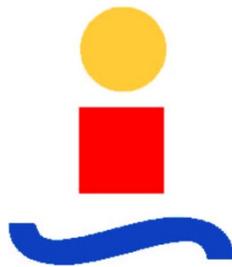


ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS DE SEVILLA

DEPARTAMENTO DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL Y
GESTIÓN DE EMPRESAS II



PROYECTO FIN DE CARRERA MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES BASADO EN LA FIABILIDAD



TITULACIÓN: Ingeniería Superior Industrial.

AUTOR: Francisco Jorge Aguilera Redondo.

TUTORA: María Rodríguez Palero.



Índice

OBJETO DEL PROYECTO	10
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	12
1.1 HERRAMIENTAS DE APLICACIÓN	15
1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD (RCM)	16
CAPÍTULO 2. NUEVAS REDES ELÉCTRICAS Y SU MANTENIMIENTO	17
2.1 SMART GRID.....	17
2.2 MANTENIMIENTO DE LAS SMART GRIDS	22
2.3 SEGURIDAD EN LA TRANSMISIÓN DE DATOS DEL SISTEMA	25
2.4 SMART GRIDS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA	26
2.5 ASPECTOS SOCIALES.....	27
2.6 CONCEPTO DE RED INTELIGENTE	28
2.6.1 NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE.....	28
2.6.2 HISTORIA Y EVOLUCIÓN	33
2.6.3 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS	36
2.6.4 AGENTES INVOLUCRADOS E INTERESADOS	38
CAPÍTULO 3. LA RED ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LA SMART GRID	40
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS	40
3.1.1 DESCRIPCIÓN	40
3.1.2 PROBLEMÁTICA.....	43
3.1.3 CONVERGENCIA ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LAS TELECOMUNICACIONES.....	45
3.1.4 FASES HACIA LA RED INTELIGENTE	47
3.2 PRINCIPALES ASPECTOS Y TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR	50
3.3 MARCO NORMATIVO.....	52
3.4 RED DE TRANSPORTE	54
3.5 RED DE DISTRIBUCIÓN	54
3.5.1 INTEROPERABILIDAD	55
3.5.2 PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES.....	56
3.5.3 ORIENTACIÓN HACIA LAS REDES INTELIGENTES.....	57
3.6 LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	60
3.6.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	60
3.6.2 INFORMES DEL SISTEMA DE POTENCIA NACIONAL.....	62
3.6.3 FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE POTENCIA	67



3.6.4	ESTRUCTURA NORMATIVA DEL SISTEMA DE POTENCIA NACIONAL. MARCO LEGISLATIVO O REGULADOR.....	68
3.7	SUBESTACIONES	69
3.7.1	TIPOS DE SUBESTACIONES SEGÚN EL EMPLAZAMIENTO	70
3.7.2	ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	72
3.7.3	APARAMENTA DE MANIOBRA Y CORTE	78
3.7.4	APARAMENTA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA	80
3.7.5	SISTEMAS DE CONTROL Y COMUNICACIONES	82
CAPÍTULO 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO		83
4.1	INTRODUCCIÓN.....	83
4.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	84
4.3	ENSAYOS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	94
4.3.1	ENSAYOS DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICO/MAGNÉTICO	94
4.3.2	ENSAYOS DE CAMPO DEL SISTEMA DIELECTRICO	99
4.3.3	ENSAYOS ELÉCTRICOS DEL CIRCUITO DIELECTRICO	100
4.3.4	ENSAYOS FISICO-QUÍMICOS.....	101
CAPÍTULO 5. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SUBESTACIONES. MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD		104
5.1	INTRODUCCIÓN.....	104
5.2	MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD	104
5.2.1	ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	105
5.3	DISEÑO TÉCNICO DE LAS REGLAS DE NEGOCIO PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES	105
5.3.1	ALCANCE DE LAS CONCLUSIONES Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LAS MISMAS.....	105
5.4	DESARROLLO DE UN SISTEMA PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES BASADO EN LA FIABILIDAD.....	106
5.4.1	MECANISMOS DE CONTROL PARA LA MEJORA EN EL DESARROLLO DE LAS FUNCIONES DE MANTENIMIENTO.....	106
5.4.2	INTRODUCCIÓN A LOS MECANISMOS DE CONTROL.....	106
5.5	APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CONTROL <i>CUSUM</i>	107
5.5.1	APLICACIÓN <i>CUSUM</i> A LA TEMPERATURA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR	108
5.5.2	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA GRÁFICA <i>CUSUM</i>	110
5.5.3	RECOMENDACIONES DE LAS ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR.....	111



5.5.4	OTRAS POSIBLES APLICACIONES DE LA GRÁFICA <i>CUSUM</i> A VARIABLES MONITORIZADAS EN EL TRANSFORMADOR	113
5.6	MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN	113
5.6.1	ETAPAS DE LA METODOLOGÍA	114
5.6.2	APLICACIÓN A UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	116
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTUROS.....		155
ANEXO I. EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....		157
I.1	ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES ..	157
I.2	INSPECCIÓN DE RUTINA EN TRANSFORMADORES	158
I.3	CUATRO CATEGORÍAS DE EVALUACIÓN DE RIESGO	158
I.4	PRUEBAS DE CARGA Y TEMPERATURA.....	161
I.4.1	CARGA CON BASE EN LAS SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN SIN AFECTAR LA VIDA ESPERADA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	163
I.4.2	CARGA DE CORTA DURACIÓN CON SACRIFICIO MODERADO DE LA VIDA ESPERADA	164
I.4.3	CURVA DE CAPACIDAD TÉRMICA	164
I.5	CROMATOGRAFÍA DE GASES COMBUSTIBLES.....	165
I.5.1.	FALLAS TÉRMICAS	166
I.5.2.	FALLAS ELÉCTRICAS	166
I.6	RIGIDEZ DIELECTRICA, NORMAS ASTM D-877 Y D-1816	170
I.7	NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN, NORMAS ASTM D-644 Y D-974 ..	170
I.8	TENSIÓN INTERFACIAL, NORMA ASTM D-971	171
I.9.	CONTENIDO DE HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533.....	172
I.10.	ÍNDICE COLORIMÉTRICO (COLOR), NORMA ASTM D-1500.....	172
I.11.	GRAVEDAD ESPECÍFICA, NORMA ASTM D-2501	172
I.12.	FACTOR DE POTENCIA, NORMA ASTM D-924	173
I.13.	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	173
I.14.	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)	174
I.15.	PÉRDIDAS	175
ANEXO II. CALISTO 2		179
ANEXO III. EQUIPOS ELÉCTRICOS IMPREGNADOS EN ACEITE EN SERVICIO.		185
III.1	NOTAS DE APLICACIÓN PARA LOS EQUIPOS.....	185
III.2	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	185
ANEXO IV. HISTORIAL DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA		188



REFERENCIAS 193

FIGURAS

Figura 1. 1. Punto caliente en el cierre de un seccionador. Fuente: Endesa.12
Figura 1. 2. Ejemplo de termografía. Fuente: Endesa.13
Figura 1. 3. Limpieza de los contactos de un seccionador. Fuente: Endesa.13
Figura 1. 4. Inspección de un transformador de tensión de una subestación. Fuente: Endesa.14

Figura 2. 1. Esquema de una *Smart Grid*.18
Figura 2. 2. Integración de la *Smart Grid*.18
Figura 2. 3. Esquema de *Smart Grid*.21
Figura 2. 4. Centro de control de la red. Fuente: Siemens.23
Figura 2. 5. Red inteligente. Fuente: Siemens.24
Figura 2. 6. Ejemplo de integración de red inteligente. Fuente: Siemens.24
Figura 2. 7. Agentes en la *Smart Grid*. Fuente: Departamento de Comercio EEUU. 26
Figura 2. 8. Modelo energético actual. Fuente: REE.29
Figura 2. 9. Nuevos elementos en el modelo energético.30
Figura 2. 10. Emisiones CO₂ mundiales. Fuente: IEA.31
Figura 2. 11. Índice de emisiones CO₂/Requerimientos de energía primaria. Fuente: Eurelectric.33
Figura 2. 12. Emisiones CO₂ EEUU/Requerimientos de energía primaria. Fuente: Eurelectric.34

Figura 3. 1. Curva de demanda del 15 de Febrero de 2011, apagón a las 22 horas. Fuente: REE.41
Figura 3. 2. Optimización de la curva de consumo. Fuente: REE.52
Figura 3. 3. Utilización de protocolos en la red de distribución. Fuente: *Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft Report for CIM and other IEC Working Groups*. EPRI, Palo Alto. 2006.58
Figura 3. 4. Arquitectura IED. Fuente: Tecnalía.59
Figura 3. 5. Componentes de un sistema de potencia. Fuente: REE.61
Figura 3. 6. Potencia instalada. Fuente: CNE.62
Figura 3. 7. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica. Fuente: CNE.63
Figura 3. 8. Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria. Fuente: CNE.63
Figura 3. 9. Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.122 MW. Fuente: CNE.64
Figura 3. 10. Evolución anual de la demanda peninsular y PIB. Fuente: CNE.64
Figura 3. 11. Evolución de la demanda de energía (TWh). Fuente: CNE.65
Figura 3. 12. Evolución anual de la potencia instalada (GW). Fuente: CNE.65
Figura 3. 13. Evolución anual de la estructura de la producción neta (TWh). Fuente: CNE.66
Figura 3. 14. Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico. Fuente: CNE.66
Figura 3. 15. Evolución del sistema de transporte y transformación. Fuente: CNE. 67



Figura 3. 16. Calidad de la red de transporte. Fuente: CNE.	67
Figura 3. 17. Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte. Fuente: CNE.	67
Figura 3. 18. SE Intemperie. Fuente: Endesa.	70
Figura 3. 19. SE de Interior. Fuente: Endesa.....	71
Figura 3. 20. SE blindada. Fuente: Endesa.....	71
Figura 3. 21. Estructura de una SE. Fuente: Endesa.....	72
Figura 3. 22. Simbología. Fuente: ABB.	73
Figura 3. 23. Esquema de la SE de Santiponce. Fuente: Endesa.	74
Figura 3. 24. Vista en corte con las posiciones de línea. Fuente: Endesa.....	74
Figura 3. 25. Posición de barras. Fuente: Endesa.....	75
Figura 3. 26. Vista en corte con la posición de barras. Fuente: Endesa.	75
Figura 3. 27. Posición primario transformador. Fuente: Endesa.	76
Figura 3. 28. Vista en corte de la posición primario transformador. Fuente: Endesa.	76
Figura 3. 29. Posición de transformador. Fuente: Endesa.....	77
Figura 3. 30. Vista en corte de la posición transformador. Fuente: Endesa.	77
Figura 3. 31. Celdas blindadas M.T. Fuente: Mesa.....	78
Figura 3. 32. Seccionador de cuchillas giratorias. Fuente: Endesa.....	79
Figura 3. 33. Interruptor automático. Fuente: Endesa.	80
Figura 3. 34. Transformador de intensidad. Fuente: ABB.	80
Figura 3. 35. Transformador de tensión. Fuente: ABB.	81
Figura 3. 36. Pararrayos. Fuente: Endesa.	82
Figura 4. 1. Perforación del sistema dieléctrico en la columna de un transformador de potencia. Fuente: Talleres Eléctricos Molina, Córdoba.	83
Figura 4. 2. Unidad de medida de relación de transformación monofásica. Fuente: Megger.....	95
Figura 4. 3. Unidad de medida de relación de transformación trifásica. Fuente: Unitronics.....	96
Figura 4. 4. Unidad de medida de impedancia de cortocircuito. Fuente: Unitronics.	96
Figura 4. 5. Unidad de medida de resistencia de bobinados. Fuente: Unitronics. ...	97
Figura 4. 6. Fallo detectado en el regulador desde los resultados del ensayo anterior. Fuente: Unitronics.	97
Figura 4. 7. Fotografía del devanado derrumbado y conexiones flojas en el transformador. Fuente: Unitronics.	98
Figura 4. 8. Equipo FRA. Fuente: Starlogic.	99
Figura 4. 9. Equipo de medida de resistencia de aislamiento e índice de polarización. Fuente: Megger.	100
Figura 4. 10. Esquema equivalente del circuito de un transformador. R_i es la resistencia de aislamiento, C_g la capacidad geométrica y las distintas R_a/C_a simulan el circuito equivalente de absorción dieléctrica.....	101
Figura 4. 11. Equipo de determinación de humedad disuelta en aceite. Fuente: Megger.....	102
Figura 5. 1. Gráfica Cusum para la temperatura del aceite del transformador.....	110
Figura 5. 2. Ciclo de Deming.	114



Figura 5. 3. Definición del problema y particularización del objetivo general.....	117
Figura 5. 4. Nivel magnético de aceite. Fuente: Westinghouse.	118
Figura 5. 5. Placa de características. Fuente: Westinghouse.	119
Figura 5. 7. Distribución de temperaturas en un transformador. Fuente: ABB.....	120
Figura 5. 6. Elementos de un transformador. Fuente: ABB.	120
Figura 5. 8. Gráfica de la evolución de los gases en el aceite del transformador..	130
Figura 5. 9. Tendencia relaciones entre gases.	131
Figura 5. 10. Diagrama de flujo con la metodología a aplicar.....	133
Figura 5. 11. Variación del valor presente en función del interés.....	139
Figura 5. 12. Relación suma presente de dinero dada la suma futura de dinero. .	139
Figura 5. 13. Relación suma presente de dinero dado el flujo de efectivo al final de cada periodo.	140
Figura 5. 14. Valor de P dado A en la opción A.	150
Figura 5. 15. Valor de P dado A en la opción B.	152
Figura I. 1. Curvas de sobrecarga para transformadores.....	163
Figura I. 2. Relaciones comparativas de evolución de gases generados en el aceite como una función de la energía disipada en el proceso de fallos.	167
Figura I. 3. Esquema de conexión para determinar el TTR.....	175
Figura I. 4. Relación entre relación de pérdidas en el transformador y la carga más eficiente.	176
Figura I. 5. Valores típicos del producto del porcentaje de pérdidas.	178
Figura II. 1. Calisto 2. Fuente: Morgan Schaffer.	179
TABLAS	
Tabla 2. 1. Generación distribuida.....	19
Tabla 2. 2. Transporte y distribución.	19
Tabla 2. 3. Atención de la demanda.	20
Tabla 2. 4. Procesos de soporte del negocio.	20
Tabla 2. 5. Algunas características de las Smart Grids.	37
Tabla 4. 1. Distancias eléctricas. Fuente: MIR-RAT.....	86
Tabla 5. 1. Estadísticos descriptivos de la muestra en las unidades de temperatura correspondientes (u.t.c).	108
Tabla 5. 2. Gráfica <i>Cusum</i> tabular de temperatura en las unidades correspondientes.	109
Tabla 5. 3. Resultados del análisis físico-químico. Fuente: Endesa Ingeniería.	125
Tabla 5. 4. Histórico de análisis previo. Fuente: Endesa Ingeniería.....	126
Tabla 5. 5. Resultados de concentración de gases disueltos en ppm por desgasificación parcial.....	127
Tabla 5. 6. Tabla de indicadores 1.	127
Tabla 5. 7. Tabla de indicadores 2.	127
Tabla 5. 8. Histórico de análisis previo.	128



Tabla 5. 9. Ritmo de crecimiento.	128
Tabla 5. 10. Evolución de gases disueltos en el transformador de potencia durante un periodo de diez años (ppm).....	129
Tabla 5. 11. Tendencia relaciones entre gases.....	131
Tabla 5. 12. Variables técnicas para análisis de casos.....	134
Tabla 5. 13. Valor actual del transformador.	134
Tabla 5. 14. Valores de depreciación para transformadores.....	135
Tabla 5. 15. Potencia Nominal, pérdidas en el hierro y en el cobre.	136
Tabla 5. 16. Costes de las tareas de mantenimiento preventivo para transformadores de potencia.....	137
Tabla 5. 17. Nomenclatura de datos.....	140
Tabla 5. 18. Resultados de pruebas transformador Santiponce.	143
Tabla 5. 19. Variables económicas.	144
Tabla 5. 20. Valor actual del transformador.	144
Tabla 5. 21. Vida útil.....	144
Tabla 5. 22. Valor residual.	144
Tabla 5. 23. Depreciación.	145
Tabla 5. 24. Precios medios a largo plazo.	145
Tabla 5. 25. Coste promedio de las pérdidas.	146
Tabla 5. 26. Costes de mantenimiento de transformadores.	147
Tabla 5. 27. Demanda en kW para cada tarifa.	148
Tabla 5. 28. Energía no suministrada en kWh para las cinco horas programadas.	148
Tabla 5. 29. Coste de la energía.	149
Tabla 5. 30. Costes en euros por energía no suministrada.	149
Tabla I. 1. Inspecciones, pruebas y diagnósticos para realizar en transformadores de potencia. Fuente: Aging Power Infrastructures.	159
Tabla I. 2. IEEE Standard C57. 104-1991. Condiciones de riesgo en los Transformadores de Potencia. Fuente: Aging Power Delivery Infrastructures. ...	160
Tabla I. 3. Resumen de las categorías de riesgo y acciones recomendadas basadas en el historial de TCGA, tomada de IEEE Estándar C57. 104-1991. Fuente: Aging Power Delivery Infrastructures.	160
Tabla I. 4. Límites a las cantidades de gases individuales en cada categoría (ppm*). Fuente: IEEE Estándar C57. 104-1991.	161
Tabla I. 5. Límites máximos de temperatura en transformadores usados continuamente. Fuente: TMI, guía para el mantenimiento de transformadores. ...	162
Tabla I. 6. Gases típicos generados por fallas en transformadores.	167
Tabla I. 7. Código para examinar el gas disuelto en aceite mineral con base en R. R. Rogers.	168
Tabla I. 8. Códigos de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.	169
Tabla I. 9. Estado del Aceite Dependiendo del Índice de Calidad. Fuente: Norma ASTM D-1533.....	172
Tabla I. 10. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.....	174
Tabla I. 11. Límites normales de relación de pérdidas, R.	177
Tabla II. 1. Hidrógeno disuelto (H ₂ y CO) en mediciones de aceite. Fuente: Morgan Schaffer.	182



Tabla II. 2. Agua disuelta (H ₂ O) en mediciones de aceite. Fuente: Morgan Schaffer.	182
Tabla II. 3. Confiabilidad. Fuente: Morgan Schaffer.....	182
Tabla II. 4. Funcionamiento. Fuente: Morgan Schaffer.....	183
Tabla II. 5. Estructura. Fuente: Morgan Schaffer.	183
Tabla II. 6. Rendimiento. Fuente: Morgan Schaffer.	184
Tabla II. 7. Condiciones de funcionamiento. Fuente: Morgan Schaffer.	184
Tabla II. 8. Estructura. Fuente: Morgan Schaffer.	184
Tabla III. 1. Rangos del 90% de valores de concentraciones típicas de gases observados en transformadores de potencia, en µl/l.	186
Tabla III. 2. Rangos del 90% de los incrementos típicos de gases observados en transformadores de potencia (todos los tipos), en µl/l/año.....	186
Tabla IV. 1. Análisis de Fluidos Dieléctricos. Fuente: Endesa.	188
Tabla IV. 2. Análisis de Fluidos Dieléctricos. Fuente: Endesa.	189
Tabla IV. 3. Histórico de Análisis Previo. Fuente: Endesa.	190
Tabla IV. 4. Determinación de Gases Disueltos. Fuente: Endesa.	191
Tabla IV. 5. Histórico de Análisis Previo. Fuente: Endesa.	192



OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto abordará los aspectos más importantes del mantenimiento basado en la fiabilidad aplicado a SE (Subestaciones Eléctricas), lo que implica el empleo de una serie de técnicas que se describen a continuación y en las que se entrará en mayor profundidad en capítulos posteriores tras realizar una breve introducción de las nuevas tecnologías que se pretende implantar y del sistema eléctrico actual para situarnos en un contexto apropiado y poder tener una visión más intuitiva.

El mantenimiento basado en la fiabilidad aplicado a subestaciones eléctricas, RCM (*Reliability Centered Maintenance*) tiene como principales objetivos:

- Reducir los costes de mantenimiento.
- Mejorar la calidad del suministro eléctrico.
- Ayudar a la toma de decisiones del centro de mantenimiento.
- Utilizar el análisis FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*) y la detección anticipada de fallos, a través de la monitorización de las condiciones de funcionamiento de los equipos, análisis, diagnóstico y evaluación de su estado.

Se hablará de la *Smart Grid* o "Red Inteligente", la cuál es el resultado natural de aplicar sobre la actual red de transmisión y distribución eléctrica nuevas tecnologías de comunicaciones, bidireccionales y con grandes anchos de banda, junto con avanzados sistemas de sensores y captación de datos, y equipamientos más autónomos e inteligentes en subestaciones y CT (Centros de Transformación).

De todos los cambios acaecidos en los últimos años en el sector eléctrico, surgen nuevos retos para las empresas de distribución de energía eléctrica. Retos que empujan a la reducción de márgenes de explotación o de costes de mantenimiento y cambios impuestos por el regulador que requieren inversiones en infraestructuras o mejoras en la calidad del servicio.

El aumento paulatino de los requerimientos legales en cuanto a la calidad del suministro y la necesidad de reducir los costes de mantenimiento obligan a realizar análisis de riesgos y a sustituir el mantenimiento reactivo, o incluso el mantenimiento preventivo basado en las horas de funcionamiento, por un mantenimiento basado en las condiciones de funcionamiento. Para ello es indispensable disponer de equipos que sean capaces de autoevaluarse, y que reporten la información relevante a los sistemas de control o monitorización.

Esta evolución en la red eléctrica aporta innumerables ventajas en la operación de la misma. Entre otras, la posibilidad de la mejora de los procesos de mantenimiento de la red (mantenimiento predictivo), la posibilidad de implementar soluciones más rápidas y eficientes para un mejor balance de cargas, y la mejora de la fiabilidad de la red en general.

En el nuevo modelo de red, cobra especial relevancia el control y monitorización de subestaciones, centros neurálgicos de la *Smart Grid*. En las subestaciones confluirá la información de todas y cada una de las ramas de la red de distribución. Y desde



la subestación, se transmitirá al centro de mantenimiento toda esa información, junto con los datos recogidos de la propia instalación.

Los objetivos de este proyecto se enmarcan en el desarrollo de un sistema corporativo que se integre con aplicaciones existentes en la compañía, que han de proporcionar la información necesaria para el funcionamiento del RCM así como potenciar a través del conocimiento la mejora continua y seguimiento de la mejora obtenida.

Se introducirá el desarrollo de las nuevas redes eléctricas inteligentes o *Smart Grids*, su integración en el sistema eléctrico, cómo se realizará su mantenimiento mediante la monitorización por sensores inalámbricos y cómo se aplicarán las nuevas tecnologías digitales.

Se presentarán las técnicas actuales en materia de mantenimiento preventivo del elemento objeto de estudio en este proyecto, el transformador de potencia.

Se mostrará la aplicación de las técnicas de mantenimiento basado en la fiabilidad al transformador de la subestación objeto de estudio, a fin de obtener un mantenimiento predictivo del transformador de potencia.



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

La evolución tecnológica de los equipos de las instalaciones eléctricas, así como la de los sistemas de información, comunicaciones y monitorización, están poniendo a disposición de las empresas eléctricas un gran volumen de información. Las herramientas de BI (*Business Intelligence*) tienen como objetivo transformar esta información en conocimiento y ponerlo al servicio de la mejora de los procesos de negocio. Uno de los procesos que puede beneficiarse más de este conocimiento es el mantenimiento de las instalaciones.

El mantenimiento tradicional se basa en la realización de una serie de revisiones de los elementos físicos de la red cuya periodicidad viene determinada por la experiencia ó recomendaciones del fabricante del equipo. Este tipo de mantenimiento denominado mantenimiento preventivo, se basa en la premisa de la existencia de una relación entre la confiabilidad del equipo y su edad operacional, premisa no siempre cierta, sobre todo a medida que aumenta la complejidad de los equipos.

A modo de ejemplo se citan algunas de las tareas que se llevan a cabo en mantenimiento preventivo:

- Inspecciones termográficas: consisten en medir a distancia con una cámara de termovisión la temperatura radiada por diferentes puntos de una superficie, principalmente producida por el calentamiento en las piezas de contacto eléctrico. La frecuencia de estas inspecciones es anual y en algunos equipos semestral. Véase Figura 1. 1 y Figura 1. 2.



Figura 1. 1. Punto caliente en el cierre de un seccionador. Fuente: Endesa.



Figura 1. 2. Ejemplo de termografía. Fuente: Endesa.

- Inspecciones de las instalaciones: para hacer un seguimiento constante del estado de los equipos y de los sistemas se realizan inspecciones trimestrales y anuales y la empresa propietaria realiza inspecciones y toma de datos de los parámetros de funcionamiento de las instalaciones. Estas actuaciones facilitan, además, la estrategia y la planificación de los trabajos posteriores de mantenimiento de las subestaciones. También, mediante la utilización de la red de telecomunicaciones propia, se desarrollan revisiones a distancia (telesupervisiones) para conocer el funcionamiento de los equipos de la instalación de forma instantánea. Véase Figura 1. 3.

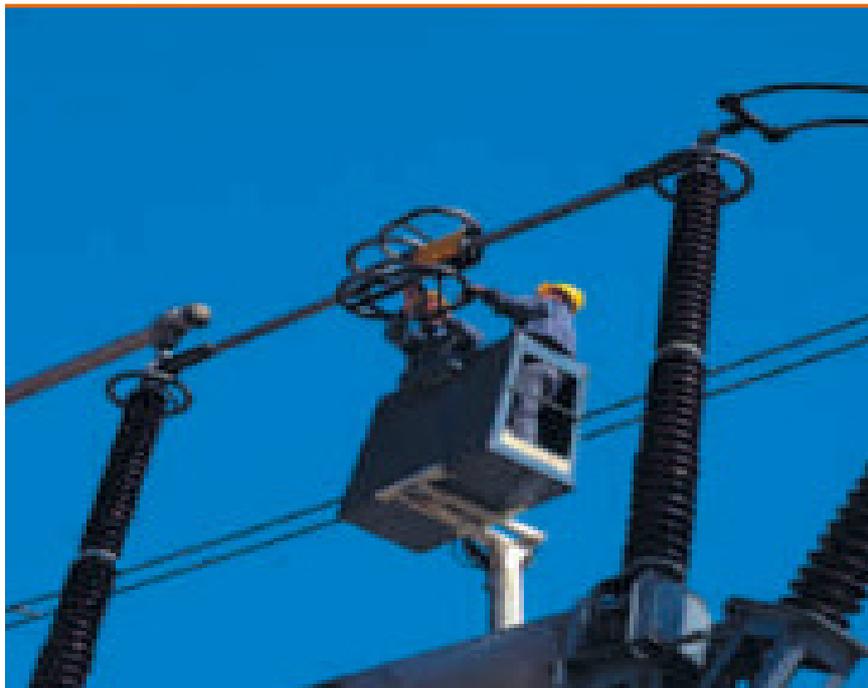


Figura 1. 3. Limpieza de los contactos de un seccionador. Fuente: Endesa.



