

# Proyecto Fin de Grado

## Ingeniería de Organización Industrial

Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia.  
Propuestas de mejora.

Autor: Veronika Kirylchyk Yevmenchik

Tutor: Adolfo Crespo Márquez

**Dep. Organización Industrial y Gestión de Empresas I**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017





Proyecto Fin de Grado  
Ingeniería de Organización Industrial

Aplicación de la metodología de cálculo de índice de  
salud de activos a transformadores de potencia.  
Propuestas de mejora.

Autor:

Veronika Kirylchyk Yevmenchik

Tutor:

Adolfo Crespo Márquez

Catedrático de la Universidad

Dep. Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Grado: Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia. Propuestas de mejora.

Autor: Veronika Kirylchyk Yevmenchik

Tutor: Adolfo Crespo Márquez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

*Al encontrarse ante el último paso de esta etapa de mi vida, me gustaría agradecer a todos los que formaron parte de este largo camino y los que me ayudaron a formarme como persona que hoy en día soy.*

*Especialmente quiero agradecer a Adolfo Crespo, el tutor de este proyecto, por dar la oportunidad de trabajar con él y aprender en el campo de Mantenimiento.*

*Aprovechando la ocasión, quiero dar las gracias a mi madre, que viendo lo complicada que ha sido esta carrera de obstáculos, me apoyó en todo momento intentando que tenga la suficiente confianza y seguridad en mí misma para superarlo todo. Doy las gracias a los sabios consejos de mi padre que me han hecho más fuerte y me han ido motivando a seguir mis sueños. Gracias a mis compañeros por estar dispuestos a echar una mano en cualquier momento. Y gracias a mi pareja y mis amigas por comprender la dificultad de este camino y no dejar que la constancia se vuelva en una monotonía.*

*Veronika Kirylchyk*

*2017*



# Resumen

---

Un coste elevado del mantenimiento y recambio de los transformadores en las subestaciones eléctricas hace que las empresas se preocupen cada vez más por establecer un plan de mantenimiento preventivo y evitar los posibles fallos en la medida de lo posible. A su vez, la complejidad de establecer la prioridad de los activos lleva a las decisiones erróneas y con ello gastos innecesarios. Para establecer el orden de preferencia dentro de los activos algunas compañías optan por realizar un estudio de los indicadores de salud y criticidad que proporcionan información suficiente para realizar matrices de riesgo y tomar las decisiones pertinentes al mantenimiento de los activos. Uno de los métodos de cálculo de esos indicadores es el que será explicado en el presente documento.

# Abstract

---

A high cost of maintaining and replacing transformers in electrical substations makes companies more concerned about establishing a preventative maintenance plan and avoiding possible failures as far as possible. In turn, the complexity of setting the priority of assets leads to erroneous decisions and thus unnecessary expenditures. To establish the order of preference within the assets, some companies choose to conduct a study of health and criticality indicators that provide sufficient information to make risk matrixes and make relevant decisions about the maintenance of assets. One of the methods of calculating these indicators is that which will be explained in this document.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>viii</b>
<b>Resumen</b>	<b>x</b>
<b>Abstract</b>	<b>xi</b>
<b>Índice</b>	<b>xii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Glosario</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>2</b>
1.1 <i>Motivación del trabajo</i>	2
1.2 <i>Objetivo</i>	2
1.3 <i>Estructura del trabajo</i>	2
<b>2 Indicadores del mantenimiento</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento</i>	4
2.2 <i>Términos y definiciones</i>	4
2.3 <i>Rendimiento del mantenimiento</i>	4
2.4 <i>Sistema de indicadores</i>	4
2.5 <i>Selección de los indicadores</i>	5
<b>3 Subestaciones eléctricas y sus componentes</b>	<b>6</b>
3.1 <i>Introducción a la problemática</i>	6
3.2 <i>Subestación eléctrica y el papel del transformador</i>	6
3.3 <i>El transformador</i>	7
3.4 <i>Métodos de análisis de datos</i>	7
3.4.1 <i>Análisis de gases disueltos (DGA)</i>	7
3.4.2 <i>Calidad del aceite</i>	8
3.4.3 <i>Análisis de compuestos furánicos</i>	9
3.4.4 <i>Factor de potencia</i>	9
3.5 <i>Uso de la lógica Difusa</i>	10
3.6 <i>Software en el mantenimiento de transformadores</i>	10
<b>4 Descripción de la metodología</b>	<b>12</b>
4.1 <i>Objeto de la Metodología</i>	12
4.1.1 <i>Visión general de la metodología</i>	13
4.1.2 <i>Jerarquía de las categorías de activos</i>	14
4.2 <i>Puntuación de salud actual</i>	14
4.2.1 <i>Vida normal esperada</i>	14
4.2.2 <i>Vida útil esperada</i>	15
4.2.3 <i>Tasa de envejecimiento inicial (<math>\beta_1</math>)</i>	15
4.2.4 <i>Puntuación de salud inicial</i>	16
4.2.5 <i>Puntuación de salud actual (PSA)</i>	16

4.2.6	Técnica de combinación de factores (MMI)	19
4.3	<i>Puntuación de salud en el futuro</i>	20
4.3.1	Tasa de envejecimiento actual – $\beta_2$	21
4.3.2	Factor de reducción de envejecimiento	21
4.3.3	Cálculo de la puntuación de salud a futuro	22
4.4	<i>Probabilidad de fallo</i>	23
4.4.1	Constantes K y C en el cálculo de la probabilidad de fallo	23
4.5	<i>Consecuencias de fallo</i>	24
4.5.1	Consecuencias financieras	25
4.5.2	Consecuencias ambientales	25
4.5.3	Consecuencias de seguridad	26
4.5.4	Consecuencias asociadas al rendimiento de la instalación	27
4.6	<i>Índice de salud</i>	29
4.7	<i>Índice de criticidad</i>	30
4.8	<i>Matriz de riesgo</i>	30
4.9	<i>Intervenciones</i>	31
<b>5</b>	<b>Aplicación de la Metodología</b>	<b>32</b>
5.1	<i>Equipos seleccionados</i>	32
5.2	<i>Datos</i>	33
5.3	<i>Puntuación de salud</i>	33
5.4	<i>Probabilidad de fallo</i>	34
5.5	<i>Coste de consecuencias de fallo</i>	35
5.6	<i>Asignación de las bandas</i>	37
5.7	<i>Matrices de riesgo</i>	37
<b>6</b>	<b>Mejoras de la metodología inicial</b>	<b>40</b>
6.1	<i>Eliminación de la técnica MMI</i>	40
6.2	<i>Corrección de la escala de los factores</i>	40
6.3	<i>Corrección del factor de servicio</i>	41
6.4	<i>Ajuste de la escala de las bandas de salud en el futuro</i>	41
6.5	<i>Incluir la probabilidad de fallo a la hora de asignar las bandas de salud</i>	42
6.6	<i>Factor de intervención</i>	43
6.7	<i>Simplificación del cálculo de las consecuencias</i>	44
6.8	<i>Sustitución del modificador de fiabilidad por la tasa de fiabilidad</i>	46
6.9	<i>Simulación de la puntuación de salud</i>	47
6.10	<i>Simulación de la puntuación de la salud en el futuro teniendo en cuenta las intervenciones</i>	47
6.11	<i>Incluir una gama de colores a la matriz de riesgo</i>	47
6.12	<i>Gráfica para mostrar los resultados</i>	48
<b>7</b>	<b>Resultados</b>	<b>50</b>
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>56</b>

<b>Bibliografía</b>	<b>58</b>
<b>Anexo A</b>	<b>60</b>
<i>A.1 Entradas y factores</i>	60
<i>A.2 Condiciones observadas</i>	63
A. 2.1 Transformadores de Alta Tensión	63
A.2.2 Transformadores de Extra Alta Tensión -Transformador principal	63
A.2.3 Transformadores de Extra Alta Tensión -Cambiador de toma	65
A.2.4 Transformadores de 132 kV – Transformador principal	66
A.2.5 Transformadores de 132 kV – Cambiador de toma	68
<i>A.3 Condiciones medidas</i>	69
A.3.1 Transformadores de Alta Tensión	69
A.3.2 Transformadores de Extra Alta Tensión – Transformador principal	70
A.3.3 Transformadores de Extra Alta Tensión – Cambiador de toma	71
A.3.4 Transformadores de 132kV – Transformador principal	71
A.3.5 Transformadores de 132kV - Cambiador de toma	72
<i>A.4 Consecuencias</i>	72

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Factor de Puntuación de Salud	18
Tabla 2: Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI - Modificadores de Condición Observada	19
Tabla 3: Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI - Modificadores de Condición Medida	20
Tabla 4: Factor de reducción de envejecimiento	22
Tabla 5: Ajuste del número de clientes para los activos de Baja y Alta Tensión	27
Tabla 6: Criterio de asignación de Banda de Índice de Salud	29
Tabla 7: Criterio de asignación de Banda de Índice de Criticidad	30
Tabla 8: Factor de servicio	41
Tabla 9: Criterio de asignación de banda de Índice de Salud a futuro	42
Tabla 10: Asignación de bandas de salud en función de PSA y POF	43
Tabla 11: Factor reductor de la intervención	44
Tabla 12: Escala de Factor de Seguridad	45
Tabla 13: Escala de Factor Ambiental	45
Tabla 14: Vida normal esperada	60
Tabla 15: Parámetros de la curva de Probabilidad de Fallo	60
Tabla 16: Tabla de consulta - Distancia de la costa	61
Tabla 17: Tabla de consulta - Altitud desde el nivel del mar	61
Tabla 18: Tabla de consulta - Índice de corrosión	61
Tabla 19: Constante de Incremento	61
Tabla 20: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Transformadores de Distribución	62
Tabla 21: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Transformadores TEA y 132kV	62
Tabla 22: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Cambiadores de tomas	62
Tabla 23: Condición observada de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Transformador externo	63
Tabla 24: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Tanque Principal	63
Tabla 25: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Refrigeradores y Radiadores	63
Tabla 26: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Bujes	64
Tabla 27: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Cabina	64
Tabla 28: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Cajas de Cables	64
Tabla 29: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Condición Exterior	65
Tabla 30: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Condición Interior	65
Tabla 31: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Mecanismo de	

Conducción	65
Tabla 32:Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Contactos de Selectores y Derivadores	66
Tabla 33:Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Trenzado de Selectores y Derivadores	66
Tabla 34:Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Tanque Principal	66
Tabla 35:Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Refrigeradores y Radiadores	67
Tabla 36:Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Bujes	67
Tabla 37:Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Cabina	67
Tabla 38:Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Cajas de Cables	67
Tabla 39: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de132kV: Condición Exterior	68
Tabla 40:Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de132kV: Condición Interior	68
Tabla 41: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Mecanismo de Conducción	68
Tabla 42: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Contactos de Selectores y Derivadores	69
Tabla 43: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Trenzado de Selectores y Derivadores	69
Tabla 44: Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Prueba de descarga parcial	69
Tabla 45:Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Acidez del Aceite	70
Tabla 46:Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Lectura de temperatura	70
Tabla 47:Condición medida de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Prueba de descarga parcial	70
Tabla 48:Condición medida de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Lectura de temperatura	71
Tabla 49: Condición medida de entrada – Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Prueba de descarga parcial	71
Tabla 50: Condición medida de entrada - Transformadores de 132kV: Prueba de descarga parcial	71
Tabla 51: Condición medida de entrada - Transformadores de 132kV: Lectura de temperatura	72
Tabla 52: Condición medida de entrada – Cambiador de Toma de 132kV: Prueba de descarga parcial	72
Tabla 53: Costes de Referencia para el cálculo de las consecuencias	72
Tabla 54: Factor Financiero de Tipo	74
Tabla 55: Factor Financiero de Acceso	74
Tabla 56: Factor de Seguridad	74
Tabla 57: Factor Ambiental de Tipo	75
Tabla 58: Factor Ambiental de Tamaño	76
Tabla 59: Factor Ambiental de Ubicación	76
Tabla 60: Carga Máxima de Referencia (MVA)	77

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Ilustración 2.1: Arquitectura de los indicadores	5
Ilustración 3.1: Ejemplo del triángulo de Duval [3]	8
Ilustración 4.1: Posibles resultados de la metodología [2]	13
Ilustración 4.2: Vista general del proceso [2]	13
Ilustración 4.3: Esquema de Modificadores de Salud	17
Ilustración 4.4: Modificador de estado de salud [2]	17
Ilustración 4.5: Factor de reducción de envejecimiento	22
Ilustración 4.6: Índices de bandas de Salud [2]	24
Ilustración 4.7: Matriz de Riesgo [2]	31
Ilustración 5.1: Datos	33
Ilustración 5.3: Puntuación de salud - Tabla Resumen	33
Ilustración 5.2: Puntuación de Salud - Cálculos	34
Ilustración 5.4: Probabilidad de fallo	35
Ilustración 5.5: Consecuencias de fallo - Costes de referencia	35
Ilustración 5.6: Consecuencias de fallo - Costes reales	36
Ilustración 5.7: Consecuencias de fallo – Cálculos	36
Ilustración 5.8: Consecuencias de fallo - Cálculos	36
Ilustración 5.9: Asignación de las bandas	37
Ilustración 5.10: Matriz de Riesgo Actual y Matriz de Riesgo a Futuro	38
Ilustración 6.1: Matriz de riesgo incluyendo la gama de colores	48
Ilustración 6.2: Representación de la vida útil en la gráfica final	48
Ilustración 6.3: Representación de la puntuación de sal comparada en la gráfica final	49
Ilustración 6.4: Representación de número de intervenciones en la gráfica final	49
Ilustración 7.1: Puntuación de salud actual - Simulación	51
Ilustración 7.2: Puntuación de salud futura - Simulación	52
Ilustración 7.3: Puntuación de salud futura con intervenciones - Simulación	53
Ilustración 7.4: Matriz de Riesgo Actual - Aplicando Mejoras	53
Ilustración 7.5: Matriz de Riesgo a Futuro - Aplicando Mejoras	53
Ilustración 7.6: Matriz de Riesgo a Futuro con Intervenciones - Aplicando Mejoras	53
Ilustración 7.7: Representación gráfica del estado de los activos	54

# Glosario

---

DGA	Análisis de Gases Disueltos
INC	Valor incremental
$\beta_1$	Tasa de envejecimiento inicial
$\beta_2$	Tasa de envejecimiento actual
PSA	Puntuación de Salud Actual
MaxP	Máximo de la puntuación
MinP	Mínimo de la puntuación
MMI	Técnica de combinación de factores "Máximo Modificado e Incremental"
PSF	Puntuación de salud a futuro
POF	Probabilidad de fallo
HI	Índice de salud
C	Criticidad
FS	Factor de Seguridad
FA	Factor ambiental
ToF	Tasa de fiabilidad
TEA	Tensión Extra Alta
CF	Cuello de fiabilidad
CCM	Capacidad Continua Máxima



# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Motivación del trabajo

La necesidad de conocer un método de cálculo de los índices de salud de los activos hace que se estudie a fondo la metodología en la que se ha centrado el presente trabajo. Al avanzar en el proyecto, el mero estudio de la metodología no fue suficiente y por lo tanto se incluyeron otras metas. Cabe destacar la complejidad que surgió al tomar el primer contacto con el método debido a la densidad y una estructura poco clara del documento. Esto hizo que la primera fase del proyecto tomó más tiempo de lo esperado.

Una vez que se ha podido obtener el suficiente conocimiento debíamos comprobar su funcionamiento para ver cómo se comporta el mismo una vez que se quiere aplicar a los activos. Para ello se elaboró una hoja de cálculo, donde poco a poco se ha ido incluyendo cada parte de la metodología hasta llegar a las matrices de riesgo de los activos.

Gracias a esta parte del proyecto, fuimos capaces de identificar zonas de mejora y proponer una solución a cada uno de los inconvenientes encontrados en el método. La identificación de las partes problemáticas llevó a cabo la realización de propuestas para solucionar las desventajas.

Para no hacer modificaciones sobre la metodología inicial, se ha elaborado una hoja de Excel aparte con todas las mejoras que se han podido aplicar.

La fase final y con ello, me refiero a los resultados consiste en la comparación de los valores obtenidos de las dos partes del trabajo, la parte de aplicación de la metodología y por otro lado las mejoras de la misma.

## 1.2 Objetivo

El objetivo principal de este trabajo consiste en aplicar una metodología específica para evaluar el riesgo existente de una serie de activos, en nuestro caso a los transformadores de potencia. Más concretamente, la metodología consiste en el cálculo de los índices de salud basado en la condición del activo.

La metodología de la que se parte en el presente trabajo, es un método bastante novedoso que se puede aplicar a una gran cantidad de activos, a pesar de ello, exclusivamente nos centraremos en el estudio de la metodología aplicada a los transformadores de potencia.

Para comprobar el funcionamiento, se creará una herramienta con la hoja de cálculo, Excel, que servirá para verificar la aplicación de la metodología y conocer los puntos débiles de la misma.

Tras la aplicación, sería conveniente realizar propuestas de mejora que darán respuesta a las dificultades surgidas a la hora utilizar la metodología con los transformadores. Las propuestas que surgirán en el proceso de la realización del trabajo, también tendrán que incluirse en la herramienta Excel, por lo tanto, se deberá de elaborar una segunda hoja de cálculo. De esta manera, una vez terminadas las dos herramientas Excel, se podrá comparar los resultados y sacar las conclusiones pertinentes con los datos de las dos partes.

## 1.3 Estructura del trabajo

El presente trabajo está separado en distintas secciones, mientras que cada sección corresponde a un capítulo dado.

En el capítulo 1 se detalla el objetivo que tiene este documento y la estructura que se seguirá durante el desarrollo del mismo.

Los capítulos 2 y 3 tratan los antecedentes en materia de los indicadores de salud, el mantenimiento de los activos, y posteriormente los indicadores más destacados en una subestación eléctrica. Dado que el trabajo está

enfocado a las subestaciones eléctricas y más concretamente sobre los transformadores, el capítulo 3 tendrá una sección dedicada a la breve explicación de ambas cosas.

El capítulo 4 es el capítulo más importante y por lo tanto el más extenso. Allí se describe al completo la metodología en la que se basa el presente trabajo. El capítulo, a su vez está dividido en subsecciones más pequeñas que separan el método en partes más pequeñas y más fáciles para la lectura.

Tras la descripción del método en sí, es preciso comprobar el funcionamiento del mismo y aplicar éste a algunos activos representativos de la empresa. La aplicación de la metodología junto con las imágenes descriptivas se encuentra descrita en el capítulo 5.

Una vez aplicado el método se han encontrado inconvenientes y puntos complicados de la aplicación, por esa razón en el capítulo 6 se encuentran las propuestas que surgieron durante la aplicación del método para facilitar y agilizar su funcionamiento en otros activos. Cada una de las propuestas está descrita en su correspondiente apartado junto a las razones de su aplicación

El último capítulo, que es el capítulo 7, trata de reunir los resultados y las conclusiones una vez que se han aplicado las mejoras y se ha evaluado el funcionamiento del método en transformadores.

Al final del documento también podemos encontrar un anexo, donde están reunidas todas las tablas de consulta que son necesarias para la correcta aplicación de la metodología para los transformadores de potencia.

# 2 INDICADORES DEL MANTENIMIENTO

---

## 2.1 Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento

Para evaluar el funcionamiento de un sistema de mantenimiento es necesario medir el rendimiento del mismo mediante ciertos factores que proporcionan información necesaria para hacer la comparativa. Estos factores se utilizan para:

- i) conocer el estado de los activos;
- ii) comparar los activos entre sí;
- iii) realizar análisis;
- iv) definir metas y objetivos;
- v) realizar planificación;
- vi) ver los cambios producidos.

## 2.2 Términos y definiciones

Antes de pasar a la explicación de la evaluación de los factores influyentes en el rendimiento, se darán algunas definiciones para no tener lugar a duda en cuanto al término que se refiere. Las definiciones utilizadas en este trabajo son las que proporciona la norma UNE-EN 15341 de septiembre de 2008 [1].

*“Indicador: característica o un conjunto de características de un fenómeno medido, de acuerdo con una fórmula dada, que evalúa la evolución.”*

*Cuadro de mando: conjunto de indicadores asociados, consistentes y complementarios, que proporcionan información sintética y global.”*

## 2.3 Rendimiento del mantenimiento

El Rendimiento del Mantenimiento es el resultado alcanzado o esperado de la utilización de los recursos disponibles para mantener en funcionamiento un bien, de forma que pueda seguir realizando la función que se le requiere.

El Rendimiento del Mantenimiento dependen de una multitud de factores que pueden ser tanto internos como externos; entre ellos: el lugar de funcionamiento, la utilización, la edad del bien, el tamaño y etc. Dichos factores sirven para establecer planes de mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y acciones de mejora, aplicando los recursos disponibles. También podemos decir que es el resultado de muchas actividades complejas que evalúan el estado de los bienes por medio de los indicadores apropiados para cada caso en concreto.

## 2.4 Sistema de indicadores

Todos los indicadores de rendimiento del mantenimiento se pueden dividir en internos y externos, pero a su vez, estos podemos separarlos en tres grupos: económicos, técnicos y organizacionales.

Los factores de influencia internos, incluyen aspectos relacionados con la situación dentro de la empresa, como, por ejemplo: cultura de la compañía, severidad del proceso, cartera de productos, tamaño de la instalación, índice de utilización de la instalación, antigüedad de la instalación y etc. Mientras que los factores de influencia externos, por el contrario, hacen referencia a aspectos que no dependen directamente de la empresa sino más bien del entorno en el desempeña su actividad, son indicadores como: cultura de la sociedad, el estado del mercado, coste de mano de obra, leyes y reglamentos, sectores y etc.

A su vez, cada uno de los tres grupos de indicadores podemos separar en tres niveles, que corresponden con la estructura jerárquica. Los indicadores del primer nivel son mucho más generales que del segundo nivel, es decir, el segundo nivel detalla los mismos aspectos que el primero, pero de manera mucho más detallada que antes, y lo mismo ocurre con el nivel dos y tres. Cada compañía puede establecer sus propios niveles y establecer el nivel de detalle que precisa para cada uno de los niveles.

De esta manera obtenemos un gran número de indicadores, numerador y denominador que relacionan aspectos importantes de la empresa en mayor o menor detalle, dependiendo de las necesidades de la misma.

