de los factores de corrección para el modelo de estimación del índice de salud de activo. Fuente: elaboración propia.**

## 7. REDIMENSIONAMIENTO DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN DE USO Y LOCACIÓN.

### 7.1. FACTOR DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN.

El factor de corrección por corrosión en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” depende del índice de corrosión de la zona en la cual se instale el equipo según la Tabla 5. Factor de corrección por corrosión. Fuente: Elaboración propia, adaptado de “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, Tabla 24. Tabla 5. Este índice de corrosión es provisto por el mapa de corrosión de la asociación de galvanizadores del reino unido (Galvanizers Association, véase referencia [18]).

<b>Índice de corrosión</b>	<b>Factor de corrección</b>
1	0.9
2	0.95
3	1
4	1.1
5	1.25
Por defecto	1

**Tabla 5. Factor de corrección por corrosión. Fuente: Elaboración propia, adaptado de “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, Tabla 24.**

Si bien la página con el mapa de corrosión de la asociación de galvanizadores de reino unido es bastante práctica, esta se limita únicamente a localizaciones dentro del reino unido por lo cual se hace necesario determinar los criterios para la selección del factor de corrección por corrosión sin hacer uso del nombrado mapa. Por lo anterior se relacionó la columna correspondiente al índice de corrosión con la clasificación de ambientes corrosivos presentada en el estándar ISO 12944-2 presentes traducidos en la Tabla 6 (tabla original en inglés en el Anexo 6) modificando al factor de corrección por corrosión como se evidencia en la Tabla 7.

De acuerdo a lo anterior, el procedimiento para la selección del factor de corrección por corrosión parte de la identificación de la categoría de corrosividad de la atmósfera en la cual se instaló el equipo según la Tabla 6 y posteriormente la asignación del respectivo factor de corrección según la Tabla 7.

Categoría de corrosividad	Pérdidas de masa por unidad de superficie/ pérdidas de espesor (después del primer año de exposición)				Ejemplos de ambientes típicos a temperatura ambiente templada
	Acero bajo en carbono		Zinc		Exterior
	Pérdidas de masa	Pérdidas de espesor	Pérdidas de masa	Pérdidas de espesor	
C1 muy bajo	≤ 10	≤ 1.3	≤ 0.7	≤ 0.1	Sin descripción
C2 Bajo	> 10, ≤ 200	> 1.3, ≤ 25	>0.7, ≤ 5	>0.1, ≤ 0.7	Atmósferas con bajo nivel de contaminación. Principalmente zonas rurales
C3 Medio	>200, ≤ 400	>25, ≤ 50	>5, ≤ 15	>0.7, ≤ 2.1	Atmósferas urbanas e industriales, contaminación moderada de dióxido de sulfuro. Áreas costeras con bajo nivel de salinidad
C4 Alto	>400, ≤ 650	>50, ≤ 80	>15, ≤ 30	>2.1, ≤ 4.2	Atmósferas industriales y costeras con nivel de salinidad moderado.
C5-I Muy alto (Industrial)	>650, ≤ 1500	>80, ≤ 200	>30, ≤ 60	>4.2, ≤ 8.4	Áreas industriales con alta humedad y atmósfera agresiva.
C5-M Muy alto (Costa)	>600, ≤ 1500	>80, ≤ 200	>30, ≤ 60	>4.2, ≤ 8.4	Zonas costeras y no costeras con alto nivel de salinidad.

**Tabla 6. Categorización de ambientes corrosivos según el estandar ISO 12944-2. Fuente: Elaboración propia a partir del estándar ISO 12944-2.**

<b>Categoría de corrosividad</b>	<b>Factor de corrección por corrosión</b>
C1 muy bajo	0.9
C2 Bajo	0.95
C3 Medio	1
C4 Alto	1.1
C5-I Muy alto (Industrial)	1.25
C5-M Muy alto (Costa)	1.25

**Tabla 7. Factor de corrección por corrosión adaptado a la categorización del estándar ISO 12944-2. Fuente: Elaboración propia.**

## 7.2. FACTOR DE CORRECCIÓN POR USO.

El factor de corrección por uso en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” depende del porcentaje de uso del activo con respecto a su capacidad nominal según la Tabla 8.