- Sistemas de protección y telecontrol: según los diferentes esquemas de protección y equipos de telecontrol existentes en las subestaciones, la empresa propietaria desarrolla distintos tipos de trabajos de mantenimiento para asegurar su correcto funcionamiento y así conseguir la mayor fiabilidad y disponibilidad posible de la red de transporte. Véase Figura 1. 4.



Figura 1. 4. Inspección de un transformador de tensión de una subestación. Fuente: Endesa.

- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna: la empresa propietaria también realiza trabajos de mantenimiento en los elementos que conforman los servicios auxiliares de las subestaciones, que permiten el suministro eléctrico de estas instalaciones: paneles y cuadros de distribución, baterías, rectificadores, sistemas de M.T. (Media Tensión) y grupos electrógenos. La frecuencia de revisión de estos equipos se adecua según las características de su funcionamiento.
- Transformadores de potencia y reactancias: entre las actividades de mantenimiento de los transformadores de potencia y las reactancias se incluyen los trabajos ordinarios, la revisión del cambiador de tomas, las medidas de los parámetros funcionales y los análisis de aceites.
- Equipos de alta tensión: en el caso de los interruptores, seccionadores, transformadores de medida, aisladores, pararrayos y otros equipos de A.T. (Alta Tensión) de las subestaciones, la empresa propietaria define actuaciones de mantenimiento adecuadas a sus características de fabricación, modelo y ubicación en la red.

La tendencia actual sugiere un mantenimiento de tipo predictivo, que permita prevenir los fallos mediante la detección de síntomas de que éstos van a ocurrir. Estas advertencias se conocen como fallos potenciales, y se definen como las condiciones físicas identificables que indican que va a ocurrir un fallo funcional o que está en proceso de ocurrir. El objetivo del mantenimiento predictivo es poder determinar cuándo ocurren los fallos potenciales de forma que pueda hacerse algo antes de que se conviertan en verdaderos fallos funcionales.



La detección anticipada de fallos se apoya en la definición de reglas de negocio que determinen los parámetros físicos que identifican el síntoma y en la utilización de funciones de detección de patrones y correlación de eventos, que permitan detectarlos. En base a esta información, es necesario aplicar funciones estadísticas que permitan detectar si existe una correlación histórica de dichos síntomas para determinar la probabilidad de que el elemento vaya a sufrir un fallo.

El proceso de mantenimiento debe ir evolucionando hacia un mantenimiento basado en la fiabilidad, que permita determinar las acciones a realizar para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando sus funciones asignadas en su contexto operacional presente, contribuyendo así a la disminución de los costes de mantenimiento y a la mejora de la calidad de suministro.

1.1 HERRAMIENTAS DE APLICACIÓN

El procedimiento RCM se apoya en las siguientes técnicas de análisis de fallos:

- Detección anticipada de fallos mediante monitorización, análisis y diagnóstico. A partir de las magnitudes obtenidas en la actividad de monitorización, se debe definir una serie de modelos de análisis que permiten una serie de diagnósticos del equipo:
 - Modelo punto más caliente devanado (*Hot-spot*).
 - Modelo de envejecimiento (*Aging*).
 - Modelo de análisis de gases disueltos (*DGA*).
- Registro histórico de eventos: es necesario disponer de un histórico de incidentes imprevistos producidos en cada instalación. Para cada incidente se deben definir los diferentes eventos que se han producido, los elementos que han fallado en cada evento, y para cada elemento se debe identificar su modo de fallo y la causa que lo ha provocado. El objetivo es obtener una frecuencia de aparición de las diferentes causas de modos de fallo, y priorizar las acciones de mantenimiento para su eliminación.
- Análisis del sistema mediante aplicación de la metodología *Cusum* a un parámetro significativo del sistema como es la temperatura de la cuba del aceite.
- Estudio basado en las condiciones de operación del sistema mediante el análisis de los gases disueltos en el aceite.
- Evaluación del estado y toma de decisiones de actuación: en base a los modelos de diagnóstico realizados, el objetivo es conocer el estado de los equipos en el momento de realizar la medición, y poder hacer una proyección del estado futuro, permitiendo realizar la detección anticipada de fallos y servir de apoyo al mantenimiento predictivo en la toma de decisiones de actuación mediante las conclusiones obtenidas y la realización de un estudio técnico-económico.

Se monitorizará el transformador de la subestación y se emplearán sensores a los que se acoplarán los transmisores inalámbricos (*wireless*) para la recepción de los datos.



Se plantea realizar las siguientes medidas dentro de la subestación en el transformador objeto de estudio:

- Temperatura en la cuba de aceite.
- Temperatura del aire en el ambiente.
- Humedad.
- Gases disueltos en el aceite.

1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD (RCM)

El mantenimiento definido por condiciones aportará los siguientes beneficios:

- Reducción de costes de mantenimiento y logística.
- Mejora de la disponibilidad de los elementos.
- Protección frente al fallo de elementos críticos.

Sin embargo, existen distintas barreras que dificultan su implantación como son la imposibilidad de monitorizar continuamente un dispositivo a coste razonable, la incapacidad de los sistemas para aprender e identificar fallos inminentes y recomendar acciones proactivas de mantenimiento, la incapacidad de predecir y modelar de manera fiable la vida restante y la diferente capacidad de predicción en función del dispositivo.

El RCM es un conjunto de métodos y herramientas para determinar el mínimo conjunto de tareas de mantenimiento necesario para atacar adecuadamente los fallos críticos de los diferentes elementos, sin comprometer la fiabilidad del servicio y optimizando el coste. Se trata de un método cualitativo que combina estrategias de mantenimiento correctivo y preventivo.

El RCM aporta como beneficios la reducción de la necesidad de grandes acciones correctivas, la eliminación de revisiones innecesarias, optimización de la frecuencia de las revisiones requeridas y disminuye el uso de tareas intrusivas que pueden inducir a fallos en los elementos. Además permitirá determinar si es más económico sustituir o renovar un elemento dadas ciertas condiciones.



CAPÍTULO 2. NUEVAS REDES ELÉCTRICAS Y SU MANTENIMIENTO

En este capítulo se introduce el desarrollo de las nuevas redes eléctricas inteligentes o *Smart Grids*, su integración en el sistema eléctrico, cómo se realizará su mantenimiento mediante la monitorización por sensores inalámbricos y cómo se aplicarán las nuevas tecnologías digitales. Se tratan aspectos importantes como la seguridad en la transmisión de datos así como sus implicaciones desde el punto de vista de la eficiencia energética. Terminando con la definición de red inteligente, respondiendo a la pregunta de por qué es necesaria, cuáles son sus características más importantes y los agentes involucrados.

2.1 SMART GRID

El negocio de la energía eléctrica ha cambiado radicalmente con la entrada masiva de la generación renovable, distribuida y no programable. La generación de energía eléctrica en España se ha transformado en los últimos 10 años mediante la evolución de la capacidad instalada (MW) y mediante la evolución de la generación anual (GWh). La nueva generación es distribuida, generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía. Una definición más global de la generación distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

Sus características generales son las siguientes:

- Reducen pérdidas en la red al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.
- Suelen tener potencias inferiores a 3 kW aunque en general se suele decir que no sobrepasan los 10 kW de potencia instalada.

La evolución que experimentará la generación de energía eléctrica se profundizará en los próximos años mediante la aplicación de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que tiene los siguientes objetivos nacionales en materia de ahorro y eficiencia energética.

- Una reducción de emisiones en un 20%.
- Un incremento en energías renovables de un 20%.
- El mantenimiento de la garantía del suministro eléctrico.
- La reducción del consumo en un 20%.
- La aseguración de un precio competitivo.

Este proceso continuará con nuevos requerimientos de gestión eficiente y sostenible de la energía, que hacen necesario el desarrollo de redes inteligentes.

La gestión inteligente de la energía debe garantizar la sostenibilidad, seguridad y economía del suministro.



En la Figura 2. 1 se muestra un esquema en el que se combinan los distintos aspectos que componen una *Smart Grid* y su gestión inteligente garantizando la sostenibilidad, la seguridad y la economía del suministro.



Figura 2. 1. Esquema de una *Smart Grid*.

Para asegurar la integración eficiente de la nueva generación y los nuevos modelos de servicios se exigirá una mayor transparencia en la información para optimizar la toma de decisiones del consumidor y los operadores, una mayor flexibilidad adaptándose de forma rápida a variaciones en la oferta (incorporación masiva de energías renovables) y en la demanda (aparición de nuevos modos de consumo como el coche eléctrico), mayor fiabilidad dando una respuesta solvente ante problemas de congestión y el creciente número y gravedad de las incidencias, así como mayor eficiencia optimizando el uso de las infraestructuras, para reducir las necesidades de inversión futuras. En la Figura 2. 2 se puede apreciar cómo se integra la *Smart Grid* en el sistema eléctrico.

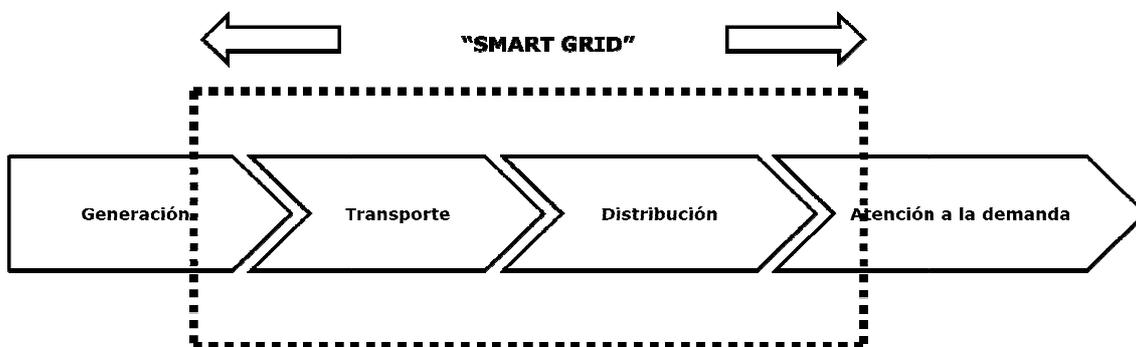


Figura 2. 2. Integración de la *Smart Grid*.



En la Tabla 2. 1 se resumen las características de la generación distribuida en la situación actual y los requisitos que se espera conseguir en el futuro para facilitar su integración.

Situación Actual	Requisitos del Modelo Futuro
<ul style="list-style-type: none"> • Generación y control centralizados. • Gestión de particularidades de diferentes modalidades de generación: <ul style="list-style-type: none"> ○ Térmicas, nucleares: Estables a gran escala, lentas de estabilizar. ○ Hidráulicas: Gran escala. ○ Renovables (Eólica, Minihidráulica, Solar, Biomasa): Importantes picos difíciles de aprovechar. ○ Otros generadores en Régimen Especial: Tri/Cogeneradores: Picos difíciles de aprovechar. • Problemas en la integración de fuentes de energía renovables a gran escala: <ul style="list-style-type: none"> ○ Dispersión-Falta de planificación. ○ Obligatoriedad de evacuación para distribuidores. ○ Gran variabilidad en potencia suministrada. ○ Dificultad de previsión. • Imposibilidad de almacenar excedentes de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación distribuida a gran escala. • Gestión integral de una mayor diversidad de actores: <ul style="list-style-type: none"> ○ Generadores puros. ○ Generadores virtuales (<i>Virtual Power Plants</i>). ○ Generadores/almacenadores. ○ Almacenadores Puros. • Nuevas técnicas de almacenamiento: aprovechamiento de la energía marginal procedente del coche eléctrico (<i>Vehicle to Grid</i>).

Tabla 2. 1. Generación distribuida.

La incorporación masiva de tecnologías en la red es un aspecto a resaltar de las *Smart Grids*. En la Tabla 2. 2 se muestran los puntos más importantes de la situación actual y lo que se requiere en el futuro en cuanto a transporte y distribución.

Situación Actual	Requisitos del Modelo Futuro
<ul style="list-style-type: none"> • Redes mejorables por diseño y equipamiento: <ul style="list-style-type: none"> ○ Pérdidas redes de transporte en A.C. (-7%). ○ Falta de protecciones en redes de M.T. /B.T. (Baja Tensión). ○ Problemas con la calidad de la señal eléctrica: Oscilaciones de potencia, armónicos,... • Saturación puntual en verano e invierno desencadenantes de considerables pérdidas por disipación. • Imposibilidad de construir nuevas líneas por rechazo social y político. • Reducido número de interconexiones internacionales. • Escasa información de la red que obliga a un mantenimiento reactivo y manual. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incorporación de nuevas tecnologías que permiten incrementar la capacidad de la red, optimizar la topología y reducir las pérdidas: superconductores... • Mayor sensorización de las redes y comunicaciones: <ul style="list-style-type: none"> ○ Mantenimiento preventivo: CBM (<i>Condition Based Maintenance</i>) y gestión de vida. ○ Monitorización de cuellos de botella. ○ Supervisión compartida de múltiples redes geográficamente superpuestas ("<i>Multiutility</i>"). • Sistemas expertos: <ul style="list-style-type: none"> ○ Apoyo a la toma de decisiones óptimas. ○ Ajuste automático del sistema.

Tabla 2. 2. Transporte y distribución.



Otro aspecto a tener en cuenta en la integración de las *Smart Grids* es que permitirá una gestión avanzada de la demanda. En la Tabla 2. 3 se muestran los puntos más importantes, tanto en la situación actual como en los requisitos del modelo futuro, en cuanto a la atención de la demanda.

Situación Actual	Requisitos del Modelo Futuro
<ul style="list-style-type: none"> • Carencia de información para gestionar la demanda: <ul style="list-style-type: none"> ○ Por parte del operador. ○ Por parte del usuario. • Dispositivos domésticos e industriales pasivos energéticamente: <ul style="list-style-type: none"> ○ No discriminación de valles/picos de energía. ○ Velocidad de funcionamiento constante. ○ No procesamiento de señales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas avanzados de medida que permiten gestionar la demanda: <ul style="list-style-type: none"> ○ Por parte del operador: acción comercial segmentada según perfiles de uso individualizados, calidad del servicio. ○ Por parte del usuario: concienciación energética, optimización del patrón de consumo. • Proliferación de dispositivos que incorporan o permiten una gestión inteligente del consumo de energía, que pueden tener impacto en generación: <ul style="list-style-type: none"> ○ Uso en períodos de baja tarifa. ○ Modos económicos de funcionamiento. • Respuesta a nuevos usos (p.e. coche eléctrico). • Soporta nuevos modelos de gestión (desarrollo del concepto <i>Multiutility</i>).

Tabla 2. 3. Atención de la demanda.

En la Tabla 2. 4 se muestran los puntos más importantes sobre los procesos de soporte del negocio en la situación actual y los requisitos del modelo futuro.

Situación Actual	Requisitos del Modelo Futuro
<ul style="list-style-type: none"> • Limitado número de <i>stakeholder</i>: <ul style="list-style-type: none"> ○ Operadores integrados en toda la cadena (salvo transporte). • Reducida capacidad de interacción: <ul style="list-style-type: none"> ○ Entre los operadores. ○ Con los usuarios. • Información y toma de decisiones centralizada. • Volumen de información disponible escaso y generalmente no informatizado (conocimiento en personal próximo a la jubilación): <ul style="list-style-type: none"> ○ Sobre los procesos de red. ○ Sobre la demanda. • Modelos tarifarios básicos, sistemas de facturación simple. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de integrar nuevos actores en el modelo: <ul style="list-style-type: none"> ○ Generadores puros. ○ Generadores virtuales. ○ Almacenadores. ○ Comercializadores puros. ○ Clientes/generadores. • Volumen de información elevado: <ul style="list-style-type: none"> ○ Necesidad de sistemas de almacenamiento potentes. ○ Necesidad de adecuada protección de datos y seguridad. • Gestión sofisticada de clientes: facturadores más complejos, <i>Business Intelligence</i> ...

Tabla 2. 4. Procesos de soporte del negocio.

La *Smart Grid* es el camino hacia un modelo energético avanzado, seguro y sostenible.



En la Figura 2. 3 se muestra un esquema de cómo será la *Smart Grid* en cuanto a fiabilidad, flexibilidad, transparencia y eficiencia.

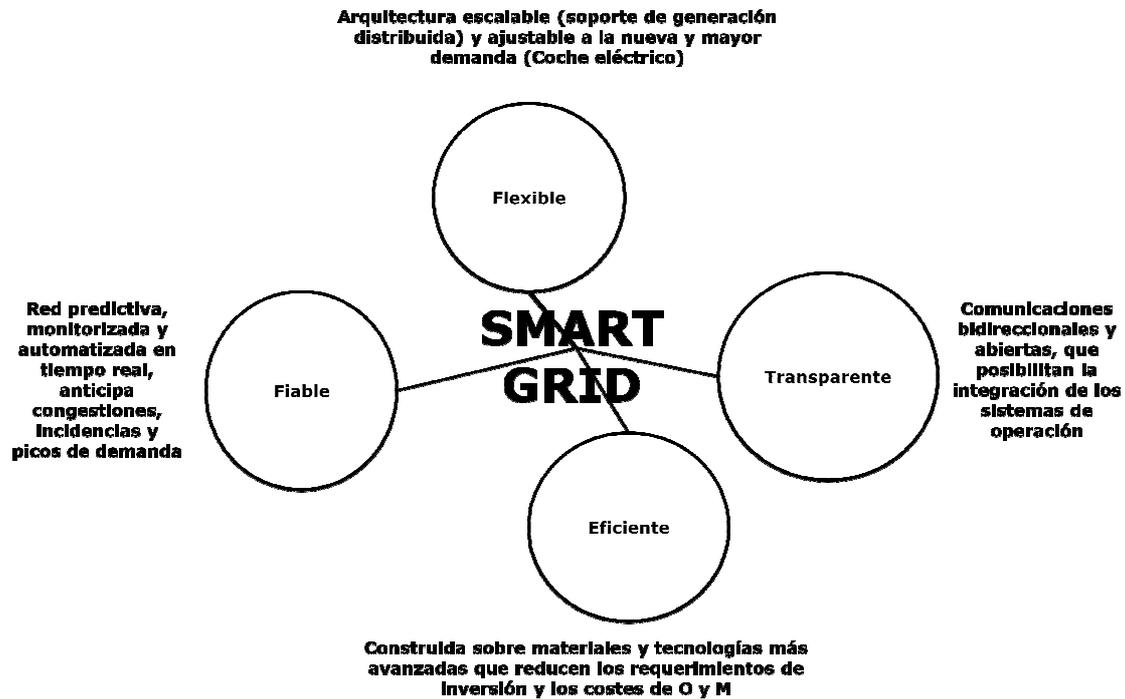


Figura 2. 3. Esquema de *Smart Grid*.

El desarrollo de una solución global de *Smart Grids* debe contemplar desde la generación distribuida, hasta la gestión de la demanda, integradas en una plataforma de operación y monitorización de la red en tiempo real. La *Smart Grid* es un nuevo modelo de red. Se trata de un sistema de energía que puede incorporar a millones de sensores conectados a través de un avanzado sistema de comunicación de adquisición de datos. Este sistema proporcionará análisis en tiempo real por un sistema de computación distribuida que permitirá respuestas de predicción en lugar de reactivas para abrir y cerrar las interrupciones. Una red inteligente es una arquitectura (ingeniería de red) y una infraestructura (sistemas de control) que posibilita el seguimiento continuo (comunicaciones bidireccionales) de clientes, instalaciones y operaciones. Sin embargo, el volumen de datos no es el mismo que de información. Una de las claves de las redes inteligentes es la disposición de herramientas (aplicaciones de negocio) que conviertan automáticamente los datos en información válida para mejorar el servicio, la fiabilidad y la eficiencia.

En el desarrollo de las *Smart Grids* actualmente se están desarrollando proyectos como centros de control de red, en el apartado de centros de control y monitorización de red, así como telegestión de clientes, en el apartado de telegestión y medida, equipos de control de red, en el apartado de generación distribuida, subestaciones y centros de transformación, así como el coche eléctrico en el apartado de nuevos suministros.

Además se están realizando numerosos proyectos de I+D+i por parte de muchas empresas del sector como:



- Tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución.
- Desarrollo e implementación de soluciones tecnológicas para la red eléctrica española.
- Desarrollo de entornos de comunicación para la monitorización y gestión de activos de red.

La implantación de los contadores inteligentes, constituye el primer paso hacia las redes inteligentes y su implementación debe estar alineada con los requerimientos globales de las *Smart Grids*.

La *Smart Grid* requiere de un impulso regulatorio que estimule la inversión. Existen factores que obstaculizan la adopción de *Smart Grids* como son los factores técnicos, los cuales se caracterizan por una carencia de acuerdo para el establecimiento de estándares, la necesidad de cohabitar durante un tiempo prolongado con la red actual así como dudas respecto a la madurez de las tecnologías. También hay que mencionar los factores económicos, los cuales implican un alto plazo para la recuperación de la inversión, un aumento de la intensidad competitiva en el sector, un incremento de la complejidad y riesgos de la gestión así como la incertidumbre que rodea a la acogida por parte del cliente. Finalmente se encuentran los factores regulatorios, los cuales implican una complejidad regulatoria en cuanto a la necesidad de regular múltiples aspectos nuevos como son la generación distribuida, los generadores virtuales, los almacenadores, la propiedad de los contadores y la privacidad de la información. Estos factores regulatorios implican también una inestabilidad regulatoria y diferencias entre mercados que dificultan el desarrollo de soluciones eficientes.

Todo ello lleva a sobreponerse a los obstáculos técnicos y económicos lo que requiere de una actuación decidida por parte de los reguladores, las empresas eléctricas y los proveedores tecnológicos.

2.2 MANTENIMIENTO DE LAS SMART GRIDS

A continuación se desarrolla el mantenimiento de la *Smart Grid* desde el punto de vista de la fiabilidad y la seguridad.

La operación del sistema eléctrico de distribución se divide en cuatro apartados que son la seguridad, la cual asegure la fiabilidad en el sistema, su disponibilidad, la seguridad de las personas y los clientes así como de la sociedad. El segundo apartado implica a la calidad en el suministro eléctrico, armónicos, *sags* (caídas), desbalance, *swells* (crecimientos) y *flicker* (variaciones). El tercer apartado establece el aseguramiento en la continuidad del suministro eléctrico, asegurando su restablecimiento en caso de interrupciones, TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario). Por último se ha de tener en cuenta el apartado económico, en cuanto a la administración de la operación del SED (Sistema Eléctrico de Distribución), las pérdidas, la productividad y los costes.



En la situación actual hay tres puntos a tener en consideración como son las nuevas tecnologías debido a la modernización de la distribución que contempla ya sistemas de control y adquisición de datos de las subestaciones, alimentadores, etc. Un coste asociado, pues se requiere homologar la forma en que se desarrollan los diferentes procesos en los centros de trabajo con la finalidad de obtener los costes reales para cada una de las etapas del proceso. Y la información al cliente, proporcionada por los medidores de nueva tecnología que requieren instalarse en los servicios de los clientes.

Centrándose en la *Smart Grid*, la cual se encuentra en proceso de integración en el sistema eléctrico, cabe destacar varios puntos que serán muy beneficiosos como es la recomposición automática de las redes de distribución, y el establecimiento de sensores inalámbricos y de medición inteligente ligados con controles de carga y software de información de mercado. Todo esto supondrá un mayor control de la red eléctrica así como una mayor transparencia en el consumo y el costo. En la Figura 2. 4 se muestra un centro de control desde el que se realizan las labores de control y mantenimiento de la *Smart Grid*.



Figura 2. 4. Centro de control de la red. Fuente: Siemens.

Este sistema permitirá una reducción de costes operativos en el caso de la medición inteligente, manejo, administración de activos y pérdidas no técnicas. Esta reducción de costes operativos son reflejados de manera más inmediata y los beneficios son enormes.

En la actualidad la medición se realiza mediante toma de lectura del consumidor final mediante un técnico más vehículo, lo cual implica unos costes asociados como son el transporte y combustible, tiempo, accesibilidad y seguridad e integridad físicas, así como un margen de error en la toma de medidas. Mediante el sistema inteligente la toma de la lectura del consumidor final no es requerida, lo cual implica costes más reducidos.

Una visión de esta red inteligente se puede apreciar en la Figura 2. 5.

Actualmente se están desarrollando aplicaciones y modelos de información común que permite la representación gráfica y de atributos de objetos del mundo real para la gestión y operación de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución



interactuando con la información del cliente, garantizando la integridad de las bases de datos. Se está realizando la integración informática con los procesos de generación y transmisión implementando la interoperabilidad de los sistemas de información con la integración de las bases de datos para permitir la toma de decisiones necesaria con una acción dinámica y oportuna. Y se está trabajando en la unificación de las estructuras a nivel de zona de operación y el alcance de los centros de operación de distribución con el mapeo de procesos orientados a la atención, el servicio al cliente y la administración de los activos.