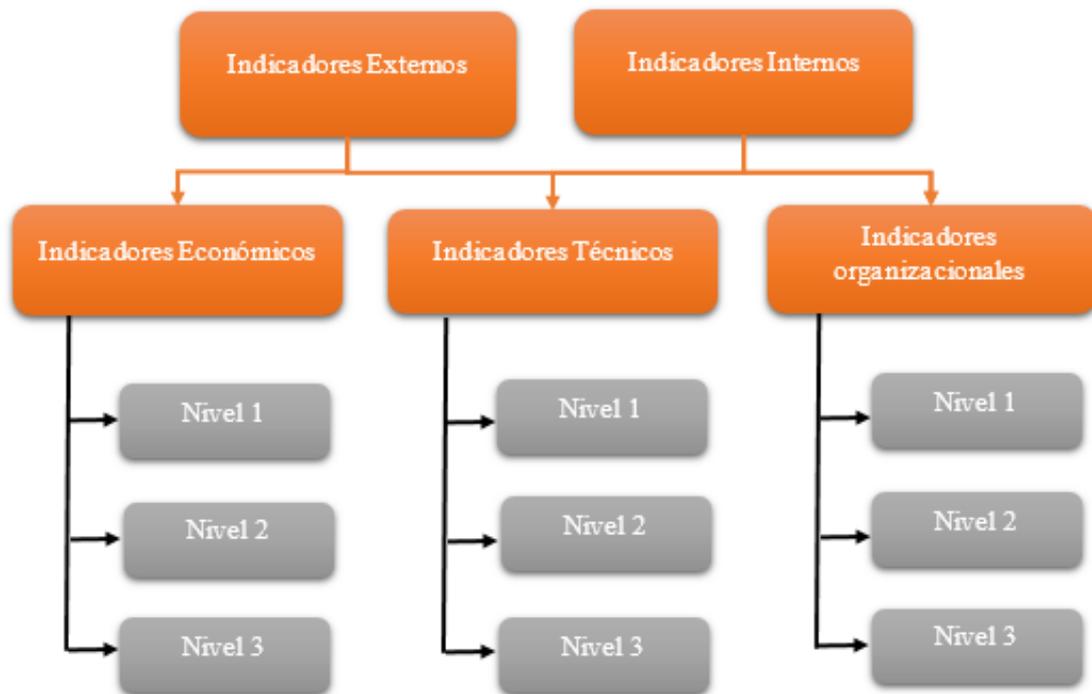


Ilustración 2.1: Arquitectura de los indicadores

## 2.5 Selección de los indicadores

En primer lugar, la empresa debe definir los objetivos que se quieren alcanzar con el análisis en cada uno de los niveles. El siguiente paso es identificar qué parámetros es necesario medir para poder cumplir con los objetivos marcados previamente.

Una vez que tenemos los parámetros, cada uno de ellos estará compuesto por una serie de factores cuya alteración puede desencadenar cambios importantes. Sólo llegados a este punto podemos hablar de indicadores, que serán los factores anteriormente mencionados que podremos medir de manera cuantitativa.

Aquí surge una cuestión importante ¿Cómo sabemos si el indicador elegido es correcto? Un indicador es adecuado si su valor tiene correlación con la evaluación que se está llevando a cabo con los parámetros establecidos. También sabremos que el indicador es válido si tiene relación con al menos uno de los objetivos marcados y a su vez permite tomar una decisión en función de su valor. Aquel indicador que no cumpla esas dos condiciones no puede ser utilizada, ya que no proporciona información relevante para la empresa.

# 3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y SUS COMPONENTES

---

## 3.1 Introducción a la problemática

En las subestaciones eléctricas el mantenimiento de las instalaciones juega un papel muy importante, debido al coste multimillonario que puede suponer el reemplazamiento de algunos de los elementos. Un fallo inesperado no solo lleva a la pérdida de la función requerida del sistema, sino que puede repercutir en los clientes que a su vez forman la imagen de la compañía de la que se trate.

Tras conocer las posibles consecuencias de un fallo, surge la necesidad de establecer un plan de mantenimiento adecuado que pueda anticipar los problemas y evitar desastres más grandes. El problema se encuentra en que generalmente estamos hablando de miles de activos cuyo pequeño fallo puede desencadenar un fallo mayor. La gran cantidad de elementos interconectados entre sí, sólo es uno de los problemas, otro que no es menos importante, es la prioridad de mantenimiento entre todos los elementos.

A veces, no es nada fácil determinar la prioridad de elementos cuyas condiciones aparentemente son iguales. Para ello se deben valorar muchos aspectos, algunos tienen una relación directa mientras que otros pueden parecer no tener relación alguna con el activo.

La tasa de fallo de los activos aumenta a medida que avanza la edad del mismo, por ello es preciso conocer en qué momento de la vida es mejor dejar de realizar operaciones correctivas y preventivas y sustituir el activo por uno nuevo, debido a que el valor de la probabilidad de fallo se dispara.

Otro aspecto a valorar, es el conocimiento del estado en el que se encuentran todos los elementos, tanto en la actualidad como en un futuro próximo. Con eso se pretende planificar cualquier acción necesaria para mantener los activos en buen estado y evitar gastos innecesarios para las reparaciones y sustituciones.

Hoy en día hay muchos métodos disponibles que permiten diagnosticar y predecir el estado de los activos, algunos se refieren a la salud individual, mientras que otros valoran el conjunto de los elementos. En el presente trabajo, la metodología inicial trata los activos por separado, aunque posteriormente valora la salud de activo en caso de que este sea compuesto.

Para llevar a cabo cualquier actuación, en primer lugar, deben de recopilarse una serie de datos que posteriormente servirán para la elaboración de indicadores correspondientes. En los siguientes apartados se explicarán algunos de los métodos más relevantes de obtener información para los activos que se han elegido, que son los transformadores de potencia.

## 3.2 Subestación eléctrica y el papel del transformador

Una subestación eléctrica es una instalación, o un conjunto de dispositivos eléctricos cuya función principal es la producción, conservación, transformación, y distribución de la energía eléctrica. La subestación debe de modificar los niveles de tensión de la energía eléctrica para que la misma pueda ser transportada y distribuida.

Dentro de las subestaciones eléctricas sin duda alguna los activos más importantes son los transformadores. Esto se debe a que es la parte más costosa en las instalaciones de ese tipo, y su valor corresponde aproximadamente a un 60% de la inversión total. Por esa razón muchas empresas tienen un gran interés en conservar el mayor tiempo posible esos activos en buen estado y evitar que sufra algún tipo de deterioro fuera de lo común.

Debido a la importancia que suponen los transformadores este trabajo se centrará en aplicar la metodología a ese tipo de activos. La metodología se describirá con detalle en los capítulos posteriores, siempre haciendo hincapié en aplicarlo a los transformadores de potencia.

En este contexto, es evidente que la explotación óptima de los transformadores de potencia pasa por una adecuada política de mantenimiento predictivo. A través de estos programas de mantenimiento se pretende conocer el estado de los equipos y determinar la existencia de defectos con el fin de anticiparse a un posible fallo y programar adecuadamente las operaciones periódicas de mantenimiento del transformador o su eventual sustitución.

### **3.3 El transformador**

Un transformador es un aparato de energía eléctrica que logra transformar la corriente alterna de baja intensidad y de alta tensión, en una corriente de intensidad alta y de presión baja.

Los componentes básicos de un transformador son el núcleo magnético, los arrollamientos, la cuba y el aislamiento. La función principal del núcleo magnético es canalizar el flujo entre arrollamientos para el transvase de energía entre los mismos. Los arrollamientos son los encargados de coger la energía del sistema eléctrico de entrada (que corresponde al arrollamiento primario) y pasarla al sistema eléctrico de salida (que corresponde al arrollamiento secundario). A su vez, el aislamiento es un sistema esencial de un transformador, ya que garantiza que los diferentes partes del transformador se encuentren a diferente potencial. Y, por último, la cuba o también llamada tanque, es el contenedor para el componente aislante y la protección física, otro uso de la cuba es servir de soporte para los accesorios y equipos de control.

En los transformadores de grandes potencias se busca que el sistema de aislamiento también cumpla la función de refrigerante. Por esa razón ese tipo de equipos normalmente llevan dos tipos de aislamiento; el aislamiento sólido, que suele ser un papel de celulosa, y el aislamiento líquido, que normalmente es un aceite dieléctrico.

Dentro de un transformador el elemento más crítico es el aislamiento. Las temperaturas y el campo eléctrico que sufre, provocan el envejecimiento en el aislamiento. Si se produce algún esfuerzo fuera de lo común, por ejemplo: cambio de carga, sobretensión de origen atmosférico u otro, el mal estado del aislamiento puede suponer el fallo del transformador.

### **3.4 Métodos de análisis de datos**

A pesar de que hay una gran multitud de factores que podemos evaluar, hay algunos que son más preferibles que otros por la información que proporcionan cuando se trata de los transformadores. A continuación, se presentan los factores que han sido más utilizados por la facilidad de obtención de los mismos y por la información que puede proporcionar su análisis.

#### **3.4.1 Análisis de gases disueltos (DGA)**

Una de las técnicas de mantenimiento y diagnóstico de las averías en los transformadores de potencia es el análisis de gases disueltos o DGA. Ésta técnica propone conocer la distribución de los gases que liberan los materiales aislantes dentro de la cuba y con ello diagnosticar e interpretar las diferentes tipologías de averías posibles en función de los datos obtenidos. El propósito es conocer con la mayor exactitud posible las cantidades de las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en el aceite extraído del transformador.

El origen de este método se sitúa en 1960 y es ampliamente utilizado en todo el mundo a partir de esa fecha. En los últimos veinte años existen numerosos estudios que intentan perfeccionar el diagnóstico y sacar cada vez mejores conclusiones con la mayor precisión posible.

La técnica de Dornenburg fue de las más pioneras y supuso un gran avance en la metodología. Gracias a esta técnica se pudo diferenciar el origen de las averías, si eran térmicas o eléctricas, por las proporciones de ciertos gases. Aunque por ser de las primeras tiene la desventaja de poder aplicarse sólo si existe una adecuada cantidad de gases disueltos en aceite.

Tras observar la temperatura de los gases y sin evaluar sus proporciones se pudo detectar cierto tipo de avería, en esto se basa la técnica de gases claves. Una vez descubierto eso, ya no es tan importante conocer la proporción de los gases, con evaluar la temperatura del gas de forma individual era suficiente.

Posteriormente Rogers observa que el Etileno y Acetileno, que son los gases que se introdujeron en la técnica de Dornenburg requieren una temperatura más elevada para generarse y por lo tanto si consideráramos esos gases desde el principio, llegaríamos a conclusiones erróneas. Con ello su aportación a DGA fue la propuesta de eliminación de esos gases.

Años más tarde, Duval propone una interpretación de los resultados de DGA totalmente distinta centrándose sólo en tres de los gases que propuso Dornenburg. Establece que los gases más representativos son tres:  $C_2H_2$ ,  $CH_4$  y  $C_2H_4$  y los representa con un triángulo equilátero donde puede evaluar la avería que puede sufrir el transformador. De acuerdo al triángulo de Duval, se establecen valores límites en ppm para los gases combustibles presentes en cada tipo de avería. Posteriormente el propio Duval proponía versiones actualizadas de su triángulo clásico que cada vez daba más información acerca de las averías.

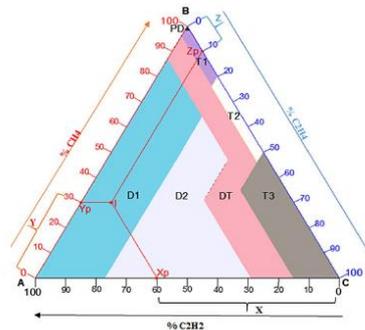


Ilustración 3.1: Ejemplo del triángulo de Duval [3]

Con esto se llega a la conclusión que las técnicas de diagnóstico de DGA son buenas, aunque disponen de ciertas desventajas. Comúnmente son utilizadas como una guía para determinar la condición del transformador, sin embargo, aún al día de hoy existe una gran incertidumbre generadas por la variedad de patrones de los gases. A pesar de las desventajas se observa que las versiones más recientes de los triángulos de Duval tienen una precisión del 95 % a la hora de diagnosticar casi todo tipo de averías relacionadas con los transformadores de potencia.

### 3.4.2 Calidad del aceite

El análisis de las condiciones y la calidad del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia permiten conocer las condiciones actuales del aceite y el tiempo de vida que le queda. La información que procede del análisis del aceite puede ayudar a anticiparse a posibles averías y realizar planes de mantenimiento y cambios de aceite.

El aceite dentro del transformador funciona como un medio de transmisión de calor, y forma una parte muy importante del sistema de aislamiento. La realización de pruebas periódicas de la calidad es un buen indicador para determinar si todavía el aceite es capaz de cumplir la función del aislante.

La cuestión a la que intentaremos responder es cuál de los aspectos del aceite debemos de tener en cuenta para saber si la calidad del aceite es suficiente, y en caso de que no lo fuera, que fallos puede llevar a cabo y las debidas actuaciones como respuesta al análisis.

Una de los primeros aspectos que debemos tener en cuenta es el contenido de humedad. Una reducción del contenido de humedad reduce también las propiedades aislantes del aceite haciendo posible que ocurra un fallo por corto circuito.

Otro aspecto que va de la mano con el anterior es el número ácido, es decir, el número de ácidos carboxílicos que contiene el aceite en su interior. Este aumento de acidez se produce bajo la influencia de temperaturas excesivas, lo que puede ser ocasionado por la sobrecarga de algunos elementos del transformador. Si la acidez no se controla desde los primeros momentos, provoca un aumento de la humedad y como ya se ha dicho anteriormente, eso hace que aceite pierda las propiedades aislantes.

También es preciso conocer la rigidez dieléctrica del aceite, que se define como el voltaje máximo que puede ser aplicado a través del fluido sin que se produzca un fallo eléctrico. Los aceites que se utilizan en los transformadores están diseñados para proveer cierto nivel de aislamiento, no obstante, existen factores que pueden hacer que esa capacidad disminuya considerablemente haciendo que el aceite pierda la capacidad de desempeñar la función requerida. Para que nos hagamos una idea de la importancia de la rigidez, se ha demostrado que sólo veinte miligramos de agua por kilogramo de aceite, 20 ppm, pueden provocar la caída del cincuenta por ciento de la rigidez dieléctrica. Esto supone un evidente peligro para la seguridad de la instalación.

En general, la degradación del aceite depende de las condiciones de servicio y de las acciones del mantenimiento del propio transformador. El aceite aislante está en contacto con el aire y por lo tanto no es raro que sufra cierto deterioro que conlleva los problemas que se mencionaron con anterioridad. Antes de realizar un análisis exhaustivo al aceite, se puede conocer su estado por aspectos más reconocibles al ojo del experto. Estos factores son el cambio de color (oscurecimiento), el cambio de olor, generación de lodos o la formación de sustancias polares.

Cabe destacar también que si el aceite supera los límites establecidos es conveniente realizar una comparación con los resultados de los análisis anteriores y analizar el comportamiento histórico. Si fuera necesario, se aconseja incluso repetir la prueba para comprobar el resultado antes de tomar la decisión de realizar cualquier acción de mantenimiento.

A pesar del resultado de una sola prueba del aceite, se debe valorar el conjunto de valores de la calidad del aceite, puede suceder que uno de los valores esté fuera de los límites en algún momento dado mientras que los demás no se ven afectados. Esto puede indicar que debemos de prestar atención en los valores superiores, pero aún es pronto realizar mantenimiento, ya que éste por el momento es innecesario.

Para asegurar un servicio satisfactorio, es necesario asegurar las máximas precauciones a la hora de manipular el aceite, esto no solo incluye el cambio del aceite sino también el almacenamiento previo al cambio. Los tambores donde se encuentra almacenado el aceite deberán guardarse siempre en un lugar cubierto, donde no esté expuesto a la radiación solar u otras fuentes de calor. Y una vez que se va a realizar el cambio de aceite, éste debe hacerse bajo el mando de personas con la experiencia en el campo, ya que una mala gestión en el cambio puede provocar problemas, como incorporación excesiva del aire húmedo, que desde el principio pone en duda la capacidad aislante.

### **3.4.3 Análisis de compuestos furánicos**

Los transformadores no solo están constituidos por aislante líquido sino también llevan un aislante sólido. El aislamiento sólido es más difícil y más costoso a la hora de su sustitución, por lo tanto, éste debe de atraer mayor atención para evitar al máximo su deterioro. El aislante sólido más común es el papel de celulosa.

El análisis de compuestos furánicos o furanos, es uno de los métodos de diagnóstico más empleados para ver la calidad del aislamiento de papel. Lo que se pretende, es ver el grado de polimerización, que representa el número de anillos de glucosa en una cadena. Con los años los anillos glucósicos del papel se rompen disminuyendo así la capacidad de resistencia mecánica y generando sustancias perjudiciales tanto para el propio papel, como para el aceite con el que está en contacto.

Los compuestos furánicos son los principales productos de la degradación del papel aislante que en mayor medida está hecho con celulosa. Aunque lo que genera los furanos es el papel aislante, el grado de envejecimiento del mismo se establece extrayendo aceite. Lo que se mide es la cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite, y su concentración con lo que podemos concluir el estado del papel.

### **3.4.4 Factor de potencia**

El factor de potencia o la medida del factor de disipación es una importante fuente de información del transformador. Esta prueba determina la condición en la que se encuentra el sistema de aislamiento. Aunque este método tiene una gran desventaja, su aplicación es útil cuando se trata de tensiones de hasta 10kV, para transformadores de mayor calibre esta prueba puede ser peligrosa y los resultados no justifican el posible riesgo que se produce.

### **3.5 Uso de la lógica Difusa**

Los métodos principales para la asignación de las bandas de salud se basan en la puntuación asignada a cada prueba y posteriormente el resultado de separar en cuatro o cinco bandas. Cada prueba tiene asignado un peso para el cálculo del índice de salud que se basa generalmente en la experiencia del experto en relación a la interconexión de las mismas y su importancia.

La utilización de los pesos da lugar a dos desventajas. La primera es que la asignación de dichos pesos se basa en la experiencia de los expertos, que generalmente difiere de un experto a otro. La desviación de los pesos de un experto y otro conlleva a que los resultados valorados por expertos diferentes no pueden ser comparados entre sí. Otro inconveniente es la precisión de las interconexiones, es decir, cada prueba no tiene asignado un valor exacto, siempre son aproximaciones realizadas por los expertos.

Ambos problemas pueden ser solucionados con la utilización de la lógica difusa. Este método se basa en expresiones no numéricas, sino lingüísticas, para los valores de entrada. En este caso, no es necesario saber el peso exacto de las pruebas, sólo la importancia relativa entre ellas. También se soluciona el problema de establecer escalas con límites exactos, aquí podemos establecer rangos mucho más borrosos que funcionan incluso mejor que los anteriores.

La clave de la utilización de la lógica difusa se encuentra en reunir un número importante de expertos y que éstos establezcan un orden de prioridad entre todas las pruebas que son necesarias para conocer el estado de salud de un transformador. Una vez que tenemos la jerarquía de las pruebas se utiliza el método de interfase difuso mínimo que proporcionará el resultado final que se podrá utilizar en cualquier metodología.

### **3.6 Software en el mantenimiento de transformadores**

Debido al gran desarrollo de las tecnologías, cada vez más se usan los softwares informáticos a la hora de la toma de decisiones. El área de mantenimiento no se queda atrás y la electrónica y la informática van de la mano intentando automatizar las áreas y avisar de elementos fuera de rangos establecidos.

En el campo de establecer los indicadores de salud mediante un software, el tema aún no ha tenido un gran desarrollo, aunque ya se pueden ver las primeras creaciones funcionando en el mercado. Una de las pioneras es el DiagConsole, una herramienta que tal y como indican sus creadores sirve para evaluar las condiciones para evitar un fallo prematuro, valorar las inversiones y elegir entre mantenimiento y sustitución del activo.

Este programa se basa su funcionamiento en la evaluación de parámetros de condición que se establecen como entradas. Las pruebas que en la mayoría de los casos se realizan en continuo, proporcionan información gracias a la que se puede ver el estado del activo. Entre las técnicas de medición que contempla esta herramienta se encuentran tales como la tensión de recuperación o de retorno, electroscopia dieléctrica en el tiempo, o dominio de frecuencia dieléctrica.

También una gran fuente de información son los órdenes de trabajo de mantenimiento, que este software también puede gestionar al mismo tiempo que obtiene información de otros aspectos.

Actualmente, la herramienta tiene capacidad para gestionar archivos, obtener la vida útil resultante, gestionar los órdenes de mantenimiento, valor el reemplazo, evaluar condiciones de trabajo y algunas cosas más.

Una de las ventajas de esta herramienta es la posibilidad de trabajar offline y online. Al estar offline el software calcula los índices de salud en función de la última actualización de los factores establecidos, mientras que, si la aplicación está conectada a la red, ésta puede hacer modificaciones en tiempo real.

Actualmente esta aplicación se ha desarrollado exclusivamente para ser aplicado en los transformadores de potencia, ya que presentan el mayor interés dentro de las subestaciones. Las técnicas que se utilizan para los transformadores fácilmente pueden adaptarse a otro tipo de activos, con lo que la herramienta puede llegar a aplicarse para un gran número de equipos.

El desarrollo de herramientas de este tipo, es el futuro de las metodologías de cálculo de índices de salud, que poco a poco tendrán más fuerza en el mercado.



# 4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

## 4.1 Objeto de la Metodología

La presente metodología trata de manera detallada las entradas, los cálculos y todos los parámetros de calibración necesarios para obtener los índices de salud y criticidad de los activos. Esto significa que habrá una sola salida que utilizará los elementos mencionados para su correcto cálculo. Para evitar todo tipo de dudas, los valores de los parámetros que se utilizan en la metodología son fijos y están incluidos en el anexo del documento.

Cada activo tendrá asignado dos índices, con lo cual posteriormente podremos evaluar el riesgo que supone un activo concreto en el mapa de la instalación.

- i) Índice de salud: que hace referencia a la salud y a la probabilidad de fallo de un activo.
- ii) Índice de criticidad: que contempla las consecuencias de fallo del activo.

Toda la información utilizada será para obtener los índices de salud y criticidad para luego elaborar las matrices de riesgo, que será el resultado final de la aplicación de la metodología.

Para cada tipo de activo se obtendrá tres tipos de matrices:

- i) Matriz de riesgo actual; que sitúa el activo en el momento que se realiza el estudio del riesgo.
- ii) Matriz de riesgo a futuro; muestra el avance del activo en la matriz del riesgo viendo el deterioro que puede sufrir a lo largo de los años.
- iii) Matriz de riesgo a futuro teniendo en cuenta las intervenciones planificadas; muestra las mejoras que podría sufrir el activo con la aplicación de mantenimiento preventivo y/o correctivo.