<b>Máximo porcentaje de uso bajo condiciones normales de operación</b>	<b>Factor de corrección por uso</b>
≤50%	0.9
>50% y ≤ 70%	0.95
>70% y ≤100%	1
>100%	1.4
Por defecto	1

**Tabla 8. Factor de corrección por uso. Fuente: Elaboración propia, adaptado de “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, Tabla 33.**

La incidencia del porcentaje de uso sobre la vida útil de los transformadores se debe principalmente al efecto de la elevación de temperatura en sus componentes lo cual a su vez depende de múltiples factores aparte del porcentaje de uso del activo por ende, el factor de corrección por uso se modificó de acuerdo a lo descrito en los numerales 4.2.4.4 y 6.4 reemplazando la determinación de este factor de corrección mediante una tabla a calcularse la vida esperada en por unidad a partir de la ecuación (8) y convertirse a un factor de corrección que se aplique como cociente a la vida normal mediante la expresión (20).

$$Vida\ corregida = \frac{Vida\ normal}{Factor\ de\ corrección} \quad (18)$$

$$\text{Factor de corrección} = \frac{\text{Vida normal}}{\text{Vida corregida}} \quad (19)$$

Al expresarse tanto la vida normal como la vida corregida en por unidad, la vida normal es equivalente a uno en por unidad por lo cual la expresión 19 se ve modificada de la siguiente forma:

$$\text{Factor de corrección} = \frac{1}{\text{Vida corregida en por unidad}} \quad (20)$$

Por lo tanto, el factor de corrección por uso se vio modificado como factor de corrección por temperatura y se calcula mediante la expresión. (21)

$$FC_{temp} = \frac{1}{9.8 * 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta H + 273}\right)}} \quad (21)$$

Donde:

- $FC_{temp}$  es el factor de corrección por temperatura.
- $\theta H$  corresponde a la temperatura del punto más caliente del transformador expresada en grados centígrados.

### 7.3. CONSOLIDACIÓN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR CORROSIÓN Y TEMPERATURA.

Dado que solamente se determinó como relevante uno de los tres factores de corrección que componen al factor de locación, no se hace necesario el aplicar la expresión (1) y la ecuación para el cálculo de la vida esperada sería la expresión

$$\text{Vida esperada} = \frac{\text{Vida normal esperada}}{FC_{corr} * FC_{temp}} \quad (22)$$

Donde:

- $FC_{corr}$  corresponde al factor de corrección por corrosión.
- $FC_{temp}$  corresponde al factor de corrección por temperatura.

No obstante, se realizó un breve análisis de la información suministrada por CENS EPM correspondiente al histórico de transformadores de distribución dados de baja durante los años 2016 hasta 2020 de lo cual se concluyó:

- La principal causante de fallos que acarreen retiros de funcionamiento en transformadores de distribución no corresponde a fallos propios del activo sino en factores externos al mismo; particularmente cortocircuitos en las redes que acarrearán daños en los transformadores por efecto de las corrientes de falla.
- De las causas de falla más representativas durante las vigencias analizadas, las fallas atribuibles al efecto de la temperatura elevada de funcionamiento en el transformador corresponden al 84% de las causantes de falla atribuibles al deterioro propio del transformador, mientras que las atribuibles al efecto de la corrosión equivalen al 16% de estas.

Por lo anterior, se asignó una constante de proporcionalidad a cada uno de los factores de corrección, siendo estos de 84% y 16% para los  $FC_{temp}$  y  $FC_{corr}$  respectivamente como se evidencia en la ecuación (23).

$$Vida\ esperada = \frac{Vida\ normal\ esperada}{0.16 * FC_{corr} + 0.84 * FC_{temp}} \quad (23)$$

#### **7.4. MODIFICADOR DE PUNTUACIÓN DE SALUD.**

El modificador de puntuación de salud en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” parte de experiencia conjunta de los involucrados en el desarrollo del documento y es particular para cada tipo de activo; su propósito es el de dar un valor cuantitativo a la condición observada y/o medida del activo en cuestión para poder modificar tanto favorable como desfavorablemente el valor estimado mediante el cálculo del índice de salud inicial del activo. La clasificación para la condición observada en los transformadores según el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” se encuentra traducido en Tabla 9 y en idioma original en el Anexo 5.