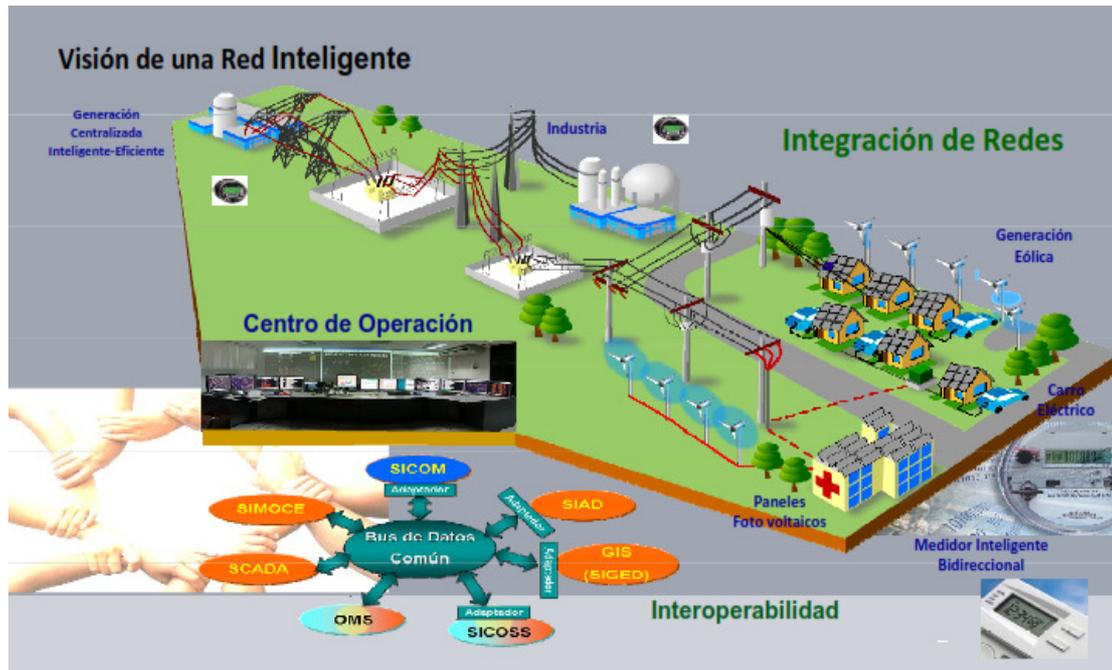


Figura 2. 5. Red inteligente. Fuente: Siemens.

Un ejemplo se puede apreciar en la Figura 2. 6.

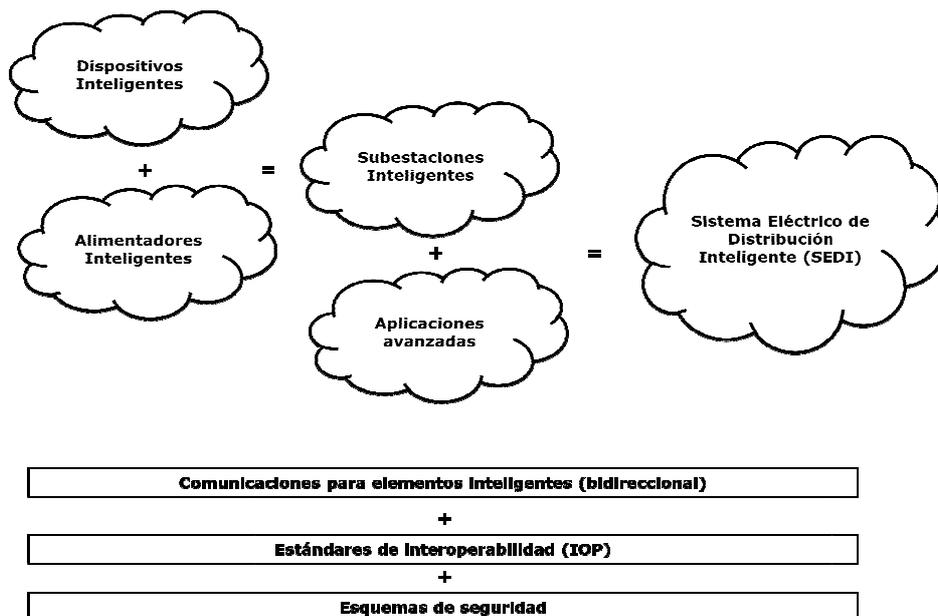


Figura 2. 6. Ejemplo de integración de red inteligente. Fuente: Siemens.



Este desarrollo en las redes inteligentes implica una evolución en la ingeniería, la cual se puede ver reflejada mediante los nuevos sistemas que se están desarrollando y los cuales están relacionados, como son los OMS (*Outage Management Systems*) el cual implica estadísticas de operación, mantenimiento enfocado, límite máximo de operación y mantenimiento por operación. Los EMS (*Energy Management Systems*) el cual implica a la calidad de la energía, la energía de reserva (transferencias), la seguridad y balance, la gestión de la producción y la semaforización de la operación. Los DMS (*Distribution Management Systems*) que implican al sistema geofrenciado, automatismos para redes y subestaciones, estabilidad en línea, optimización VAR/Volts, evolución de la operación, continuidad y capital humano.

2.3 SEGURIDAD EN LA TRANSMISIÓN DE DATOS DEL SISTEMA

La seguridad es un punto muy importante durante todo el ciclo de vida de cualquier sistema: diseño, desarrollo, implementación, actualización y mantenimiento. Para cada uno de estos momentos es imprescindible declarar las políticas de seguridad y los protocolos necesarios para asegurar la integridad del sistema. Por otro lado, está la seguridad de los datos, que está directamente relacionada con la privacidad, integridad y fiabilidad de los datos. Además está el acceso a la red, que trata con la autenticación e identificación de las máquinas y usuarios conectados a la red.

Las VPN (*Virtual Private Network*) son una de las capas de seguridad más populares para proteger la transmisión de datos sobre una infraestructura pública como Internet.

Cuando un dispositivo pide un recurso de otro, es relativamente sencillo conocer si ese dispositivo está autorizado a recoger ese recurso o no, preguntando quién es. Sin embargo la cosa se complica cuando lo que hay que identificar no es el dispositivo en sí, sino la persona detrás de él que realiza la petición. De esta forma es necesario establecer también procedimientos de autenticación que verifiquen la identidad de los miembros conectados a la red. Para ello existen varios métodos entre los que se detallan los más importantes:

- RC4.
- PAP (*Password Authentication Protocol*).
- CHAP (*Challenge Handshake Authentication Protocol*).
- SPAP (*Shiva Password Authentication Protocol*).
- MS-CHAP (*Microsoft CHAP*).
- MS-CHAP v2.
- EAP (*Extensible Authentication Protocol*).
- PEAP (*Protected EAP*).
- RADIUS (*Remote Authentication Dial in User Service*).
- Kerberos.

Por otro lado, los algoritmos de cifrado de datos especifican los métodos para codificar y decodificar los datos. Dichos algoritmos se implementan mediante protocolos con el fin de dotar de privacidad a los datos.

Estados Unidos a través del Departamento de Comercio y el Instituto Nacional de Estandarización y Tecnología ha publicado una guía compuesta por tres volúmenes en los que define los requerimientos en materia de seguridad para cada una de las capas de comunicación de la *Smart Grid* (*Guidelines for Smart Grid Cyber Security*).

En la Figura 2. 7 se muestra la relación entre seguridad, flujo eléctrico y los dominios correspondientes. Se especifican 7 dominios dentro de la *Smart Grid* entre los cuales existirá un tráfico de información susceptible de ataques: generación energética, transmisión, distribución, cliente, mercados, centro de operaciones y proveedores de servicios.

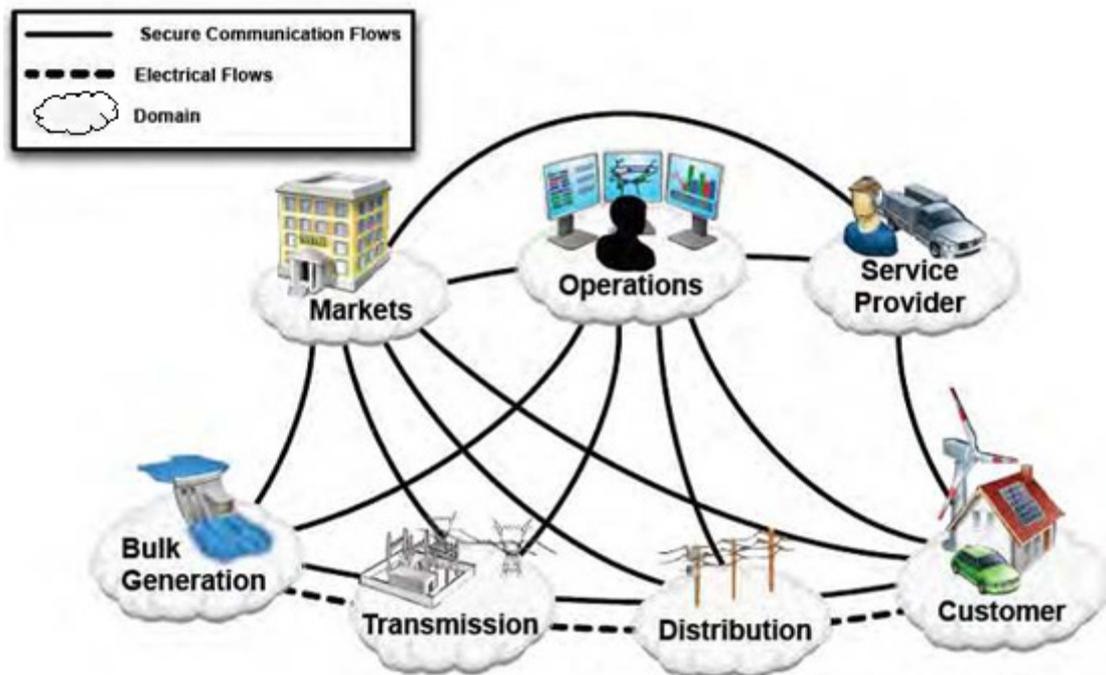


Figura 2. 7. Agentes en la *Smart Grid*. Fuente: Departamento de Comercio EEUU.

2.4 SMART GRIDS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

La evolución de las nuevas tecnologías va alcanzando a todos los sectores y ahora le toca el turno al sector eléctrico, uno de los más importantes y que necesita nuevos modelos que permitan un uso más eficiente de la energía, acorde con los tiempos que corren. El modelo clásico, centralizado de las centrales eléctricas, no se ajusta a las energías renovables, ya que éstas no proporcionan un flujo constante de energía (dependen del sol, del viento...). La idea es que se creen unas centrales eléctricas inteligentes distribuidas capaces de suministrar energía de forma dinámica dentro de lo que se denomina red inteligente o *Smart Grid*.

La principal característica de una *Smart Grid* es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Para conseguir este objetivo es necesario un reparto óptimo de la energía que



implicaría bien su almacenamiento cuando existe un excedente (algo realmente complejo y costoso) o una reestructuración del sistema actual para adaptarse a la demanda de forma flexible aprovechando las tecnologías existentes.

La solución pasa por implicar al usuario consumidor, que tiene un papel muy importante, ya que se convierte en un elemento más dentro de la red inteligente. La idea es que las tarifas sean dinámicas, variando su precio en función de la demanda y siendo el usuario conocedor de las mismas en tiempo real. Para conseguir eso, se añadirían en los hogares unos dispositivos inteligentes (*Smart Meters*) que vendrían a reemplazar a los clásicos contadores y que son capaces de informar en cada momento del precio de la energía que consumimos. Pero no solo visualmente, sino también a través de un protocolo informático, algo que se podría combinar con aparatos eléctricos y electrónicos inteligentes que se activarían cuando el consumo fuera más favorable, con el consiguiente ahorro energético. Si nos fijamos en el consumo de energía eléctrica en España, podemos observar cómo existen picos de demanda a determinadas horas. Lo que se pretende con este sistema es premiar a aquellos usuarios que utilizan energía eléctrica en horarios de baja demanda sin que suponga un esfuerzo adicional por su parte.

De esta forma sería posible reducir la generación energética basada en el uso de recursos fósiles, que son los utilizados a la hora de cubrir los puntos de mayor demanda.

Además, dentro de este modelo, los usuarios también pueden ser proveedores de energía (*read/write grid*). Las energías renovables constituyen una buena forma de producir energía y el excedente podría ser distribuido apropiadamente a través de la *Smart Grid*, con el consiguiente beneficio económico para el usuario. Relacionado con esto, existe también el denominado *vehicle-to-grid* que trata de aprovechar la capacidad de almacenamiento de los vehículos eléctricos para, en los momentos que sea interesante para el propietario del vehículo o para el sistema, inyectar electricidad en la red.

La inclusión de las nuevas tecnologías en el ámbito del usuario, como la monitorización energética local, permitirá también una mayor concienciación del usuario a la hora de consumir energía. En este apartado radica una fuente de potencial para conseguir una eficiencia energética necesaria en la sociedad, que en la actualidad no se aplica debido a la desinformación general de las personas.

2.5 ASPECTOS SOCIALES

Uno de los actores principales en el futuro de las redes inteligentes es el usuario doméstico final. Para que su participación sea activa y cumpla las expectativas que se esperan del sistema habrá que convencerle y cambiar sus hábitos de consumo. Una alternativa para la modificación de los hábitos puede ser el factor económico. Es decir, hacer suficientemente atractivo desde el punto de vista monetario la limitación, que puede llevar asociada una tarificación especial por horas, es decir no poner la lavadora o el lavavajillas cuando uno quiera sino cuando sea económicamente más rentable o bien, si la gestión de las cargas domésticas las lleva directamente el propio comercializador o distribuidor, la incomodidad de pasar



un poco más de calor en verano o de frío en invierno porque es necesario modificar las consignas para no saturar el sistema.

La oferta debe de ser suficientemente atractiva para pasar de la tarifa plana actual a las posibles tarifaciones mencionadas. Hoy en día existe ya una tarifa con discriminación horaria con el objetivo de trasladar el consumo de electricidad al período más económico (la parte correspondiente a los horarios valle). Hay también opciones que aseguran que utilizan siempre energía procedente de energías renovables y apelando a la concienciación de los usuarios finales incrementan el precio de la energía.

En este aspecto es necesario un aprendizaje previo, tanto de las propias personas como de los comercializadores para la elaboración de ofertas para cada sector, de los hábitos y necesidades de cada uno.

Existen proyectos (proyecto europeo *BewareE*) que tienen como objetivo estimular los cambios de comportamiento de los hogares mediante la comunicación e implementación de servicios energéticos que van desde las campañas de información o el asesoramiento individualizado hasta la implantación de dispositivos para conocer el consumo de energía en tiempo real en las viviendas. Por otra parte tampoco son las mismas necesidades energéticas (ni tampoco lo son los hábitos) dependiendo del tipo de hogar al que va destinada la energía. Se puede diferenciar entre las viviendas unifamiliares, casas adosadas, pisos de edificios de distintos tamaños, etc.

En cualquier caso también es necesario ahondar sobre las distintas alternativas de interrelación del usuario final con las características de la *Smart Grid*. También se han realizado estudios (por ejemplo el *Olympic Peninsula Project*) para comprobar aspectos relacionados con los ahorros esperados o las estrategias de decisión ante los cambios de tarifas. En este aspecto la facilidad de uso del sistema y estrategias de integrar e ignorar (*fit and forget*) dentro de los sistemas de control y de programación de respuesta a las demandas en los que no hay que responder de forma activa a cada cambio de tarifa fueron los más aceptados.

2.6 CONCEPTO DE RED INTELIGENTE

2.6.1 NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE

La humanidad ha experimentado en el último siglo un desarrollo inmenso sustentado en el consumo energético basado en el aprovechamiento de fuentes de energía de origen fósil.

Estas energías han sido explotadas suponiendo una disponibilidad ilimitada, y sin valorar en ningún momento los costes ambientales ocasionados.

Basados en esta forma de consumir combustibles fósiles, el ser humano se ha basado hasta la actualidad, en un modelo energético en el cual se sigue un rigurosa



cadena que se lleva a cabo en el siguiente orden: generación, transporte, distribución y consumo.

En la Figura 2. 8 se muestra un esquema del modelo energético actual.

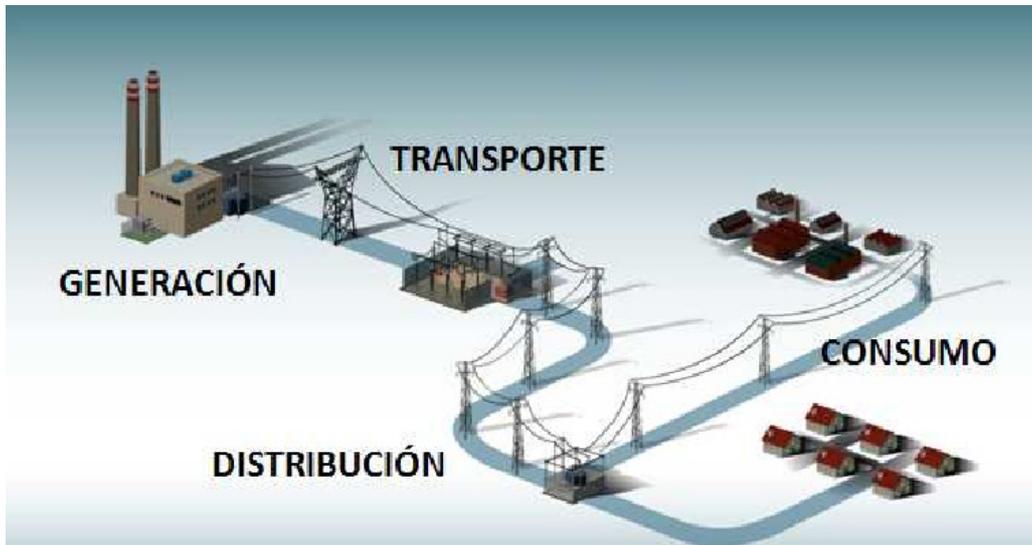


Figura 2. 8. Modelo energético actual. Fuente: REE.

Sin embargo, el cambio de este modelo es más que una necesidad hoy en día, tendiendo el nuevo modelo a la diversificación de las fuentes de energía, un mayor aprovechamiento de las energías renovables y la eficiencia y el ahorro energético.

El nuevo modelo energético pretende transformar el sistema actual en un sistema distribuido, en el cual cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía, posibilitando la creación de microgeneradores, de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.

Gracias a este tipo de red es posible disminuir drásticamente las pérdidas por el transporte energético, facilitar la conexión a la red de todo tipo de energías renovables (facilitando la integración de porcentajes crecientes de energías no gestionables como la eólica o la solar), soportar las capacidades de almacenamiento energético, soportar la conexión masiva de vehículos eléctricos o híbridos (tanto para cargar como para volcar energía a la red), etc.

Para poder llevar a cabo todas las acciones mencionadas, la red del futuro deberá:

- Permitir la autogestión de incidencias, tratando los errores producidos en la red y asegurando el flujo eléctrico en todos los puntos.
- Estar dotada de resistencia frente a ataques y desestabilizaciones.
- Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas punta.
- Tener capacidad de suministro de energía de calidad adecuada a la era digital, gracias a un mayor número de puntos de generación que permitirá la entrega de diferentes calidades energéticas para cada tipo de aplicación.



- Acomodarse a una amplia variedad de modalidades de generación y almacenamiento, gracias a las microrredes y a la generación energética distribuida.
- Facilitar el florecimiento de mercados, debido a la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico y un mayor número de energías renovables.
- Realizar una optimización más eficiente de sus activos y operación, gracias a la automatización de todos los elementos implicados.

Una de las principales motivaciones para el cambio del modelo energético es el aspecto medioambiental. En este nuevo modelo de desarrollo sostenible, las energías de origen renovable, son consideradas como fuentes de energía inagotables, y con la peculiaridad de ser energías limpias, con características que suponen un nulo o escaso impacto ambiental, su utilización no tiene riesgos potenciales añadidos, indirectamente suponen un enriquecimiento de los recursos naturales y son una alternativa a las fuentes de energía convencionales, pudiendo sustituirlas paulatinamente.

En la Figura 2. 9 se muestra los nuevos elementos a incorporar.

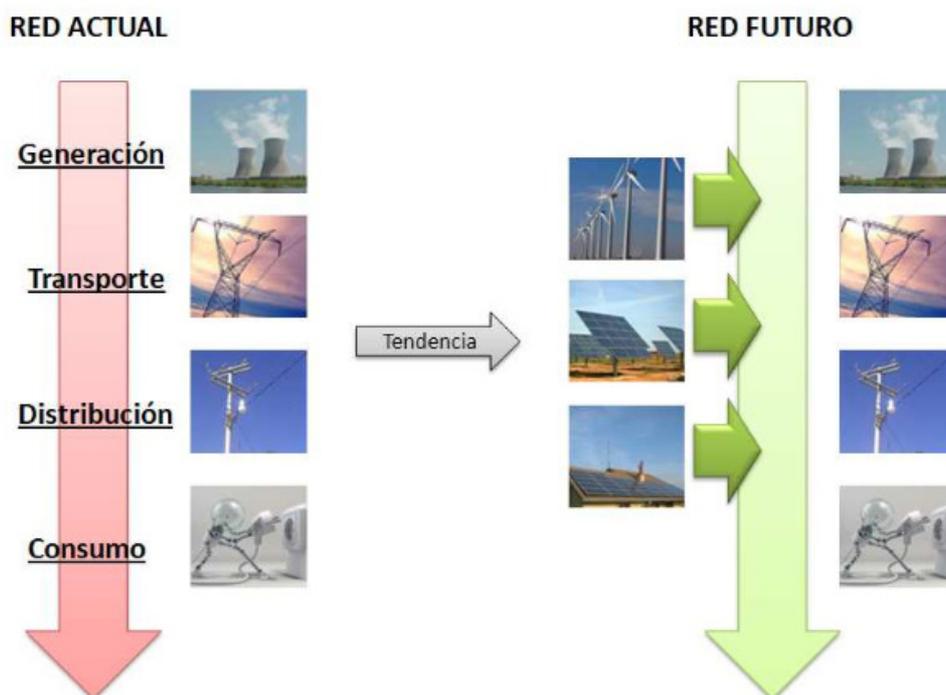


Figura 2. 9. Nuevos elementos en el modelo energético.

Este cambio drástico de la forma en la que el ser humano consume energía, está comenzando a ser catalogado por algunas personas (entre ellos Jeremy Rifkin, presidente de *The Foundation on Economic Trends*) como una tercera revolución industrial. Si bien es cierto que el petróleo, el carbón y el gas natural seguirán constituyendo una parte sustancial de la energía del mundo hasta bien avanzado el siglo XXI, existe un consenso creciente en cuanto a que estamos avanzando hacia el crepúsculo de este periodo en el que la totalidad de los costes de nuestra



adición al combustible fósil se están convirtiendo en un lastre para la economía mundial.

De esta forma aunque se está haciendo lo posible para garantizar el uso eficiente de los recursos fósiles de que aún disponemos, y se está experimentando con tecnologías de energía limpia con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles convencionales, los expertos aseguran que una mayor eficiencia energética y una reducción obligatoria de los gases de efecto invernadero no son suficientes, en sí mismos, para poder enfrentar la crisis sin precedentes del agotamiento de las reservas de petróleo.

De cara al futuro todos los gobiernos deberán explorar formas alternativas de energía y crear modelos económicos innovadores, con el fin de que las emisiones de carbono sean lo más próximas posibles a cero, para lo cual será necesario apoyarse en tres pilares fundamentales: energía renovable, tecnología de almacenamiento y redes eléctricas inteligentes.

Estos tres pilares serán fundamentales, siendo el desarrollo de cada uno de ellos necesario para el resto, de forma que una vez estén desarrollados completamente se fundará un nuevo paradigma social-económico.

La situación internacional, fuera de Europa, no es muy diferente a lo que se ha comentado. La Agencia Internacional de la Energía, en su *World Energy Outlook* publicado en 2009, realiza un profundo análisis de las políticas climáticas y ha planteado un escenario en el que se limitan las emisiones de gases de efecto invernadero (a 450 ppm de CO₂). Con este escenario se realiza una comparación con el escenario de resultado de no aplicar cambios en la política de generación energética mundial. Véase Figura 2. 10.

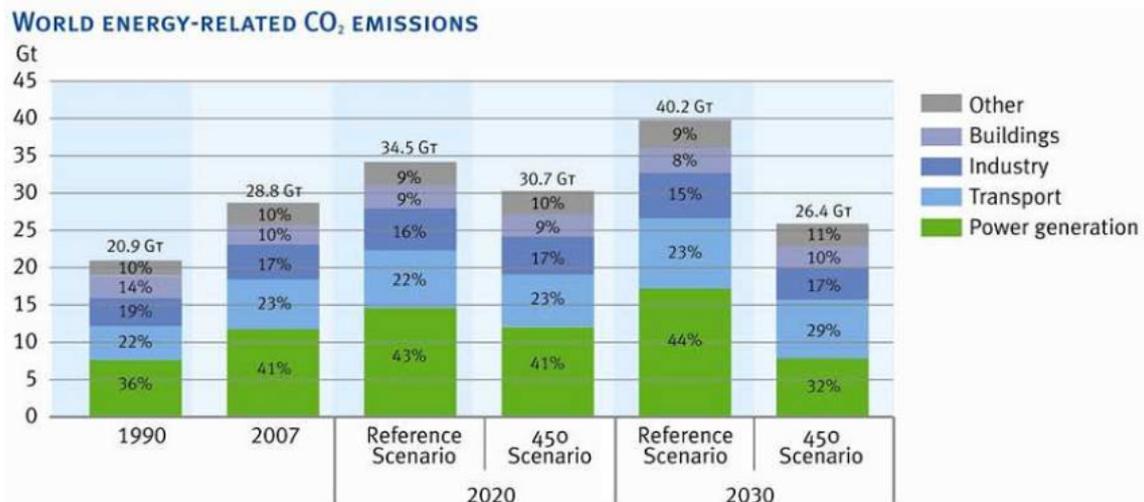


Figura 2. 10. Emisiones CO₂ mundiales. Fuente: IEA.

De esta forma la hoja de ruta dividida por zonas para una producción energética baja en emisiones de CO₂ queda de la siguiente forma:

En Australia el gobierno ha fijado como objetivo la reducción de emisiones del 60% respecto a los niveles del año 2000 para el año 2050 y un mínimo de 5% y máximo de 25% para el año 2020. Además, el gobierno ha legislado que para el año 2020,



aproximadamente el 20% de la energía generada debe proceder de fuentes renovables.