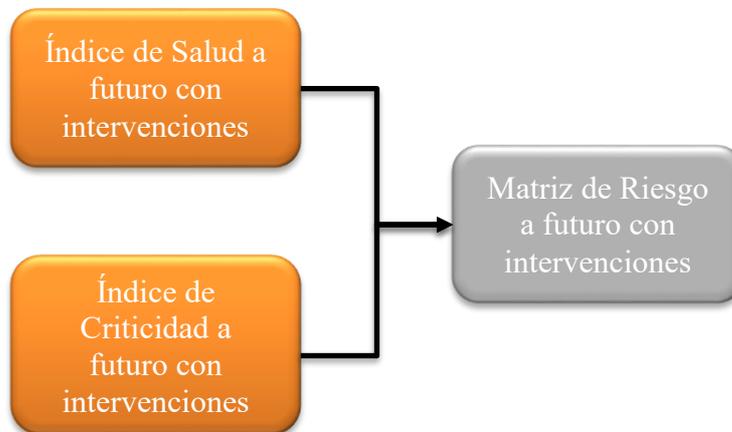


Ilustración 4.1: Posibles resultados de la metodología [2]

#### 4.1.1 Visión general de la metodología

Para llegar a las salidas finales, que son las matrices de riesgo, la metodología precisa el cálculo de salidas intermedias que facilitará la comprensión y la aplicación de la misma. Las salidas intermedias son las siguientes:

- i) Puntuación de salud actual
- ii) Puntuación de salud en el futuro
- iii) Probabilidad de fallo
- iv) Consecuencias de fallo
- v) Índice de salud
- vi) Índice de criticidad

A medida que avance el documento, se irá explicando con detenimiento el cálculo y el uso de los determinados parámetros necesarios para cada una de las salidas antes de poder llegar al resultado final.

En la siguiente figura podemos ver un esquema general de las entradas y salidas que se irán describiendo en el documento.

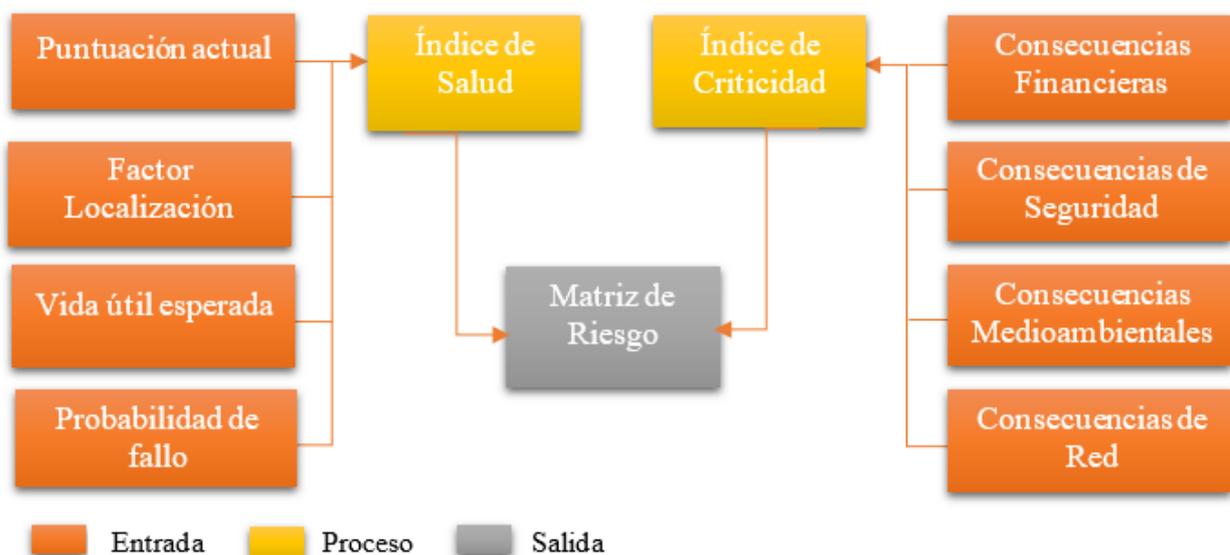


Ilustración 4.2: Vista general del proceso [2]

### 4.1.2 Jerarquía de las categorías de activos

La metodología se aplica a muchos tipos de activos muy distintos entre sí, por su diseño y su utilización. No obstante, se aplican los mismos principios generales para evaluar su salud y criticidad. Por otro lado, las entradas y sus valores de las calibraciones difieren para cada categoría de activo.

La metodología separa todos los activos en dos grandes categorías:

- i) Categoría de activos registrados: representa los grupos de activos más comunes, generalmente con un bajo coste y volumen.
- ii) Categoría de índice de salud: representa los grupos de activos con un mayor nivel de importancia que el grupo anterior. Cada índice se agrupa en una o más categorías de activos registrados.

El cálculo de la salud y la criticidad de los activos registrados se hace de forma directa aplicando las pautas que dicta la metodología, mientras que para la otra categoría esos valores serán compuestos por muchos valores que representan elementos más pequeños del activo. De esta manera para llegar a conocer la salud y la criticidad de un activo relevante se debe conocer de ante mano los valores de todos y cada uno de sus componentes.

## 4.2 Puntuación de salud actual

Se describirá la manera de calcular la puntuación de salud actual para cada activo, que será el punto de partida del desarrollo de la metodología.

La puntuación de salud actual de los activos está representada mediante una escala continua entre 0.5 y 10. El valor 0.5 es el valor mínimo de la escala, que se asigna a un activo nuevo, que acaba de comenzar su vida útil. Mientras que el 10, el valor máximo, representa un activo en muy mal estado, al final de su vida útil.

La puntuación del estado actual se obtiene a partir de la siguiente información:

- i) La edad del activo.
- ii) La vida normal esperada.
- iii) La vida útil esperada.
- iv) Tasa de envejecimiento inicial ( $\beta_1$ ).
- v) Puntuación inicial de salud.
- vi) Factores relativos al entorno en el que está instalado el activo.
- vii) Factores relacionados con el uso del activo.
- viii) Factores relativos a la condición observada.
- ix) Factores relativos a la condición medida, es decir, las mediciones, ensayos y verificaciones funcionales.

A continuación, se detallará el cálculo de cada uno de los componentes con la ayuda de que podremos obtener la puntuación de salud actual del activo.

### 4.2.1 Vida normal esperada

Este parámetro depende principalmente de la categoría del activo y se define como el tiempo de vida en años de un activo cuando deben surgir los primeros signos del deterioro significativo. Cuando la edad del activo coincide con la vida normal esperada del mismo su puntuación de salud será de 5,5.

Para los activos que se han utilizado en este trabajo, la vida normal esperada se encuentra en la Tabla 13.

## 4.2.2 Vida útil esperada

La vida útil esperada viene condicionada por la vida normal esperada, pero teniendo en cuenta los factores de localización (represente el deterioro debido al entorno donde se encuentra instalado) y factor de servicio (representa el envejecimiento adicional debido a la forma de uso del activo). La duración de la vida útil esperada se calcula de la siguiente forma:

$$\mathbf{Vida\ útil\ esperada = \frac{Vida\ normal\ esperada}{Factor\ de\ localización \times Factor\ de\ servicio}} \quad [4.1]$$

El factor de localización es un factor que se compone de varios aspectos entre ellos se encuentra la distancia de la costa, la altitud y la categoría de corrosión. Para cada componente, estos tres aspectos tienen una tabla al final del documento que nos proporcionará un valor numérico de cada factor.

Si uno o más valores son mayores que 1:

$$\mathbf{Factor\ de\ localización = MAX(Factor\ Distancia\ de\ la\ Costa, Factor\ Altitud, Factor\ Corrosión) + ((N^o\ de\ factores\ superior\ a\ 1) - 1) \times INC} \quad [4.2]$$

Donde INC, es un valor incremental que se encuentra en la tabla 18.

En caso de que los tres factores fuesen menores o iguales que 1, la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\mathbf{Factor\ de\ localización = MIN(Factor\ Distancia\ de\ la\ Costa, Factor\ Altitud, Factor\ Corrosión)} \quad [4.3]$$

En cambio, el factor de servicio que interviene en el cálculo, se encuentran tabulado para cada uno de los activos, y no precisa ningún tipo de tratamiento especial.

## 4.2.3 Tasa de envejecimiento inicial ( $\beta_1$ )

Esta variable representa el proceso de envejecimiento exponencial que sufren todos los activos a lo largo de la vida, siempre condicionada a la vida útil esperada que puede tener:

$$\mathbf{\beta_1 = \frac{\ln\left(\frac{H_{esperada}}{H_{nuevo}}\right)}{Vida\ útil\ esperada}} \quad [4.4]$$

Donde:

- $H_{nuevo}$ : es la puntuación de salud inicial de un activo nuevo, que es de 0.5.
- $H_{esperada}$ : es la puntuación de salud cuando un activo alcanza su vida útil esperada, su valor es 5.5.
- $Vida\ útil\ esperada$ : es el valor que se calculó en el apartado anterior.

#### 4.2.4 Puntuación de salud inicial

La metodología define el mismo método de cálculo de la puntuación inicial para todos los activos. De esta manera, dos activos de la misma edad, misma ubicación y un uso muy parecido tendrán la misma puntuación de salud inicial.

Por lo tanto, la puntuación de salud define una relación genérica entre la edad del activo, la tasa de envejecimiento inicial y se compara con la salud que tendría un activo nuevo. Cabe destacar que la escala se limita entre 0.5 y 5.5, asignando el valor máximo al activo que ha llegado al final de su vida útil. La fórmula para su cálculo queda se la siguiente forma:

$$\text{Puntuación de salud inicial} = H_{\text{nuevo}} \times e^{(\beta_1 \times \text{Edad})} \quad [4.5]$$

Donde:

- $H_{\text{nuevo}}$ : es la puntuación de salud inicial de un activo nuevo, que es de 0.5.
- $\beta_1$ : es la tasa de envejecimiento inicial.
- $\text{Edad}$ : es la edad del activo en años.

Esta primera relación proporciona una estimación inicial de la salud que puede tener el activo, aunque ésta se modificará a medida que avance el desarrollo de la metodología.

#### 4.2.5 Puntuación de salud actual (PSA)

Una vez que se ha obtenido la puntuación de salud inicial, es preciso calcular los modificadores cuya aplicación podrá corregir la puntuación inicial para asimilarla lo máximo a la situación real en la que se encuentra un activo.

Posteriormente vamos a detallar los modificadores que se necesitan para obtener la puntuación actual: modificador de estado y modificador de fiabilidad.

A su vez el modificador de estado consta de tres componentes:

- Factor de puntuación de salud, que determina el modo en que la puntuación del estado inicial va a ser modificado. Dicho factor se determina mediante la combinación de otros dos modificadores:
  - Modificador de condición observada, que transmite la situación del activo mediante una inspección visual.
  - Modificador de condición medida, que tal y como podemos intuir, reflejan las mediciones realizadas sobre los activos.
- El máximo de la puntuación (MaxP), que se utiliza en situaciones en las que el resultado de una inspección es desfavorable, en este caso se asigna dicho valor. Su valor se encuentra tabulado junto con los factores y se elige el máximo entre ellos, normalmente coincide con el máximo de la escala, 10.
- El mínimo de la puntuación (MinP), se utiliza para indicar el resultado de una inspección excelente, pero que deja pequeñas repercusiones en el activo. El valor de esa puntuación se encuentra tabulado junto con los factores y se elige el mínimo entre ellos, normalmente coincide con el valor mínimo de la escala, 0.5.

Los tres componentes del modificador se encuentran tabulados en el anexo del documento.

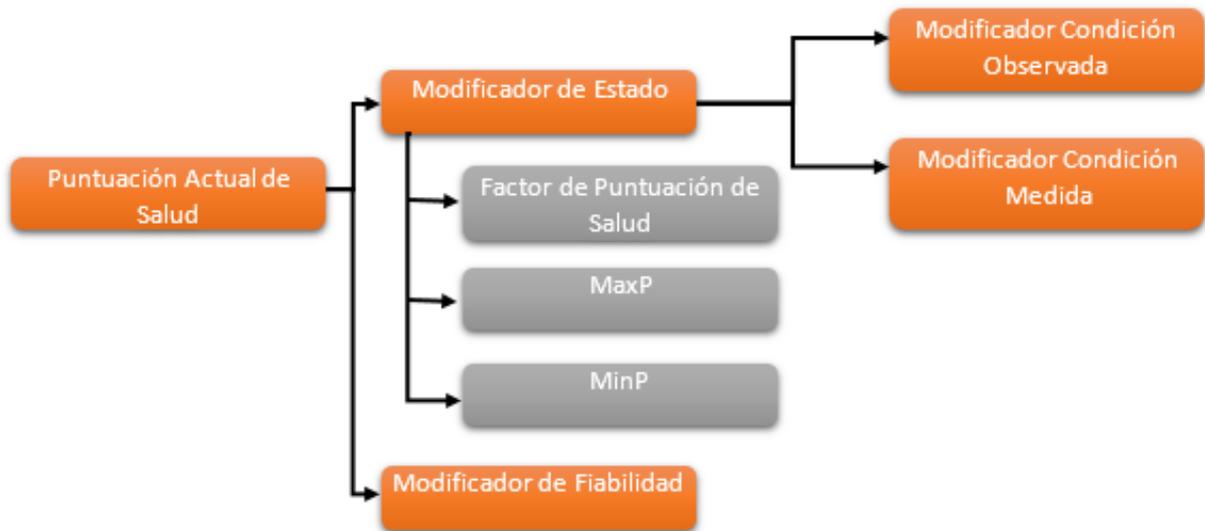


Ilustración 4.3: Esquema de Modificadores de Salud

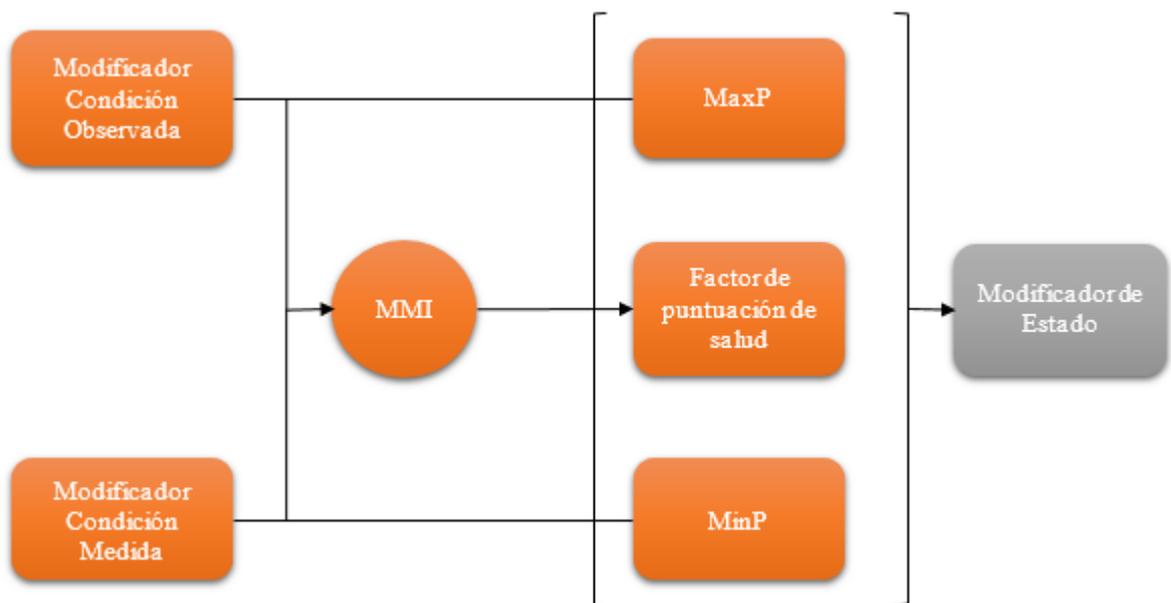


Ilustración 4.4: Modificador de estado de salud [2]

Los factores de los modificadores de condición observada y condición medida se encuentran tabulados en el anexo del documento. Sin embargo, una vez vistas las tablas, vemos que un solo activo puede tener uno o varios factores como para el modificador de condición observada, tanto para el modificador de condición medida. Gracias a la Técnica MMI, que se explica en el apartado 4.2.3 Técnica de combinación de factores (MMI), podemos llegar a un valor único de cada uno de los factores.

Una vez que tenemos un único valor para cada modificador, es hora de hacer la combinación de ambos para conseguir el factor de puntuación de salud que se comparará posteriormente con el valor máximo y mínimo.

<b>a= Máximo de (Factor de Condición Observada, Factor de Condición Medida)</b>	<b>b= Mínimo de (Factor de Condición Observada, Factor de Condición Medida)</b>	<b>Factor de Puntuación de Salud</b>
>1	>1	= $a + ((b-1)/1.5)$
>1	≤1	=a
≤1	≤1	= $b + ((a-1)/1.5)$

Tabla 1: Factor de Puntuación de Salud

El modificador de fiabilidad también está compuesto por dos componentes:

- i) Factor de fiabilidad, cuyo valor está comprendido entre 0.6 y 1.5 y en caso de que fuese necesario su utilización el valor exacto lo especificaría un experto en la materia basándose en la experiencia con el tipo del activo. En caso de que la experiencia no fuese la suficiente utilizaremos el valor 1, que es el valor asignado por defecto.
- ii) Cuello de fiabilidad (CF), es el valor mínimo que pudiera tomar el factor de fiabilidad en algunos casos y su valor siempre será de 0.5.

$$\text{Salud actual} = \text{Salud inicial} \times \text{Factor de puntuación de salud} \times \text{Modificador de fiabilidad} \quad [4.6]$$

La puntuación de salud actual obtenida mediante la aplicación de la expresión anterior, no es un resultado definitivo. Para comprobar su validez se compara con el máximo y el mínimo de la puntuación para ver que la puntuación que se ha obtenido se encuentra dentro de la escala de puntuación de salud establecida en la metodología. Es importante seguir el orden de las comparaciones, es caso contrario, el resultado puede variar significativamente perdiendo su validez.

En primer lugar, la puntuación de salud actual se compara con el valor máximo de la siguiente manera:

$$\text{Si } PSA > MáxP \text{ entonces } PSA_{comparada} = MáxP \quad [4.7]$$

En segundo lugar, se compara también con el valor mínimo:

$$\text{Si } PSA < MAX(MinP, CF) \text{ entonces } PSA_{comparada} = MAX(MinP, CF) \quad [4.8]$$

En caso de que la puntuación obtenida por la expresión no se contempla por los dos casos anteriores, su valor permanecerá sin modificar.

**Nota:** La metodología inicial también incluye tres modificadores más además de los que ya se han explicado para los transformadores de potencia. Estos modificadores son: Modificador del Aceite, Modificador DGA y Modificador FFA. Debido a que dichos modificadores no se explican con la suficiente claridad y dejan ciertos aspectos sin definir, se ha decidido omitir y tomar el valor de esos modificadores por defecto. Así su aplicación no variará el resultado.

#### 4.2.6 Técnica de combinación de factores (MMI)

Los factores de condición que forman parte de los modificadores de estado deben ser combinados en uno sólo antes de ser incluido en la metodología, este proceso de combinación es el que se detallará en este apartado.

Gracias a la técnica que se conoce como MMI, técnica del “Máximo Modificado y su Incremento”, podremos utilizar múltiples factores que del activo uniéndolo en uno sólo.

Esta técnica está enfocada en maximizar el potencial de la condición más fuerte, cuyo valor será más alto, y a la misma vez controlar el resto de los factores dependiendo de los valores que tengan.

Este enfoque permite aplicar el mismo método a la totalidad de los activos, sin importar la categoría a la que pertenezcan.

La combinación de factores utilizando la Técnica MMI se describe a continuación:

Si alguno de los factores es mayor que 1:

- $Var\_1 = \text{Máximo de los Factores}$
- $Var\_2 = \text{Excluyendo } Var\_1$ 
  - El resto de Factores donde  $(Factor-1) > 0$
  - Sumar  $(Factor-1)$  para  $n-1$  factores más altos; donde  $n = \text{Máximo de factores combinados}$
- $Var\_3 = Var\_2 / \text{Factor Divisor 1}$
- $\text{Factor combinado} = Var\_1 + Var\_3$

En caso contrario:

- $Var\_1 = \text{Mínimo de los Factores}$
- $Var\_2 = 2^{\circ} \text{ más pequeño de los factores}$
- $Var\_3 = (Var\_2 - 1) / \text{Factor Divisor 2}$
- $\text{Factor combinado} = Var\_1 + Var\_3$

Donde:

- **Máximo de factores combinados** se refiere al número de factores que afectan al Factor combinado simultáneamente (Tabla 2 y 3).
- **Factor Divisor 1** y **Factor Divisor 2** son constantes que especifican el grado en el que los factores pueden influir uno a otro (Tabla 2 y 3).

Categoría del activo	Subdivisión	Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI		
		Factor Divisor 1	Factor Divisor 2	Máximo de factores combinados
Transformador AT		1.5	1.5	1
Transformador TEA	Transformador principal	1.5	1.5	1
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3
Transformador de 132kV	Transformador principal	1.5	1.5	1
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3

Tabla 2: Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI - Modificadores de Condición Observada

Categoría del activo	Subdivisión	Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI		
		Factor Divisor 1	Factor Divisor 2	Máximo de factores combinados
Transformador AT		1.5	1.5	2
Transformador TEA	Transformador principal	1.5	1.5	2
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3
Transformador de 132kV	Transformador principal	1.5	1.5	2
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3

Tabla 3: Parámetros para la aplicación de la Técnica MMI - Modificadores de Condición Medida

A continuación, se muestra un caso de aplicación de ese algoritmo.

Caso 1: uno o más Factores > 1

- Factores=1.2, 1.0, 1.1, 1.02, 0.9, Máximo de factores combinados=4, Factor Divisor1 y Factor Divisor2=2
- Var\_1=máximo de los Factores= Max (1.2, 1.0, 1.1, 1.02, 0.9)=1.2
- Var\_2=sumar el resto de los Factores si Factor-1>0= (1.1-1) +(1.02-1)=0.12
- Var\_3=Var\_2/Factor Divisor1=0.12/2=0.06
- Factor Combinado=Var\_1+Var\_3=1.2+0.06=1.26

Caso 2: Todos los Factores ≤ 1

- Factores=1,1,0.8,1,0.9, Máximo de factores combinados=4, Factor Divisor1 y Factor Divisor2=2
- Var\_1=mínimo de los Factores=Min (1,1,0.8,1,0.9)=0.8
- Var\_2=2º más pequeño de los Factores=2ºMin (1,1,0.8,1,0.9)=0.9
- Var\_3=(Var\_2-1) /Factor Divisor2= (0.9-1) /2=-0.05
- Factor Combinado=Var\_3+Var\_1=0.8+(-0.05)=0.75

### 4.3 Puntuación de salud en el futuro

La evaluación de la probabilidad de fallo en el futuro lleva a la conclusión de que los activos sufren un deterioro de su salud y que consecuentemente, la probabilidad de fallo incrementa.

La puntuación de salud futura se calcula de manera muy similar a la puntuación de salud actual, basándose en las suposiciones de deterioros de todos los activos y usando una relación exponencial que puede dar una idea de la evolución de la salud.