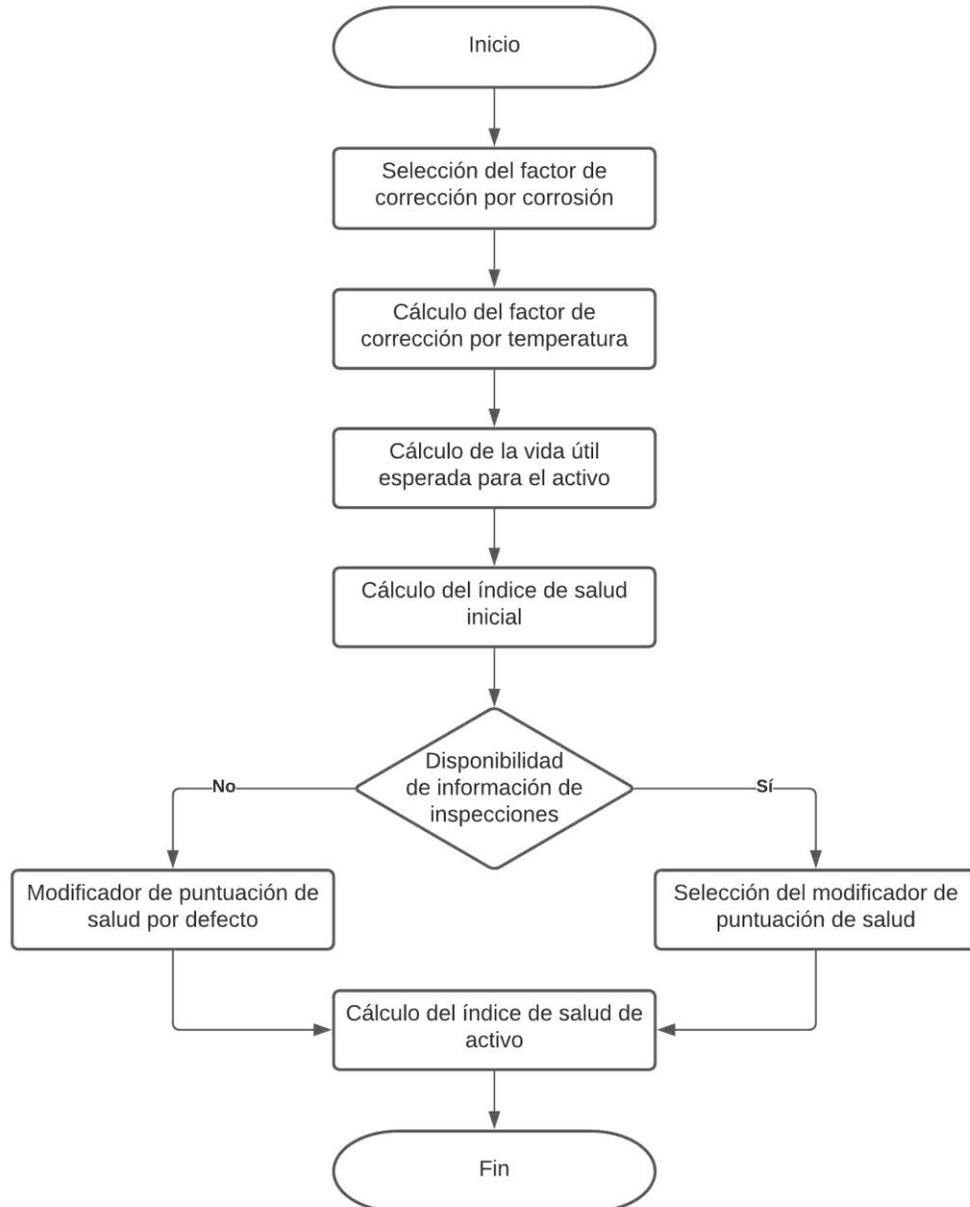
<b>Condición observada</b>	<b>Descripción</b>	<b>modificador de puntuación de salud</b>
sin deterioro	Condición como nuevo	0.9
Deterioro superficial o menor	El transformador puede mostrar signos de envejecimiento o marcas (arañazos superficiales, musgo o líquen que puedan cepillarse). Este no tiene impacto en la probabilidad de fallo del material o del activo	1
Deterioro leve	corrosión menor localizada. Puede presentar evidencias de una pequeña fuga, pero esta no representa un impacto significativo en la probabilidad de fallo general.	1.1
Deterioro	El activo muestra signos de deterioro, así como zonas corroídas. El nivel de degradación puede afectar la operación del activo si se deja desatendido (ejemplo: grandes parches de óxido) y/o hay evidencia de una pequeña fuga activa de aceite.	1.25
Deterioro sustancial	Hay evidencia de corrosión mayor o una fuga de aceite significativa	1.4
Por defecto	Sin descripción disponible	1