Mientras estas iniciativas se instalan en las leyes del país, se irán proporcionando los medios políticos necesarios, para permitir al sector eléctrico australiano, tomar nuevas decisiones en las inversiones relacionadas con la generación energética y las redes eléctricas.

En la industria se prevé para el 2020 un descenso en el consumo de carbón (15-20%), compensado por un mayor uso del gas natural y las energías renovables, en concreto energía eólica y geotérmica.

Más allá del 2020, será necesario aplicar nuevas tecnologías con el fin de renovar las plantas industriales de cara al nuevo modelo energético.

En Canadá el gobierno también ha propuesto reducir en general un 20% las emisiones para el 2020, relativas al 2006, y entre un 60-70% para el 2050. Para 2020, también pretenden conseguir que un 90% de la electricidad generada provenga de fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero como hidráulica, nuclear, carbón limpio y eólica.

En la actualidad el 75% de la electricidad generada por Canadá procede de fuentes no emisoras, gracias a la hidráulica y la nuclear. Además se prevé una gran expansión en la energía eólica prevista para el 2010, que pretende superar los 3.000 MW. La energía eólica junto a otras formas de micro-generación, supondrán una pieza clave en la modernización de la red y del desarrollo de las tecnologías relacionadas con las *Smart Grids*.

En la Unión Europea la asociación *Eurelectric* ha elaborado un estudio denominado *Power Choices*, con el fin de valorar una visión de la consecución de estos objetivos, fijando como meta una reducción del 75% de las emisiones de CO₂, y valorando los nuevos avances tecnológicos y políticos que harían posible estos resultados.

Se muestra en la Figura 2. 11 unas gráficas con el índice de emisiones de CO₂ y de los requerimientos de energía primaria.

El estudio desarrolla dos escenarios alternativos entre 1990 y 2050: *Baseline*, suponiendo la consecución de las políticas propuestas y *Power Choices*, que supone un recorte del 75% en las emisiones de CO₂ domésticas.

En la cumbre sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas celebrada en 2009, el primer ministro Hatoyama anunció como objetivo a medio plazo la reducción de un 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 en comparación con 1990.

El objetivo principal de Japón, después de la construcción de plantas de generación energética, pasa por asegurar el suministro eléctrico por medio del mejor *mix* de fuentes energético posible.

En el lado de la generación los esfuerzos se centrarán en disminuir un 50% la utilización de recursos fósiles, sustituyendo éstos por energía nuclear y la solar



fotovoltaica. En el lado de la demanda, se promoverán la introducción de bombas de calor usando CO₂ como refrigerante.

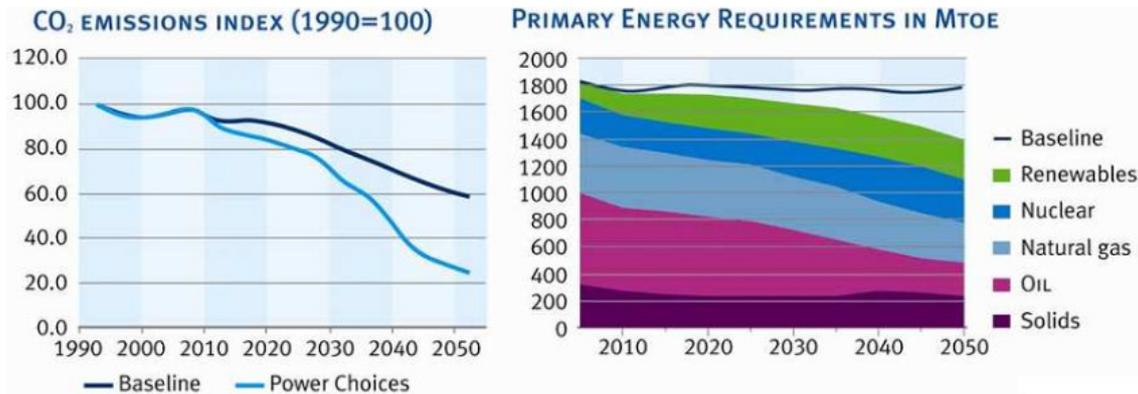


Figura 2. 11. Índice de emisiones CO₂/Requerimientos de energía primaria. Fuente: Eurelectric.

El gobierno estadounidense está reflejando en sus programas energéticos un enfoque claro y directo para mejorar el sector eléctrico. Uno de los agentes implicados con más peso, el Departamento de Energía de EEUU (DOE), está desarrollando una gran cantidad de diversos programas destinados a mejorar las tecnologías existentes, incluyendo la eficiencia de uso en edificios y vehículos, así como desarrollar nuevas tecnologías para generar energía procedentes del carbón, biomasa, geotérmica, hidráulica, eólica y solar.

Por otro lado, el DOE está invirtiendo en el desarrollo de pilas de combustible e hidrógeno, así como en el coche eléctrico.

En la Figura 2. 12, se muestra el resultado esperado de la reducción de CO₂, gracias al desarrollo de las medidas planteadas.

2.6.2 HISTORIA Y EVOLUCIÓN

La tecnología de la *Smart Grid* nace de los intentos por usar controles de consumo mediante medidores y sistemas de monitorización.

En 1980, los medidores automáticos son utilizados para monitorizar las cargas de millones de clientes, lo que derivó en una infraestructura avanzada en 1990 que era capaz de determinar la cantidad de energía que se utilizaba en diferentes momentos del día.

La *Smart Grid* mantiene una constante comunicación, por lo que los controles se pueden hacer en tiempo real y se pueden utilizar como un puente para la creación de sistemas inteligentes de ahorro de energía en los hogares. Uno de los primeros dispositivos de este tipo fue el de demanda pasiva que permite determinar las variaciones de frecuencia en la provisión de energía en los hogares.



Dispositivos domésticos e industriales como los aires acondicionados, congeladores y calentadores ajustan su ciclo de trabajo para evitar su activación en los momentos en donde exista un pico en la utilización de energía, evitando así la sobrecarga de los sistemas de abastecimiento.

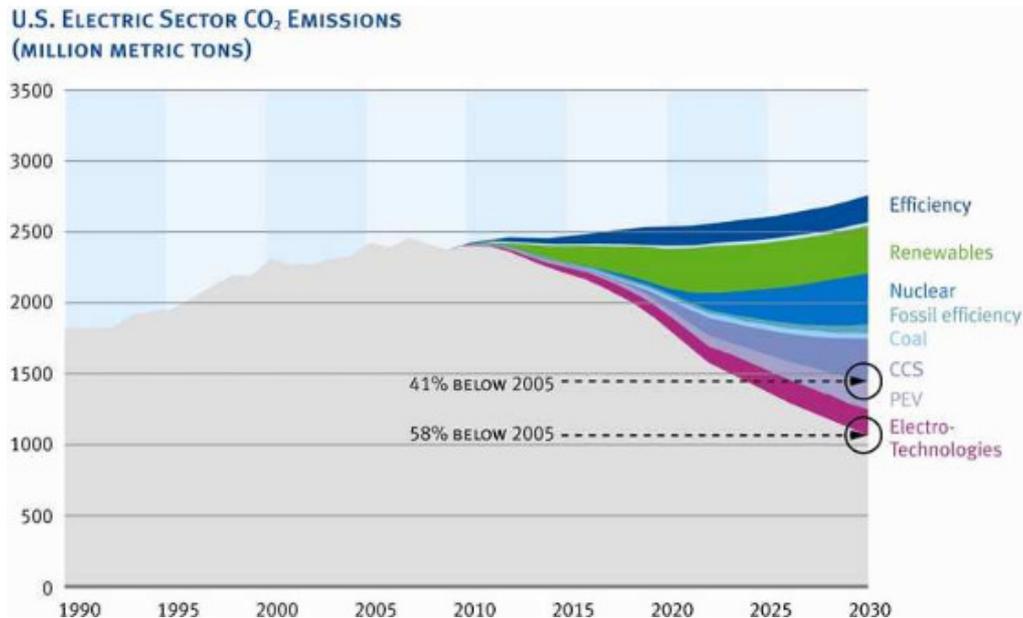


Figura 2. 12. Emisiones CO₂ EEUU/Requerimientos de energía primaria. Fuente: Eurelectric.

En el 2000, Italia creó el primer proyecto de *Smart Grid* que abarcó cerca de 27 millones de hogares usando medidores inteligentes conectados a través de una línea de comunicación.

Los proyectos más recientes son los que utilizan tecnología inalámbrica o BPL (*Broadband Over Power Line*). Los procesos de monitorización y sincronización de las redes se desarrollaron enormemente cuando la *Bonneville Power Administration* creó un nuevo prototipo de sensores que eran capaces de analizar con gran rapidez las anomalías en la calidad de energía eléctrica en áreas geográficas muy grandes. Esto derivó en la primera WAMS (*Wide Area Measurement System*) en el 2000. Otros países que han integrado también esta tecnología como China, está construyendo su WAMS, que estará terminada en el 2016.

En abril de 2006, el Consejo Asesor de la Plataforma Tecnológica de redes tecnológicas del futuro de Europa presentó su visión de *Smart Grid*. Esta es impulsada por los efectos combinados de la liberación del mercado, el cambio de las tecnologías actuales por las de última generación para cumplir los objetivos ambientales y los usos futuros de la electricidad.

Actualmente, se sigue usando una red eléctrica que fue desarrollada hace más de un siglo, sin embargo, en un futuro inmediato deberemos afrontar nuevos desafíos que surgen de la liberalización de los mercados y de la evolución de la tecnología en este campo.



Aunque el funcionamiento de las redes actuales es correcto, se debe trabajar para proporcionar un suministro eléctrico seguro y sostenible.

Las nuevas especificaciones que implementará el sector eléctrico serán las siguientes:

- Participación activa del usuario: en la red actual el usuario es una parte completamente pasiva, el desarrollo de las redes pretenderá desarrollar una actuación del usuario más participativa, surgiendo oportunidades de microgeneración, demanda energética flexible, servicios adaptados a sus necesidades, etc.

Para lograr este punto será necesario incentivar la participación del usuario a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria.

- Automatización de la red eléctrica: esto permitirá realizar un mantenimiento mucho más eficiente de todos los componentes de la red, incluso implementando soluciones de gestión remota. Por tanto será necesario realizar una fuerte inversión en la renovación de las infraestructuras existentes. Existen proyectos que tratan sobre estos conceptos exponiendo una arquitectura basada en IED (*Intelligent Electronic Device*) según la norma IEC 61850.
- Seguridad en la generación centralizada: el crecimiento de la red y su capacidad de generación, obligará a renovar las centrales generadoras con el fin de asegurar un suministro seguro. De esta forma se mejorará la fiabilidad en el suministro eléctrico ante cualquier perturbación.
- Generación distribuida y fuentes de energía renovable: gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia.
- Interoperabilidad con las redes eléctricas europeas: será necesario mejorar el transporte a largas distancias y la integración de fuentes de energía renovable, fortaleciendo la seguridad europea de suministro a través de unas capacidades de transferencia mejoradas.
- Gestión de la demanda: desarrollo de estrategias para la regulación local de la demanda y control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas.
- Aspectos sociales y demográficos: consideración del cambio de la demanda producido por la sociedad al incrementar su confort y calidad de vida.
- Mejora de la calidad eléctrica: será posible la elección del grado de calidad eléctrica requerido por cada usuario, permitiendo un abanico de posibilidades a la hora de contratar el servicio energético. De esta forma será posible cubrir las necesidades para aplicaciones que requieren un nivel de calidad elevado en el suministro eléctrico, evitando microcortes, perturbaciones, huecos, etc.



- Monitorización de la red: aunque en la actualidad existen diversos sistemas de monitorización implantados en la red de transporte, éstos se verán ampliados en gran medida integrándose también en la red de distribución y en los usuarios finales.

2.6.3 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de *Smart Grids* (*Smart Grids: European Technology Platform*) define una red inteligente como “una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones – con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.”

Una red inteligente emplea productos y servicios innovadores junto con una monitorización inteligente, técnicas de control, comunicaciones y tecnologías de autoajuste con el fin de:

- Fomentar la participación de los usuarios de forma activa en la red.
- Permitir la coexistencia en la red de todo tipo de generadores, independientemente de su tamaño o tecnología.
- Suministrar a los usuarios una mayor cantidad de información y opciones a la hora de seleccionar el suministro eléctrico.
- Reducir el impacto ambiental por medio de mejoras en la eficiencia de la generación y el transporte energético.
- Mejorar el nivel de la energía eléctrica generada, permitiendo al usuario que lo requiera disponer de cierto grado de calidad en su suministro energético.
- Mejorar y ampliar los servicios energéticos de forma eficiente.
- Promover la integración de los mercados hacia el mercado Europeo, y facilitar el transporte de energía a largas distancias.

En resumen, una *Smart Grid* se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real. Gracias a todas estas funcionalidades aplicadas a la red, es posible conseguir las características descritas anteriormente.

En la Tabla 2. 5 se representan las principales características que implementarán las *Smart Grids*, realizando una comparación de dichas características con las equivalentes en la red eléctrica actual.



Característica	Red Eléctrica Actual	Smart Grid
Automatización	Existencia muy limitada de elementos de monitorización, reservándose a la red de transporte.	Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red.
Inteligencia y control	La red actual de distribución carece de inteligencia, implementando un control manual.	Se enfatiza la creación de un sistema de información e inteligencia distribuidos en el sistema.
Autoajuste	Se basa en la protección de dispositivos ante fallos del sistema.	Automáticamente detecta y responde a transmisiones actuales y problemas en la distribución. Su enfoque se basa en la prevención. Minimiza el impacto en el consumidor.
Participación del consumidor y generación distribuida	Los consumidores están desinformados y no participan en la red. No se genera energía localmente, lo que implica un flujo energético unidireccional.	Incorporación masiva de generación distribuida, la que permite coordinarse a través de la red inteligente. En esta generación participa el usuario con la entrega del exceso energético generado localmente.
Resistencia ante ataques	Infraestructuras totalmente vulnerables.	Resistente ante ataques y desastres naturales con una rápida capacidad de restauración.
Gestión de la demanda	No existe ningún tipo de gestión en la utilización de dispositivos eléctricos, en función de la franja horaria del día o del estado de la red eléctrica.	Incorporación por parte de los usuarios de electrodomésticos y equipos eléctricos inteligentes que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de programas de operación predefinidos.
Calidad eléctrica	Sólo se resuelven los cortes de suministro ignorando los problemas de calidad eléctrica. De esta forma persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, ruido eléctrico, etc.	Calidad eléctrica que satisface a industria y clientes. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica. Varios tipos de tarifas para varios tipos de calidades eléctricas.
Vehículos eléctricos	Recientemente se están empezando a incorporar puntos de recarga eléctrica en la red que sólo permiten la recarga de las baterías de los vehículos.	La incorporación de los vehículos eléctricos a la red está demandando nuevas infraestructuras especializadas destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo pueda convertirse en pequeñas fuentes de generación.

Tabla 2. 5. Algunas características de las Smart Grids.



2.6.4 AGENTES INVOLUCRADOS E INTERESADOS

Gracias a la liberación y dinamización del mercado energético europeo, cada vez es mayor el número de agentes implicados en el futuro del suministro eléctrico. Desde miembros del gobierno hasta los usuarios finales, cada agente colaborará para dar forma al sistema de *Smart Grids*.

A continuación se pasa a describir cada uno de estos agentes:

- **Usuarios:** el papel interpretado por el usuario en las *Smart Grids* dará un cambio radical. Surgirá la demanda de nuevos y mejorados servicios, además de habilitar la posibilidad para los usuarios de poder conectar la generación energética individual a la red, con el fin de poder vender el excedente energético generado. Otras mejoras que se habilitarán serán la tarificación en tiempo real y la libertad para elegir los suministradores energéticos.
- **Compañías de redes eléctricas y servicios energéticos:** los propietarios y operadores de las redes serán los responsables de responder a las peticiones de los usuarios de una forma eficiente y con un coste ajustado. Por tanto, estarán obligados a realizar la investigación necesaria para garantizar el cumplimiento de los requisitos demandados. Por otro lado las empresas de servicios energéticos serán las encargadas de hacer tangible el ahorro obtenido gracias a las mejoras implementadas tanto en la red, como en los hogares, resaltando también el ahorro obtenido gracias a los cambios en los hábitos de consumo energético de las personas.
- **Investigadores y desarrolladores:** para llevar a cabo el desarrollo de la red eléctrica será necesario realizar una fuerte inversión en investigación aplicada a la demanda y a la generación, así como en las tecnologías necesarias para realizar la implementación de la red de telecomunicaciones que sustente la transferencia de datos necesaria para la monitorización y control de la red. La cooperación entre las universidades y centros de investigación, compañías eléctricas, fabricantes, reguladores y legisladores será imprescindible para implementar el desarrollo tecnológico requerido.
- **Operadores:** el libre comercio en toda Europa está afectando a la apertura de mercados, normas y procedimientos comerciales. Los clientes se beneficiarán de la oportunidad de poder elegir el proveedor de energía que mejor se adapte a sus necesidades.
- **Generadores:** las redes eléctricas son complejos sistemas integrados y hay una importante interacción entre los generadores, las redes y la demanda. En el futuro será importante fomentar la participación de agentes que puedan aportar energía a la red, facilitándoles el acceso tanto a nivel tecnológico, como normativo.



- Reguladores: el mercado energético europeo y los servicios relacionados, deben ser apoyados por un marco regulador claro y estable, con normas bien establecidas en toda Europa.
- Agentes gubernamentales: los gobiernos tendrán que preparar una nueva legislación que se encargue de regir todos los aspectos y trámites relacionados. Se espera que el aumento de la competencia, repercuta en una reducción de las tarifas, aunque por otro lado la integración de las energías renovables en la red, requerirán una fuerte inversión inicial. Todo este desarrollo repercutirá en el desarrollo económico y el aumento de la competitividad y la creación de empleo.



CAPÍTULO 3. LA RED ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LA SMART GRID

Con el objetivo de tener una visión más amplia de lo que se quiere obtener, se describe cómo está estructurada la red eléctrica en España, la problemática que tiene asociada en materia de posibles mejoras, así como la convergencia entre la red eléctrica y las telecomunicaciones para dar lugar a un sistema distribuido y controlado. Se hablará de cómo se desarrollará e implantará la *Smart Grid*, el marco normativo que la rodea y las nuevas tecnologías a tener en cuenta. Se describe la red eléctrica de transporte y la red de distribución, la interoperabilidad entre los centros de transformación y los contadores de los consumidores, los protocolos de comunicación que se están empleando y su evolución. Y finalmente se introducirá en qué consiste el sistema eléctrico de potencia y se particulariza para las subestaciones, objeto del proyecto.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS

3.1.1 DESCRIPCIÓN

Se entiende por red eléctrica el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta todos los consumidores. Estas redes son las encargadas de transportar y distribuir la electricidad generada en las centrales (ya sean las tradicionales nucleares, hidráulicas, de carbón o las más recientes de ciclo combinado o renovables) hasta los puntos de consumo final. Sin embargo las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado (donde los principales centros de producción estaban lejanos de las poblaciones) y deben de ser rediseñadas para convertirse en redes más efectivas y robustas, de forma que puedan soportar las necesidades futuras (tanto desde el punto de vista de los consumidores como de las características de las centrales basadas en energías alternativas).

En todas las redes se pierde parte de la energía en el transporte y la distribución. La actividad de transporte consiste en la conducción de la energía eléctrica a muy alta tensión (ya que se aseguran unas pérdidas de red menores) y se considera cuando la tensión es igual o superior a 220 kV (generalmente 400 kV y/o 220 kV). Por otra parte la actividad de distribución consiste en la transmisión o transporte de energía eléctrica (tensiones de 132 kV e inferiores) desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. A medida que nos acercamos a los puntos finales de consumo es preciso conseguir valores de tensión dentro de la baja tensión (normalmente tensiones que no superan los 1000 V) operación que se realiza en los centros de transformación. Entre la instalación final del usuario y los centros de transformación existe una infraestructura, denominada red de enlace, y que permite la interconexión y protección de las instalaciones.

Todas estas transformaciones están soportadas por diferentes elementos (transformadores, protecciones, seccionadores, elementos de control y mando,



equipos de medida, etc.), elementos que al igual que el resto de la infraestructura deben soportar las necesidades futuras.

En España están separadas las actividades de generación, transporte y distribución, recayendo en Red Eléctrica el transporte de electricidad y la operación del sistema eléctrico. Red Eléctrica transporta la energía eléctrica en alta tensión mediante la gestión de las infraestructuras eléctricas que forman la red de transporte y enlazan las centrales de generación (de todos los tipos) con las redes de distribución a los consumidores. Por otra parte, la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades.

Esto implica que su producción debe igualarse a su consumo en todo momento y debe existir un equilibrio constante de la producción con la demanda. Esa es la otra gran función de Red Eléctrica, la de operador del sistema, en la que debe de prever el consumo y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte de forma que la producción de las centrales sea la demanda real de los consumidores. Si hay desviaciones debe de enviar las órdenes necesarias (tanto de aumento como de disminución) a las centrales para que ajusten la producción y se iguale a la demanda. Para cada día se hace una previsión de la curva de demanda, que se va ajustando según las necesidades reales. Dicha curva presenta una forma típica con los picos en las horas cercanas al mediodía y la tarde y valles en el intermedio y la noche.

En la Figura 3. 1 se muestra un ejemplo de curva de demanda eléctrica.

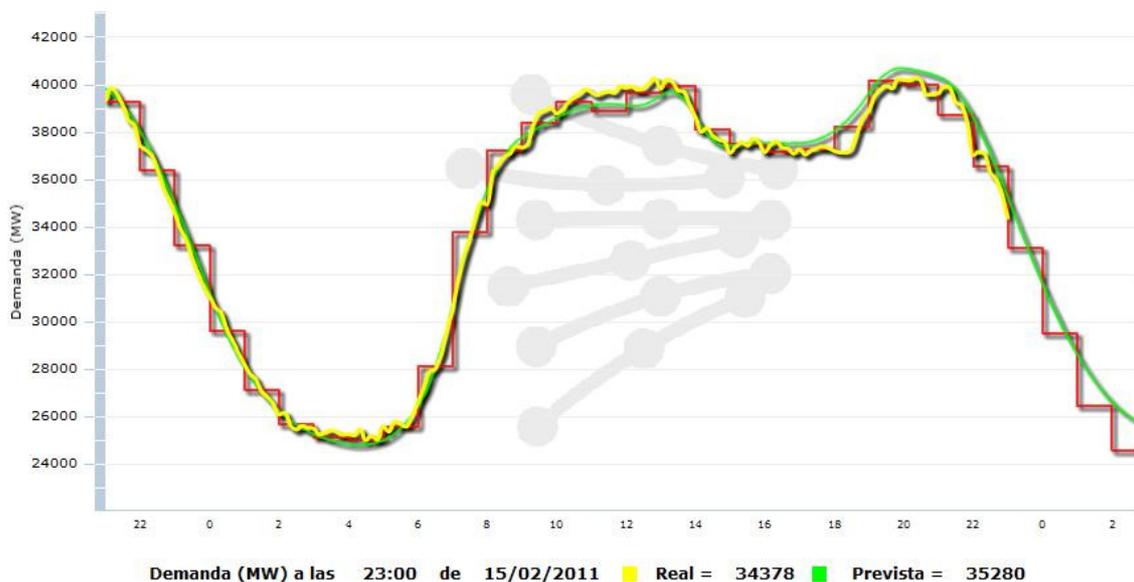


Figura 3. 1. Curva de demanda del 15 de Febrero de 2011, apagón a las 22 horas.
Fuente: REE.

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y la modificación del 17/2007 del 4 de julio establecen en España un mercado interno mayorista de electricidad para el que era necesario una red de transporte bien gestionada así como una operación del sistema única, tareas que, como se ha comentado, recaen en Red Eléctrica.

Esto implica que se ha liberalizado la actividad de generación y que los productores de electricidad pueden realizar ofertas, tanto al mercado mayorista como a través



de contratos bilaterales, al precio que deseen y que los consumidores pueden comprar la energía al productor que más le convenga. En realidad se define el concepto de agente de mercado que son las empresas autorizadas para actuar en el mercado como compradores (distribuidores y comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica) y vendedores de la electricidad (productores, distribuidores y comercializadores y productores en régimen especial) y se pueden alcanzar acuerdos mediante contratos bilaterales físicos o bien directamente participando en el mercado mayorista.

Los productores hacen ofertas de cantidades de electricidad a un determinado precio para cada hora del día y los consumidores o los comercializadores que les venden la energía hacen las ofertas de compra. El proceso de casación en el mercado favorece a las ofertas de venta más baratas y a las ofertas de compra más elevadas.

Los contratos bilaterales generalmente se realizan en los mercados denominados a plazo en los que con gran tiempo de antelación (semanas, meses e incluso más) a la generación y consumo de la electricidad, se intercambian los contratos. Cuando llega el día anterior al que la energía va a ser intercambiada (producida y consumida) los agentes del mercado negocian la energía para cada hora del día en el denominado mercado diario organizado por el OMEL (Operador del Mercado Eléctrico). Además, ya dentro del propio día se producen ajustes de posiciones comerciales en los llamados mercados intradiarios. Finalmente a muy corto plazo (horas o minutos antes de la producción y consumo) se hacen también intercambios (denominados servicios complementarios y que se ejecutan en varios mercados organizados por el operador del sistema) para que la generación se ajuste con la demanda y el sistema eléctrico esté en equilibrio y funcione con la seguridad y calidad necesaria.

Desde un punto de vista técnico, para la operación del sistema se dispone de centros de control que monitorizan el estado de la red y sus parámetros eléctricos, a través de una red de telecomunicaciones, que gestiona principalmente la red de transporte y los distintos centros de control propios o de los principales actores. En cuanto al operador del mercado eléctrico, dispone de los medios necesarios (como certificados digitales integrados en tarjetas inteligentes o sistemas de almacenamiento redundante y respaldo) que garantizan la seguridad total del sistema.