Para obtener la puntuación de salud debemos partir del valor de la puntuación de salud actual que se calculó en el apartado anterior y aplicar una serie de cambios que simulan el deterioro que se provocaría durante los próximos años. Estos cambios consisten en la aplicación de una tasa de envejecimiento actual y un factor de reducción de envejecimiento.

### 4.3.1 Tasa de envejecimiento actual – $\beta_2$

Con el fin de predecir la puntuación futura de salud a partir de la puntuación de salud actual, la tasa de envejecimiento necesita ser recalculada de manera que los efectos de los modificadores se tengan en cuenta, es decir, calcular la tasa de envejecimiento implica evaluar la condición real en la que se encuentra el activo.

Para el cálculo de la tasa de envejecimiento actual es necesario haber calculado la puntuación de salud actual, saber la edad del activo, el envejecimiento y el factor de reducción, que se podrá encontrar en el Anexo A para los activos utilizados.

Dependiendo de la edad del activo, la tasa de envejecimiento se calculará de una u otra manera.

- Si la edad del activo es igual o superior a los 10 años ( $Edad \geq 10$  años):

$$\beta_2 = \frac{\ln\left(\frac{PSA}{H_{nuevo}}\right)}{Edad \times \text{Factor de reducción}} \quad [4.9]$$

- Si la edad del activo es menor de los 10 años ( $Edad < 10$  años):

$$\beta_2 = \beta_1 \quad [4.10]$$

Para esos activos la tasa de envejecimiento se fijará a partir de la primera tasa de envejecimiento calculada en los apartados anteriores. Dicha condición se realiza para evitar que se produzca un deterioro en las etapas más tempranas de la vida del activo y no sea evaluado correctamente.

### 4.3.2 Factor de reducción de envejecimiento

Al utilizar la curva exponencial para asemejar el deterioro de los activos corremos el riesgo de asignar un deterioro demasiado brusco en las últimas etapas de la vida del activo. Para evitar dicho error y reflejar con mayor precisión la realidad se utiliza un factor de reducción de envejecimiento.

La causa del efecto anteriormente mencionado se debe a la no coincidencia exacta de la curva seleccionada una vez que el activo alcanza los valores de puntuación de salud altos. Con el fin de minimizar el potencial del crecimiento de la curva exponencial se introduce un factor de reducción de envejecimiento para modificar la tasa de deterioro del activo. Esto ralentiza la tasa de envejecimiento del activo al aplastar un poco la curvatura, especialmente cuando la puntuación de salud sea mayor a 5.5.

En la práctica la aplicación de este tipo de factores es de uso común por los ingenieros en cuestiones de fiabilidad. Se usa el intervalo P-F, donde P, es el punto donde se puede detectar un fallo potencial, y F es donde ocurre el fallo funcional del activo.

En tales conceptos, se dibuja una curva entre los dos puntos, P y F, para obtener una previsión de tiempo hasta el fallo y el efecto de la reducción de tal forma que cuando el envejecimiento se acelera la curva resultante muestra un valor más cercano al real.

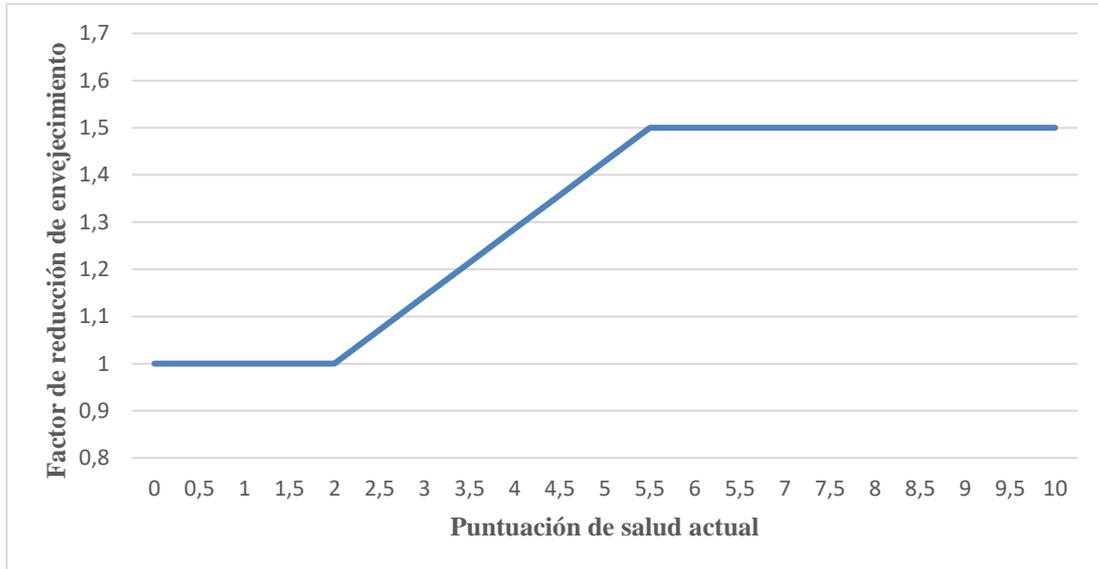
En la metodología, el factor de reducción de envejecimiento aplicado variará dependiendo de la puntuación de salud actual del activo.

Para los activos que ya han superado el valor de 5,5, el factor de reducción de envejecimiento se fijará en su valor máximo admisible. A su vez los activos cuya puntuación es inferior a 2, no necesitarán la utilización de dicho factor, y por ello se fijará el valor de uno, que no altera la estimación del deterioro.

Con el fin de evitar que los activos de baja puntuación de salud se deterioren más rápidamente que los activos de puntuación de salud altos a la hora de realizar la estimación, no debe haber cambios significativos en el

valor del factor de reducción. Por lo tanto, el factor de reducción varía linealmente entre la unidad y su valor máximo para todos los activos cuya puntuación de salud actual sea entre 2 y 5.5.

El valor máximo admisible que se establece en esta metodología es de 1.5, pudiendo realizar cambios de dicho valor, en caso de que la curva no se asemeje a la curva del deterioro de los activos a estudiar.



La tabla de calibración del factor de reducción de envejecimiento se puede ver en la siguiente figura.

Ilustración 4.5: Factor de reducción de envejecimiento

Puntuación actual de salud	Factor de reducción de envejecimiento
<2	1
Entre 2 y 5.5	$((\text{Puntuación actual de salud}-2) / 7) + 1$
> 5.5	1.5

Tabla 4: Factor de reducción de envejecimiento

### 4.3.3 Cálculo de la puntuación de salud a futuro

La puntuación de salud a futuro (PSF) se calcula utilizando la misma metodología exponencial basada en la puntuación de salud inicial.

$$PSF = PSA \times e^{(\beta_2 \times t)} \quad [4.11]$$

Donde:

- PSA es la puntuación de salud actual del activo.
- $\beta_2$  es la tasa de envejecimiento actual.
- t es el número de años que se pretenden analizar.

La puntuación de salud en el futuro tiene un límite superior más alto que la puntuación de salud actual, cuyo valor máximo pasa a ser 15. Esto nos permite modelar el deterioro y ver la evolución del activo a mayor espacio temporal.

## 4.4 Probabilidad de fallo

Para cada categoría de activos, además de la puntuación de salud se define una probabilidad de fallo que tiene una estrecha relación con la propia salud del mismo.

Tal y como se describirá más adelante, la relación y los valores de calibración de los equipos establecen que los activos con la misma puntuación de salud tendrán el mismo valor de la probabilidad de fallo.

La probabilidad de fallo de un activo se obtiene en función del estado del activo, la expectativa de vida, la ubicación, el servicio, la fiabilidad, y las condiciones observadas y medidas.

Para la mayoría de los activos la probabilidad de fallo se calcula con la puntuación de salud actual mediante la utilización de una sencilla fórmula. Sin embargo, para algunas de las categorías de activos, como transformadores, es necesario calcular la puntuación de salud de cada uno de los componentes y a continuación, combinar las puntuaciones obtenidas para llegar a un único valor de la probabilidad de fallo. La probabilidad de fallo (POF) anual se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$POF = K \times \left[ 1 + (C \times H) + \frac{(C \times H)^2}{2!} + \frac{(C \times H)^3}{3!} \right] \quad [4.12]$$

Donde:

- Si la Puntuación de salud actual (o futura si se calcula la POF a futuro) es mayor a 4, entonces  $H=PSA$ .
- Si la Puntuación de salud actual (o futura si se calcula la POF a futuro) es menor o igual a 4, entonces  $H=4$ .
- $K$  y  $C$  son constantes que se pueden encontrar en las tablas anexas.

Los transformadores de extra alta tensión y a los de 132kV, tienen un tratamiento especial en el cálculo de la probabilidad de fallo. La razón por la que estos activos no se tratan de la misma que los demás es simple: estos activos son compuestos y la puntuación de salud es la combinación de puntuaciones de todos los componentes. Antes de llegar a este punto la metodología ha sido la misma para todos los activos y los activos que tuvieran más de un componente se estudiaba cada componente como un activo aparte.

En este punto se debe de valorar el conjunto de los componentes y llegar a un único valor de la probabilidad de fallo. La combinación de la salud de los componentes es muy sencilla. Se utilizará la ecuación 4.12, pero el valor de la Puntuación de Salud Actual es el valor de Puntuación de Salud Actual máximo de todos sus componentes. De esta forma al equipo se asigna la salud del componente en peor estado.

### 4.4.1 Constantes $K$ y $C$ en el cálculo de la probabilidad de fallo

Para describir la relación entre la puntuación de salud y la probabilidad de fallo se utilizará una curva exponencial genérica, que es constante para los valores de salud bajos, mientras que si los valores de salud son altos la curva tiene un crecimiento exponencial. De esa manera podemos representar el aumento de la degradación del activo con el aumento de la probabilidad de fallo, tal y como se puede ver en la figura.

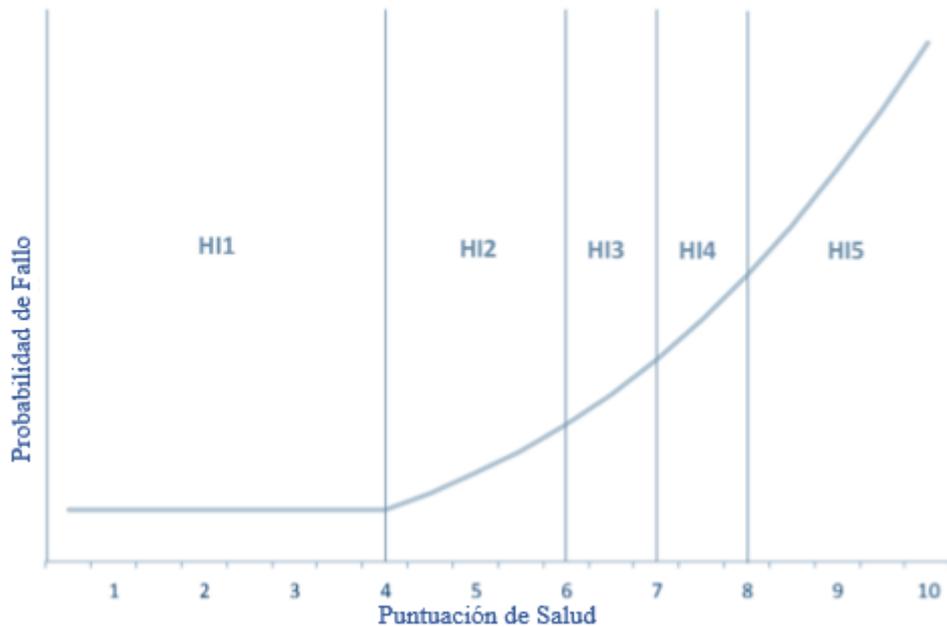


Ilustración 4.6: Índices de bandas de Salud [2]

Para obtener la curva que se muestra, se deben de utilizar los parámetros genéricos para cada categoría de activos. Dichos parámetros genéricos son el valor C, que define la forma de la curva, y el valor K, que es la tasa de fallo. Los valores C y K se pueden ver en las tablas anexas.

El valor C se mantiene constante para todas las categorías de activos y se selecciona de tal manera que la probabilidad de fallo de un activo en el peor estado fuese diez veces mayor que la probabilidad de fallo de un activo nuevo.

El valor K, varía con las categorías, y viene determinado por la tasa de fallo, de la distribución del índice de salud y el volumen del activo.

## 4.5 Consecuencias de fallo

Cuando se produce el fallo de un activo eso tendrá por consiguiente un impacto en el funcionamiento global de la empresa. Por tanto, el impacto hace referencia a las consecuencias del fallo.

La metodología propone un método de evaluación de las consecuencias del fallo individual de un activo a través del valor monetario que este supone.

Esta metodología separa las posibles consecuencias de fallo en cuatro categorías para cada activo:

- Consecuencias financieras
- Consecuencias ambientales
- Consecuencias de seguridad
- Consecuencias debido al rendimiento de la instalación

Cada una de las cuatro categorías se evalúa según el valor monetario anual que conlleva, la consecuencia global, por tanto, es la suma de los valores obtenidos de las cuatro categorías. Mediante esta suma se obtiene el coste global anual que representa un determinado fallo del activo.

El cálculo de las consecuencias de fallo está basado en costes de referencia que se han calculado de antemano y la aplicación de factores de modificación, valorando una gran cantidad de variables que influyen en cada categoría. Los costes de referencia se pueden ver en el anexo.

Una vez que se tienen los datos de referencia es necesario calcular un coste de consecuencias más aproximado que el de referencia, que suele ser calculado con una gran cantidad de datos difíciles de obtener o mediante los datos históricos que se tienen a lo largo de los años de funcionamiento de la empresa.

Para llegar al valor necesario de las consecuencias de fallo se aplicarán una serie de modificadores que pueden subir o bajar el impacto monetario anual dependiendo de las condiciones de funcionamiento del activo. Para cada categoría de consecuencias se tendrán sus propios modificadores que se explicarán en los siguientes apartados.

También cabe destacar que las consecuencias de fallo son derivadas del modo de uso de los activos. Por ejemplo, el impacto en el rendimiento de la red estará asociado al número de clientes que la utilice o la cantidad de carga que tenga la línea. Del mismo modo, el impacto medioambiental dependerá de la proximidad del activo de una zona que sea ecológicamente sensible.

#### 4.5.1 Consecuencias financieras

El coste anual de referencia de las consecuencias financieras puede modificarse mediante la aplicación de dos factores: Factor Financiero de Tipo y Factor Financiero de Acceso. Esto dará como resultado un valor total de la consecuencia financiera que reflejan las características individuales de un activo y cómo puede afectar materialmente el hecho de devolver al activo su función. Siempre en comparación con el valor de referencia de la categoría a la que pertenece el mismo.

Factor Financiero de Tipo permite realizar un ajuste considerando la categoría de activo y las especificaciones de la misma categoría. Al decir de otra manera esto reflejará la experiencia de la industria de la que se trate en el coste de reemplazar un tipo de activo de características similares. El valor del Factor Financiero que habría que aplicar en cada caso se encuentra tabulado.

Factor Financiero de Acceso en cambio hace posible la consideración del acceso que existe al activo defectuoso, en la medida que la accesibilidad al mismo pueda ser reflejada directamente en el coste de consecuencias financieras. Al igual que el factor anterior, éste lo podemos encontrar en las tablas al final del documento.

$$\text{Coste Consecuencia Financiera} = \text{Coste de Referencia Financiera} \times \text{Factor Financiero} \quad [4.13]$$

Donde:

$$\text{Factor Financiero} = \text{Factor Financiero de Tipo} \times \text{Factor Financiero de Acceso} \quad [4.14]$$

#### 4.5.2 Consecuencias ambientales

En caso del coste de las consecuencias ambientales, a parte del coste de referencia necesitaremos tres factores que harán establecer una mejor estimación del coste total. Esos tres modificadores son el Factor Ambiental de Tipo, Factor Ambiental de Tamaño y Factor Ambiental de Ubicación, ellos han sido diseñados para valorar las circunstancias especiales de un activo en la medida que puedan tener un impacto en las consecuencias ambientales.

Factor Ambiental de Tipo permite hacer un ajuste teniendo en cuenta la categoría de activo a la que pertenece en función de las consecuencias ambientales que pueden ocasionar de media en la misma categoría. Este factor podemos encontrar en la tabla al final del documento.

Factor Ambiental de Tamaño, es un factor que tiene una relación directa con las consecuencias de este tipo. Como el propio nombre del factor indica, lo que valora este factor es el tamaño en cuestión que tiene el equipo. Un transformador de mayor tamaño en promedio podrá verter más vertidos tóxicos como aceites que uno de menor tamaño. Los valores que se utilizan para cada caso se encuentran en la tabla 47.

Factor Ambiental de Ubicación mide el posible impacto ambiental dependiendo de la sensibilidad de la zona en la que encuentra situado el equipo. Los aspectos que se incluyen en ese factor son la proximidad de aguas, proximidad de zona natural y etc. Su valor viene dado en la tabla 48. A su vez este factor combina otros dos factores, factor de proximidad, como ya se ha mencionado mida la distancia de las aguas más cercanas y factor de impacto, que mide el posible dado producido a las aguas del otro factor.

$$\mathbf{Factor\ Ambiental\ de\ Ubicación = Factor\ de\ Proximidad \times Factor\ de\ Impacto} \quad [4.15]$$

Por lo tanto, la fórmula del coste de las consecuencias ambientales queda de la siguiente manera:

$$\mathbf{Coste\ Consecuencia\ Ambiental = Coste\ de\ Referencia\ Ambiental \times Factor\ Ambiental} \quad [4.16]$$

Donde:

$$\mathbf{Factor\ Ambiental} \\ = \mathbf{Factor\ Ambiental\ de\ Tipo \times Factor\ Ambiental\ de\ Tamaño} \\ \times \mathbf{Factor\ Ambiental\ de\ Ubicación} \quad [4.17]$$

### 4.5.3 Consecuencias de seguridad

La metodología incluye la capacidad de variar el coste de referencia de las consecuencias de seguridad gracias a la aplicación de dos modificadores: Factor de Seguridad de Tipo y Factor De Seguridad de Localización. Una vez aplicado ambos factores obtenemos el coste total de las consecuencias de seguridad que puede suponer un activo.

Factor de Seguridad de Tipo trata de valorar el riesgo y por lo tanto una consecuencia, que supone el hecho de que el equipo tenga partes que están en contacto directo con el personal y medios naturales.

Por ejemplo, una planta que está completamente aislada tendrá menor consecuencia y por lo tanto un menor riesgo. Mientras que si la misma planta tendrá un fácil acceso por personal ajeno supondrá mayor riesgo y con ello un coste de consecuencia más grande.

Factor de Seguridad de Localización hace referencia al hecho de existir un riesgo de interferir con el ambiente donde se encuentre ubicado el equipo, ya sea de manera accidental o intencionada. Este factor tiene dos aspectos importantes a destacar. Por una parte, la ubicación geográfica y las características del suelo, como son los bosques, ríos, calles, ciudades y etc. Y, por otro lado, está el uso que se da al terreno, donde se incluye si es una zona urbanizable, industrial o de otro tipo. Por ejemplo, un equipo eléctrico instalado en las proximidades de zona urbanizada tendrá un mayor impacto que equipos situados en tierra escasamente poblada.

$$\mathbf{Coste\ Consecuencia\ de\ Seguridad} \\ = \mathbf{Coste\ de\ Referencia\ de\ Seguridad \times Factor\ de\ Seguridad} \quad [4.18]$$

#### 4.5.4 Consecuencias asociadas al rendimiento de la instalación

Esta consecuencia se diferencia del resto en que se calcula de maneras distintas dependiendo de los activos que se trate, la diferenciación se encuentra en la tensión para la que está pensado el equipo. Un método será para Baja y Alta Tensión y otro para Tensión Extra Alta y equipos de 132kV.

##### Tensiones bajas y altas

En caso de los activos de bajas y altas tensiones el coste que se puede producir por las consecuencias debido al rendimiento de la instalación depende en gran medida de la categoría de activo a la que pertenece y se puede medir de las siguientes maneras:

- i) Directamente, haciendo la relación de clientes que están conectados a la instalación (Factor Cliente) y/o
- ii) A través de un Factor de Sensibilidad que hace posible establecer otro tipo de relación con los clientes.

Factor Cliente permite establecer una clara relación entre el fallo del activo y la cantidad de clientes afectados por dicho fallo, con ello conoceremos la consecuencia monetaria que supondría el activo en este caso. Este factor no depende de valores tabulados sino del número de clientes que fueron seleccionados para calcular los valores de referencia. De esta manera si para el coste de referencia se utilizaron 100 clientes, y actualmente la instalación abastece a 120 (o 80) clientes, entonces el Factor Cliente será de 1.2 (o 0.8).

$$\text{Factor Cliente} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de Clientes}}{\text{N}^\circ \text{ de Clientes de Referencia}} \quad [4.19]$$

Si un activo tiene mucha demanda por clientes, entonces el número de clientes puede ser ajustado por la tabla 5 para que la metodología se aplique con mayor facilidad.

<b>Demanda Máxima del Activo/ N° Total de Clientes alimentados con el activo (kVA por cliente)</b>	<b>Número de clientes a utilizar como N° de clientes de referencia para Factor Cliente</b>
<50	1 x N° real de clientes alimentados por el activo
≥50 y <100	25 x N° real de clientes alimentados por el activo
≥100 y <500	100 x N° real de clientes alimentados por el activo
≥500 y <1000	250 x N° real de clientes alimentados por el activo
≥1000 y <2000	500 x N° real de clientes alimentados por el activo
≥2000	1000 x N° real de clientes alimentados por el activo

Tabla 5: Ajuste del número de clientes para los activos de Baja y Alta Tensión

En cuanto al Factor de Sensibilidad, éste nos permite establecer la relación con la fidelidad de los clientes con respecto a la compañía, y, por lo tanto, respecto a los activos en cuestión. Este Factor juega un papel poco importante ya que puede ser utilizado a conveniencia de la empresa. Su valor será establecido por la experiencia del personal que trata con los activos y sus consecuencias. En caso de que la experiencia del personal no fuera suficiente el valor será de 1, lo que no influiría en el cálculo final. En caso de ser utilizado, este factor tendrá un valor entre 1 y 2, nunca pudiendo superar su valor máximo.

$$\begin{aligned} \text{Coste Consecuencia Rendimiento} \\ = \text{Coste de Referencia Rendimiento} \times \text{Factor Rendimiento} \end{aligned} \quad [4.20]$$

Donde:

$$\text{Factor Rendimiento} = \text{Factor Cliente} \times \text{Factor de Sensibilidad} \quad [4.21]$$

### Tensiones Extra Altas y de 132kV

La metodología separa estos equipos por el simple hecho de que están diseñados para abastecer un gran número de clientes y por ello, mucho de los sistemas son redundantes para evitar provocar que un fallo pueda originar mal funcionamiento y con ello una parada de la instalación. Para estos activos es crucial no provocar parada en ningún momento provocando la interrupción del servicio.