**Tabla 9. Modificador de condición observada según “DNO Common Network Asset Indices Methodology”. Fuente: Elaboración propia, adaptado de “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, Tabla 81.**

Dado que la tabla Tabla 9 proviene de información resultado de la consolidación de la experiencia conjunta se mantuvo inalterada con respecto al documento fuente “DNO Common Network Asset Indices Methodology” en cuanto a valores para el factor de condición observada y sus respectivas descripciones.

## 8. CONSOLIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA ADAPTADA

Una vez consolidados los factores de corrección para la vida útil esperada de los activos, así como del modelo para la estimación del índice de salud inicial de activo y el respectivo modificador de puntuación de salud se procedió a establecer el procedimiento para poder determinar el índice de salud de activo siguiendo el diagrama de flujo presente en la Ilustración 10.



**Ilustración 10. Diagrama de flujo para el cálculo del índice de salud de activo. Fuente: elaboración propia.**

### **8.1. SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORROSIÓN.**

El punto de partida para la estimación del índice de salud de activo del transformador de distribución según la presente metodología corresponde a la selección del factor de corrección por corrosión detallado en el numeral 7.1 donde en función del tipo de atmósfera en el cual se encuentra instalado el equipo se identifica la categoría de corrosividad según la Tabla 6 y posteriormente el factor de corrección por corrosión como se indica en la Tabla 7.

### **8.2. CÁLCULO DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.**

El siguiente factor de corrección a determinar antes de estimar el índice de salud inicial corresponde al factor de corrección por temperatura detallado en el numeral 7.2 donde a partir de la temperatura del punto mas caliente del transformador se estima el factor de corrección por temperatura según la ecuación (21).

### **8.3. CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL ACTIVO.**

A partir de lo detallado en el numeral 7.3 combinando los factores de corrección por temperatura y corrosión se estima la vida útil esperada del activo mediante la expresión (23) teniendo en cuenta que la vida normal esperada debe de expresarse en las mismas unidades de tiempo en las cuales se mide la edad del activo siendo esta generalmente de 180.000 horas equivalente a 20.5 años según el estándar IEEE C57.91-2011.

### **8.4. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD INICIAL.**

Una vez terminado el cálculo de la vida útil esperada para el activo se determina el índice de salud inicial a partir de la ecuación (17) recordando que la edad del activo debe de encontrarse en las mismas unidades que la vida útil esperada.

Si bien los límites superior e inferior de la escala del índice ( $H_f$  y  $H_0$  respectivamente) pueden seleccionarse a conveniencia según lo descrito en el numeral 5.2, la recomendación consiste en mantenerlos desde 0.5 como  $H_0$  hasta 5.5 como  $H_f$  con le intención de mantener los intervalos de salud según la Tabla 10.

Rango del índice de salud	Banda de salud de activo
≥ 0.5, < 3.0	H1
≥ 3.0, < 5.5	H2
≥ 5.5, <6.5	H3
≥ 6.5, <8.0	H4
≥ 8.0, <10	H5

Tabla 10. Bandas de salud según “DNO Common Network Asset Indices Methodology”. Fuente: Elaboración propia, adaptado de “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, Tabla 5.