En la actualidad hay aproximadamente unos 750 agentes (entre agentes productores, agentes productores en régimen especial, agentes distribuidores, agentes comercializadores y agentes consumidores cualificados) y su gran mayoría corresponde a los productores en régimen especial (principalmente procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración). Las que tienen por origen las energías renovables tienen las peculiaridades propias de la energía en cuanto a disponibilidad y planificación. Además su gran crecimiento obliga a la modificación de las infraestructuras para permitir su evacuación y todos los ajustes necesarios para permitir la operación del sistema. Por otra parte la demanda de energía es cada vez mayor y todo el conjunto hace que los sistemas eléctricos funcionen en condiciones cercanas a sus límites.



Las más recientes modificaciones tecnológicas en el sector han ido ligadas a las redes de transporte, la operación del sistema eléctrico, la operación del mercado, etc. y en definitiva a completar la legislación mencionada. Sin embargo, desde los puntos de distribución a los consumidores domésticos finales apenas ha habido modificaciones. En la actualidad se están empezando a sustituir los tradicionales contadores analógicos por los nuevos contadores digitales con características orientadas a incentivar el ahorro del consumo y la telegestión.

Hay que tener en cuenta la futura participación de los consumidores finales domésticos en todo el mercado, tanto desde el punto de vista de la producción (placas solares, microgeneración, etc.) como desde el punto de vista del consumo (adecuación del consumo en función de los posibles precios ofertados). Además la incorporación del coche eléctrico a nuestras vidas es una realidad, pudiendo actuar tanto como consumidor como productor.

3.1.2 PROBLEMÁTICA

La realidad es que hoy por hoy la infraestructura de la red eléctrica existente parece que cumple parte de las expectativas (desde la generación tradicional y renovable hasta el transporte y parte de la distribución) pero tiene que mejorar notablemente desde el punto de vista del usuario final y las funcionalidades que se espera de ella.

Las previsiones indican un crecimiento moderado de la demanda, un fuerte incremento de las energías renovables y una necesidad de potencia firme y flexible. Todo ello está haciendo que aparezca un nuevo concepto de red eléctrica, las redes inteligentes que ya se ha definido y que también se puede definir como las redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los actores conectados a ellas (quienes generan electricidad, quienes la consumen y quienes realizan ambas acciones) para proporcionar un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible.

Además de los aspectos relacionados con la descripción actual de la red eléctrica, hay otra serie de problemas y/o necesidades que se han ido acumulando en los últimos años. Son variados y van desde la antigüedad de las infraestructuras, motivos puramente económicos hasta las necesidades de integración de las nuevas energías renovables y el coche eléctrico.

Cada día es más caro el combustible utilizado por las plantas de generación de energía tradicionales, lo mismo que lo es la propia construcción de las centrales. Por otra parte, está el problema que se produce durante los picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales para poder suministrar esas necesidades de energía.

Esas plantas se utilizan únicamente durante esos periodos, con los sobrecostes que ello supone y que repercute directamente en las facturas que paga el consumidor final. Los picos se suelen producir en franjas horarias donde todos los consumidores acceden simultáneamente a sus electrodomésticos, aunque en general no sean



conscientes de ello. La posibilidad de conocer en tiempo real el coste de la energía por parte del usuario final hace que pueda elegir cuándo utilizar determinados electrodomésticos repercutiendo en el coste final de sus facturas y a reducir los picos de consumo.

Para ello sería necesario disponer de contadores inteligentes en todos los puntos de consumo, principalmente en los usuarios domésticos. Otro aspecto que estos contadores permitirían mejorar sería la integración de las energías renovables para los usuarios finales que dispongan por ejemplo de paneles solares (o de elementos de microgeneración) permitiendo, además de generarse su propia electricidad, la inyección en la red (y su correspondiente pago) de la energía generada durante los picos de consumo. Estas iniciativas deben de estar soportadas por todas las compañías y sería necesario que estuviesen acompañadas de las correspondientes reformas normativas y legales.

También debe tenerse en cuenta que el negocio de las compañías eléctricas es vender energía y hay una relación directa entre la energía que venden y sus beneficios. De esta forma, es difícil que una compañía decida fomentar la reducción de los consumos a sus clientes. Esto debe de ir acompañado de nuevas políticas que incentiven la eficiencia y regeneración de las infraestructuras existentes.

Otro problema relacionado con el coste de la energía es, además del coste propio de las materias primas, la amenaza que supone la dependencia (en todos sus aspectos) de los suministradores, y más si lo son de otros países. Subidas en los precios o restricciones en los suministros pueden hacer no viables estrategias y proyectos importantes para la sociedad. La facilidad de la integración de las energías renovables (cuya generación es habitualmente local) y un consumo sostenible, razonable y controlado por parte de los usuarios puede hacer que se reduzcan esas dependencias y los costes asociados.

Los aspectos medioambientales también están presentes. Muchas de las centrales actuales utilizan combustibles fósiles (petróleo, carbón, etc.) con sus correspondientes implicaciones en emisiones de humos y gases que provocan el efecto invernadero.

Aunque cada vez se están introduciendo más puntos de generación asociados a las energías renovables, su impacto en el total aún es reducido aunque cada vez es más significativo. Es preciso avanzar en investigaciones y sistemas que ayuden a mejorar aspectos como la eficiencia y la reducción de gases así como la facilidad de integración de las energías renovables, tanto desde ubicaciones centralizadas como desde puntos de generación distribuidos.

La fiabilidad de la energía y su distribución es otro matiz a tener en cuenta. A pesar de que hoy en día la fiabilidad es muy alta, aún existe una gran pérdida económica y social debida a la falta de electricidad en determinadas ocasiones. Además, muchas veces las propias compañías no detectan dichos apagones hasta que los usuarios finales les informan y es habitual que sea necesario el desplazamiento físico de los empleados para determinar qué partes de la red están dañadas. Otro problema adicional es que si no se ataja rápidamente el fallo, puede provocar un fallo en cascada debido a la congestión y sobrecargas que se producen. La implementación de sistemas automáticos inteligentes puede hacer que las eléctricas



tengan un conocimiento en tiempo real de toda la red permitiendo una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y la minimización del impacto de un fallo.

Además, si se dispone de una conexión directa con todos los clientes finales se puede comprobar el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo.

Así como en el campo de las telecomunicaciones ha habido muchos cambios e inversiones, no lo ha habido en el sector eléctrico que sigue funcionando con instalaciones y servicios de hace muchos años. Es preciso la inversión en nuevas infraestructuras, que asociados a la reducción de costes de las telecomunicaciones, los avances en sensores y sistemas más inteligentes y procesadores más potentes y rápidos harán que la generación, distribución y gestión de energía sea más barata, ecológica y permita ofrecer una nueva serie de nuevos servicios a los usuarios finales.

Para ello es importante la definición de estándares. Si la infraestructura de las eléctricas tiene que interoperar con otros sistemas e industrias (calefacción y aire acondicionado, dispositivos del hogar como los electrodomésticos, en el futuro los coches eléctricos, etc.) debe de estar acompañada de estándares que permitan esa interoperabilidad.

Todas estas motivaciones llevan a la definición de las *Smart Grids*. Las redes inteligentes integran las tecnologías de la información con las infraestructuras eléctricas actuales haciendo una "Internet de la Energía" (comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada).

3.1.3 CONVERGENCIA ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LAS TELECOMUNICACIONES

La convergencia de infraestructuras de energía y telecomunicaciones hará posible un sistema distribuido y controlado para el cambio de paradigma del sistema energético, apoyado en el cambio del paradigma, que ya se ha producido, en el sistema de comunicaciones, que dará forma a la red de energía del futuro.

La necesidad del ahorro de energía es algo fuera de toda duda, pero éste implica, inevitablemente, automatizar todo el proceso de control mediante una red convergente de energía–telecomunicaciones–información. Las nuevas tecnologías permiten crear una única infraestructura física inherentemente segura, multipunto a multipunto, para la distribución de energía e información, siendo una base fundamental para la estrategia futura de la convergencia y el ahorro.

Uno de los aspectos más importantes de los sistemas de generación basados en energías renovables es la correlación temporal entre la demanda y la generación porque cambian los conceptos básicos de los sistemas de generación convencionales.



La clave para aprovechar estos recursos es la adaptación de la demanda al suministro (control de la demanda) y no al contrario. Aquí reside el alto potencial de un acercamiento integrado o convergente a las redes de electricidad y telecomunicaciones.

Las redes de comunicaciones y la infraestructura de TI (Tecnología de la Información) de la mayoría de las empresas de servicios públicos han evolucionado exponencialmente.

Existe una combinación de tecnología obsoleta y heredada que carece de posibilidad de integración, lo cual hace que la transición hacia una red "conectada" sea más desafiante.

Las empresas de servicios públicos sirven a mercados geográficamente muy variados y generalmente tienen una combinación de clientes rurales y urbanos en los sectores residencial, comercial e industrial. Esa misma diversidad se extiende a sus activos de comunicaciones, que han evolucionado en los últimos 50 años.

Muchas compañías de servicios públicos han implementado grandes redes de comunicaciones que operan redes de voz y datos fijos y móviles en el territorio de servicio. Cada uno de estos sistemas tiene distintos requerimientos de ancho de banda, seguridad y rendimiento, y pueden ser desarrollados sobre distintas plataformas utilizando protocolos con derechos de propiedad. Algunos tienen una arquitectura fragmentada, lo cual lleva a costes operativos más altos y podrían carecer del ancho de banda necesario para la comunicación bidireccional en tiempo real de la red eléctrica inteligente y de la escalabilidad necesaria para adoptar una gama de dispositivos y aplicaciones de red en constante cambio.

Las empresas de servicios públicos experimentarán en breve una explosión de datos debido a un crecimiento exponencial de los dispositivos inteligentes, contadores y monitores que llegan en línea como parte de la red eléctrica inteligente. La mayoría de las estrategias y sistemas de datos heredados no están preparados para manejar los volúmenes que se van a generar. Estos nuevos datos requerirán un mayor almacenamiento, ancho de banda y seguridad. También deben de estar disponibles para funciones analíticas para ofrecer un análisis más profundo con el fin de entender los nuevos patrones de uso y desarrollar nuevos modelos de precio.

Algunas empresas de servicios públicos ya están experimentando esta explosión en los datos. Por ejemplo, antes de que una empresa de servicios públicos comenzara con la fase de la implementación de la red eléctrica inteligente, el volumen total de información en línea era de aproximadamente 20 Terabytes (TB). Ahora están capturando datos de contadores inteligentes cada 15 minutos, lo cual ha incrementado los requerimientos a 200 TB de almacenamiento. Las empresas de servicios públicos estiman que la transición a una captura de datos cada cinco minutos incrementará el volumen de datos de 200 a 800 TB.

Los problemas de seguridad que se han detectado a principios de 2009 en el despliegue de las *Smart Grids* en Estados Unidos han demostrado la necesidad de una nueva arquitectura de comunicaciones. La seguridad que hay que añadir a las



redes IP es lo más complejo en la historia de las comunicaciones (*firewalls*, *IDSs*, *spam*, *spoofing*, *troyanos*, *virus*, *suplantación de identidad*,...).

Los datos del cliente y los temas relacionados con la privacidad son en la actualidad puntos candentes de contención en la evolución de las redes eléctricas inteligentes. El tema de quién tiene los datos y por qué motivo es una cuestión que preocupa a los legisladores. Existe una creciente preocupación de que estos datos sean utilizados en formas que los clientes nunca habrían previsto.

El Instituto Nacional de Normas y Tecnología (NIST-agencia del Departamento de Comercio de EEUU), ha identificado algunos problemas potenciales relacionados con la privacidad de los datos en lo que respecta a las redes eléctricas inteligentes, entre otros el robo, el seguimiento del comportamiento del cliente y la vigilancia en tiempo real.

La información procedente de estos dispositivos puede ser combinada en formas inesperadas y revelar información que los consumidores no desean que se conozca. Si pensamos por ejemplo en un hogar "inteligente", se podrían capturar y enviar datos que revelen los electrodomésticos que se utilizan y cuándo se utilizan, si alguien ha entrado en otra habitación, si una persona se está duchando porque el calentador se ha encendido o incluso si hay alguien en casa o no. Aunque esto pueda resultar inquietante, la posibilidad de que se pueda detectar el uso de dispositivos relacionados con la salud resulta aún más preocupante.

A pesar de que las comunicaciones no son el foco principal de concentración de las empresas de energía pública, la red eléctrica inteligente requiere una sólida red de comunicaciones que permita el soporte de las funciones tradicionales de las empresas de servicios públicos en la capa de energía. También debe de contar con la flexibilidad de adaptarse a los nuevos requisitos de la capa de aplicaciones. Debe de permitir el soporte de la respuesta de demanda, dispositivos avanzados de contadores y fuentes de energía distribuida. La red de comunicaciones debe de proporcionar una integración transparente, una comunicación en tiempo real y gestionar el flujo de datos que está siendo protegido por los componentes de la red eléctrica inteligente a la vez que mantiene la seguridad.

3.1.4 FASES HACIA LA RED INTELIGENTE

El desarrollo e implantación de las *Smart Grids* será algo progresivo y tendrá una fuerte dependencia con los avances tecnológicos y políticos que hoy en día se están llevando a cabo. Aunque son numerosos los campos en los que se trabaja actualmente, a continuación se describe en algunos de ellos, los avances más destacados.

- **Centros de Transformación:** generalmente los transformadores son dispositivos muy fiables, con una vida útil entre 20 y 35 años, con un mínimo de 25 años a una temperatura de funcionamiento de entre 65 y 95 °C. Sin embargo, en la práctica, la vida de uno de estos transformadores puede llegar a los 60 años con un mantenimiento apropiado.



Actualmente se está trabajando en varios campos relativos a estos elementos de la red eléctrica. La prevención de incidentes de funcionamiento, es un asunto de vital importancia, en el que se están desarrollando técnicas para prevenir la ruptura de los tanques de aceite. Además desde el punto de vista del diseño de nuevos transformadores, se están siguiendo nuevas líneas de diseño para optimizar la seguridad en el funcionamiento.

Otro tema que se aborda en relación a estos elementos, es el de diagnóstico y optimización de su vida útil. En este campo se está trabajando realizando modelos de predicción y simulaciones de forma que se pueda conocer el comportamiento de los transformadores, pudiendo anticipar metodologías de mantenimiento adecuadas. Por otro lado se tiende a instalar sistemas de monitorización para la detección de anomalías de funcionamiento, o para la captura de datos que facilite a posteriori la elaboración del modelo de funcionamiento.

- Equipos de alta tensión: la creciente demanda energética está obligando a la red eléctrica a implementar nuevos métodos en la parte de generación y transporte de alta tensión. Así surgen temas como la generación de UHV (Ultra Alta Tensión), conmutación de líneas y optimización de la infraestructura existente para adaptarla a las nuevas necesidades de la sociedad.

La problemática hoy en día a la hora de generar UHV pasa por la prevención ante tormentas, tomando los pararrayos un papel de vital importancia en las instalaciones correspondientes. Además la alta temperatura de funcionamiento, así como la cantidad de energía necesaria para gestionar el proceso de forma óptima, dificultan la generación de UHV. Para solventar estos problemas, se encuentran abiertas varias líneas de investigación que pretenden optimizar todo este proceso.

La llegada de los nuevos seccionadores de líneas, con unas características de conmutación optimizadas, pueden combinarse con modernos controladores electrónicos, para conseguir operaciones óptimas de conmutación, de forma que las conmutaciones de sobretensiones o anomalías en la red que afectan a la calidad eléctrica, podrían eliminarse.

La optimización y ampliación de la infraestructura existente requiere métodos de monitorización y visualización de los parámetros críticos. Los sensores de tensión y de corriente ópticos proporcionan un excelente aislante en entornos de alta tensión, permitiendo medir altos voltajes y corrientes de una forma no intrusiva. Estas características, junto a su tamaño compacto y su amplio ancho de banda, hacen que estos dispositivos resulten perfectos para realizar estas medidas.

- Subestaciones: la creciente población, urbanización e industrialización en conjunto con la generación de energía remota, especialmente en el caso de energías renovables está incrementando la necesidad de transmisión con un mayor volumen de energía a grandes distancias. Esto sitúa a las subestaciones como una pieza clave en la entrega y recogida energética.



Dada la creciente densidad de población en las ciudades, cada vez es más complicado encontrar un emplazamiento adecuado para las subestaciones eléctricas. Dado este problema, surge la idea de integrar las subestaciones bajo los edificios de apartamentos o centros comerciales. Esta tarea requiere de una serie de especificaciones y estudios que aseguren un correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Por otro lado se está tendiendo a integrar cierta capacidad de computación y automatización en las subestaciones como primer paso hacia la *Smart Grid*. De esta forma según la normativa IEC 61850 se comienza a aplicar "inteligencia" a estos elementos de la red que serán capaces de comunicar directamente con otros elementos.

- Protección y automatización de la red: los sistemas de automatización en subestaciones, encargados de interconectar una serie de dispositivos han existido desde hace unos 20 años, usando protocolos propietarios, esos sistemas se han encargado principalmente de la supervisión de elementos. Hoy en día este tipo de sistemas han evolucionado y siguen haciéndolo siguiendo como base los protocolos y actuaciones declarados en IEC 61850, utilizando comunicaciones *peer-to-peer* (entre iguales) y habilitando el intercambio de datos entre sistemas a diferentes niveles y con herramientas diferentes, permitiendo además de la supervisión, controlar una serie de dispositivos o variables.

Por otro lado, el aumento de la generación energética renovable y la cogeneración, requieren la aplicación de tecnologías de forma que se posibilite su gestión y protección. Este impacto en las redes eléctricas se manifiesta actualmente, tanto en la transmisión como en la distribución de este tipo de energías. En particular, el efecto en las subestaciones, tanto en su protección como en su control, ha sido profundo, debido a la necesidad de gestionar electricidad intermitente y de varios niveles de voltaje.

Por tanto para el desarrollo y supervisión de los elementos de la red, surgen hoy en día una gran cantidad de soluciones para la monitorización energética y de parámetros asociados a esta.

- Sistemas de información y telecomunicaciones: las comunicaciones entre los diferentes dispositivos del centro de transformación y el centro de control y supervisión no han tenido hasta ahora un estándar que permita una comunicación de datos eficiente, dificultando la implantación de los sistemas SCADA¹ (*Supervisory Control And Data Acquisition*) en los centros de transformación. Además, la interfaz con los relés era en muchos casos inexistente.

Para solventar estos problemas se ha creado el protocolo internacional IEC 61850, que define la comunicación entre diferentes dispositivos conectados

¹ SCADA: Es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar variables de proceso a distancia, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática por medio de un software especializado. También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).



a una red de área local y se han desarrollado nuevos dispositivos, los IEDs, que integran elementos de comunicación para el telecontrol.

Es importante recordar las capas técnicas que componen la red eléctrica inteligente al desarrollar la estrategia y la hoja de ruta hacia la transformación. Al nivel más alto, las tecnologías de la red eléctrica inteligente pueden dividirse en tres capas:

- Capa de energía: generación de energía, transmisión, subestaciones, red de distribución y consumo de energía.
- Capa de comunicaciones: LAN (Red de área local), WAN (Red de Área Amplia), FAN (Red de Área de Campo) y HAN (Red de Área Residencial), que permiten el soporte de la infraestructura de TI.
- Capa de aplicaciones: control de respuesta de demanda, facturación, control de averías, monitorización de carga, mercados energéticos en tiempo real y nueva gama de servicios al cliente.

Si bien se requerirán cambios en las tres capas, es probable que la capa de comunicaciones sea la que más cambios requiera. De las tres capas, la capa de comunicaciones es la que posibilita la existencia de la red eléctrica inteligente, aunque la red no será verdaderamente inteligente si no se desarrolla adecuadamente la capa de aplicaciones. Esta capa actúa como sistema circulatorio para interconectar los distintos sistemas y dispositivos, la capa de energía con la capa de aplicaciones, para comunicar ambas completamente con la cadena de suministro de energía.

- Regulación y mercado eléctrico: la evolución actual de las TICs (Tecnologías de la Información y la Comunicación), sistemas de monitorización, gestión energética a nivel local, así como las tecnologías inteligentes para el hogar abren nuevas oportunidades para las iniciativas del lado de la demanda en el negocio eléctrico. Al mismo tiempo, hay una creciente necesidad de participación por parte del consumidor en la cadena de suministro eléctrico, de forma que la generación local cobrará un interés alto. Todo este cambio en el sistema eléctrico requerirá de nuevas políticas de regulación y normativas que faciliten la transformación de la red.

3.2 PRINCIPALES ASPECTOS Y TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR

Como en muchos otros aspectos de nuestra vida cotidiana, cada vez se utiliza más el concepto "*Smart*" como atributo a actividades que realizamos habitualmente, y siempre están asociados a las mejoras que ofrecen las tecnologías de la información y las comunicaciones a los distintos ámbitos en los que se aplican. "*Smart City*", "*Smart Home*", "*Smart Traffic*", "*Smart Building*", son algunos ejemplos de lo comentado, y dentro de esa misma línea se encuentran "*Smart Grid*" y "*Smart Energy*".



Ya se ha comentado la multitud de actores que intervienen en el mercado eléctrico después de la liberalización, pero el número se disparará cuando realmente sean los usuarios finales domésticos los que jueguen un papel fundamental. Todos ellos deben de estar conectados de forma que la información fluya eficientemente a lo largo de toda la cadena de valor de la energía. Ese aumento de las redes de comunicaciones y la infraestructura necesaria de las tecnologías de la información ya se ha ido produciendo de forma sistemática a lo largo de los últimos años para la operación del sistema eléctrico (asociada a la red de transporte y a la generación).

Para llevar a cabo y poder desarrollar todas las funcionalidades que se espera de las redes inteligentes hay que reproducir esa capacidad (básicamente comunicaciones bidireccionales redundantes de datos y posibilidad de gestión remota) a lo largo de toda la red de distribución y los diferentes equipos que en ella intervienen.

Uno de los aspectos en los que ya se está empezando a trabajar es en la infraestructura de medida con los contadores inteligentes. La funcionalidad exigida a los mismos está regulada en España. Los sistemas se basan en comunicaciones bidireccionales cuyas principales tecnologías de base están asociadas a comunicaciones por radio frecuencia inalámbricas de banda estrecha o en comunicaciones PLC (*Power Line Carrier*) o bien en opciones de banda ancha como BPL (*Broadband over Power Lines*) o redes inalámbricas.

La funcionalidad deseable de los contadores inteligentes podría ser la siguiente: comunicaciones bidireccionales con la compañía eléctrica y con otros dispositivos (como posibles gestores locales de energía), posibilidad de lecturas planificadas además de bajo demanda o en tiempo real, sincronizaciones de fecha y registro automático de incidentes, detección de fraudes o ataques así como alarmas asociadas a calidad del suministro, personalización de la contratación, planificación y posibilidad de puja y compra de la electricidad en los momentos deseados, control de cargas, etc. Parte de esta funcionalidad está regulada por la ley (R.D 1110/2007, de 24 de agosto) que establece el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico español y en cuanto a su implantación (Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre) regula que todos los equipos deberían implementar la discriminación horaria y la telegestión para el 31 de diciembre de 2018.

Para poder completar la funcionalidad comentada de las redes inteligentes, esta capacidad de comunicaciones y monitorización se debe de expandir a todos los puntos de medida y equipamientos existentes en la infraestructura eléctrica. Además debería de ser capaz de gestionar todos los recursos de la energía distribuida, considerando no sólo la cantidad del flujo de energía sino también el sentido de la misma.

Las tecnologías que afectan a las redes inteligentes son aquellas que intentan optimizar y racionalizar la gestión de la demanda de electricidad. La energía eléctrica no se puede almacenar (al menos en grandes cantidades) por lo que es necesario generarla en el mismo instante en que se necesita. Esto quiere decir que en el mismo instante en que se enciende un electrodoméstico, tiene que haber una central eléctrica (o cualquier otro tipo de generador de electricidad) que produzca la electricidad necesaria.



Desde el operador del sistema eléctrico se trabaja para poder aplanar la curva de demanda lo que permite una mayor racionalización, planificación y abaratamiento de la energía. Las disposiciones asociadas a la gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valle y reducción del consumo en las horas punta.

En la Figura 3. 2 se muestra como sería la optimización de las curvas de consumo.

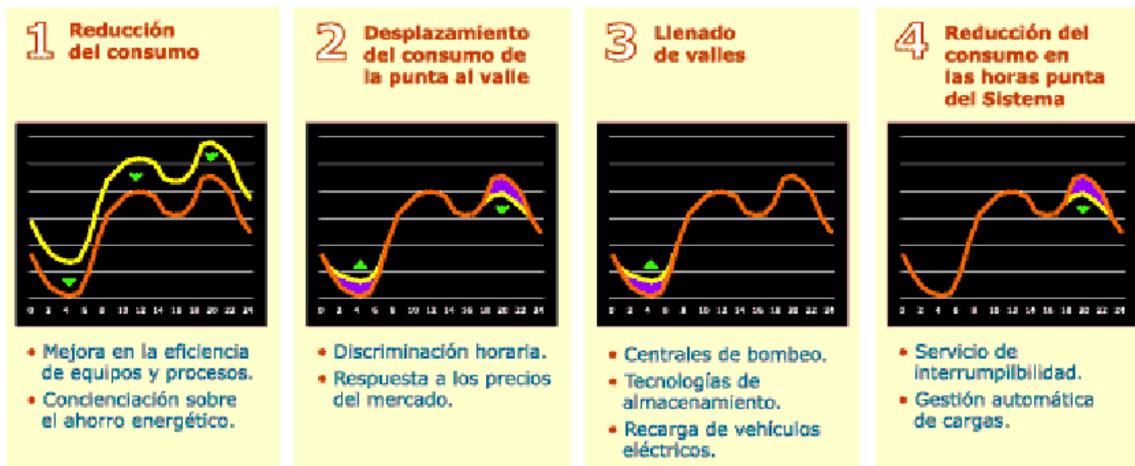


Figura 3. 2. Optimización de la curva de consumo. Fuente: REE.