Como ya se ha dicho estos equipos en la mayoría de las veces disponen de sistemas redundantes, de manera que, al producirse un fallo en el equipo principal, inmediatamente se pone en marcha el equipo redundante para suplir al principal. En ese momento se debe de poner en funcionamiento el equipo principal lo más pronto posible para evitar que la instalación pierda por completo su funcionalidad.

En diferencia a los equipos de baja y alta tensión los factores de modificación no son los mismos, y reflejan aspectos distintos en cada caso.

Al igual que en casos anteriores disponemos de dos modificadores: Factor de Carga y Factor de Tipo de Red.

Factor de Carga permite conocer la carga real que proporciona el equipo frente a la carga máxima que pueda suministrar en un momento dado.

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga Real del Activo}}{\text{Carga Máxima de Referencia}} \quad [4.22]$$

La carga máxima que puede soportar la instalación ya se encuentra tabulada para algunos tipos de activos y la podemos encontrar al final del documento.

Factor de Tipo de Red hace referencia a la seguridad que ofrece la instalación según el tipo de red de la que se trate. El valor de este factor es 2 en caso de que no el activo no fuera del todo seguro al conectarse a un tipo de red determinado. Y, por el contrario, si el activo se considera seguro el valor que deberíamos usar para ese factor será de 1.

$$\begin{aligned} \text{Coste Consecuencia Rendimiento} \\ = \text{Coste de Referencia Rendimiento} \times \text{Factor de Carga} \\ \times \text{Factor de Tipo de Red} \end{aligned} \quad [4.23]$$

## 4.6 Índice de salud

La salud de los activos es una medida de la condición en la que los activos se aproximan al final de su vida útil. La metodología incluye la manera de calcular la salud de los activos incluyendo:

- i) Las medidas y observaciones de salud de los activos corrientes, al aplicar los factores de condición.
- ii) La salud de los activos en el futuro, teniendo en cuenta el posible deterioro.

En la medida en la que los activos se deterioran (que las condiciones de funcionamiento van empeorando), la probabilidad de que se produzca un fallo aumenta.

La metodología relaciona la salud de los activos con la probabilidad de fallo asociada al mismo. Para cada tipo de activo, se especifica la relación exacta de la puntuación de salud y la probabilidad de fallo, volcando toda esa información en el índice de salud.

El índice de salud, es un indicador que relaciona la puntuación de salud de los activos y la probabilidad de fallo de los mismos. El índice de salud consta de cinco bandas, que se asocian a la puntuación de salud y a la probabilidad de fallo que corresponde en cada caso.

Como ya se ha dicho, los índices de salud de los grupos de activos se recogen en cinco bandas (de HI1 hasta HI5) y se basan en las puntuaciones de salud principalmente. Estas bandas de los índices de salud son posteriormente traducidas en los valores de la probabilidad de fallo.

Así pues, la banda del Índice de salud HI1 representa los activos cuya puntuación de salud es baja y la probabilidad de fallo es muy similar a la de los activos nuevos.

La metodología evalúa la salud de los activos usando una escala continua entre 0,5 y 10 (y hasta 15 para el caso de la salud a futuro). Por lo tanto, el criterio de asignación de la banda se realizará en función de la puntuación de salud de cada activo. En la siguiente tabla podemos ver los límites inferiores y superiores de cada una de las cinco bandas.

<b>Banda de Índice de Salud</b>	<b>Criterio de asignación de banda</b>	
	<b>Límite inferior de la PSA</b>	<b>Límite superior de la PSA</b>
<b>HI1</b>	-	<4
<b>HI2</b>	≥4	<6
<b>HI3</b>	≥6	<7
<b>HI4</b>	≥7	<8
<b>HI5</b>	≥8	-

Tabla 6: Criterio de asignación de Banda de Índice de Salud

## 4.7 Índice de criticidad

El índice de criticidad, es un indicador que está relacionado directamente con las consecuencias globales de fallo. En diferencia con las bandas de los índices de salud, en vez de cinco, el índice de criticidad está comprendido entre cuatro bandas. Cada banda se asocia a la magnitud de las consecuencias de fallo comparando con las consecuencias de cada categoría.

Antes de asignar cada activo a la banda de criticidad correspondiente es conveniente establecer el promedio de las consecuencias globales de fallo. Esto se hace para posteriormente comparar el valor medio con la magnitud obtenida al calcular las consecuencias globales de fallo. Las bandas se disponen de la siguiente manera:

- i) C1- Criticidad baja.
- ii) C2- Criticidad media.
- iii) C3- Criticidad alta.
- iv) C4- Criticidad muy alta.

La banda del índice de criticidad C2, representa la banda correspondiente a los activos cuyas consecuencias globales son muy parecidas al valor promedio establecido para cada categoría de activos.

Para la asignación de la banda de criticidad a un activo, debemos determinar la diferencia porcentual de la consecuencia global de fallo de ese activo, con el valor promedio de las consecuencias de la categoría de activos a la que pertenece. De esa manera conocemos la desviación que se produce con el valor estimado. La diferencia se calculará de manera absoluta, debido a que no tiene importancia si el valor de la consecuencia es mayor o menor que el valor medio, sólo se tiene en cuenta la desviación producida.

En la siguiente tabla podemos ver los límites de cada una de las cuatro bandas de criticidad:

Banda de Índice de Criticidad	Criterio de asignación de banda	
	Límite inferior de la desviación de las consecuencias globales	Límite superior de la desviación de las consecuencias globales
C1	-	<75%
C2	$\geq 75\%$	<125%
C3	$\geq 125\%$	<200%
C4	$\geq 200\%$	

Tabla 7: Criterio de asignación de Banda de Índice de Criticidad

El valor medio de las consecuencias globales se calcula sobre el conjunto de activos de una misma categoría en un espacio temporal de un año. Además, los valores deben ir modificándose cada año, para que la información fuera actualizada y así ir corrigiendo el índice de criticidad para los años siguientes.

## 4.8 Matriz de riesgo

El paso siguiente en el desarrollo de la metodología es elaborar las matrices de riesgo para evaluar en qué estado se encuentran los activos.

La finalidad de las matrices de riesgo es relacionar el índice de salud y el índice de criticidad de un activo para conocer el riesgo que presenta el activo para la empresa en caso de que resulte dañado. Una vez elaboradas las matrices podemos ver que activos deben de tener prioridad en los mantenimientos y cuáles son más críticos con respecto al funcionamiento global.

Las matrices se construyen tal y como se indica en la figura:

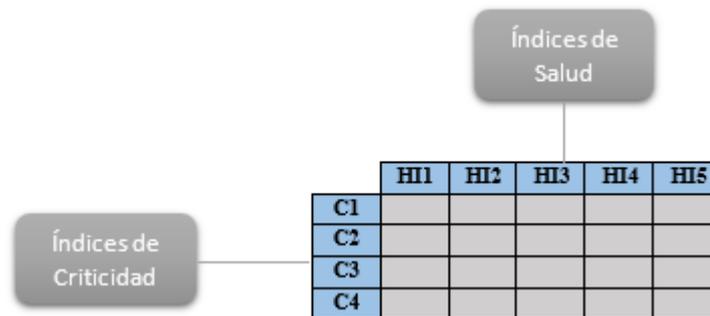


Ilustración 4.7: Matriz de Riesgo [2]

Una vez que está completa la matriz de riesgo, los activos que se encuentran más cerca de la esquina inferior derecha son los que mayor riesgo suponen. A este tipo de activos se tendrá que poner la mayor atención debido a que un fallo puede producir grandes pérdidas. Por el contrario, los activos que están cerca de la esquina superior izquierda son los menos prioritarios a la hora de establecer planes de mantenimiento o sustitución. El resto de la matriz se evalúa bajo el mismo criterio estableciendo prioridad entre los activos de la misma categoría.

## 4.9 Intervenciones

Las intervenciones son actividades que se realizan para mejorar el activo y evitar que este falle. La mejora puede ser tanto reemplazo del activo como actividades de mantenimiento y reacondicionamiento. Tales actividades están dirigidas principalmente a reducir el riesgo mediante la reducción de la probabilidad de fallo.

El efecto de estas actividades se calculará modificando los datos de entrada utilizados a lo largo de la metodología. De esta manera, será necesario recalcular la puntuación de salud actual y la puntuación de salud a futuro, donde la última será la que se utilice para calcular la matriz de riesgo a futuro, teniendo en cuenta las intervenciones.

Para las intervenciones que suponen un reemplazo del activo, simplemente pasaremos a calcular los índices para el activo nuevo, teniendo en cuenta los cambios en la población de la categoría del activo.

Para las intervenciones que suponen un mantenimiento o reacondicionamiento, se volverá a calcular la salud y la criticidad del activo utilizando datos de entrada revisados, acorde con las actividades de reacondicionamiento. Esta revisión de datos, debe tener en cuenta los cambios en los datos de entrada que se han producido con actividades anteriormente mencionadas.

# 5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

---

## 5.1 Equipos seleccionados

La metodología en la que se centra este trabajo, que es la que está descrita en el capítulo anterior, trata de establecer los Índices de Salud para una gran parte de los activos que normalmente se pueden encontrar en una subestación eléctrica. Debido al gran número de categorías distintas, ha sido necesario seleccionar un grupo de activos cuyo estudio y comprobación de llevaría a cabo. Dado el conocimiento de la importancia de los transformadores en las subestaciones eléctrica, se ha tomado la decisión de enfocar el trabajo a este tipo de activos.

No obstante, dentro de la categoría de los transformadores, los mismos se pueden dividir en subcategoría por la tensión a la que están sometidos. De esa manera podemos establecer dos grupos, uno de ellos con los transformadores de baja y alta tensión, y otro de transformadores de extra alta tensión y los de 132kV. Los transformadores se consideras de extra alta tensión cuando su tensión se encuentra entre 33kV y 66kV.

Para aplicar la metodología se han seleccionado dos transformadores simples, que son del primer grupo, y otros dos transformadores del segundo grupo. Este segundo grupo de transformadores tiene un factor clave que lo diferencia del primero, que estos están formados por más de un componente.

Ya se ha explicado en la metodología que equipos compuestos tienen un tratamiento especial. En primer lugar, se debe de calcular el estado de salud de cada componente por separado y posteriormente hacer un factor de probabilidad de fallo común, ya que se trata del conjunto de los elementos.

Los transformadores seleccionados para la aplicación y posterior comprobación de la metodología son:

- Transformador de 6,6/11kV, de 35 años de edad.
- Transformador de 20kV, de 51 años de edad.
- Transformador de 66kV, de 45 años de edad, que a su vez está formado por:
  - Transformador principal
  - Cambiador de toma
- Transformador de 132kV, de 24 años de edad, que a su vez está formado por:
  - Transformador principal
  - Cambiador de toma

Debido a que no se conocen más datos sobre los transformadores, los factores que vienen determinados mediante la consulta de tablas, se realizará de manera arbitrario, siempre teniendo en cuenta la edad del activo y utilizando el sentido común.

Para ver el avance de los índices en un futuro, se elige un espacio temporal de 10 años que se considera suficiente para ver una evolución aproximada del activo.

En cuanto a l número de intervenciones que ha sufrido en activo, éste se establecerá en función de la edad del activo también de manera arbitraria, siempre utilizando los datos históricos de los transformadores c de edad similar a los que se hace el estudio.

Para ver el funcionamiento de la metodología y poder detectar las fortalezas y debilidades de la misma, se utilizarán varias hojas Excel para su desarrollo.

## 5.2 Datos

Como ya se ha mencionado en alguna ocasión durante el documento, la aplicación de la metodología se realizará mediante la utilización de una hoja de cálculo Excel. Cada apartado de la aplicación tendrá dedicado una pestaña en la hoja de cálculo donde encontraremos la información y los datos necesarios.

En primer lugar, se debe establecer las variables de entrada de los activos que se han seleccionado para el estudio. En la primera pestaña es conveniente poner los datos más relevantes de los activos, aquellos que serán necesarios para la aplicación de la metodología. Algunos de esos datos son procedentes de las tablas que aparecen en el documento, como la vida normal del activo y las constantes. Mientras que los otros son establecidos antes de poner en marcha el método, como son la edad del activo y las intervenciones realizadas.

En la siguiente ilustración podemos ver los datos que se han utilizado tal y como aparecen en la hoja de cálculo:

	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	C. de toma 66kV	Tr. 132kV	C. de toma 132kV
Vida normal esperada	60	60	60	60	50	60
Constante K	0,0078%	0,0078%	0,0078%	0,0078%	0,0454%	0,0454%
Constante C	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087
Límite de puntuación de salud	4	4	4	4	4	4
Edad del activo	35	58	51	51	24	24
Intervenciones realizadas	1	2	3	3	0	0
t=n° de años futuros	10	10	10	10	10	10

Ilustración 5.1: Datos

## 5.3 Puntuación de salud

Tal y como se especifica en la metodología, una vez que tenemos identificados los activos y los datos de entrada, se debe pasar al cálculo de la puntuación de salud. En un principio se calculará la puntuación actual, y una vez que se tenga esta, se realizará el cálculo de la puntuación de salud en el futuro.

En las ilustraciones podemos ver cómo se ha calculado cada uno de los valores paso a paso. Para mayor facilidad de trabajo a lo largo de la metodología se ha realizado una tabla resumen, que corresponde a la Ilustración 5.3 con los valores intermedios en el paso del cálculo de la puntuación actual.

Tabla resumen:	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	C. de toma 66kV	Tr. 132kV	C. de toma 132kV
Vida útil esperada	44,44	48,58	52,17	43,48	50,51	66,67
Puntuación inicial de salud	3,30	8,75	5,21	8,33	1,56	1,19
Puntuación de salud actual	3,84	17,74	8,34	16,68	1,69	1,17
Puntuación de salud actual comparada	3,84	10,00	8,34	10,00	1,69	1,17
Puntuación de la salud futura	6,09	14,11	12,04	14,79	2,80	1,67

Ilustración 5.2: Puntuación de salud - Tabla Resumen

El orden que se sigue en la hoja de cálculo es exactamente el mismo que se sigue en el desarrollo de la metodología. Esto hace que la comprobación del método sea más sencilla de realizar. En la tabla de los cálculos vemos paso a paso la manera en la que se ha calculado cada factor que interviene en la puntuación de salud actual. Para no quedarse sólo en la salud actual, se ha aprovechado la misma pestaña para avanzar un poco más y añadir la puntuación de salud en el futuro. Esto también ahorra hacer una pestaña independiente para la puntuación futura.

<b>Cálculos:</b>	<b>Tr. 11kV</b>	<b>Tr. 20kV</b>	<b>Tr. 66kV</b>	<b>C. de toma 66kV</b>	<b>T 132kV</b>	<b>C. de toma 132kV</b>
Factor Distancia de la Costa	1,35	0,90	1,05	1,05	1,00	1,00
Factor Altitud	1,00	1,10	1,00	1,00	0,90	0,90
Factor Corrosión	0,90	1,25	1,10	1,10	0,95	0,95
INC	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Factor de localización	1,35	1,30	1,15	1,15	0,90	0,90
Factor de servicio	1,00	0,95	1,00	1,20	1,10	1,00
<b>Vida util esperada</b>	<b>44,44</b>	<b>48,58</b>	<b>52,17</b>	<b>43,48</b>	<b>50,51</b>	<b>66,67</b>
<b>Puntuación inicial de salud</b>	<b>3,30</b>	<b>8,75</b>	<b>5,21</b>	<b>8,33</b>	<b>1,56</b>	<b>1,19</b>
Beta 1	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04
MaxP	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
MinP	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Modificador Condición Observada	1,10	1,40	1,40	1,67	1,20	1,10
Modificador Condición Medida	1,30	1,76	1,30	1,50	1,00	1,00
Factor de puntuación de salud	1,37	2,03	1,60	2,00	1,20	1,10
Factor de Fiabilidad	0,85	1,00	1,00	1,00	0,90	0,90
Cuello de fiabilidad	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<b>Puntuación de Salud Actual</b>	<b>3,84</b>	<b>17,74</b>	<b>8,34</b>	<b>16,68</b>	<b>1,69</b>	<b>1,17</b>
<b>Puntuación de Salud Comparada</b>	<b>3,84</b>	<b>10,00</b>	<b>8,34</b>	<b>10,00</b>	<b>1,69</b>	<b>1,17</b>
Beta 2	0,05	0,03	0,04	0,04	0,05	0,04
Factor de reducción del envejecimiento	1,26	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00
<b>Puntuación de la salud futura</b>	<b>6,09</b>	<b>14,11</b>	<b>12,04</b>	<b>14,79</b>	<b>2,80</b>	<b>1,67</b>

Ilustración 5.3: Puntuación de Salud - Cálculos

Hay que mencionar que ciertas partes de la metodología son complicadas de realizar con una programación sencilla de celdas de la hoja de cálculo. Por esa razón, los aspectos como la aplicación de la técnica MMI y la comparación de las puntuaciones se ha hecho de forma manual, simplemente introduciendo los valores correspondientes. El resto de las celdas, en cambio están programadas para corregir el valor si los componentes del mismo cambian.

## 5.4 Probabilidad de fallo

Posteriormente pasamos a calcular la probabilidad de fallo de cada activo. Este apartado es uno de los más cortos, debido que en su cálculo intervienen pocos factores.

Como se puede ver en la ilustración 5.4, esta hoja de cálculo no tiene el mismo número de activos que las hojas anteriores. Esto se debe a que, en este paso de la metodología, los activos que tienen más de un componente, pasan a ser valorados como un único activo, mientras que antes se hacía el estudio de cada uno de los componentes por separado. Así, para el transformador de 66kV y de 132kV ya no se hace la separación en transformador principal y el cambiador de toma, sino que forman un único equipo.

	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	C. de toma 66kV	Tr. 132kV	C. de toma 132kV
Salud del activo	3,84	10,00	8,34	10,00	1,69	1,17
H	3,84	4,00		4,00		1,69
Constante C	1,087	1,087		1,087		1,087
Tasa de fallo K	0,000078	0,000078		0,000078		0,000454
<b>Probabilidad de fallo</b>	<b>0,002027</b>	<b>0,002223</b>		<b>0,002223</b>		<b>0,002518</b>
<b>Probabilidad de fallo %</b>	<b>0,203%</b>	<b>0,222%</b>		<b>0,222%</b>		<b>0,252%</b>

Ilustración 5.4: Probabilidad de fallo

Aunque ya se ha dicho durante la explicación de la metodología, recordamos que para tener en cuenta la vida de todos los componentes de una instalación, a la hora de calcular la probabilidad de fallo simplemente se debe de utilizar el valor de la puntuación más alto de todos los componentes. De esta manera calculamos la probabilidad de fallo para el peor de los casos, asignando esta probabilidad al conjunto de los activos.

## 5.5 Coste de consecuencias de fallo

El cálculo de las consecuencias reales se basa en los costes de referencia. Que tal y como se describe en la metodología, los costes de referencia los podemos encontrar en los anexos, y por lo tanto partiremos de los valores tabulados.

Para mayor facilidad, antes de pasar al cálculo de los valores reales, se han copiado los datos de referencia para poder vincular dichos valores una vez que fuesen necesarios.

Cada una de las consecuencias tiene una manera propia de obtener el coste real de la consecuencia y por ello no se puede aplicar el mismo método a todas ellas. Por esa razón cada coste de consecuencia se calcula de manera individual y posteriormente se hace la suma de todos los costes de las consecuencias de fallo de un mismo activo para obtener el valor total.

Costes de referencia:	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	Tr. 132kV
Financiero	8.437 €	9.605 €	122.326 €	238.685 €
De seguridad	4.646 €	4.646 €	22.645 €	34.852 €
Ambiental	3.457 €	3.457 €	15.470 €	31.847 €
Rendimiento	5.272 €	5.272 €	52.545 €	278.937 €
<b>Total</b>	<b>21.812 €</b>	<b>22.980 €</b>	<b>212.986 €</b>	<b>584.321 €</b>

Ilustración 5.5: Consecuencias de fallo - Costes de referencia

Costes reales:	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	Tr. 132kV
Financiero	8.437 €	10.205 €	148.014 €	202.882 €
De seguridad	7.778 €	3.457 €	7.689 €	11.465 €
Ambiental	4.181 €	5.575 €	22.645 €	31.367 €
Rendimiento	30.999 €	695.904 €	50.794 €	241.745 €
<b>Total</b>	<b>51.396 €</b>	<b>715.142 €</b>	<b>229.142 €</b>	<b>487.459 €</b>

Ilustración 5.6: Consecuencias de fallo - Costes reales

	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	Tr. 132kV
Coste de referencia financiero	8.437 €	9.605 €	122.326 €	238.685 €
Factor Financiero de Tipo	1	0,85	1,1	0,85
Factor Financiero de Acceso	1	1,25	1,1	1
Factor Financiero	1	1,0625	1,21	0,85
<b>Consecuencias financieras</b>	<b>8.437 €</b>	<b>10.205 €</b>	<b>148.014 €</b>	<b>202.882 €</b>
Coste de referencia ambiental	3.457 €	3.457 €	15.470 €	31.847 €
Factor de Proximidad	1,5	1	1,5	1
Factor de Impacto	1	1	0,5	1
Factor Ambiental de Ubicación	1,5	1	0,75	1
Factor Ambiental de Tipo	1	1	0,94	0,6
Factor Ambiental de Tamaño	1,5	1	0,705	0,6
Factor Ambiental	2,25	1	0,497	0,36
<b>Consecuencias ambientales</b>	<b>7.778 €</b>	<b>3.457 €</b>	<b>7.689 €</b>	<b>11.465 €</b>
Coste de referencia de seguridad	4.646 €	4.646 €	22.645 €	34.852 €
Factor de seguridad	0,9	1,2	1	0,90
<b>Consecuencias de seguridad</b>	<b>4.181 €</b>	<b>5.575 €</b>	<b>22.645 €</b>	<b>31.367 €</b>
Coste de referencia de rendimiento	5.272 €	5.272 €	52.545 €	278.937 €
Nº de Clientes	98	74		
Nº De Clientes de Referencia	100	100		
Factor Cliente	0,98	0,74		
Factor de Sensibilidad	6	66		
Factor Rendimiento	5,88	132		
Carga Real del Activo			29	52
Carga Máxima de Referencia			30	60
Factor de Carga			0,967	0,867
Factor de Tipo de Red			1	1
<b>Consecuencias de rendimiento</b>	<b>30.999 €</b>	<b>695.904 €</b>	<b>50.794 €</b>	<b>241.745 €</b>

Ilustración 5.7: Consecuencias de fallo – Cálculos

Al igual que en otros apartados, se ha seguido el mismo esquema del documento para el cálculo de las consecuencias. Partimos de los valores de referencia y calculamos los costes financieros, luego los ambientales, siguiendo por los de seguridad y de rendimiento. Una vez que tenemos cada uno de los costes reales calculados, los volcamos sobre otra tabla resumen donde finalmente se suman los valores obteniendo el coste de las consecuencias total para cada activo.