## 8.5. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD DE ACTIVO.

Dependiendo de la existencia o no de información adicional propia de inspecciones del activo se selecciona el modificador de índice de salud según la Tabla 9 y se calcula el índice de salud del activo usando la expresión

(24)

$$HI = H * Mps \quad (24)$$

Donde:

- HI corresponde al índice de salud del activo.
- H corresponde al índice de salud inicial del activo.
- Mps corresponde al modificador de puntuación de salud del activo.

## 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 9.1. CONCLUSIONES.

- Los límites  $H_0$  y  $H_f$  de la metodología pueden ser modificados a conveniencia de interesado en aplicar la metodología entendiendo que entre mayor sea la amplitud de la escala, la diferencia entre valores de índice de salud de activo para edades próximas ente sí será mucho mayor. A su vez, las bandas de salud de activo se deben recalcular para ajustarse a la nueva escala que puede permanecer de forma ascendente ( $H_0 < H_f$ ) o modificarse para tener un modelado descendente ( $H_0 > H_f$ ).
- Si bien el factor de corrección por distancia a la costa no fue tenido en cuenta, el principal efecto sobre los transformadores de distribución es el de fomentar la producción de corrosión en su superficie, efecto que ya está

siendo tomado en cuenta mediante el factor de corrección por corrosión incluyendo además una categorización especial para ambientes costeros.

- El factor de corrección por temperatura se tomó así y no como un factor de porcentaje de uso dado que la cargabilidad del activo no es la única fuente de calor que altere la temperatura del equipo. Esta depende del ciclo de carga diario del equipo, la temperatura ambiente, las condiciones físicas constructivas del mismo activo (cantidad de aceite, dimensiones del tanque, forma del tanque, entre otros) como se describe en la metodología de estimación de la temperatura del punto más caliente del transformador según el estándar IEEE C57.91-2011. Por lo tanto, el efecto en los cambios de altura en la instalación del equipo se ven reflejados también dentro del factor de corrección por temperatura.

## **9.2. RECOMENDACIONES.**

- Si bien los rangos del factor de corrección por corrosión y el modificador de puntuación de salud parten de la experiencia conjunta de los operadores de red de reino unido, el primer paso para complementar la metodología es el de constatar estos valores mediante la discusión con personal experto en mantenimiento y evaluación de transformadores de distribución propios de la zona de estudio para poder constatar o redimensionar los rangos de los respectivos factores de corrección.
- Ya que el modificador de puntuación de salud categoriza las señales visuales de las condiciones externas del equipo se deben constatar también sus categorizaciones ya sea para reducir, verificar o inclusive expandir las mismas.
- Con el propósito de simplificar el empleo del factor de corrección por temperatura una propuesta consiste en calcular la temperatura  $\theta_H$  para transformadores de las distintas capacidades y disposiciones físicas que se manejen en la empresa bajo distintos ciclos de carga (propios del tipo de cliente al cual atiende la demanda el transformador) para finalmente determinar el comportamiento de la temperatura  $\theta_H$  (para un tipo de transformador y ciclo de carga seleccionados) en función del nivel de cargabilidad de la máquina y así, mediante esta nueva expresión se pueda estimar de manera más sencilla la temperatura  $\theta_H$  conociendo el tipo de transformador y el tipo de cliente que atiende.
- Existen muchos más factores que modifican la vida útil de los transformadores de distribución que no fueron tomados en cuenta dentro

de esta metodología preliminar como lo son los fenómenos estacionarios y transitorios de la calidad de la energía, sobrecargas transitorias y cortocircuitos. Sin embargo, la afectación en la vida útil de los transformadores por parte de estos fenómenos puede ser abarcada empleando el mismo estándar IEEE C57.91-2011 con el cual se estima el factor de corrección por temperatura. En dicho estándar el porcentaje de perdida de vida útil se estima mediante la expresión (25) que se compone de las expresiones (26) y (27).

$$\%loss\ of\ life = \frac{F_{EQA} * t * 100}{Normal\ insulation\ life} \quad (25)$$