Hoy en día se están llevando a cabo acciones concretas para poder mejorar estos aspectos y como acciones también son aplicables a los conceptos de las redes inteligentes. De lo que se trata es de poder realizarlas de forma generalizada a todos los usuarios domésticos que en un futuro estarán conectados.

3.3 MARCO NORMATIVO

No existe una normativa específica para las *Smart Grids*, aunque sí que se regulan algunos aspectos relacionados con los conceptos que manejan las redes inteligentes.

A continuación se mencionan algunos de los reales decretos y normativa existente.

- R.D 1110/2007, de 24 de agosto y Orden ITC/3022/2007 que describe la funcionalidad obligatoria de los contadores y del sistema de telegestión. Las funcionalidades que define están relacionadas con las magnitudes a registrar (consumo/generación de energía activa, reactiva, potencia) con los parámetros de calidad (interrupciones, variaciones de tensión) con la discriminación horaria (y la posibilidad de facturación por periodos) con la telemedida (lectura remota) y con la telegestión y las actuaciones remotas (control de la potencia demandada por el cliente), etc. También menciona aspectos relacionados con las aplicaciones pues deberá de disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.



- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre que define el plan de sustitución de equipos de medida. La orden regula que todos los contadores deberán de ser sustituidos antes del 31 de diciembre de 2018 de acuerdo al siguiente plan:
 - 2008-2010: 30%*
 - 2012: 20%
 - A finales de 2013 será necesaria la implantación de sistemas de telegestión y telemedida.
 - 2015: 20%
 - 2018: 30%

* Este es el porcentaje mínimo que cada empresa debe de sustituir en cada periodo.

A parte de la normativa propia de los contadores, no existe una legislación propia para las redes inteligentes. No obstante, la filosofía que se encuentra detrás de las redes inteligentes sí se encuentra presente en la legislación española en numerosos aspectos. Así, podemos mencionar las siguientes:

- Las Leyes 54/1997 y 17/2007 establecen que el transporte y distribución son actividades reguladas.
- Los Reales Decretos 2819/1998 y 1955/2000 regulan las actividades de transporte y distribución eléctrica, y establecen que han de realizarse por empresas jurídica y contablemente distintas de las que realizan actividades en competencia. No obstante, se permite que las distribuidoras pertenezcan al mismo grupo empresarial que las empresas de generación o suministro.
- Los Reales Decretos 2819/1998, 222/2008 y 325/2008 establecen la retribución de las actividades de transporte y distribución. Esta retribución tiene un componente que depende de la eficiencia en la operación de las mismas.
- El Real Decreto 661/2007 regula la actividad de generación en régimen especial y establece una serie de exigencias técnicas para que el régimen especial colabore en la estabilidad del sistema, ya sea ofreciendo la posibilidad de participar en los servicios de ajuste del sistema a las unidades que puedan ser despachadas (cogeneraciones, biomásas...) como exigiendo el cumplimiento de ciertos requisitos a las de carácter intermitente (eólica, solar, hidráulica...). Entre éstas últimas destacan la obligatoriedad de realizar ofertas al mercado y pagar por los desvíos (incluso en el caso de solicitar el precio fijo regulado) o la obligatoriedad de que todas las instalaciones de más de 10 MW estén conectadas a un centro de control. Otro aspecto importante es el incentivo para las instalaciones eólicas antiguas que sean capaces de soportar los huecos de tensión (las posteriores al 1 de enero de 2008 están obligadas a ser capaces de ello).

Por otra parte hay que mencionar que habitualmente las regulaciones suelen resolver conflictos que se producen una vez que los sistemas están bastante maduros. Inicialmente se generan legislaciones que favorecen el desarrollo de las



tecnologías (por ejemplo subvencionando mediante primas las generaciones de determinadas energías renovables) y posteriormente se reducen las ayudas y se solventan y regulan los problemas técnicos que puedan surgir.

A nivel europeo también existen directivas que fomentan aspectos relacionados como puede ser la 2004/8/CE sobre fomento de la cogeneración o bien la que fomenta el uso de la energía procedente de fuentes renovables, 2009/28/CE.

3.4 RED DE TRANSPORTE

Como se ha comentado Red Eléctrica se encarga de la operación del sistema. Para ello ha creado el CECOEL (Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica) que emite las instrucciones de operación del sistema de producción y transporte con el fin de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico. El centro controla en tiempo real los parámetros eléctricos y el estado general (utilizando una red de telecomunicaciones) y actúa sobre las variables necesarias para mantener y garantizar la seguridad y calidad del suministro. En realidad hay dos centros, el CECOEL controla el noroeste y el CECORE (Centro de Control de Red) el resto de la península y que engloban al CECRE, Centro de Control de Régimen Especial (centro creado con el objetivo de maximizar la producción del régimen especial preservando la seguridad del sistema eléctrico).

La red de transporte en España cuenta con alrededor de 35.000 km de líneas (18.000 en 400 kV y 17.000 en 220 kV) que actúan como autopistas de electricidad, es decir, se encargan de conectar los principales puntos de generación con los principales puntos de consumo. De cara a garantizar el suministro eléctrico, la red de transporte está mallada, de manera que, ante una falta en una línea, la topología puede ser reconfigurada para redirigir los flujos de energía y evitar así el corte del suministro. En este caso, los sistemas de detección de faltas y de reconfiguración de la red deben de actuar en lapsos de tiempo muy pequeños, por lo que es necesario que el control se realice en tiempo real.

Por ello, además de la existencia del CECOEL, se necesita el acceso a los distintos puntos de la red de transporte, lo que en España se ha solucionado mediante la instalación de una red de fibra óptica en la propia red de transporte.

3.5 RED DE DISTRIBUCIÓN

La red de transporte en España está gestionada únicamente por Red Eléctrica que cuenta con las infraestructuras eléctricas necesarias y que conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. Se trata de una red mallada (tanto la parte eléctrica como la de datos) que permite el funcionamiento seguro y fiable del sistema. Se trata de una red que ya es "inteligente", que dispone de infraestructura de comunicaciones, protocolos, gestión remota, servicios, etc. Pero la inteligencia se diluye a medida que se baja a la red de



distribución. La interconexión de las redes se produce en las subestaciones eléctricas y los consiguientes centros de transformación hasta que llega al consumidor final.

La tendencia hacia las *Smart Grids* supone una expansión de las capacidades existentes en la red de transporte a la red de distribución, teniendo en cuenta que, a diferencia de la red de transporte, los propietarios y gestores de las redes de distribución son varios. Esto implicará la definición de instrumentos estándares y la creación de herramientas basadas en soluciones técnicas ya probadas que permitan la integración de todo tipo de plantas generadoras, una gestión descentralizada de la energía, una automatización de la distribución y servicios de medida, apoyadas por un sistema de comunicaciones que llegue hasta el usuario final.

Las soluciones a nivel de transporte parece que son las adecuadas para toda la red de distribución por lo que se van a desarrollar más en detalle.

De una forma simplista se trata de controlar remotamente las plantas de generación y las subestaciones principales y subestaciones de distribución secundaria.

Si se amplía el concepto a las redes inteligentes, se incluiría dentro del sistema los contadores inteligentes (lectura automática de las medidas) y sistemas de control y monitorización intermedios.

Al contrario que la red de transporte, la red de distribución no está mallada. Su extensión (más de 2 millones de kilómetros) y la cantidad de puntos de suministro asociados (alrededor de 28 millones de clientes) hacen imposible su mallado. Además, tales dimensiones también dificultan sobremanera el control en tiempo real de la situación en la red.

En general, las compañías eléctricas han automatizado el control y operación de los niveles de tensión más altos de las redes de distribución (entre 125 kV y, en el mejor de los casos, 30 kV), y apenas tienen algo de control (nada de operación remota) en la red de media tensión (entre 1 kV y 30 kV, hasta 66 kV en algunas distribuidoras).

Como norma general, las subestaciones sí están controladas de manera remota y, algunas de ellas tienen capacidad de telegestión, mientras que en las demás, hay que operar manualmente. También existe una limitada capacidad de medida remota (normalmente de tensión) aguas abajo de alguna de ellas. Por el contrario, en los centros de transformación (entre media y baja tensión) no hay ni control ni medida.

La obligación de que las compañías distribuidoras sustituyan los contadores por equipos capaces de tomar medidas horarias y con capacidad de telegestión abre el acceso a la toma de medidas y al control remoto en zonas de la red que hoy en día están fuera del alcance de los centros de control de las compañías eléctricas.

3.5.1 INTEROPERABILIDAD



En este sentido, las compañías distribuidoras están desarrollando soluciones que les permitan la comunicación entre los centros de transformación y los contadores de los consumidores conectados a ellos. En la mayoría de los casos, se está optando por instalar concentradores en los centros de transformación, con capacidad de comunicación con el centro de control de la distribuidora correspondiente, bien vía GPRS (*General Packet Radio Service*), GSM (*Global System for Mobile Communications*), radio u algún otro medio similar. Por el contrario, para la comunicación entre el centro de transformación y los contadores, la tendencia en Europa es a utilizar el PLC (*Programmable Logic Controller*) que como su propio nombre indica, se ha diseñado para programar y controlar procesos secuenciales en tiempo real.

En España y sus países vecinos, se están desarrollando en paralelo tres soluciones principales:

- **PRIME:** consiste en una solución PLC con arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria. Sus principales impulsores son Iberdrola y EDP (Energías de Portugal), aunque Gas Natural Fenosa también está empezando a exigírsela a sus proveedores de equipos. De este modo, PRIME abarca el 60% de la distribución eléctrica en España y el 100% de Portugal.
- **G3:** al igual que PRIME, es una solución PLC abierta, lo cual facilitaría la estandarización de ambas soluciones. Su impulsor es EDF (Électricité de France) y actualmente se está lanzando un grupo de trabajo conjunto con PRIME para alcanzar un acuerdo sobre una solución conjunta, lo que facilitaría la interoperabilidad entre los contadores PRIME españoles, los contadores portugueses y los franceses.
- **Meters and More:** es la solución PLC propuesta por ENEL y adoptada por las que son o han sido filiales en España, Viesgo y Endesa, lo que le confiere el 40% de la distribución en España y el 100% en Italia. Aunque esta solución no es tan similar a las anteriores, se están realizando esfuerzos integradores entre las tres soluciones.

3.5.2 PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES

La evolución de las redes eléctricas actuales hacia las redes eléctricas inteligentes pasa inevitablemente por la introducción de nuevos equipos inteligentes con capacidad local de decisión y de nuevas tecnologías de comunicación o adaptación de las ya existentes.

El mapa actual de protocolos de comunicación utilizados en el sistema eléctrico es muy extenso, y está regulado por el comité técnico TC57 de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional). Así, IECTC57 aglutina varios grupos de trabajo para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización por los mismos de



protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet)² o interfaces serie.

Cada uno de estos grupos de trabajo se ha encargado de definir y mantener un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación en cada punto de la red eléctrica. Así, cabe destacar:

- IEC60870-5 para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP.
- IEC60870-6, también conocido como TASE-2 para comunicaciones entre centros de control sobre redes WAN.
- IEC61970 para interconectar aplicaciones de gestión de energía o EMSs en el entorno de los centros de control.
- IEC61968 para comunicar los centros de control con los sistemas de la red de distribución.
- IEC61334 para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC.
- IEC62325 que define una nueva interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado.
- IEC62351 para definir perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850.
- IEC61850 para automatización en el entorno de subestaciones eléctricas y comunicación entre sus IEDs.

En la Figura 3. 3 se puede observar la relación entre los distintos actores presentes en las redes eléctricas y los protocolos utilizados entre ellos para el intercambio de información.

Todos estos protocolos son ampliamente utilizados dentro del sistema eléctrico, cada uno dentro del ámbito para el que fueron definidos: generación, transporte o distribución.

3.5.3 ORIENTACIÓN HACIA LAS REDES INTELIGENTES

Para hacer frente a los nuevos retos planteados en el ámbito de las futuras redes inteligentes como la gestión eficiente de la generación centralizada y distribuida, capacidad de respuesta inmediata a fallos, mantenimiento predictivo, nuevos modelos de explotación del mercado energético (compra/venta de energía), gestión de la demanda, coche eléctrico, etc. se hace necesaria la evolución del panorama actual de comunicaciones anteriormente descrito, siendo tres los puntos críticos a desarrollar:

- Uniformizar los protocolos de comunicación utilizados a todos los niveles de la red (transporte, distribución, subestaciones, unidades de generación y usuario final). La generación distribuida, la automatización de la red de distribución, los nuevos servicios de compra y venta de la energía y gestión

² TCP/IP: es la base de Internet, y sirve para enlazar computadoras que utilizan diferentes sistemas operativos, incluyendo PCS, minicomputadoras y computadoras centrales sobre redes de área local (LAN) y área extensa (WAN).

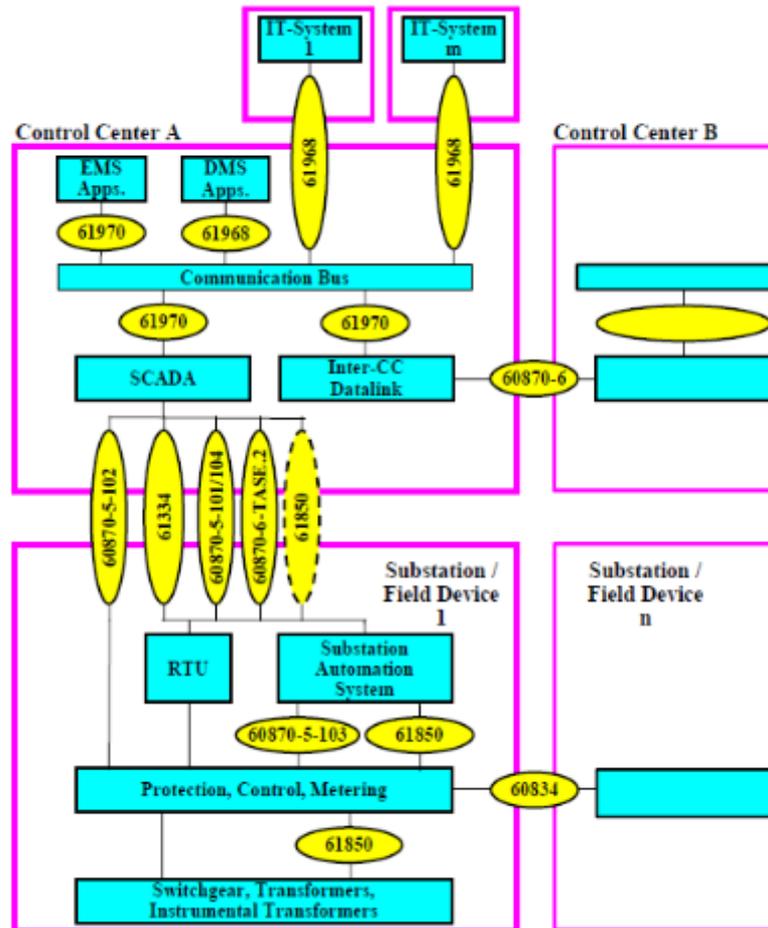


Figura 3. 3. Utilización de protocolos en la red de distribución. Fuente: Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft Report for CIM and other IEC Working Groups. EPRI, Palo Alto. 2006.

de la demanda requieren de mayor capacidad de comunicación sobre todo en los puntos finales de distribución/producción, ya que estos nuevos servicios necesitan de un sistema de toma de decisiones distribuido, frente al sistema centralizado tradicional.

- Como consecuencia de esto, se hace necesaria la introducción de una nueva generación de equipos inteligentes IEDs (nuevos sistemas inversores, contadores inteligentes, protecciones, etc.) que implementen dicha capacidad de comunicación y gestión en todos los niveles de la red eléctrica, desde los grandes centros de control, redes de transporte y distribución hasta los puntos de consumo/generación.
- Definir modelos de datos que permitan estandarizar cualquier funcionalidad presente en la red eléctrica, tanto su nomenclatura como su semántica. El objetivo es que cada equipo ofrezca un modelo de datos dependiendo de su funcionalidad e intercambie dicha información a todos los niveles de la red con un protocolo común, con independencia del medio físico.

Por sus características, las arquitecturas basadas en IEC61850 pueden ser una solución válida para la implementación de sistemas descentralizados de gestión y



automatización en redes de distribución eléctrica. IEC61850 es un protocolo de aplicación utilizado en la actualidad para la automatización de subestaciones, que se adapta bien a los requisitos de las redes eléctricas inteligentes.

En la Figura 3. 4 se representa la arquitectura a implementar en un IED compatible con IEC61850, cuyas características se definen a continuación:

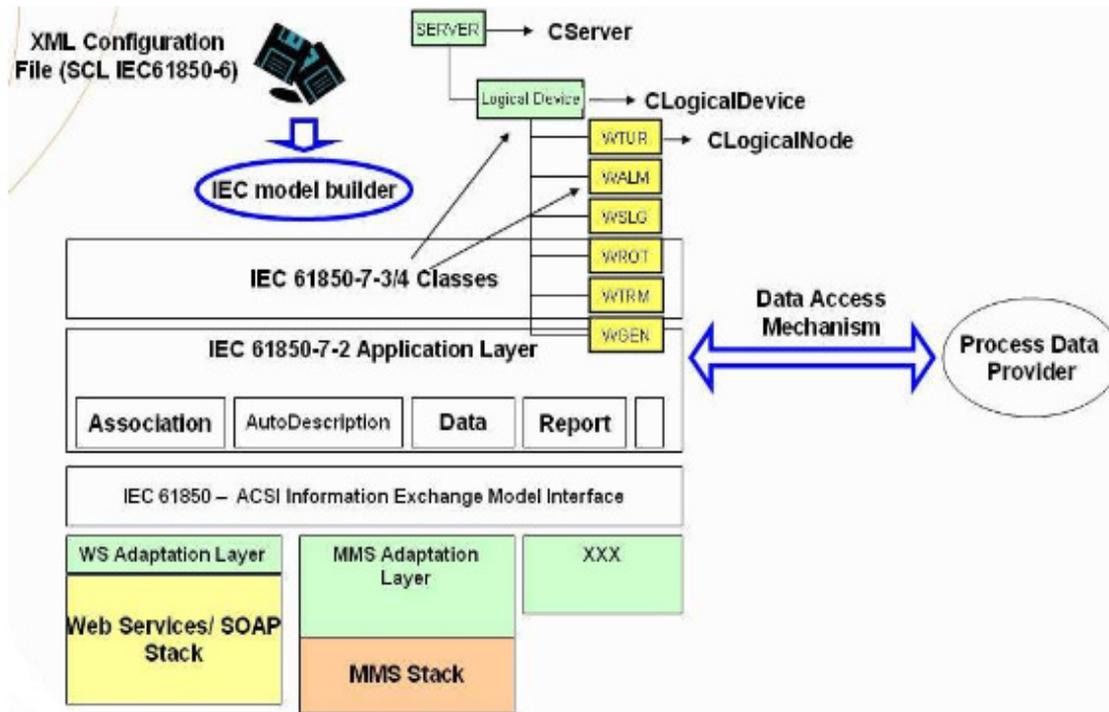


Figura 3. 4. Arquitectura IED. Fuente: Tecnalía.

- Define un conjunto de servicios de comunicación válido para la interconexión de equipos de distinta jerarquía dentro de la red eléctrica.
 - Servicios de asociación/liberación entre cliente/servidor.
 - Servicios de lectura/escritura de datos.
 - Servicios de *datasets* (conjuntos de datos), lectura y escritura de un conjunto de datos.
 - Servicios de autodescripción, que permiten conocer el modelo de información completo del IED.
 - Servicios de control, para operar sobre datos controlables (por ejemplo, abrir un interruptor).
 - Servicios de ajustes y sustitución.
 - Servicios de informes de eventos (*report*), para el envío asíncrono de eventos y cambios de estado a un cliente que se suscribe.
 - Servicios de registro (históricos), para el almacenamiento en la memoria del IED de eventos y cambios de estado y su posterior consulta.
 - Servicios de transferencia de ficheros.
 - Servicios de transmisión de eventos en tiempo real, para el envío rápido y fiable de eventos a varios receptores o transmisión de valores de medida muestreados, utilizando mensajes *multicast*



(multidifusión) sobre Ethernet (estándar de redes de área local para computadores con acceso al medio).

Cada dispositivo compatible con la norma IEC61850 exportará su modelo de datos que comunicará hacia otros dispositivos IEC61850 según los servicios de comunicación que el dispositivo implemente.

Los distintos grupos de trabajo tratan de modelar bajo estas directrices todos los elementos y funcionalidades que forman parte de cada dispositivo integrado en la red eléctrica: de esta manera, la nomenclatura y la semántica de los datos definidos serán comunes a todos los equipos desarrollados por los distintos fabricantes.

Los servicios de comunicación y los modelos de información son genéricos y nada restrictivos, por lo que se dice que la norma IEC61850 es un estándar de mínimos: la mayor parte de datos y atributos son optativos, de manera que cada fabricante decidirá en la implementación final del estándar qué datos y servicios ofrecer, en función de la gama del equipo o del usuario final.

Con todo ello se pretende evolucionar de un sistema de gestión de red centralizado con diversos protocolos de comunicación (algunos de ellos propietarios) a un sistema distribuido, gracias a una topología de comunicación basada en un único estándar a todos los niveles, donde en cada uno de ellos se definirá el modelo de datos a intercambiar, y que permita su utilización sobre varios interfaces físicos e infraestructuras de comunicación ya existentes.

3.6 LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia son también llamados sistemas de energía eléctrica. Son el conjunto de instalaciones que se distribuyen por un territorio nacional y que permiten que un usuario pueda acceder a la electricidad:

- Centrales eléctricas.
- Líneas eléctricas.
- Subestaciones eléctricas.

Se trata de toda una infraestructura que permite a cualquier abonado esté donde esté acceder a la electricidad. Es el mayor sistema industrial interconectado (en cuanto a extensión, volumen de componentes, complejidad y criticidad) creado por el hombre, mayor que las infraestructuras gasistas o redes de agua. Comprende desde la generación, pasando por el transporte y la distribución, hasta su consumo. Un ejemplo es el sistema eléctrico peninsular, donde se observan numerosas líneas que transportan la energía eléctrica a todas las zonas de la península.

3.6.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA



Tradicionalmente se han empleado los conceptos de redes de transporte, subtransporte y distribución. La legislación vigente ha homogeneizado la terminología, dividiéndose el sistema en redes de transporte (400 y 220 kV) y distribución (el resto). En la Figura 3. 5 se muestra cómo está estructurado un sistema de potencia: grandes centrales de producción (hidroeléctricas o hidráulicas, térmicas: combustibles fósiles o nucleares) que generan la energía eléctrica a una tensión de 6 a 30 kV.

ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

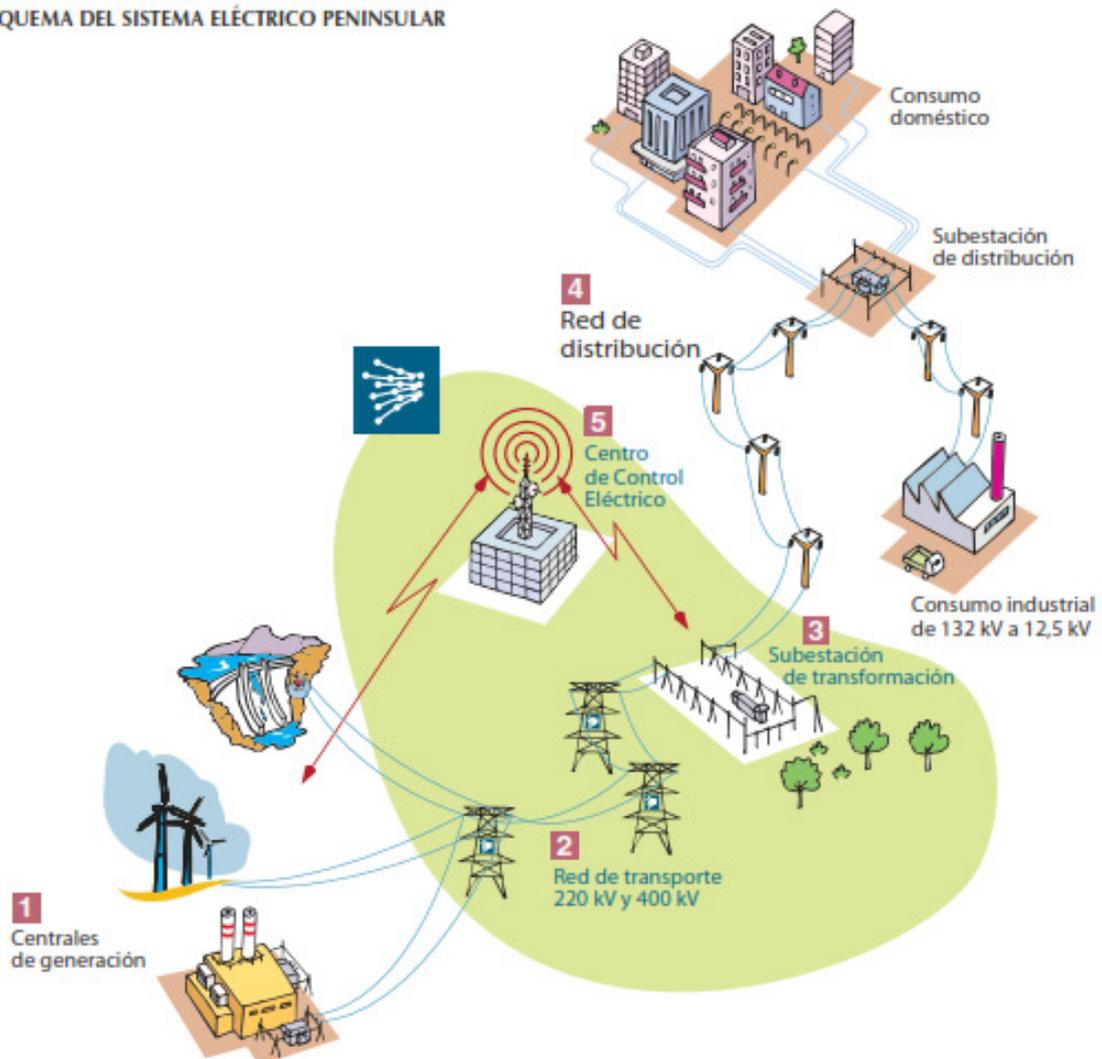


Figura 3. 5. Componentes de un sistema de potencia. Fuente: REE.