## 5.6 Asignación de las bandas

Otra pestaña de la hoja de cálculo estará dedicada a la asignación de las bandas, tanto las bandas de salud como las bandas de criticidad para cada uno de los activos utilizados para la aplicación del método. Conocer las bandas de salud y criticidad servirá para la posterior construcción de las matrices de riesgo que podremos encontrar más adelante.

Algunos se pueden preguntar de por qué hay solo dos asignaciones de bandas de salud, si tenemos tres matrices de riesgo como resultado de la metodología. Esto ocurre debido a la poca claridad de tratamiento de las intervenciones por lo que se hace complicado el hecho de añadir y asignar una banda de salud a algo que no se mide con exactitud.

La criticidad en cambio sólo se calcula una vez y su valor se utiliza para todas las matrices de riesgo.

	Tr. 11kV	Tr. 20kV	Tr. 66kV	Tr. 132kV
Puntuación de salud actual	3,84	10	10,00	1,69
Puntuación de salud futura	6,09	14,11	14,79	2,80
<b>Banda de salud (HI)</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>
<b>Banda de salud futura (HI)</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>

Consecuencias de fallo	51396,01	715141,5125	229141,9368	487459,37
Media por categoría	383268,7613			358300,65
Desviación con la media	13%	187%	60%	136%
<b>Banda de criticidad (C)</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>

Ilustración 5.9: Asignación de las bandas

## 5.7 Matrices de riesgo

La última pestaña es para mostrar el resultado de la metodología. El objetivo era llegar a tres matrices de riesgo: matriz de riesgo actual, matriz de riesgo en el futuro y matriz de riesgo en el futuro teniendo en cuenta las intervenciones. A pesar de lo explicado anteriormente, en la descripción del método no existe un apartado específico donde podemos encontrar la manera de tener en cuenta las intervenciones realizadas. Esto hace, que sea complicada la construcción de la tercera matriz, por lo tanto, en esta parte del trabajo no se incluirá esa matriz.

Además, tal y como se dijo en el apartado anterior, para la salud futura con las intervenciones no se ha calculado una banda de salud, que es otra razón de no incluir la tercera matriz.

Matriz de Riesgo Actual					
	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	11kV				66kV
C2					
C3	132kV				20kV
C4					

Matriz de Riesgo a Futuro					
	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1		11kV			66kV
C2					
C3	132kV				20kV
C4					

Ilustración 5.10: Matriz de Riesgo Actual y Matriz de Riesgo a Futuro

Al analizar las matrices de riesgo, se ve que hay sólo un activo cuya situación empeora con respecto a la situación inicial. Este activo es el transformador de 11 kV, y su cambio de posición se debe al aumento de la salud por las condiciones en la que se encuentra instalado. Otros activos permanecen en las mismas bandas, aunque esto no significa que se debe prestar menor atención. Es más, el activo más crítico es el transformador de 20 kV. Es el equipo más antiguo que participa en la aplicación de la metodología y tu prioridad es muy elevada. Un fallo de este activo conlleva una gran inversión por lo que se debe de realizar un mantenimiento en el menor tiempo posible.



# 6 MEJORAS DE LA METODOLOGÍA INICIAL

---

La metodología que se ha descrito anteriormente ha sido aplicada a los transformadores de potencia con los valores que se proporcionaban en los numerosos anexos del documento inicial. Una vez trabajado con ello, se han visto ciertas deficiencias y dificultades del método que con este capítulo se pretende resolver.

A continuación, trataremos uno por uno, las complejidades surgidas en el proyecto y se intentará dar una solución útil y lo suficientemente sencilla para resolver cada uno de ellos.

## 6.1 Eliminación de la técnica MMI

La metodología inicial incluye varios factores de localización para cada uno de los activos, para poder trabajar con un solo valor, es decir, un solo modificador se utiliza una técnica especial llamada Técnica MMI. La utilización de la técnica y la obtención de un único valor no es fácil. Debido a esa razón se propone la sustitución de la técnica por métodos más sencillos que proporcionan un resultado muy similar sin necesidad de hacer cálculos complicados.

Tras ver la documentación en materia referente a los modificadores y factores de localización se propone la utilización de una media ponderada. La media ponderada servirá para llegar a un factor que se utilizará para el cálculo de la puntuación de salud actual. Las ponderaciones de cada uno de los factores vendrán determinadas por la experiencia del personal que trata con el mantenimiento de los activos en cuestión.

Los pesos ponderados tienen una desventaja principal, que el valor ponderado se basa en el criterio del experto que difiere de un experto a otro. Esto se podría solucionar con la utilización de la lógica difusa que se explica en uno de los apartados del presente trabajo. El problema surge que al intentar aplicar el método de la lógica difusa no se disponen de las reglas de expertos suficientes como para realizar la interconexión entre todos los factores presentes a lo largo de la metodología.

## 6.2 Corrección de la escala de los factores

A lo largo de todo el documento encontramos muchas referencias a los factores que se encuentran ya tabulados y facilitan la aplicación de la metodología inicial. Estos factores expresan condiciones en las que se encuentran el activo, el uso que se le proporciona y etc. Que una vez aplicados deben de empeorar ligeramente la puntuación o las consecuencias al que afectan dichos factores. Tras las continuas consultas a los anexos del documento se observa que el valor mínimo de los factores en determinados casos es de 0.8 y 0.9, es decir, menores que 1. Una vez que se aplique un factor que sea menor que 1, la repercusión que se verá en el activo es una mejora de la puntuación y/o de la consecuencia, algo que no podría suceder en ningún caso (salvo el factor de servicio). Por esa razón se propone mover ligeramente la escala de los factores, para evitar de esa manera que los modificadores que se apliquen durante la metodología fuesen ciertos y no conlleven una mejora errónea.

Viendo que el factor con el valor mínimo es de 0.8, se ha movido la escala 0.2 puntos con respecto a los datos iniciales, es decir, a todos los factores se le ha sumado 0.2 para que el mínimo fuera 1.

Con ese cambio conseguimos que una buena localización no empeore la vida del activo, pero tampoco lo mejore.

### 6.3 Corrección del factor de servicio

A pesar de lo expuesto en el apartado anterior, existe una manera de mejorar la puntuación de salud de un activo, y es mediante la aplicación del factor de servicio. Este factor nos indica la capacidad de carga que lleva el activo, es decir, comparar la potencia real a la que funciona el elemento y la potencia máxima a la que podría trabajar el mismo. En caso de que la potencia real no llegue al 50 % de la potencia máxima, estaríamos mejorando involuntariamente las condiciones de trabajo del activo y alargando la vida del mismo.

La cuestión surge al intentar determinar un porcentaje máximo a partir del cual el estado del activo empieza a empeorar ligeramente. Estudiando varios casos de problemática similar podemos establecer una escala con la que asignaremos el factor de servicio para cada uno de los activos en función de lo “cargado” esta durante la mayor parte del tiempo de su funcionamiento.

La propuesta está en calcular en primer lugar el porcentaje del funcionamiento real a partir del cual asignaremos un factor de servicio mediante una escala.

$$\% \text{ Funcionamiento real} = \frac{C_{REAL} \times 100}{C_{MAX}} \quad [6.1]$$

Donde:

- $C_{MAX}$ : es la capacidad máxima que puede soportar el activo.
- $C_{REAL}$ : es la carga real que tiene al activo.

Tras calcular el funcionamiento real podemos consultar la tabla para conocer el factor de servicio que se debe aplicar para cada caso.

% Funcionamiento real		Factor de servicio
Límite inferior	Límite superior	
-	<50%	0.9
≥50%	<75%	1
≥75%	<90%	1.1
≥90%	-	1.2

Tabla 8: Factor de servicio

Como podemos ver, el factor de carga es inferior a 1 exclusivamente para los activos cuyo funcionamiento es inferior al 50%, y es 1 o superior en el resto de los casos.

### 6.4 Ajuste de la escala de las bandas de salud en el futuro

Tal y como establece la metodología las bandas de los índices de salud tienen una escala del 0.5 a 10 para el caso de la salud actual y esta misma escala se amplía del 0.5 a 15 si se trata de la salud futura. Para el primer caso, en la Tabla 5, podemos ver los criterios de asignación de la banda, mientras que para el segundo caso no existe dicha asignación.

Debido a esa razón se propone extender la escala de la salud actual y establecer los límites de cada una de las

cinco bandas para la salud en el futuro. Esto facilitaría la identificación de la banda al tratarse de un estudio a futuro y evitaría cualquier ambigüedad relacionada con los límites de la escala.

Para extender la escala, pero a la vez seguir manteniendo las cinco bandas predeterminadas por la metodología se deben de mover cada uno de los límites. A pesar de eso, los límites inferiores y superiores deben de ser coherentes con la asignación de las bandas y con la evolución de la salud de los activos.

Es fácil ver que un activo que inicialmente se encontraba en la primera banda (cuya puntuación de salud no superaba 5.5), puede seguir manteniéndose en la misma banda si no ha pasado tiempo suficiente para que el activo sufra un deterioro. O, por el contrario, puede subir a la segunda banda debido al deterioro producido en el espacio temporal en el que se realiza el estudio.

El mismo caso se extiende al resto de los límites, tanto inferiores como superiores, extendiendo la escala hasta 15 puntos.

Banda de Índice de Salud	Criterio de asignación de banda	
	Límite inferior de la PSA	Límite superior de la PSA
<b>HI1</b>	-	<6
<b>HI2</b>	$\geq 6$	<9
<b>HI3</b>	$\geq 9$	<10.5
<b>HI4</b>	$\geq 10.5$	<12
<b>HI5</b>	$\geq 12$	-

Tabla 9: Criterio de asignación de banda de Índice de Salud a futuro

## 6.5 Incluir la probabilidad de fallo a la hora de asignar las bandas de salud

En el desarrollo de la metodología se establece una relación entre la asignación de las bandas de salud y la probabilidad de fallo. Esa relación es tal que los criterios de asignación de las bandas de salud tienen en cuenta la curva exponencial de la probabilidad de fallo. Como podemos ver es una relación implícita y el cálculo de la probabilidad de fallo no es necesario realmente para obtener buenos resultados al aplicar la metodología.

La propuesta consiste en incluir el valor calculado de la probabilidad de fallo porcentual en los criterios de asignación de las bandas de los índices de salud. De esta manera la banda de índices de salud tendrá una doble condición en cada uno de los límites. La primera será la puntuación de salud actual (PSA), tal y como establece la metodología y la segunda será la probabilidad de fallo en tanto por ciento.

Los nuevos criterios de asignación de banda quedarían de la siguiente manera:

Banda de Índice de Salud	Criterio de asignación de banda	
	Límite inferior de la PSA y POF	Límite superior de la PSA y POF
HI1	-	<4; <40%
HI2	$\geq 4; \geq 40\%$	<6; <60%
HI3	$\geq 6; \geq 60\%$	<7; <70%
HI4	$\geq 7; \geq 70\%$	<8; <80%
HI5	$\geq 8; \geq 80\%$	-

Tabla 10: Asignación de bandas de salud en función de PSA y POF

Si representamos en una gráfica ambas condiciones: la puntuación de salud actual en un eje y la probabilidad de fallo en el otro eje, podremos obtener el área que corresponde a cada una de las bandas.

Cabe destacar que, al tener una doble condición para cada una de las bandas, en caso de sobrepasar uno de las condiciones ya estaríamos fuera de la banda y pasaríamos a la siguiente.

## 6.6 Factor de intervención

Dentro del método propuesto se expone brevemente la posibilidad de incluir los datos de las intervenciones realizadas y/o planificadas, aunque no se especifica la manera de cómo se incluirá dicho aspecto a los cálculos de los índices de salud. Al no dejar claro las actuaciones en relación a las intervenciones, esto no se ha incluido en la aplicación de la metodología inicial.

En cambio, este aspecto puede llegar a tener un peso considerable en el cálculo de la puntuación de salud de un activo. Asumimos que una intervención, ya sea correctiva, preventiva o de mejora, es una acción que mejora el estado y/o la condición de funcionamiento. Este último hecho hace que el activo mejore la puntuación de salud y también se reduce la probabilidad de fallo.

Para tener en cuenta el número de intervenciones que ha pasado un activo, debemos establecer un factor que reducirá la puntuación de salud, pero no sea excesivo ya que, un rejuvenecimiento demasiado brusco no se correspondería con la realidad observada.

En un principio se propone añadir el factor intervención, que fuese 1 siempre que un activo no haya tenido intervención alguna. A medida que aumenten las intervenciones del equipo, el factor se reduce un poco, haciendo que la curva de la evolución de la salud baje ligeramente.

También se debe de tener en cuenta el grado de intervención que se va a realizar, no es lo mismo hacer una sustitución de parte del equipo, que realizar un ajuste que hará que la máquina funcione mejor. Por lo tanto, no podemos asignar un mismo valor a dos operaciones que tengan un grado de relevancia tan distinto. Debido a eso se propone en primer lugar una escala que asigna un factor reductor en función de nivel de la intervención. La experiencia del personal del mantenimiento debe ser suficiente para catalogar las intervenciones en uno de los cuatro niveles.

Nivel de la intervención	Factor reductor
Muy grande	0.25
Grande	0.2
Mediana	0.1
Pequeña	0.05

Tabla 11: Factor reductor de la intervención

La aplicación de dicho factor es muy sencilla, una vez que tenemos calculado la puntuación de salud en el futuro aplicamos el factor reductor y obtenemos la nueva puntuación de salud, pero esa ya incluye el rejuvenecimiento del activo debido a las operaciones de mantenimiento y/o mejora.

En caso de que se trate de varias intervenciones, debemos de partir de la última puntuación de salud calculada, es decir, si el equipo ya ha pasado por su primera intervención se utilizará la puntuación obtenida tras esa última como punto de partida para el siguiente cálculo.

$$PSF_{INT} = PSF_{ULT} \times (1 - \text{Factor reductor}) \quad [6.2]$$

Donde:

- $PSF_{INT}$ : es la puntuación de salud en el futuro teniendo en cuenta las intervenciones.
- $PSF_{ULT}$ : es la última puntuación de salud en el futuro calculada para el activo.

Una vez aplicado ese factor, se podrá realizar la matriz de riesgo que se quedó pendiente durante la aplicación de la metodología.

## 6.7 Simplificación del cálculo de las consecuencias

A pesar de que la metodología inicial proporciona una tabla con los valores de cada una de las cuatro consecuencias, también explica con detenimiento el procedimiento que se debe seguir para llegar al mismo valor que se refleja en la tabla (el cálculo de los valores de referencia no son objeto de este trabajo, por lo que no se incluyen). Para realizar el cálculo se debe recopilar una gran cantidad de datos, tanto referentes a la propia empresa, como datos fuera de ella. La magnitud de esos datos es tal, que se hace complicado el cálculo sin tener ningún valor de referencia.

Viendo la problemática del cálculo de las consecuencias relacionadas con los activos se propone una simplificación de los mismo. Se pretende llegar a un resultado muy próximo a los valores de las tablas de referencia, pero ahorrando la costosa recopilación de datos.

Esta propuesta se podría aplicar en todos los casos donde ya existen unos datos históricos del coste de las reparaciones y sus consecuencias, ya que partiremos de esa base.

Una vez que tenemos los valores de referencia, que son los datos históricos de la empresa, vamos a aplicar dos factores: factor de seguridad y factor ambiental. Factor de seguridad nos indicará el nivel de riesgo que tendríamos en caso de que el activo fallase, tanto las consecuencias internas como externas. Mientras que el factor ambiental muestra el posible impacto ambiental que supondría una vez que se produjera el fallo. Ambos factores siguen la misma escala, que va del 1 al 5, tal y como se muestra en la tabla.

<b>Escala Factor de Seguridad</b>	
Insignificante	1
Moderado	1.5
Importante	2
Muy importante	3
Intolerable	5

Tabla 12: Escala de Factor de Seguridad

<b>Escala Factor Ambiental</b>	
Insignificante	1
Moderado	1.5
Importante	2
Muy importante	3
Intolerable	5

Tabla 13: Escala de Factor Ambiental

A continuación, podemos calcular el valor de las consecuencias globales con la siguiente fórmula:

$$\text{Consecuencia global} = \text{Valor de referencia} \times FS \times FA \quad [6.3]$$

Donde:

- FS: es el Factor de Seguridad.
- FA: es el Factor Ambiental.

Como podemos ver, este método de cálculo se basa en una valoración cualitativa de los dos aspectos más importantes, de seguridad y ambiental; y una vez que se cualifica se traduce en unidades monetarias gracias a la utilización de los datos históricos.

Debido a que el cálculo anterior sólo es aplicable a los activos de los que tengamos datos históricos vamos a hacer otra propuesta que no dependa de los valores de referencia. Para ello es preciso disponer del coste de un activo nuevo de las mismas características al que se dispone. Hay que destacar que ésta segunda opción es mucho menos exacta que la anterior, ya que se trata de pura estimación.

Esta segunda opción consiste en valorar la magnitud de la posible reparación en comparación con el coste de un activo nuevo de manera porcentual. Por ejemplo, si un activo nuevo se puede comprar por 5000 unidades monetarias y la reparación equivale aproximadamente al 10% del coste, podemos estimar que la consecuencia global de referencia es de 50 unidades monetarias.

Este valor no nos sirve si no se le aplican los factores de la primera opción, por lo tanto, la aproximación que se ha hecho equivale al valor de referencia que ya se tenía de antemano en el caso anterior.

A partir de ese punto aplicamos los factores de seguridad y ambiental de la misma manera, llegando a un resultado de la misma magnitud.

Hay que destacar que para los transformadores de tensión extra alta y de 132kV al igual que en la metodología inicial se conservará el factor de carga de los transformadores y se calculará exactamente de la misma manera. Para este tipo de equipos la nueva forma de calcular el coste de las consecuencias globales queda de la siguiente manera:

$$\text{Consecuencia global} = \text{Valor de referencia} \times FS \times FA \times \text{Factor de Carga} \quad [6.4]$$

## 6.8 Sustitución del modificador de fiabilidad por la tasa de fiabilidad

En los apartados anteriores ya se ha comentado que las intervenciones preventivas, correctivas y de mejora pueden mejorar el estado de salud de un activo, pero también es verdad que cualquier manipulación puede suponer un riesgo y por lo tanto un aumento de la probabilidad de fallo, o lo que es lo mismo, una disminución de la fiabilidad del activo. A pesar de que los dos términos en principio parecen contradictorios, también son bastante lógicos. En la realidad, lo que ocurre con los activos es lo siguiente: una vez que han pasado por su primera intervención, su salud mejora y a la vez aumenta su vida útil, pero en cambio, tras varias intervenciones la salud ya no mejora lo suficiente para alargar la vida del activo considerablemente. Es decir, cada intervención produce un efecto menor en la salud del activo y esa es la razón principal de la modificación por la tasa de fiabilidad, ya que la metodología inicial no lo incluye de esa manera.

Es un valor lo suficientemente pequeño para no alterar la salud y el curso normal de las curvas en las primeras intervenciones, pero a la vez, es lo suficientemente grande como para penalizar un gran número de intervenciones cuando se acerca el final de la vida útil del activo.

La tasa de fiabilidad se incluirá en el cálculo de la puntuación del estado actual y su valor dependerá directamente del número de intervenciones que se han realizado.

Para simular un crecimiento pequeño al principio y un aumento considerable a medida que avanzan las intervenciones se seguirá una curva exponencial. Quedando la tasa de fiabilidad de tal forma:

$$ToF = 1.05^{(Penalización+N)} \quad [6.5]$$

Donde:

- ToF: es la Tasa de Fiabilidad
- Penalización: es la reducción establecida para una intervención, en nuestro caso será de 0.05.
- N: es el número de intervenciones.

Una vez que tenemos calculada la tasa podemos incluirlo en el cálculo de la puntuación del estado actual, sustituyendo al antiguo factor de fiabilidad que pasa a tener esta forma:

$$\text{Salud actual} = \text{Salud inicial} \times \text{Factor de puntuación de salud} \times ToF \quad [6.6]$$

## **6.9 Simulación de la puntuación de salud**

El método en el que se basa el presente trabajo propone evaluar la salud de un activo en un instante temporal concreto, aunque ese mismo instante puede ser dentro de varias décadas. Es decir, hacemos un estudio y obtenemos un único valor que será el de la puntuación de salud que tendrá el activo dentro de ese tiempo. Pero la idea consiste en ver la puntuación que tendrá el activo a lo largo de todo el período. Para ello variamos el tiempo de la ecuación de la puntuación de salud en el futuro, y obtenemos un valor para cada año.

Sería interesante ver la evolución del activo a lo largo de un periodo dado. No obstante, debemos hacer dos simulaciones, la primera será de la puntuación de salud actual comparada que dará información de la evolución de la salud con el avance de la edad del activo. Mientras que la segunda será sobre la puntuación en el futuro, viendo el cambio que se prevé en las próximas dos décadas. Una vez que se tiene calculadas las puntuaciones año a año, volcamos los datos a una gráfica que muestra la evolución completa en los próximos 20 años.

Como previamente ya se había hecho un estudio que nos daba información del estado de salud dentro de 10 años, una vez realizada la simulación podemos comparar los valores. Si observamos los valores intermedios de la simulación podemos ver que el valor dentro de 10 años coincide con el que nos proporcionaba la metodología inicialmente. Con eso nos aseguramos, que la simulación se ha hecho de forma correcta y la gráfica es fiable.

## **6.10 Simulación de la puntuación de la salud en el futuro teniendo en cuenta las intervenciones**

Para completar la propuesta anterior, además de simular la puntuación de salud en el futuro podemos incluir que se tuvieran en cuenta las intervenciones realizadas. Esto visualizaría la repercusión que hacen las intervenciones en la salud de los activos. Una vez pintada la gráfica, vemos que hay puntos en los que la puntuación baja, que no es su evolución normal. Precisamente con eso se puede ver el rejuvenecimiento de la salud del activo.

Al igual que con la simulación anterior, el espacio temporal que fue elegido es de 20 años para poder comparar los valores con y sin las intervenciones.

Tal y como era de esperar, las intervenciones rejuvenecen el activo, haciendo que la vida útil del mismo se prolongue algo más. Para los activos nuevos, que normalmente tienen un mantenimiento más leve al principio de sus vidas, la salud mejora muy poco. Mientras que los activos más antiguos tienen intervenciones más grandes y el rejuvenecimiento es más notable.

## **6.11 Incluir una gama de colores a la matriz de riesgo**

Una vez que tenemos las matrices construidas, una persona ajena al estudio no tiene por qué conocer las bandas y los criterios de asignación de cada una de ellas. También, hay matrices de riesgo que aumentan en sentido contrario, es decir, los activos más críticos se encuentran en esquinas opuestas al que se presenta en este trabajo. Debido a eso, se propone añadir colores representativos a las matrices de riesgo. De esa manera, personal ajeno al estudio fácilmente puede identificar los activos más críticos dentro de la matriz.