Donde:

- %loss of life corresponde al porcentaje de vida perdida
- $F_{EQA}$  corresponde al factor de envejecimiento del periodo de tiempo estudiado.
- Normal insulation life es la vida normal del aislamiento del activo.
- t representa la cantidad de tiempo evaluada.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} * \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (26)$$

Donde:

- $F_{AA_n}$  equivale al factor de aceleración del envejecimiento del equipo.
- N es el total de intervalos de tiempo evaluados.
- n es el índice del intervalo de tiempo.
- $\Delta t_n$  corresponde al intervalo de tiempo seleccionado.

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{1500}{\theta H + 273}} \quad (27)$$

Donde:

- $\theta_H$  corresponde a la temperatura del punto más caliente del transformador.

(27) Para el cálculo de la ecuación (27) se requiere estimar primero  $\theta_H$  la cual corresponde a la temperatura del punto más caliente del transformador para lo cual según el mismo estándar IEEE C57.91-2011 se requiere el cálculo de distintas temperaturas y variaciones de temperatura que en su conjunto equivalen al valor de la temperatura  $\theta_H$ . Entre la estimación del cálculo de dichas temperaturas se requiere del análisis del ciclo de carga del transformador por lo cual, con el propósito de estimar las afectaciones de distintos fenómenos dentro del funcionamiento de la máquina, estos se deberían simular de dos maneras.

- La primera consiste en simular el ciclo de carga del transformador teniendo en cuenta todos los fenómenos estacionarios de calidad de la energía a la cual este se somete, teniendo esta información dentro del cálculo de la temperatura  $\theta_H$ , el factor de corrección por temperatura ya estaría contemplando la afectación de dichos fenómenos estacionarios.
- Para los fenómenos transitorios, se debe simular de manera individual el fenómeno reflejado en la carga del transformador; posteriormente emplear las ecuaciones (27), (26) y (25). para determinar el porcentaje de pérdida de vida útil del transformador por el efecto individual del fenómeno estudiado y finalmente calcular su equivalencia para convertir ese porcentaje de vida perdida en un factor de corrección aplicable al modelo de manera análoga al modificador de puntuación de salud.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Dolores and J. Cervantes, “Sistemas de distribución de energía eléctrica / José Dolores Juárez Cervantes.” Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, División de Ciencias Básicas e Ingeniería, Departamento de Energía, 1995. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: <http://zaloamati.azc.uam.mx/handle/11191/1231>.
- [2] V. Kirylchik Yevmenchik, “Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia. Propuestas de mejora,” 2017.
- [3] Ofgem, “DNO common network asset indices methodology,” no. January, p. 198, 2017, [Online]. Available: [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/05/dno\\_common\\_network\\_asset\\_indices\\_methodology\\_v1.1.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/05/dno_common_network_asset_indices_methodology_v1.1.pdf).
- [4] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, “An approach to determine the health index of power transformers,” *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Electr. Insul.*, pp. 192–196, 2008, doi: 10.1109/ELINSL.2008.4570308.
- [5] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. R. R. Service, and W. Fan, “An approach to power transformer asset management using health index,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 25, no. 2, pp. 20–34, 2009, doi: 10.1109/MEI.2009.4802595.
- [6] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama, and M. Ibrahim, “Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69 kV using fuzzy logic,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 4, pp. 2029–2036, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2205165.
- [7] Y. Zhang, J. Jiao, Y. Yang, X. Li, T. Zhou, and X. Huang, “A new maintenance decision making model based on life cycle cost analysis for power transformers,” *ICHVE 2016 - 2016 IEEE Int. Conf. High Volt. Eng. Appl.*, no. 1, pp. 0–3, 2016, doi: 10.1109/ICHVE.2016.7800855.
- [8] ISO 55000, “Gestion De Activos,” 61010-1 © Iec2001, vol. 2006, p. 13, 2014.
- [9] “ISO 55000:2014(es), Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología.” <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:55000:ed-1:v2:es> (accessed Mar. 16, 2021).
- [10] J. F. Mora, “Maquinas Electricas 5Ta Edicion By Jesus Fraile Mora.Pdf.” p. 769, 2003.
- [11] NACE INTERNATIONAL THE CORROSION SOCIETY, “Curso de Corrosión Básica,” *Electroquímica*, vol. Capitulo 2, p. 35, 2004, [Online]. Available: <https://es.slideshare.net/fernandacastro3701/curso-decorrosionbasiconaceespanol>.
- [12] I. Power and E. Society, *IEEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, vol. 2011. 2012.