La tensión en bornas de los alternadores se eleva a 400 kV, 220 kV en las subcentrales emplazadas en la propia central, mediante grandes transformadores. La energía generada se evacua mediante líneas de gran longitud, de más de 200 km, que forman parte de la red transporte.

La función de la red de transporte es conectar eléctricamente los grandes centros de producción con los grandes núcleos de consumo (una gran ciudad). Se construye mallada para aumentar la seguridad y fiabilidad del servicio. La tensión de la red de transporte es tan alta para reducir las pérdidas por las líneas y el coste de la infraestructura. A la red de transporte se conectan las subestaciones que reducen la tensión al nivel de subtransporte o reparto y que alimentan una red normalmente



mallada (red de reparto) cuyo ámbito geográfico es mucho más reducido que la red de transporte. A esta red se pueden conectar grandes consumidores (como la gran industria), centrales eléctricas de potencias medianas (parques eólicos, aunque también se conectan a la red de transporte, cogeneración), así como subestaciones que alimentan redes de distribución en M.T. (aéreas o subterráneas) con las que se alimenta todo tipo de instalaciones industriales, comerciales, residenciales. Para alimentar los consumos en B.T., se conectan a la red de M.T. los CTs (centros de transformación), que alimentan redes de distribución en B.T. radiales. Pueden estar situados en un apoyo (intemperie) o dentro de un edificio (interior).

3.6.2 INFORMES DEL SISTEMA DE POTENCIA NACIONAL

A continuación se presentan a modo de ejemplo varias gráficas publicadas por el CNE (Comisión Nacional de Energía) donde se muestran datos significativos y concretos sobre el sistema de potencia nacional.

En la Figura 3. 6 se muestra el porcentaje de potencia instalada de cada tipo de generación de energía eléctrica en la actualidad.

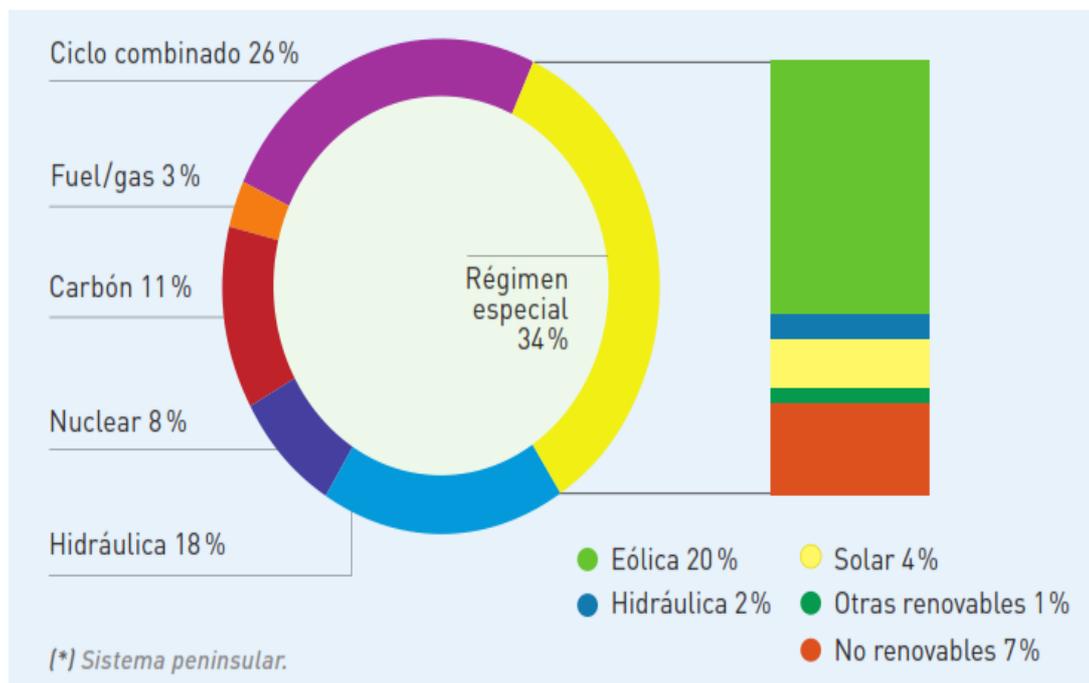


Figura 3. 6. Potencia instalada. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 7 se muestra el porcentaje de demanda que cada tipo de generación cubre. Es de destacar que la producción en régimen especial sigue en crecimiento.

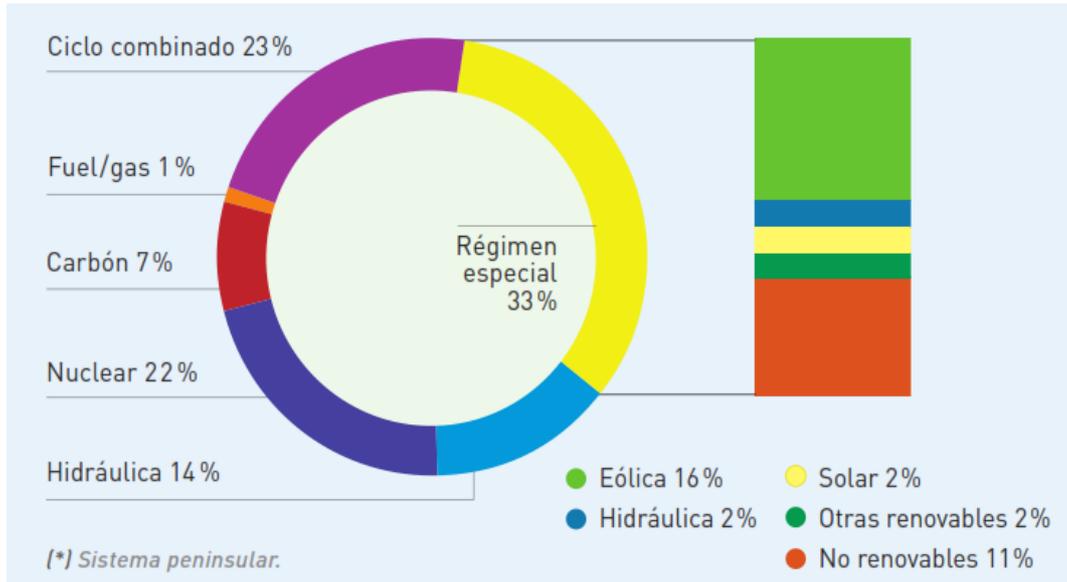


Figura 3. 7. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 8 se muestra la máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria desde 2006 hasta 2010.

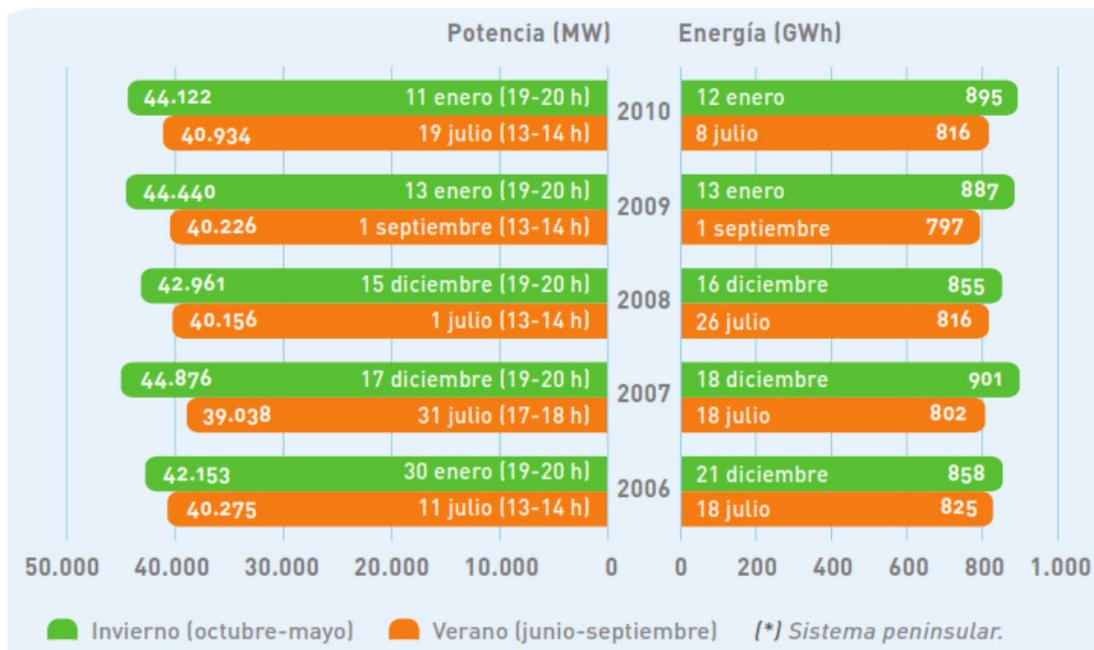


Figura 3. 8. Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 9 se muestra el porcentaje de cada tipo de generación de energía que cubre la máxima demanda anual de potencia, correspondiente a 44.122 MW.

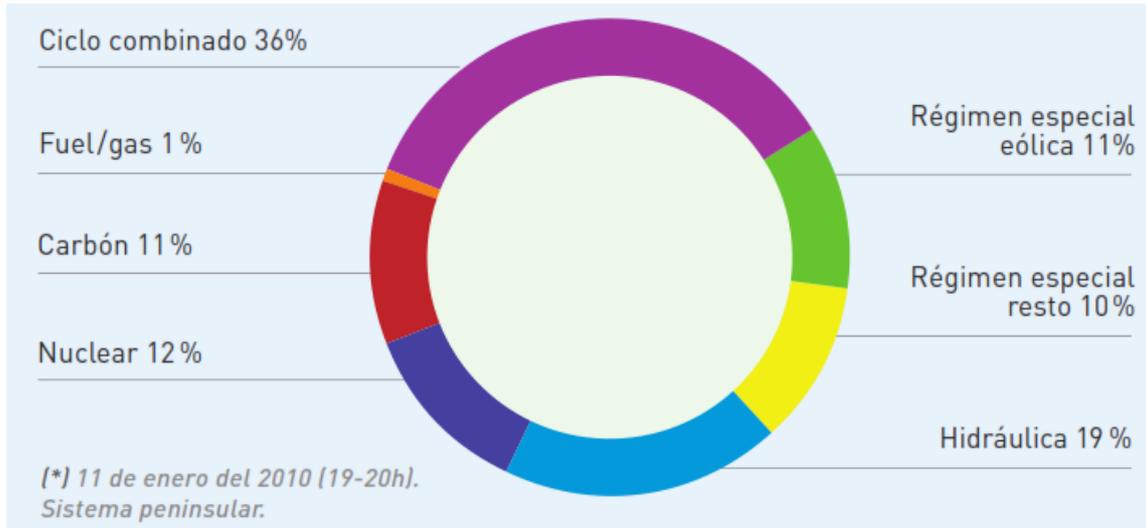


Figura 3. 9. Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.122 MW.
Fuente: CNE.

En la Figura 3. 10 se muestra las demandas, el incremento de demanda de un año al siguiente, así como el PIB correspondiente, desde 2006 a 2010.

	Demanda (GWh)	Δ Demanda	Δ Demanda (*) por actividad económica	PIB
2006	255.022	3,1	4,1	3,9
2007	262.436	2,9	4,2	3,6
2008	265.206	1,1	0,7	0,9
2009	252.201	-4,9	-4,9	-3,7
2010	260.609	3,3	2,9	-0,1

[*] Corregidos los efectos de la laboralidad y temperatura.

Figura 3. 10. Evolución anual de la demanda peninsular y PIB. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 11 se muestra la curva de evolución de la demanda de energía (TWh), diferenciando la demanda peninsular, extrapeninsular y nacional, desde 1986 hasta 2010.

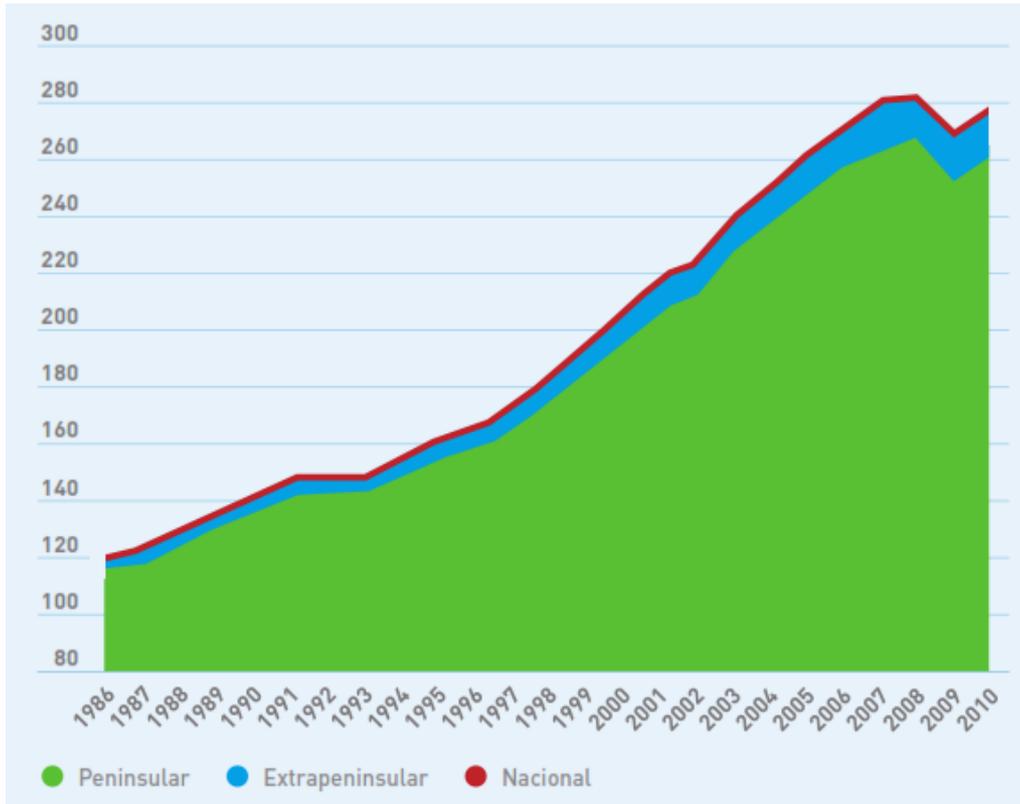


Figura 3. 11. Evolución de la demanda de energía (TWh). Fuente: CNE.

En la Figura 3. 12 se muestra la evolución anual de la potencia instalada, en la que se aprecia el aumento experimentado tanto en ciclos combinados como en energía eólica.

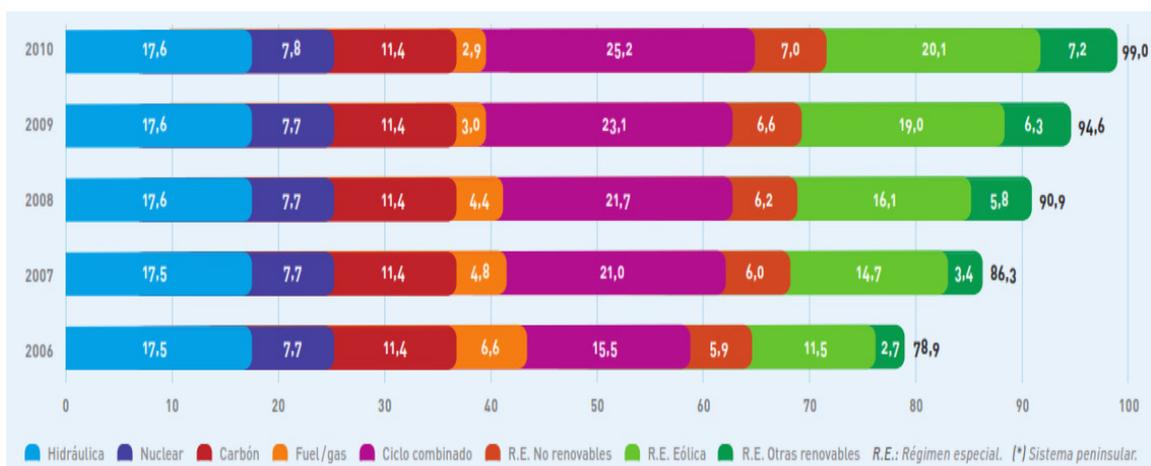


Figura 3. 12. Evolución anual de la potencia instalada (GW). Fuente: CNE.

En la Figura 3. 13 se muestra la evolución anual de la estructura de la producción neta (TWh), en la que se puede apreciar una disminución de las energías no renovables.

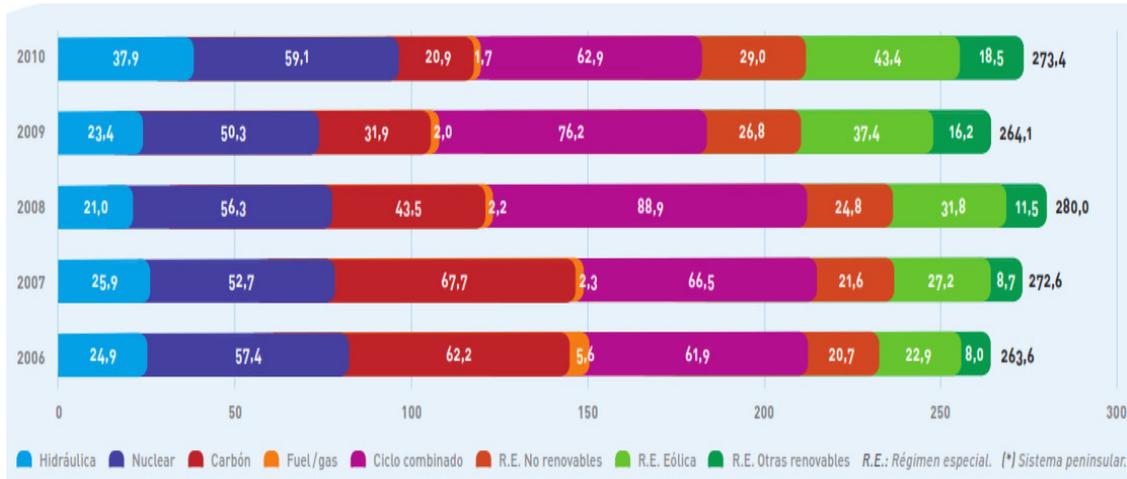


Figura 3. 13. Evolución anual de la estructura de la producción neta (TWh). Fuente: CNE.

En la Figura 3. 14 se muestra la evolución de la energía mensual así como los precios (€/MWh) en el mercado eléctrico.

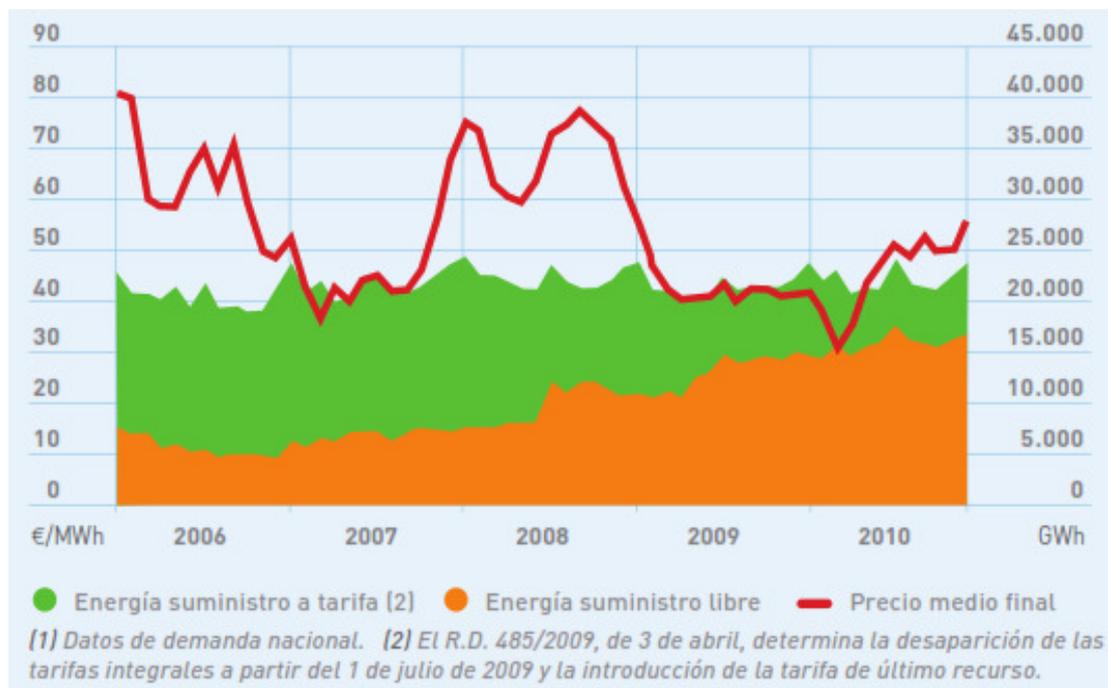


Figura 3. 14. Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 15 se muestra la evolución del sistema de transporte y su transformación desde 2006 hasta 2010. Se puede apreciar como la mayor parte de km de circuito pertenece a Red Eléctrica.



		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	17.005	17.134	17.686	17.977	18.765
	Otras empresas	38	38	38	38	0
	Total	17.042	17.172	17.724	18.015	18.765
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	16.420	16.457	16.558	16.698	17.004
	Otras empresas	271	275	307	322	107
	Total	16.690	16.732	16.865	17.020	17.110
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	56.072	58.522	62.922	66.322	69.122
	Otras empresas	800	800	800	800	0
	Total	56.872	59.322	63.722	67.122	69.122

(*) Sistema peninsular.

Figura 3. 15. Evolución del sistema de transporte y transformación. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 16 se muestran datos referidos a la calidad en la red de transporte.

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas (1)	Total	Red Eléctrica	Resto empresas (1)	Total
2006	870	65	936	1,82	0,14	1,95
2007	552	205	757	1,11	0,41	1,52
2008	574	0	574	1,15	0,00	1,15
2009	437	0	437	0,91	0,00	0,91
2010	1.552	18	1.570	3,14	0,04	3,17

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio. (*) Sistema peninsular.
(1) Datos correspondientes al 0,9 % de la red de transporte en los años 2006-2009 y al 0,3 % en 2010.

Figura 3. 16. Calidad de la red de transporte. Fuente: CNE.

En la Figura 3. 17 se muestra la tasa de indisponibilidad de la red de transporte según los cuatro factores que se muestran.



Figura 3. 17. Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte. Fuente: CNE.

3.6.3 FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

A continuación se describen varias características sobre el sistema de potencia.



La electricidad es un producto esencial en una sociedad moderna pues nadie está dispuesto a vivir sin ella. Los costes de la ausencia transitoria de electricidad son los más altos frente por ejemplo a la falta de agua o combustible. Es un servicio 365 días, 24 horas en todo el territorio, lo cual condiciona el diseño del sistema de potencia, de modo que se asegure el suministro.

Un factor negativo importante es que a día de hoy no es viable el almacenamiento a gran escala de la electricidad. En el caso del vehículo eléctrico se han desarrollado baterías, pero en un sistema de potencia no hay hasta la fecha un sistema viable. El coste de almacenar la electricidad que produce una gran central sería astronómico. Por tanto, lo que se consume en cada momento ha de producirse en ese instante.

La producción ha de seguir al consumo en tiempo real. En caso contrario el sistema no sería estable. El consumo de energía eléctrica es variable, en función de las necesidades de los consumidores en cada momento. Esto obliga a regular la potencia de los generadores, o incluso conectar nuevos generadores o desconectar. De modo que se requiere un operador único para todo el sistema que coordine la producción, así como la coordinación entre producción y transporte. En España se le denomina operador del sistema.

Una característica a tener en cuenta es que no podemos dirigir la energía eléctrica por los caminos que más nos interesen. En los sistemas de energía eléctrica la corriente eléctrica sigue las leyes de Kirchoff, buscando los caminos de menos impedancia. Esto condiciona la capacidad de transportar energía, que no es más que la suma de las capacidades de cada una de las líneas.

También es de destacar la vulnerabilidad del funcionamiento del sistema eléctrico, pues existen numerosas amenazas que ponen en riesgo su correcto funcionamiento (Equilibrio Dinámico Generación – Demanda). Un fallo en un elemento del sistema puede provocar grandes pérdidas económicas por los desperfectos que puede ocasionar en los equipos, así como la posible propagación de la falta a otras zonas de la red, o incluso la inestabilidad de toda la red. De modo que se requieren elementos de protección y regulación eficaces que restituyan el sistema a una situación de estabilidad. Finalmente hacer mención a que la interconexión entre sistemas (entre países, entre islas) hace más fiable y robusto el suministro.

3.6.4 ESTRUCTURA NORMATIVA DEL SISTEMA DE POTENCIA NACIONAL. MARCO LEGISLATIVO O REGULADOR

A continuación se pasa a mencionar el marco legislativo y regulador del sistema de potencia nacional:

- **Legislación básica:**

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico regula el sector eléctrico a grandes rasgos (mercado eléctrico, estructura organizativa y funcionamiento del sector).



- **Transporte y distribución:**

El Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- **Mercado eléctrico:**

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- **Régimen especial:**

El Real Decreto 661/2007 sobre producción en Régimen Especial.

- **Reglamentos técnicos:**

- Líneas Eléctricas de alta tensión (A.T.)
- Baja tensión (B.T.)
- Centrales, subestaciones y centros de transformación

- **Legislación autonómica.**

- **Normas particulares de las compañías.**

- **Legislación Transversal: medioambiental.**

3.7 SUBESTACIONES

Puesto que el presente proyecto trata sobre la fiabilidad de subestaciones, se introduce a continuación qué son y de qué se componen.

El sistema de potencia se compone de una serie de elementos, uno de los cuales son las subestaciones que hacen el papel de nudos en la red de una misma tensión y además acoplan dos redes de diferente tensión.