La matriz tendrá ocho colores que representan la criticidad del activo dentro de la matriz. Los activos que corresponden a la banda 1 de salud y a la banda 1 de criticidad se señalarán con color verde, mientras que el activo de la banda 5 de salud y la banda 4 de criticidad, será de color rojo intenso. Las bandas y valores intermedios serán de distintas tonalidades de amarillos, naranjas y rojos. Con esto la matriz quedará tal y como se representa en la Ilustración 6.2. Gracias a la utilización de la gama de colores, en la matriz podemos identificar fácilmente los equipos prioritarios.

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1					
C2					
C3					
C4					

Ilustración 6.1: Matriz de riesgo incluyendo la gama de colores

## 6.12 Gráfica para mostrar los resultados

La necesidad de tener una manera distinta de ver la información hace que se plantee la realización de una gráfica con los aspectos necesarios. En nuestro caso sería muy útil ver el estado actual de cada uno de los activos. Los factores que se pretenden exponer en la gráfica serán los siguiente: la puntuación de salud actual del activo en una escala de 0,5 a 10, el porcentaje de vida útil que ha superado el activo y el número de las intervenciones realizadas por el momento. Estas tres componentes dan una clara imagen de la situación en la que se encuentra un determinado equipo.

La gráfica será una mezcla entre circular y de barras, y serán representados todos los activos a la vez, en una misma hoja. Cada activo se corresponde con un sector circular que tendrá asociado un color para que la gráfica sea más visual. El sector completo representa el porcentaje de vida del activo, es decir, el sector está completo, es que el activo ya ha llegado al 100% de la vida útil que le corresponde. En cambio, si el sector está coloreado solo hasta la mitad, el activo lleva el 50 % de la vida útil. Debido a la fusión de las gráficas, es difícil interpretar la descripción, por lo tanto, la ilustración mejora la explicación.

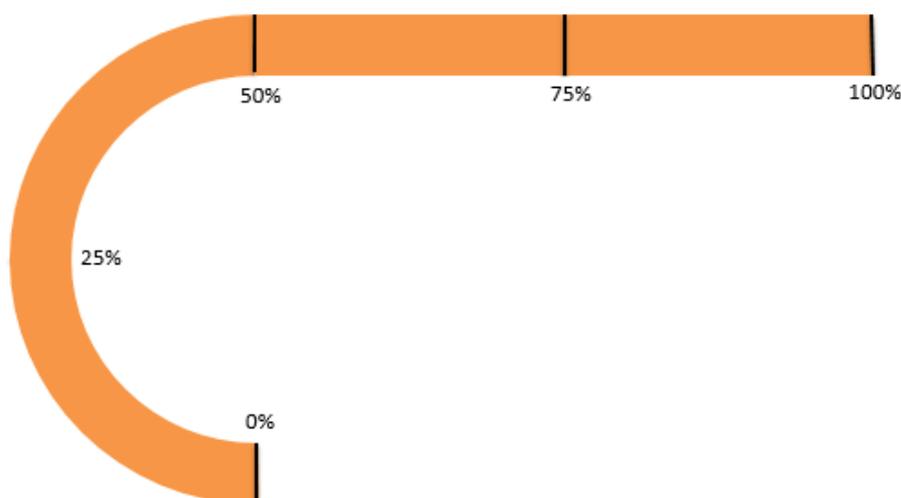


Ilustración 6.2: Representación de la vida útil en la gráfica final

Otro aspecto se representará con el ancho del sector y será la puntuación de salud actual comparada. Ya que la escala comienza en 0,5, no habrá problemas para la representación de los activos nuevos. El ancho máximo y mínimo sería determinado por la gráfica, aunque para evitar ambigüedad del ancho del sector, también encima del mismo se pondrá el valor correspondiente a la puntuación de salud.

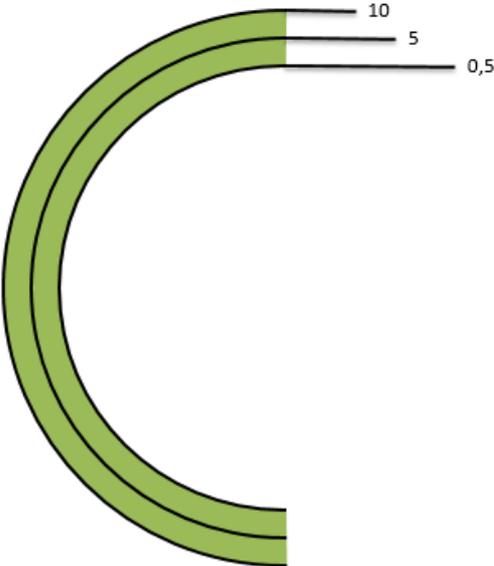


Ilustración 6.3: Representación de la puntuación de sal comparada en la gráfica final

Por último, hace falta representar el número de las intervenciones que ya se han realizado a lo largo de los años de vida del activo. Esto último se incluirá en la gráfica mediante una bola al final del sector, siendo el tamaño de la misma los que cambiará con el número de intervenciones. A mayor número, mayor es el tamaño de la bola final. También la bola contendrá el número de intervenciones realizada a modo de aclaración.



Ilustración 6.4: Representación de número de intervenciones en la gráfica final

Una vez que se juntan los tres componentes de la gráfica, podemos representar todos los activos que forman parte de la aplicación de la metodología reflejando el estado actual de cada uno de ellos en una misma imagen. En el apartado de “Resultados” podremos encontrar esta misma gráfica, mostrando los resultados de las mejoras que se han propuesto en el presente capítulo.

# 7 RESULTADOS

---

Tras proponer las mejoras para la metodología inicial sería interesante aplicar dichas propuestas y ver la repercusión de las mismas en los resultados obtenidos.

Lo primero que se realiza es la eliminación de la Técnica MMI, que como ya se ha dicho en la misma propuesta se sustituye por la suma de los factores ponderados. La aplicación de esta mejora no conlleva ninguna modificación de los valores debido a que las ponderaciones se realizan por los expertos obteniendo exactamente el mismo valor que se obtuvo con la Técnica MMI. De esta forma la parte de cálculo de la puntuación de salud actual queda más simplificada.

Un segundo paso es tener en cuenta la probabilidad de fallo a la hora de asignar la banda de salud. Para ello a las casillas que estaban programadas para la asignación de las bandas se añade una condición más, la de valorar el porcentaje de la probabilidad de fallo. Como podemos ver, esto no altera el resultado por el hecho de que las probabilidades de fallo de los activos que se eligieron para el estudio son muy bajas. En caso de que algunos de los valores se disparasen, la condición lo tendría en cuenta y asignaría una banda superior, justo la que corresponde por la probabilidad de fallo.

A continuación, se ajustan las bandas del índice de salud en el futuro, y al igual que para las mejoras anteriores no podemos ver ningún resultado, ya que no altera la metodología sino la completa en su interpretación. Antes de incluir la escala, a la hora de asignar las bandas para los valores futuro no se dejaba con claridad a partir de qué momento la puntuación pasaba a las bandas 4 y 5. Actualmente la mejora aclara la asignación de las bandas para la puntuación en el futuro.

La siguiente propuesta implantada será la simplificación del cálculo del coste de las consecuencias globales para cada uno de los activos. Esta mejora es la primera cuyo resultado podemos analizar. Al aplicar la simplificación vemos que el mecanismo propuesto hace una buena aproximación para algunos de los activos manteniendo el orden de magnitud del coste muy próximo entre sí. Mientras que para otros activos la magnitud del valor sigue siendo la misma, aunque se ve una diferencia bastante más significativa. La utilización de la simplificación puede ser útil para conocer el orden de magnitud del coste, su fácil y rápida aplicación no requieren un gran conocimiento ni tampoco un tiempo excesivo. Pero si lo que necesitamos es una mayor precisión, es aconsejable utilizar el cálculo completo que contempla muchos más factores. Está claro que el cálculo completo es mucho más tedioso que la simplificación y requiere más tiempo y mayor conocimiento de los equipos y las instalaciones en sí. En caso de necesitar unos datos exactos y fiables, la inversión en determinar los factores y calcular el coste completo será justificada.

Antes de pasar a simular las puntuaciones de salud se aplicará otra propuesta de mejora que tendrá en cuenta las intervenciones que ya se han realizado al equipo. Esto se hace gracias a la utilización de la tasa de fiabilidad, haciendo que las intervenciones mejoren la salud del activo, pero cada vez que se haga una intervención se penalice un poco el hecho de hacer una tarea de mantenimiento al equipo. Los equipos con más edad y con mayor número de intervenciones han sido más perjudicadas a la hora de aplicar la tasa, esto ha hecho que la puntuación de salud empeore ligeramente. También se puede ver que los activos con poco mantenimiento por el momento mantienen prácticamente la misma puntuación. Con esto llegamos a la conclusión de que la tasa funciona tal y como se esperaba desde un principio.

Ahora pasamos a las simulaciones del estado de salud a lo largo de un cierto tiempo. Este apartado tendrá tres partes que se explicará a continuación. En primer lugar, vamos hacer la simulación de la puntuación de salud actual comparada para los próximos 20 años. Gracias a la simulación podremos ver la evolución de la salud del activo en caso de que lo único que cambia es la edad del mismo, mientras que el resto de las variables permanecen constantes. Esta simulación no corresponde con la realidad, pero con ella podemos hacernos una idea del deterioro sufrido por el transcurso del tiempo. Este escenario también se corresponde con el mejor de los casos para cada uno de los activos, es decir, si las condiciones permanecen constantes ésta es la evolución que tendrá, pero nunca mejor.

En la gráfica, vemos la evolución de los cuatro activos, dos simples y otros dos compuestos. Ya que la simulación se hace de la puntuación de salud, es conveniente hacer un estudio para cada componente de los activos compuestos antes de comparar la instalación como un único activo.

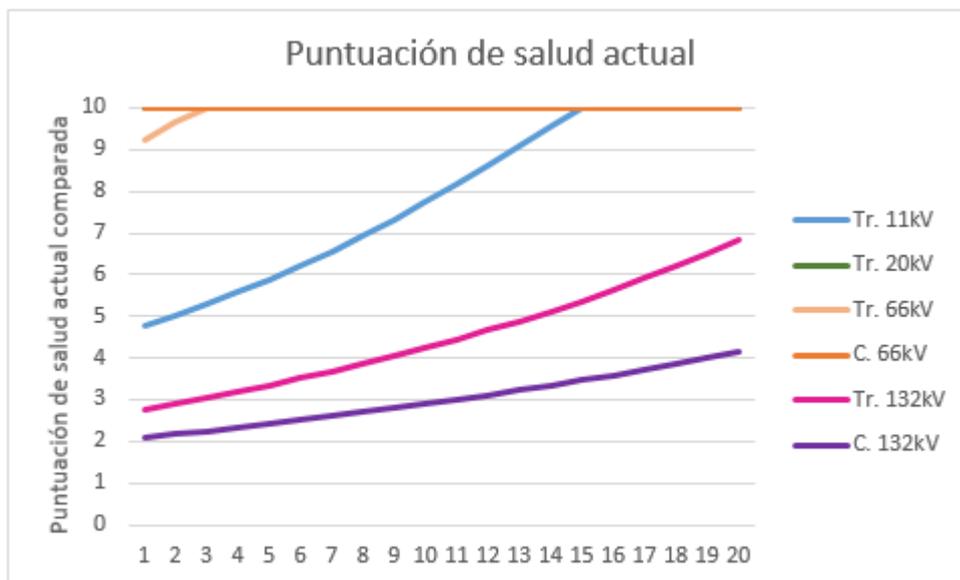


Ilustración 7.1: Puntuación de salud actual - Simulación

La segunda parte corresponde a la evolución de la puntuación de salud en el futuro para el mismo espacio temporal, 20 años. Aquí se trata de calcular la puntuación que tendrá el activo tras 1 año, tras 2 años, tras 3 años, y así hasta llegar al último valor. Siempre partimos del mismo valor de la salud del activo, y por lo tanto se contempla tanto la evolución de los años como el cambio de las condiciones de las instalaciones. Esta simulación proporciona un resultado mucho más real que el primero, con el paso del tiempo puede irse ajustando con los factores que intervienen en el cálculo, aunque el cálculo que se propone en la metodología inicial ya valora el desgaste del equipo y también el empeoramiento de los factores y condiciones en el que se encuentra.

Como el estudio se ha hecho para los próximos 20 años, pasando de esa manera por los 10 años, cuyo valor se calculó en la metodología inicial, sería interesante comparar los valores obtenidos con y sin simulación. Para que tuviéramos dos valores para la comparación de la simulación, se ha incluido otro valor en la metodología inicial, puntuación de salud a los 20 años.

Después de realizar la simulación podemos comprobar la ésta se ha hecho correctamente, tal y como debía ser, los valores para los 10 y 20 años coinciden con los valores obtenidos en la simulación para esos años. La evolución de las gráficas muestra el resultado obtenido de todos los activos del estudio.

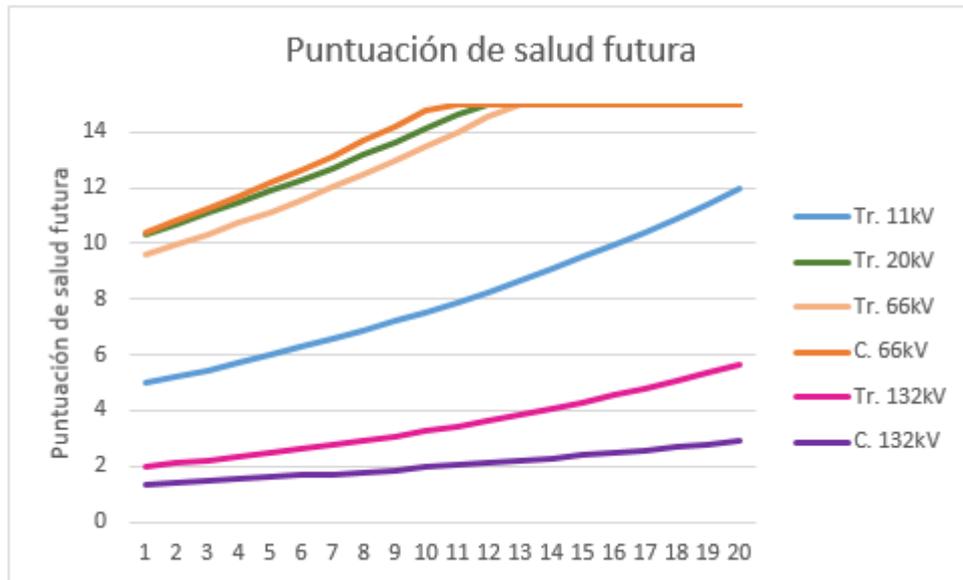


Ilustración 7.2: Puntuación de salud futura - Simulación

La última parte es la que no se ha podido poner en pie en la metodología inicial, evolución de la puntuación de salud en el futuro, teniendo en cuenta las intervenciones programadas. Para ello debemos incluir un dato más en la pestaña "Datos" que es la cantidad de las intervenciones programadas para cada uno de los activos. Partiendo de los datos de la simulación anterior aplicamos el factor de intervención a la puntuación de salud en el futuro y obtenemos un valor retocado, que vienen dado por el rejuvenecimiento que proporciona la intervención. Este apartado no se puede realizar en un solo paso si hay más de una intervención programada para un mismo activo. Calculamos la repercusión de la primera intervención para todos los años a estudiar, en nuestro caso son 20 años. A continuación, a partir de los datos de la última intervención aplicamos el factor de intervención por segunda vez, pero sólo a partir del tiempo en el que se realiza la intervención y hacia delante. Lo mismo se hace con las siguientes intervenciones. El resultado estará compuesto por valores combinados, al principio serán los que obtuvimos después de la primera intervención, pero una vez que se aplica la segunda, nos quedaremos con el segundo resultado. Siempre utilizaremos el resultado de la última intervención aplicada al equipo.

Al ver el resultado de la última simulación en una misma gráfica se ve con claridad la repercusión que tienen las intervenciones en los activos. El cambio de la pendiente en cada curva corresponde con una intervención programada. Si el mantenimiento que se realizó fue de poca importancia la diferencia será poco notable, mientras que si ha sido una intervención significativa esto se ve reflejado en la curva.

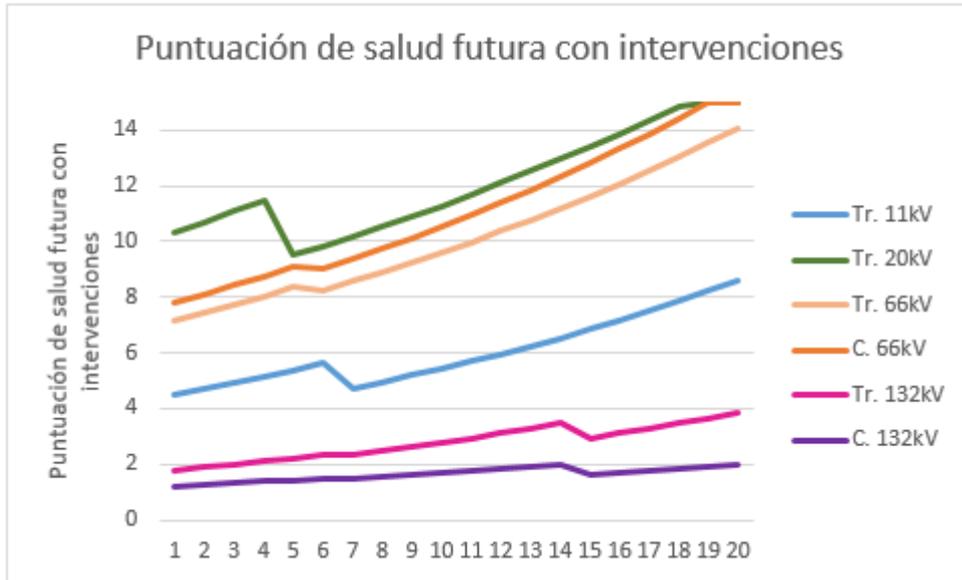


Ilustración 7.3: Puntuación de salud futura con intervenciones - Simulación

Como podemos ver la última parte comprende las dos mejoras a la vez, la simulación de la puntuación de salud en el futuro y también la aportación del factor de intervención, gracias al que podemos calcular la puntuación teniendo en cuenta las intervenciones. Una vez que se tienen los valores de puntuaciones de salud con intervenciones se puede realizar la última matriz de riesgo, que por el momento no se hizo por falta de información de tratamiento de las intervenciones.

Tras aplicar todas esas mejoras las nuevas matrices de riesgo quedan de la siguiente manera:

Matriz de Riesgo Actual					
	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	11kV				
C2	132kV				
C3					20kV;66kV
C4					

Ilustración 7.4: Matriz de Riesgo Actual - Aplicando Mejoras

Matriz de Riesgo a Futuro					
	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	11kV				
C2	132kV				
C3					20kV;66kV
C4					

Ilustración 7.5: Matriz de Riesgo a Futuro - Aplicando Mejoras

Matriz de Riesgo a Futuro con Intervenciones					
	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	11kV				
C2	132kV				
C3				20kV;66kV	
C4					

Ilustración 7.6: Matriz de Riesgo a Futuro con Intervenciones - Aplicando Mejoras

Dos de los activos del estudio se encuentran en la zona roja de las matrices, es decir, por el momento son los activos más críticos y los que requieren mayor atención en este momento. Los transformadores de 20kV y 66kV además de ser los más críticos, son los más antiguos, y quizás la empresa se deba plantear la sustitución de alguno de ellos. Son activos que requieren una actuación inmediata debido al riesgo que suponen en caso de fallo y un mantenimiento o una sustitución puede ser una buena opción.

En cambio, los transformadores de 11kV y 132kV, están en zona verde, y manteniendo los mismos de forma adecuada pueden hacer frente a los cambios de condiciones y el paso de los años.

Como se puede ver, aún quedan dos mejoras que no han sido aplicadas, son la que corresponden con el cambio de la escala de los factores que intervienen a lo largo de toda la metodología. Si adaptamos todos los factores a una nueva escala que comience en el 1, esto empeorará notablemente la salud de los activos. Con eso se hace complicada la comparación de los resultados antes y después de la aplicación de la propuesta. Debido a eso la corrección de los factores queda como una propuesta teórica para las próximas aplicaciones de la metodología.

Para concluir con los resultados de la aplicación de las mejoras cabe destacar la utilidad que se podría dar a la gráfica final. En una imagen se encuentra recogida toda la información relevante para una toma de decisión rápida. Es una forma muy visual de valorar el estado en el que se encuentran los activos sin la necesidad a recurrir a las matrices de riesgo.

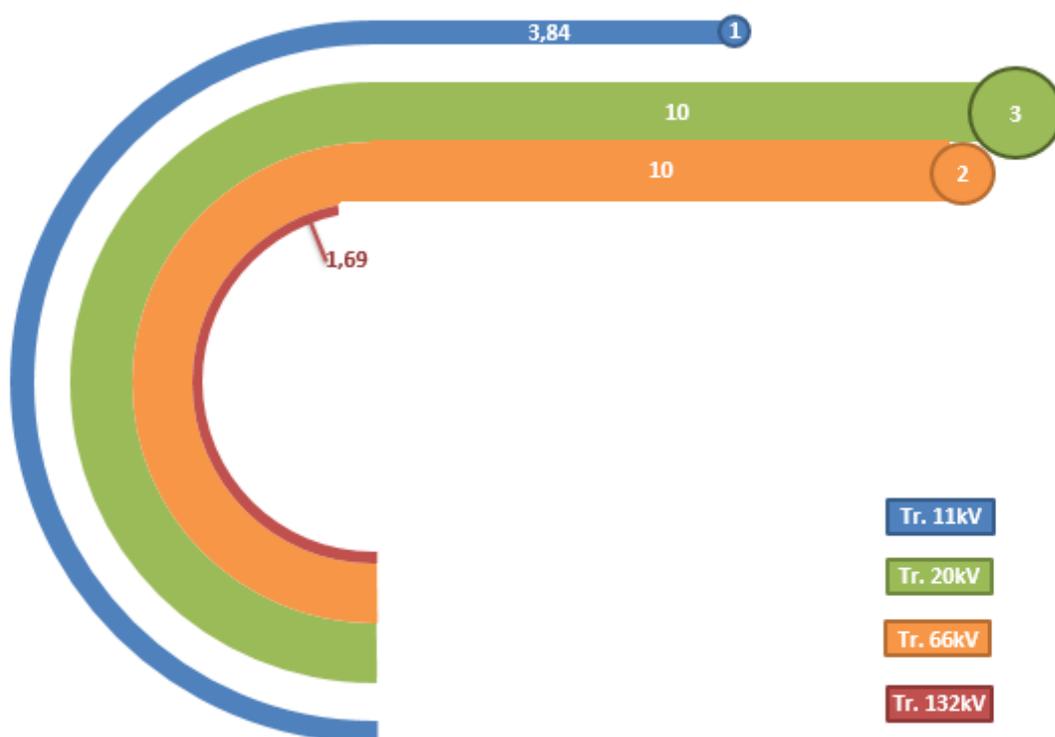


Ilustración 7.7: Representación gráfica del estado de los activos



## 8 CONCLUSIONES

---

Una vez concluido el desarrollo del trabajo vamos a comentar algunos de los aspectos relevantes que se han dado a lo largo del tiempo que se ha invertido en su realización.