- [13] R. V. Raichev, “Corrosión de metales y degradación de materiales,” UABC, Ed. 2009, pp. 155–170.
- [14] I. Standard, “Iso 12944-2,” 2002.
- [15] “Installation of instrument transformers at high altitude Effects , problems and solutions To reduce the risk of insulation failure to an economically and operationally altitudes , the dielectric strength of Altitude correction for external insulation ABB .”
- [16] PROLEC-ENERGY, “Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, Tipo Poste Monofásicos y Trifásicos para Distribución Aérea (d-1 y d-3).,” no. 787, 2007.
- [17] Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental (CORPONOR) and Universidad Francisco de Paula Santander (UFPS), “Documentos De Lineamientos Técnicos Para La Gestión Del Cambio Climático Y Un Desarrollo Bajo En Carbono Y Resiliente Al Clima,” pp. 33–34, 2018, [Online]. Available: [https://corponor.gov.co/corponor/PICCDNS/PRODUCTO\\_N\\_1\\_3206002.pdf](https://corponor.gov.co/corponor/PICCDNS/PRODUCTO_N_1_3206002.pdf)
- [18] “Corrosion Rates in UK & Ireland - Corrosion Map.” <https://www.galvanizing.org.uk/corrosion-map/> (accessed Nov. 16, 2021).

## 11. ANEXOS.

TABLE 23: ALTITUDE FACTOR LOOKUP TABLE

Altitude from Sea Level Banding	Switchgear	Transformers	Poles (Wood)	Poles (Steel)	Poles (Concrete)	Towers (Structure)	Towers (Fittings)	Towers (Conductor)
≤ 100m	0.9	0.9	1	1	1	0.9	0.95	0.95
> 100m and ≤ 200m	1	1	1	1	1	1	1	1
> 200m and ≤ 300m	1.05	1.05	1	1	1	1.15	1.05	1.05
> 300m	1.1	1.1	1	1	1	1.3	1.15	1.15
Default	1	1	1	1	1	1	1	1

Anexo 1 Tabla factor de corrección por altura. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.

**TABLE 24: CORROSION CATEGORY FACTOR LOOKUP TABLE**

Corrosion Category Index	Switchgear	Transformers	Poles (Wood)	Poles (Steel)	Poles (Concrete)	Towers (Structure)	Towers (Fittings)	Towers (Conductor)
1	0.9	0.9	1	0.9	0.9	0.75	0.95	0.95
2	0.95	0.95	1	0.95	0.95	0.9	0.95	0.95
3	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1.1	1.1	1	1.15	1.05	1.3	1.05	1.05
5	1.25	1.25	1	1.35	1.1	1.6	1.2	1.2
Default	1	1	1	1	1	1	1	1

Anexo 2 Tabla factor de corrección por índice de corrosión. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.

**TABLE 25: INCREMENT CONSTANTS**

Increment Constant	Switchgear	Transformers	Submarine Cables	Poles (Wood)	Poles (Steel)	Poles (Concrete)	Towers (Structure)	Towers (Fittings)	Towers (Conductor)
INC	0.05	0.05	0.05	0	0	0	0	0	0

Anexo 3 constantes de incremento para cada activo. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.

**TABLE 33: DUTY FACTOR LOOKUP TABLE - DISTRIBUTION TRANSFORMERS**

Max % Utilisation under normal operating conditions	Duty Factor
≤ 50%	0.9
> 50% and ≤ 70%	0.95
> 70% and ≤ 100%	1
>100%	1.4
Default	1

Anexo 4 Factor de corrección por uso en transformadores de distribución. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.