En un principio la tarea más complicada fue la interpretación del documento inicial con el que se ha trabajado. La forma de expresarse y la estructura del mismo complicaban mucho el avance de la lectura. También, al empezar a tratar una metodología totalmente nueva era de esperar que surgieran ciertas dificultades, ya que no se tiene experiencia de trabajo en el campo de mantenimiento. A pesar de las dificultades, tras un tiempo se consiguió entender el método para poder aplicarlo.

Debido a que durante los meses de la aplicación de la metodología se tuvieron que realizar numerosas consultas, se optó por escribir la misma metodología modificando la estructura. Introduciendo el cambio mencionado, el método obtuvo mayor claridad y una secuencia lógica a la hora de aplicar la metodología.

La segunda fase de este trabajo consistió en la aplicación de la metodología a los transformadores de potencia, que son los activos más relevantes en una subestación eléctrica. Como ya se ha dicho anteriormente, el cambio de la estructura facilitó la aplicación en la medida de lo posible. Además, es fácil darse cuenta de que la hoja de cálculo Excel, sigue exactamente el mismo guion que la metodología descrita en el Capítulo 4. A medida que se avanzaba en la metodología, se incluía la parte correspondiente a la herramienta Excel.

En ésta última parte también se han identificado los puntos débiles de la metodología que posteriormente serán los puntos más interesantes para las propuestas de mejora.

Tal y como se ha indicado, viendo las desventajas del método han ido surgiendo propuestas de mejora para cada uno de los problemas iniciales.

Hay que destacar que algunos problemas identificados no se han podido solucionar, o la solución dado es una simplificación del cálculo que puede empeorar ligeramente el resultado. Esto ocurre por ejemplo con el coste de las consecuencias totales. La idea inicial era simplificar el cálculo sin que la simplificación afecte al resultado final de la cifra del propio coste. Tras varios intentos, se ha conseguido una buena aproximación al valor real, pero, aun así, debemos mencionar que con la simplificación se pierde sensibilidad del cambio en algunos aspectos.

Otro problema que se detecta en la metodología es la cantidad tan grande de valores tabulados que son necesarios. Esto muestra que, al tener la intención de aplicar dicha metodología, antes debe haber un gran trabajo de recolección de datos, o al menos expertos en la materia que con la experiencia puedan asignar el valor que más se corresponde para cada uno de los activos.

Las propuestas de mejora que se expusieron en uno de los capítulos del presente trabajo requerían una modificación bastante importante del método inicial, por lo cual, se ha decidido realizar una segunda herramienta Excel. Allí, es donde se han probado las propuestas de mejora que finalmente se han aplicado.

Esta fase, es una de las que más tiempo ha llevado. La tarea de mejorar la metodología no ha sido sencilla. Inicialmente hubo muchas propuestas, que a medida que se comprobaban, se han ido descartando por no cumplir con las expectativas. Otras mejoras no se incluyeron tras un estudio más profundo en la repercusión en el método. Tras indagar en los antecedentes del cálculo de los índices de salud para los transformadores, se vio que ciertas aplicaciones no daban buenos resultados, por lo que también fueron excluidos de las propuestas iniciales.

La última fase del proyecto se dedicó a la comparación de los resultados obtenidos tras la realización de las dos herramientas Excel. En general las propuestas cumplen con al menos una de las dos funciones: facilitar la aplicación de la metodología inicial y mejorar el resultado.

En el apartado de resultados vemos la comparación punto por punto de cada una de las propuestas de mejora y una interpretación de los datos obtenidos. Viendo los resultados de la aplicación de todas las mejoras podemos llegar a la conclusión que su implantación merece la pena por varias razones. La primera es que prácticamente todas las mejoras aplicadas están enfocadas en facilitar los cálculos y, por lo tanto, de ninguna manera

dificultan el proceso inicial de la metodología.

Hay que tener en cuenta que no todas las mejoras se centran en simplificar el método, la finalidad de algunas de ellas consiste en mejorar otros aspectos, como acercar el resultado a los valores reales y hacerla más sensible a ciertos cambios de valores o condiciones.

En general podemos decir que se han cumplido todos los objetivos que inicialmente se marcaron al comenzar el desarrollo de este proyecto. Algunos de ellos requirieron un mayor esfuerzo y mayor dedicación que otros, pero igualmente se alcanzó la meta.

La primera herramienta Excel da respuesta a la aplicación de la metodología de cálculo tal y como ha sido escrita desde un principio. En caso de querer aplicar el mismo método, pero a otro tipo de transformadores de potencia, bastaría con modificar los factores de entrada y los modificadores correspondientes.

En cambio, si la idea es utilizar la metodología con las propuestas incluidas, también se tiene la misma facilidad. Cambiando los datos, la herramienta Excel automáticamente calcula las bandas donde se encuentra cada activo.

También, se cumple con el objetivo más general, que es establecer una prioridad entre los activos según las consecuencias y el estado en el que se encuentran. La unión de la metodología y las propuestas hace que no sólo se consiga un buen resultado, sino también la interpretación final sea muy asequible para cualquiera que no esté completamente involucrado en el tema del mantenimiento de los activos.

Como una conclusión final, quiero destacar, que la metodología de cálculo de los índices de salud es una herramienta muy útil para representar la salud general, sobre todo cuando se trata de activos tan complejos como un transformador de potencia. El índice de salud cuantifica la condición del equipo basándose en numerosos factores relacionados que provocan la degradación a largo plazo y conduce al fallo del transformador. Este método incluye un gran número de factores que por el momento no se han aplicado para los transformadores de potencia.

En este trabajo se describió un método realista para el cálculo de los índices de salud utilizando los datos disponibles y considerando las recomendaciones que proponían expertos en la materia. La aplicación de una de las herramientas propuestas aquí, será una buena opción como parte de las herramientas que facilitan la toma de decisiones, inversiones a realizar y conocer el estado actual de los activos de la empresa.

# BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] AENOR, *Mantenimiento. Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento*, UNE-EN 15341, Madrid 2008.
- [2] AIM Working Group, Walelen, R., (2015). DNO Common Network Asset Indices Methodology. *UK Power Networks*.
- [3] Sarria-Arias, J., Guerrero-Bello, N., & Rivas-Trujillo, E. (2014). Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia. *REVISTA FACULTAD DE INGENIERÍA*, 23(36), 105.
- Lantos, E., (2010). Mantenimiento proactivo de transformadores. *Ingeniería del Mantenimiento*, (2), 6-10.
- Abu-Elanien, A., Salama, M., & 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.
- Análisis de aceite de transformador – una parte esencial de un programa de mantenimiento eficiente en costos - Noria Latín América*. (2017). *Noria Latín América*. Retrieved 31 August 2017, de <http://noria.mx/lublearn/analisis-de-aceite-de-transformador-una-parte-esencial-de-un-programa-de-mantenimiento-eficiente-en-costos/>
- Crespo Márquez, A., Moreu de León, P., & Sánchez Herguedas, A. (2004). *Ingeniería de mantenimiento*. Madrid: Ediciones AENOR.
- Jahromi, A., Piercy, R., Cress, S., Service, J., & Fan, W. (2009). An approach to power transformer asset management using health index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 25(2), 20-34.
- Naderian, A., Cress, S., Piercy, R., Wang, F., & Service, J. (2008). An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers. *Conference Record Of The 2008 IEEE International Symposium On Electrical Insulation*.
- Tanasescu, G., Notingher, P., Dragomir, O., Gorgan, B., & Voinescu, L. (2013). Health index calculation of electrical equipments using DiagConsole software. *2013 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (ATEE)*.
- Ballal, M., Jaiswal, G., Tutkane, D., Venikar, P., Mishra, M., & Suryawanshi, H. (2017). Online condition monitoring system for substation and service transformers. *IET Electric Power Applications*, 11(7), 1187-1195.
- Ibrahim, K., Sharkawy, R., Temraz, H., & Salama, M. (2016). Selection criteria for oil transformer measurements to calculate the Health Index. *IEEE Transactions On Dielectrics And Electrical Insulation*, 23(6), 3397-3404.
- Scatiggio, F., & Pompili, M. (2013). Health index: The TERNA's practical approach for transformers fleet management. *2013 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*.
- Singh, J., Sood, Y., & Verma, P. (2012). The influence of service aging on transformer insulating oil parameters. *IEEE Transactions On Dielectrics And Electrical Insulation*, 19(2), 421-426.
- 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. *2016 IEEE International Conference On High Voltage Engineering And Application (ICHVE)*



# ANEXO A

## A.1 Entradas y factores

Categoría de activos	Subdivisión	Vida Normal Esperada
6.6/11kV Transformador		60
20kV Transformador		60
33kV Transformador	Transformador anterior de 1980	60
	Transformador posterior de 1980	50
	Cambiador de toma	60
66kV Transformador	Transformador anterior de 1980	60
	Transformador posterior de 1980	50
	Cambiador de toma	60
132kV Transformador	Transformador anterior de 1980	60
	Transformador posterior de 1980	50
	Cambiador de toma	60

Tabla 14: Vida normal esperada

Categoría de fallo funcional	Valor K	Valor C	Límite de puntuación de salud
Transformadores de distribución	0.0078%	1.087	4
Transformadores TEA y 132kV	0.0454%	1.087	4

Tabla 15: Parámetros de la curva de Probabilidad de Fallo

Distancia de la costa	Valor del factor
$\leq 1$ km	1.35
$> 1$ km y $\leq 5$ km	1.1
$> 5$ km y $\leq 10$ km	1.05

> 10 km y $\leq$ 20 km	1
> 20 km	0.9
Por defecto	1

Tabla 16: Tabla de consulta - Distancia de la costa

<b>Altitud desde el nivel del mar</b>	<b>Valor del factor</b>
$\leq$ 100 m	0.9
> 100 m y $\leq$ 200 m	1
> 200 m y $\leq$ 300 m	1.05
> 300 m	1.1
Por defecto	1

Tabla 17: Tabla de consulta - Altitud desde el nivel del mar

<b>Índice de corrosión</b>	<b>Valor del factor</b>
1	0.9
2	0.95
3	1
4	1.1
5	1.25
Por defecto	1

Tabla 18: Tabla de consulta - Índice de corrosión

<b>Constante de Incremento</b>	<b>Valor de la constante</b>
INC	0.05

Tabla 19: Constante de Incremento

<b>% Máximo de utilización en condiciones normales de funcionamiento</b>	<b>Factor de servicio</b>
$\leq 50\%$	0.9
$> 50\% \text{ y } \leq 70\%$	0.95
$> 70\% \text{ y } \leq 100\%$	1
$> 100\%$	1.4
Por defecto	1

Tabla 20: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Transformadores de Distribución

<b>% Máximo de utilización en condiciones normales de funcionamiento</b>	<b>Factor de servicio</b>
$\leq 50\%$	1
$> 50\% \text{ y } \leq 70\%$	1.05
$> 70\% \text{ y } \leq 100\%$	1.1
$> 100\%$	1.4
Por defecto	1

Tabla 21: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Transformadores TEA y 132kV

<b>Promedio de tomas diarias</b>	<b>Factor de servicio</b>
$\leq 7$	0.9
$> 7 \text{ y } \leq 14$	1
$> 14 \text{ y } \leq 28$	1.2
$> 28$	1.3
Por defecto	1

Tabla 22: Tabla de consulta - Factor de servicio para los Cambiadores de tomas

## A.2 Condiciones observadas

### A. 2.1 Transformadores de Alta Tensión

Condición Observada	Descripción	Factor de puntuación	MaxP	MinP
Como nuevo	Condición como nuevo	0.9	10	0.5
Bueno	p. ej. No hay evidencias de corrosión o fugas de aceite	1	10	0.5
Ligeramente deteriorado	p. ej. Corrosión superficial localizada, no hay evidencias de fugas de aceite o son leves (reparables)	1.1	10	0.5
Malo	p. ej. Corrosión significativa o existen pequeñas fugas de aceite (irreparables)	1.25	10	0.5
Muy malo	p. ej. Corrosión mayor o fugas de aceite muy significativas	1.4	10	8
Por defecto	Datos no disponibles	1	10	0.5

Tabla 23: Condición observada de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Transformador externo

### A.2.2 Transformadores de Extra Alta Tensión -Transformador principal

Condición Observada	Factor de puntuación	MaxP	MinP
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.4	10	0.5
Deterioro significativo	1.8	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 24: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Tanque Principal

Condición Observada	Factor de puntuación	MaxP	MinP
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 25: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Refrigeradores y Radiadores

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 26: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Bujes

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 27: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Cabina

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 28: Condición observada de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Cajas de Cables

### A.2.3 Transformadores de Extra Alta Tensión -Cambiador de toma

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.4	10	0.5
Deterioro significativo	1.8	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 29: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Condición Exterior

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 30: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Condición Interior

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.9	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 31: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Mecanismo de Conducción

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.95	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.3	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 32: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Contactos de Selectores y Derivadores

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.95	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.3	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 33: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Trenzado de Selectores y Derivadores

#### A.2.4 Transformadores de 132 kV – Transformador principal

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.4	10	0.5
Deterioro significativo	1.8	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 34: Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Tanque Principal

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 35: Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Refrigeradores y Radiadores

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 36: Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Bujes

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 37: Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Cabina

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.2	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 38: Condición observada de entrada - Transformadores de 132kV: Cajas de Cables

### A.2.5 Transformadores de 132 kV – Cambiador de toma

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.4	10	0.5
Deterioro significativo	1.8	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 39: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Condición Exterior

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	8
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 40: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Condición Interior

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.9	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.2	10	0.5
Deterioro significativo	1.4	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 41: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Mecanismo de Conducción

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.95	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.1	10	0.5
Deterioro significativo	1.3	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 42: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Contactos de Selectores y Derivadores

<b>Condición Observada</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Como nuevo	0.95	10	0.5
Desgaste normal	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	1.05	10	0.5
Deterioro significativo	1.1	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 43: Condición observada de entrada - Cambiador de Toma de 132kV: Trenzado de Selectores y Derivadores

## A.3 Condiciones medidas

### A.3.1 Transformadores de Alta Tensión

<b>Resultado de la prueba de descarga parcial</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Bajo	1	10	0.5
Medio	1.15	10	0.5
Alto	1.5	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 44: Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Prueba de descarga parcial

Acidez del aceite (mg KOH/g)	Factor de puntuación	MaxP	MinP
≤ 0.15	0.9	10	0.5
> 0.15 y ≤ 0.3	1	10	0.5
> 0.3 y ≤ 0.5	1.15	10	0.5
> 0.5	1.4	10	0.5
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 45: Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Acidez del Aceite

Lectura de temperatura	Descripción	Factor de puntuación	MaxP	MinP
Normal	Temperatura esperada para la carga de un transformador	1	10	0.5
Moderadamente alto	Temperatura ligeramente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.2	10	0.5
Muy alto	Temperatura significativamente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.4	10	6
Por defecto	Datos no disponibles	1	10	0.5

Tabla 46: Condición medida de entrada - Transformadores de Alta Tensión: Lectura de temperatura

### A.3.2 Transformadores de Extra Alta Tensión – Transformador principal

Resultado de la prueba de descarga parcial	Factor de puntuación	MaxP	MinP
Bajo	1	10	0.5
Medio	1.15	10	0.5
Alto	1.5	10	6
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 47: Condición medida de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Prueba de descarga parcial

<b>Lectura de temperatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Normal	Temperatura esperada para la carga de un transformador	1	10	0.5
Moderadamente alto	Temperatura ligeramente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.2	10	0.5
Muy alto	Temperatura significativamente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.4	10	6
Por defecto	Datos no disponibles	1	10	0.5

Tabla 48: Condición medida de entrada - Transformadores de Extra Alta Tensión: Lectura de temperatura

### **A.3.3 Transformadores de Extra Alta Tensión – Cambiador de toma**

<b>Resultado de la prueba de descarga parcial</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Bajo	1	10	0.5
Medio	1.15	10	0.5
Alto	1.5	10	6
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 49: Condición medida de entrada – Cambiador de Toma de Extra Alta Tensión: Prueba de descarga parcial

### **A.3.4 Transformadores de 132kV – Transformador principal**

<b>Resultado de la prueba de descarga parcial</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Bajo	1	10	0.5
Medio	1.15	10	0.5
Alto	1.5	10	6
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 50: Condición medida de entrada - Transformadores de 132kV: Prueba de descarga parcial

<b>Lectura de temperatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Normal	Temperatura esperada para la carga de un transformador	1	10	0.5
Moderadamente alto	Temperatura ligeramente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.2	10	0.5
Muy alto	Temperatura significativamente por encima de la esperada para la carga de un transformador	1.4	10	6
Por defecto	Datos no disponibles	1	10	0.5

Tabla 51: Condición medida de entrada - Transformadores de 132kV: Lectura de temperatura

### A.3.5 Transformadores de 132kV - Cambiador de toma

<b>Resultado de la prueba de descarga parcial</b>	<b>Factor de puntuación</b>	<b>MaxP</b>	<b>MinP</b>
Bajo	1	10	0.5
Medio	1.15	10	0.5
Alto	1.5	10	6
Por defecto	1	10	0.5

Tabla 52: Condición medida de entrada – Cambiador de Toma de 132kV: Prueba de descarga parcial

## A.4 Consecuencias

<b>Categoría del activo</b>	<b>Financiero</b>	<b>Seguridad</b>	<b>Ambiental</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Total</b>
Transformador 6.6/11kV	8.437€	4.646€	3.457€	5.272€	21.812€
Transformador 20kV	9.605€	4.646€	3.457€	5.272€	22.980€
Transformador 33kV	79.586€	22.645€	15.470€	52.545€	170.246€
Transformador 66kV	122.326€	22.645€	15.470€	52.545€	212.986€
Transformador 132kV	238.685€	34.852€	31.847€	278.937€	584.321€

Tabla 53: Costes de Referencia para el cálculo de las consecuencias

<b>Categoría del Activo</b>	<b>Criterio de Factor Financiero de Tipo</b>	<b>Valor de Factor Financiero de Tipo</b>
Transformador de 6.6/11kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Transformador 20kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Transformador 33kV	33/20kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.25
	33/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	33/20kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	33/11 o 6.6kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	33/11 o 6.6kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	33/11 o 6.6kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	0.9
Transformador 66kV	66/20kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.25
	66/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	66/20kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	66/33kV	1.1
	66/11/11kV	1.1
	66/11 o 6.6kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	66/11 o 6.6kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	66/11 o 6.6kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	0.9
Transformador 132kV	132/66kV, $\leq 60\text{MVA}$	1.05

	132/66kV, >60MVA	1.15
	132/33kV, ≤60MVA	0.9
	132/33kV, >60MVA	1
	132/11/11kV	1.1
	132/11kV	0.85
	132/20kV	0.95

Tabla 54: Factor Financiero de Tipo

Categoría de Activo	Factor de Acceso		
	Tipo A – Acceso Normal	Tipo B – Acceso restringido o espacio de trabajo confinado	Tipo C – Subestación subterránea
Cambiador de toma TB	1	1.25	1.7
Transformador TA	1	1.25	2
Cambiador de toma TA (Distribución)	1	1.25	1.7
Cambiador de toma TA (Primario)	1	1.25	1.3
Cambiador de toma 132kV	1	1.1	1.25
Transformador TEA	1	1.1	1.35
Transformador 132kV	1	1.1	1.25

Tabla 55: Factor Financiero de Acceso

Factor de Seguridad		Tipo		
		Bajo	Medio (Por defecto)	Alto
Localización	Bajo	0.7	0.9	1.2
	Medio (Por defecto)	0.9	1	1.4
	Alto	1.2	1.4	1.6

Tabla 56: Factor de Seguridad

<b>Factor Ambiental de Tipo</b>	<b>Aceite</b>	<b>SF6</b>	<b>Ninguno</b>
Cambiador de toma TA (Primario)	0.94	0.08	0.02
Cambiador de toma TA (Distribución)	0.97	0.05	0.02
Cambiador de toma 132kV	0.97	0.06	0.03

Tabla 57: Factor Ambiental de Tipo

<b>Categoría del Activo</b>	<b>Criterio de Factor Ambiental de Tamaño</b>	<b>Valor de Factor Ambiental de Tamaño</b>
Transformador de 6.6/11kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Transformador 20kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Transformador 33kV	33/20kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.25
	33/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	33/20kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	33/11 o 6.6kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	33/11 o 6.6kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	33/11 o 6.6kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	0.9
Transformador 66kV	66/20kV, $> 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.25
	66/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$ CCM equivalente	1.1
	66/20kV, $\leq 10\text{MVA}$ CCM equivalente	1
	66/33kV	1.1

	66/11/11kV	1.1
	66/11 o 6.6kV, >20MVA CCM equivalente	1.1
	66/11 o 6.6kV, >10MVA y ≤20MVA CCM equivalente	1
	66/11 o 6.6kV, ≤10MVA CCM equivalente	0.9
Transformador 132kV	132/66kV, ≤60MVA	1.05
	132/66kV, >60MVA	1.15
	132/33kV, ≤60MVA	0.9
	132/33kV, >60MVA	1
	132/11/11kV	1.1
	132/11kV	0.85
	132/20kV	0.95

Tabla 58: Factor Ambiental de Tamaño

Factor Ambiental de Ubicación	Factor de Proximidad			Factor de Impacto	
	No se encuentra cerca del agua (>100m)	Cerca del agua (entre 50m y 100m)	Muy cerca del agua (<50m)	Existe un impacto	No existe un impacto
Cambiador de toma TA (Primario)	1	1.5	2	No aplica	1
Cambiador de toma TA (Distribución)	1	1.5	2	No aplica	1
Cambiador de toma 132kV	1	1.5	2	No aplica	1
Transformador TA	1	1.5	2	0.5	1
Transformador TAE	1	1.5	2	0.5	1
Transformador 132kV	1	1.5	2	0.5	1

Tabla 59: Factor Ambiental de Ubicación

<b>Categoría de Activo</b>	<b>Carga Máxima de Referencia (MVA)</b>
Transformador 33kV	30
Transformador 66kV	30
Transformador 132kV	80

Tabla 60: Carga Máxima de Referencia (MVA)