**TABLE 81: OBSERVED CONDITION INPUT - HV TRANSFORMER (GM): TRANSFORMER EXTERNAL CONDITION**

Condition Criteria: Observed Condition	Description	Condition Input Factor	Condition Input Cap	Condition Input Collar
No deterioration	Condition as new	0.9	10	0.5
Superficial/minor deterioration	The transformer may exhibit signs of ageing or marks (e.g. surface level scratches, moss or lichen that can be brushed off). This has no material impact on the probability of failure for the asset.	1	10	0.5
Slight deterioration	Minor localised surface corrosion. There may be evidence of a small leak, but it does not present a significant impact to the overall probability of failure for the asset, for example: <ul style="list-style-type: none"> <li>- There is a small active leak from a sub component but this can be addressed through intervention of the sub component</li> <li>- A small inactive leak which is limited to staining of the asset or the ground around the asset.</li> </ul>	1.1	10	0.5
Some Deterioration	The asset shows a level of deterioration such as surface corrosion spots. The level of degradation may affect the operation of the asset if left untended (e.g. large patches of rust on the metalwork); and/or there is evidence of a small active oil leak (e.g. droplets or weeping).	1.25	10	3.0
Substantial Deterioration	There is evidence of major corrosion or a significant active oil leak (e.g. pools of oil collecting on the ground or plinth).	1.4	10	8.0
Default	No data available	1	10	0.5

**Anexo 5 modificador de índice de salud. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.**

**Table 1 — Atmospheric-corrosivity categories and examples of typical environments**

Corrosivity category	Mass loss per unit surface/thickness loss (after first year of exposure)				Examples of typical environments in a temperate climate (informative only)	
	Low-carbon steel		Zinc		Exterior	Interior
	Mass loss g/m <sup>2</sup>	Thickness loss µm	Mass loss g/m <sup>2</sup>	Thickness loss µm		
C1 very low	≤ 10	≤ 1,3	≤ 0,7	≤ 0,1	—	Heated buildings with clean atmospheres, e.g. offices, shops, schools, hotels.
C2 low	> 10 to 200	> 1,3 to 25	> 0,7 to 5	> 0,1 to 0,7	Atmospheres with low level of pollution. Mostly rural areas.	Unheated buildings where condensation may occur, e.g. depots, sports halls.
C3 medium	> 200 to 400	> 25 to 50	> 5 to 15	> 0,7 to 2,1	Urban and industrial atmospheres, moderate sulfur dioxide pollution. Coastal areas with low salinity.	Production rooms with high humidity and some air pollution, e.g. food-processing plants, laundries, breweries, dairies.
C4 high	> 400 to 650	> 50 to 80	> 15 to 30	> 2,1 to 4,2	Industrial areas and coastal areas with moderate salinity.	Chemical plants, swimming pools, coastal ship- and boatyards.
C5-I very high (industrial)	> 650 to 1 500	> 80 to 200	> 30 to 60	> 4,2 to 8,4	Industrial areas with high humidity and aggressive atmosphere.	Buildings or areas with almost permanent condensation and with high pollution.
C5-M very high (marine)	> 650 to 1 500	> 80 to 200	> 30 to 60	> 4,2 to 8,4	Coastal and offshore areas with high salinity.	Buildings or areas with almost permanent condensation and with high pollution.

NOTES

1 The loss values used for the corrosivity categories are identical to those given in ISO 9223.

2 In coastal areas in hot, humid zones, the mass or thickness losses can exceed the limits of category C5-M. Special precautions must therefore be taken when selecting protective paint systems for structures in such areas.

**Anexo 6. Corrosividad atmosférica, categorías y ejemplos de ambientes típicos. Fuente: Estándar ISO 12944-2.**

**TABLE 5: HEALTH INDEX BANDING CRITERIA**

Health Index Band	Health Index Banding Criteria	
	Lower Limit of Health Score	Upper Limit of Health Score
HI1	≥0.5	<3
HI2	≥3	<5.5
HI3	≥5.5	<6.5
HI4	≥6.5	<8
HI5	≥8	≤15

**Anexo 7. bandas de índice de salud de activo. Fuente: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”.**