Según el "Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación", se puede definir una subestación eléctrica como un conjunto de edificios y aparataje eléctrico necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes:

- Transformación de la tensión (SE de transformación).
- Transformación de la frecuencia.
- Transformación del número de fases.
- Rectificación (SE rectificadora).
- Compensación del factor de potencia.
- Conexión de dos o más circuitos (SE de maniobra).

3.7.1 TIPOS DE SUBESTACIONES SEGÚN EL EMPLAZAMIENTO

Los principales tipos de subestaciones son los siguientes:

- Subestaciones de intemperie: se caracterizan porque soportan condiciones atmosféricas adversas, aunque no todo está en el exterior.

La tensión empleada en distribución suele ser mayor de 20 kV.

El edificio de mando y control se compone de un cuadro de mando y sus correspondientes protecciones.

En la Figura 3. 18 se muestra el parque de 220 kV de la subestación eléctrica de tipo intemperie de Santiponce, Sevilla.



Figura 3. 18. SE Intemperie. Fuente: Endesa.

Tiene toda la aparataje expuesta al ambiente, excepto los equipos de protección, control y comunicaciones en las llamadas casetas de relés.

- Subestaciones de interior: se caracterizan porque la mayor parte de la instalación se encuentra dentro de un edificio a excepción de los transformadores y su uso está poco extendido (se emplean en lugares con poco espacio, tensiones bajas, interior de industrias o comercios).

Estas subestaciones presentan ciertas ventajas como son una mayor protección (contaminación, humedad, ambiente salino) y distancias menores entre elementos.

Otra ventaja que presenta, es que requiere un mantenimiento reducido (menos problemas que con el aceite de los transformadores).



En la Figura 3. 19 se muestra una subestación eléctrica de tipo interior.

Tiene todos sus elementos protegidos frente a los agentes atmosféricos (aparamenta en recinto cerrado), requiere de distancias menores y las superficies ocupadas son menores (distancias de aislamiento entre fases y entre masa y fase menores).

Como inconvenientes cabe resaltar que resultan más caras (compromiso con el precio del suelo en zona urbana) y existen problemas de incendios (saltan las protecciones por ionización del aire). Aunque son más caras ya que requieren de un edificio.



Figura 3. 19. SE de Interior. Fuente: Endesa.

- Subestaciones blindadas:
En la Figura 3. 20 se muestra un ejemplo de SE blindada.



Figura 3. 20. SE blindada. Fuente: Endesa.

Las subestaciones blindadas se caracterizan porque pueden situarse fuera o dentro de un recinto, y se asemeja a una red de tuberías metálicas. Emplean aislamiento en SF₆, requieren de un mínimo espacio y son empleadas en ciudades (zonas de alta contaminación).

3.7.2 ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

A continuación se pasa a describir la SE de transformación que será objeto de estudio en el presente proyecto.

La subestación de transformación comprende varias líneas de entrada, varias líneas de salida, varios juegos de barras donde se conectan las líneas y varios transformadores que se conectan al juego de barras.

En la Figura 3. 21 se muestra la estructura de una SE.

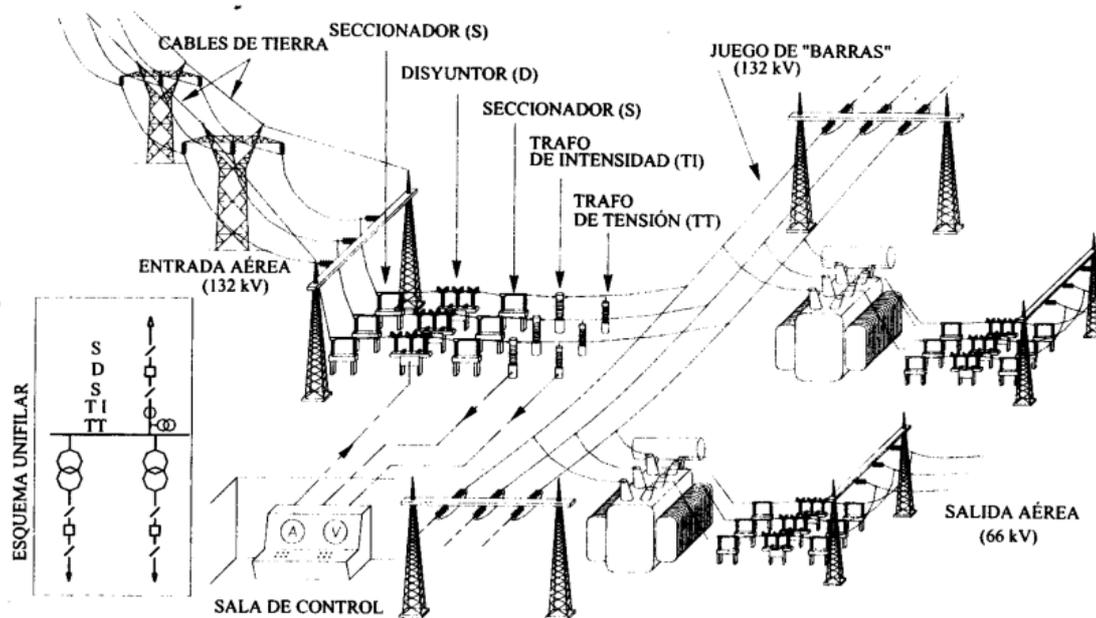


Figura 3. 21. Estructura de una SE. Fuente: Endesa.

Una forma rápida de describir una SE es mediante las llamadas posiciones: una posición es un conjunto de equipos asociados.

- Posición/es de línea.
- Posición/es de barras lado de alta.
- Posición/es del primario del transformador.
- Posición/es del secundario del transformador.
- Posición/es de barras lado de baja.
- Posición de acople.
- Servicios auxiliares, instalaciones de mando y control.

A continuación se analizan los elementos de que consta la subestación objeto de estudio. Dicha subestación tiene las siguientes características.

- Subestación de transformación de tipo intemperie.



- Potencia: 70 MVA.
- Relación de transformación: 220/66 kV.
- 3 posiciones de interruptor de A.T.
- 3 posiciones de transformador A.T. /M.T. con sus respectivos interruptores.
- 14 posiciones de interruptor de M.T.

En la Figura 3. 22 se muestra la simbología empleada en los esquemas unifilares.

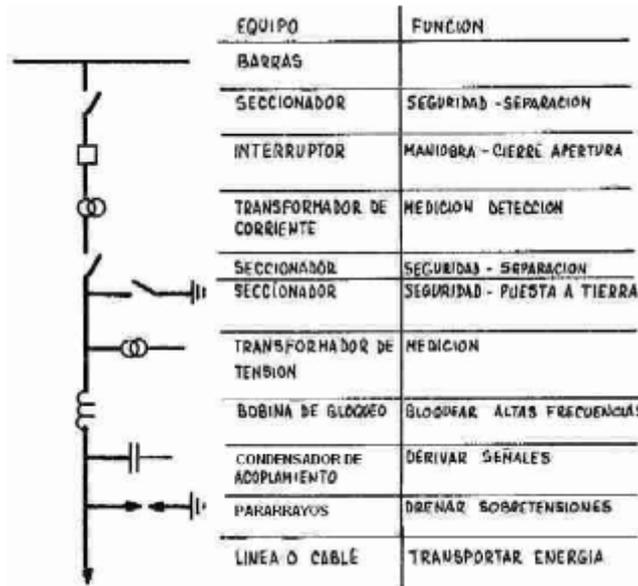


Figura 3. 22. Simbología. Fuente: ABB.

La alimentación se produce a través de un embarrado a 220 KV, al cual se conectan las tres posiciones de transformador. Mediante el secundario se alimenta otro juego de barras al que se conectan las 14 posiciones de interruptor a 66 KV.

En la Figura 3. 23 se representa un esquema eléctrico de la subestación objeto de estudio, en la que se tiene una posición de barras de A.T. , una posición para el primario y otra para el secundario del transformador, una posición de barras en M.T. y las 14 posiciones de interruptores.

Seguidamente se pasa a analizar los elementos que integran cada una de las diferentes posiciones de la subestación.

- Posición de línea:
 - Llegada de línea (pórtico de acometida).
 - Seccionamiento y puesta a tierra (89, Figura 3. 24): seccionador trifásico enclavado a otro seccionador de puesta a tierra (pone a tierra el extremo de la línea, de modo que no existe riesgo de choque eléctrico al tocar un conductor de la línea).
 - Medida y protección (TI, TT): tres transformadores de intensidad y otro de tensión para medida y protección.
 - Protección automática (52, Figura 3. 24).
 - Protección frente a rayos (autoválvula): es básicamente una resistencia fuertemente no lineal, de modo que con tensiones del

orden de la nominal su valor es muy grande, y con sobretensiones se reduce, permitiendo la derivación de corriente hacia tierra.

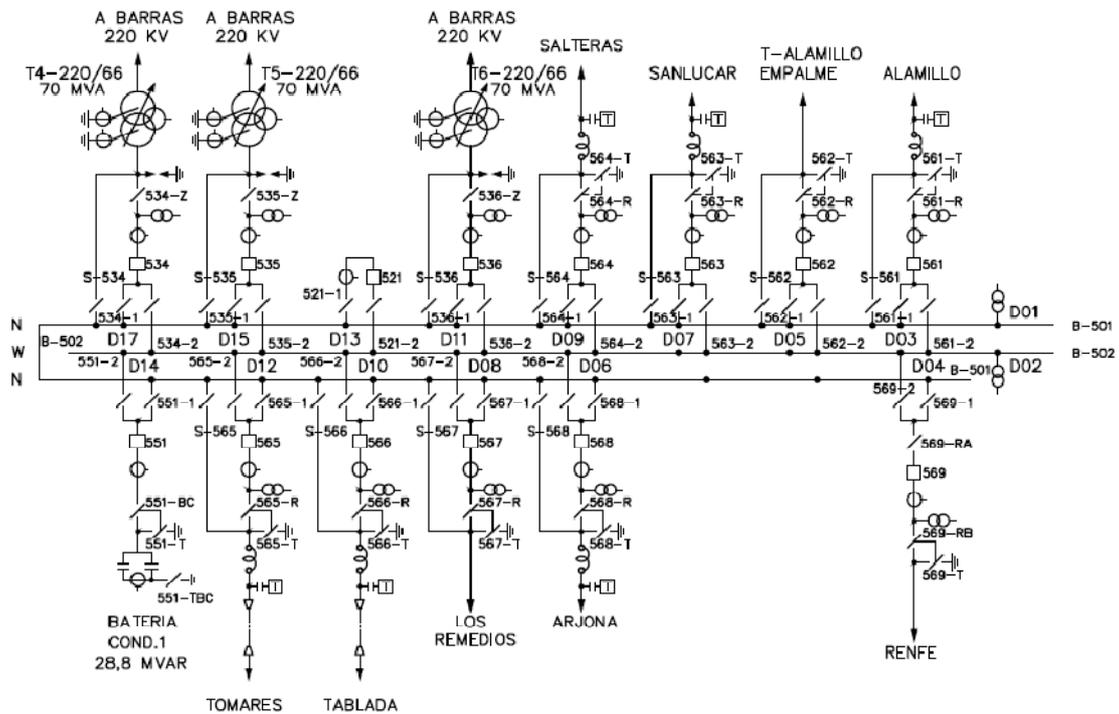


Figura 3. 23. Esquema de la SE de Santiponce. Fuente: Endesa.

En la Figura 3. 24 se resalta en una vista en corte las posiciones de línea.

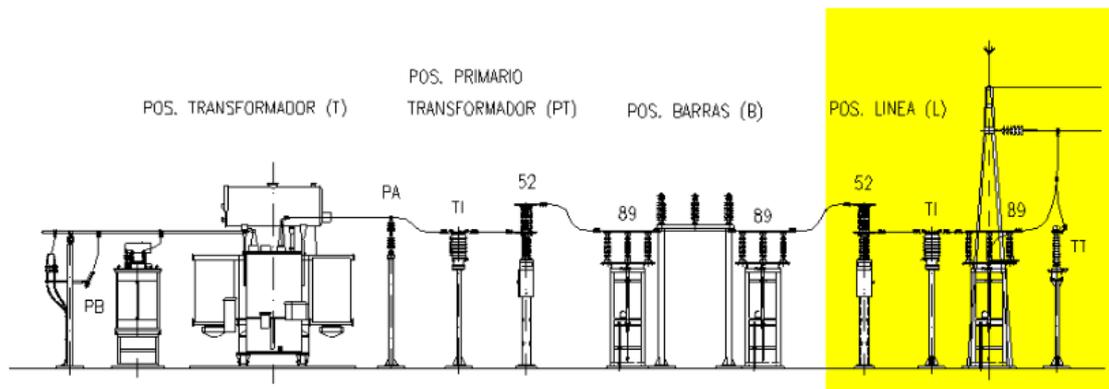


Figura 3. 24. Vista en corte con las posiciones de línea. Fuente: Endesa.

- Posición de barras:

Permite conectar las líneas al transformador mediante seccionadores.

- Conexión/aislamiento entre posiciones de líneas (seccionador-89).
- Conexión/aislamiento entre posiciones de transformador (seccionador-89).
- Medida y protección (3 TT).



En la Figura 3. 25 se resalta la posición de barras correspondiente a 220 kV.

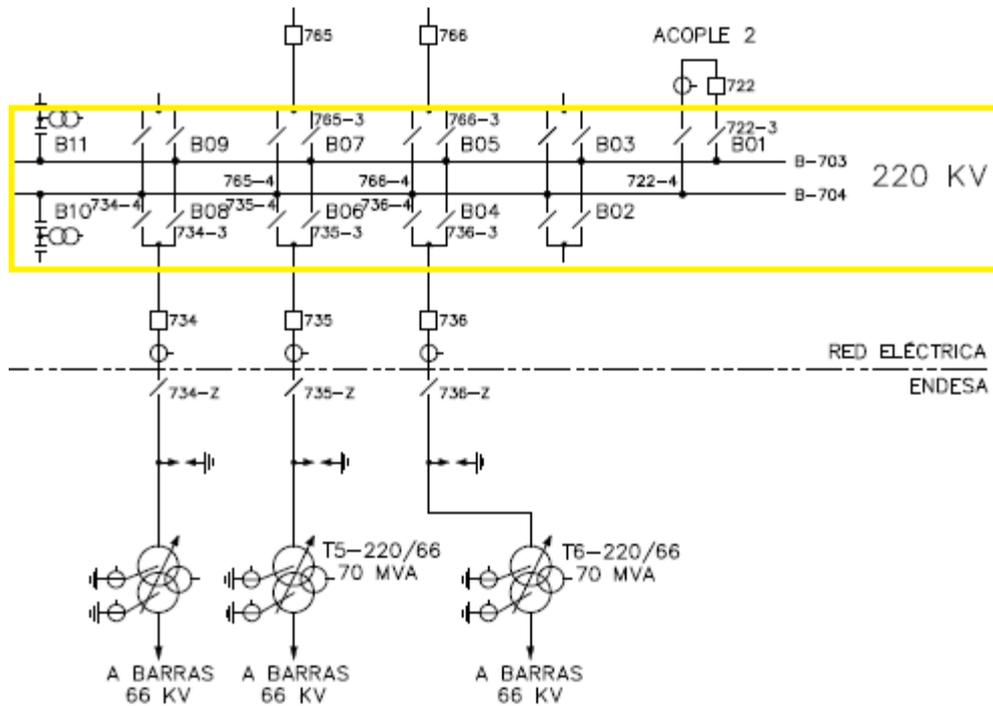


Figura 3. 25. Posición de barras. Fuente: Endesa.

En la Figura 3. 26 se resalta en una vista en corte la posición de barras.

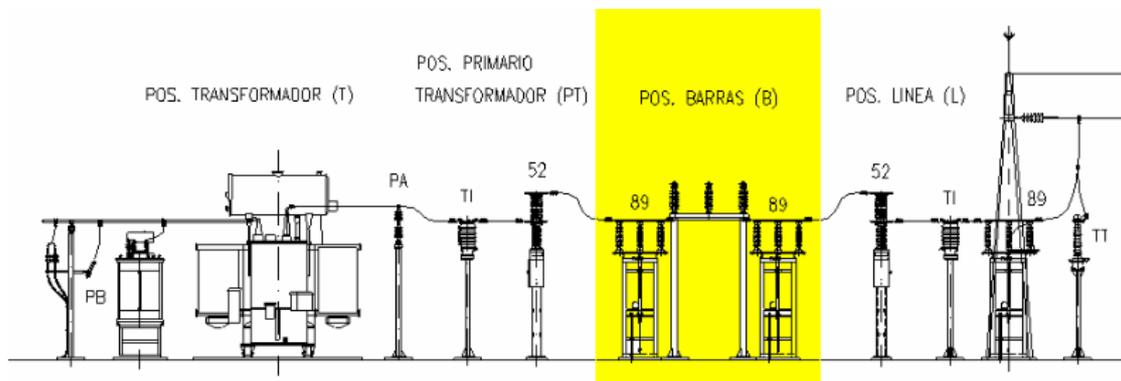


Figura 3. 26. Vista en corte con la posición de barras. Fuente: Endesa.

- Posición primario transformador:
 - Protección automática (interruptor automático-S2) para protección del transformador.
 - Protección (TI).
 - Protección frente a rayo (pararrayos-PA).

En la Figura 3. 27 se resalta la posición del primario del transformador.

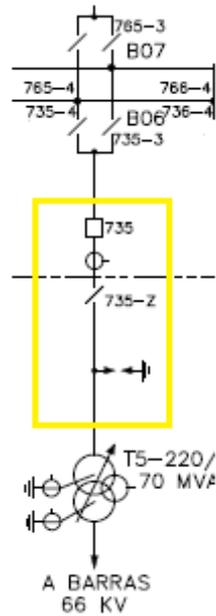


Figura 3. 27. Posición primario transformador. Fuente: Endesa.

En la Figura 3. 28 se resalta en una vista en corte la posición del primario del transformador.

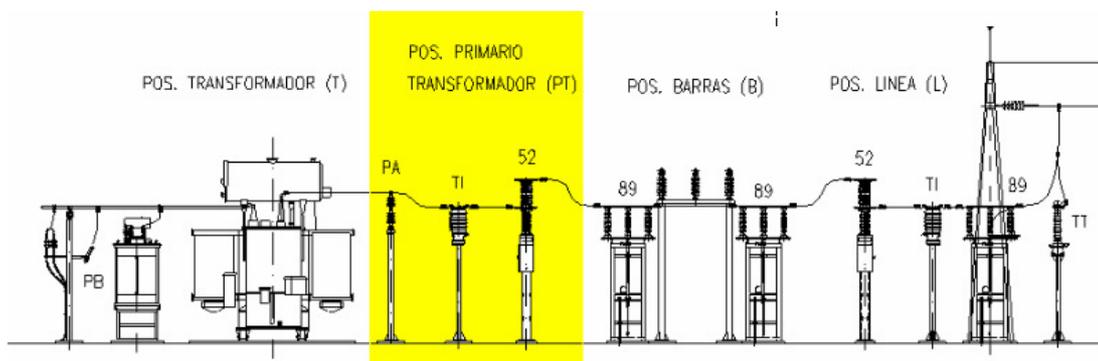


Figura 3. 28. Vista en corte de la posición primario transformador. Fuente: Endesa.

- Posición Transformador:
 - Transformador (T).
 - Puesta a tierra (OB):
 - Bobina de formación de neutro, compensador de neutro y transformador de puesta a tierra.
 - Resistencia adicional.

En la Figura 3. 29 se resalta la posición de transformador.

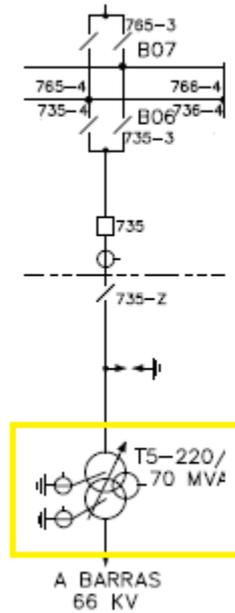


Figura 3. 29. Posición de transformador. Fuente: Endesa.

En la Figura 3. 30 se resalta en una vista en corte la posición de transformador.

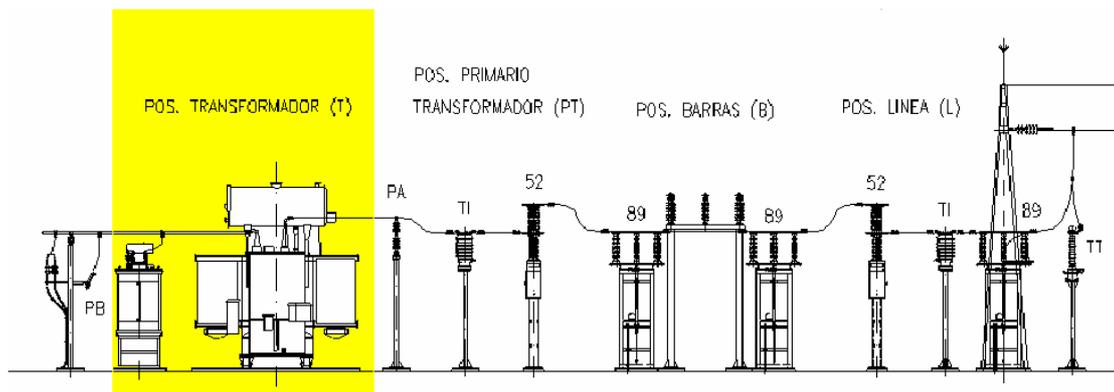


Figura 3. 30. Vista en corte de la posición transformador. Fuente: Endesa.

- Posición barras/celdas lado M.T:
 - Celdas prefabricadas.
 - Facilidad y rapidez de montaje.
 - Integración de los equipos.

En la Figura 3. 31 se muestra el tipo de celda blindada (CBGS-1) empleada en la SE objeto de estudio.



Figura 3. 31. Celdas blindadas M.T. Fuente: Mesa.

3.7.3 APARAMENTA DE MANIOBRA Y CORTE

La aparamenta de maniobra y corte se compone de:

- **Seccionador:** une o separa de forma visible dos partes de un circuito, lo que proporciona seguridad en los trabajos de inspección, mantenimiento o sustitución. Se emplea como seccionador de interruptor, seccionador de puesta a tierra (sólo en líneas) o seccionador de by-pass. Realiza las acciones de apertura y cierre sin carga normalmente, apertura y cierre con cargas pequeñas, sólo en media tensión (1kV – 36kV). No puede interrumpir corrientes de cortocircuito, función que realiza el interruptor automático. Se emplea como mecanismo de enclavamiento evitando operaciones incorrectas.

Existen distintos tipos de seccionadores:

- De cuchillas giratorias.
- De cuchillas deslizantes.
- De columnas giratorias.
- De pantógrafo.

En la Figura 3. 32 se muestra un seccionador de cuchillas giratorias.

- **Interruptor automático:** se emplea para corte y establecimiento de corrientes en condiciones normales y anormales, permite el paso de corrientes anormales durante un tiempo limitado y permite el cambio de configuración de un sistema de energía eléctrica (conexión o desconexión preestablecida, condiciones anormales de servicio y averías repentinas).

El proceso de corte se realiza mediante separación de contactos por medio de un arco eléctrico, la extinción del arco eléctrico y mediante reforzamiento

dieléctrico del espacio entre contactos a través de una tensión de restablecimiento.



Figura 3. 32. Seccionador de cuchillas giratorias. Fuente: Endesa.

Según el medio de extinción del arco los interruptores automáticos se clasifican en:

- Aceite.
- Aire comprimido.
- Soplado magnético.
- Hexafluoruro de azufre (SF_6), usado actualmente en media tensión y alta tensión.
- Vacío (usado actualmente en media tensión).

En la Figura 3. 33 se muestra un ejemplo de interruptor automático.

- Interruptor o interruptor en carga: establece, conduce e interrumpe corrientes en condiciones normales, establece y conduce corrientes en condiciones anormales durante un tiempo limitado y no puede cortar corrientes de cortocircuito.
- Interruptor-seccionador: realiza funciones idénticas a un interruptor en carga. Establece, conduce e interrumpe corrientes normales y establece y conduce durante un tiempo limitado, pero no interrumpe corrientes anormales.



Figura 3. 33. Interruptor automático. Fuente: Endesa.

3.7.4 APARAMENTA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

La aparamenta de protección y medida está compuesta por:

- Transformador de Intensidad: están diseñados para reducir las intensidades a valores manejables y proporcionales a las primarias originales. Separa del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, etc. Se emplean para la protección de líneas y subestaciones de alta tensión, para la protección de bancos de condensadores, protección de transformadores de potencia y medida para facturación.

En la Figura 3. 34 se muestra un transformador de intensidad.



Figura 3. 34. Transformador de intensidad. Fuente: ABB.



- Transformador de tensión: se emplea para adecuar los niveles de tensión a los alcances de los sensores de tensión y/o aislarlos galvánicamente de la red. Transforma la tensión fase-tierra en un valor de baja tensión ($0 - \frac{110}{\sqrt{3}} V$).

En la Figura 3. 35 se muestra un transformador de tensión.



Figura 3. 35. Transformador de tensión. Fuente: ABB.

- Pararrayos: su objetivo es atraer un rayo y canalizar la descarga eléctrica hacia tierra de tal modo que no cause daños. El radio de la zona de protección de un pararrayos es igual a su altura desde el suelo, y evita los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos. Como elemento protector de los circuitos eléctricos, se utilizan en la actualidad dos tipos de pararrayos, los de resistencia variable y los de óxido de zinc (ZnO). Los primeros asocian una serie de explosores y unas resistencias no lineales (varistancias) capaces de limitar la corriente después del paso de la onda de choque. Se caracterizan por su tensión de extinción a frecuencia industrial más alta bajo la cual el pararrayos puede descebarse espontáneamente. Los segundos están constituidos solo por varistancias y reemplazan a los anteriores cada vez más, ya que su característica principal es la no linealidad de las varistancias de ZnO, que facilitan que la resistencia pase de unos 1.5 Mohms a 15 Ohms entre la tensión de servicio y la tensión nominal de descarga.

En la Figura 3. 36 se muestra un montaje de izquierda a derecha de pararrayos, transformador de intensidad y transformador de tensión.



Figura 3. 36. Pararrayos. Fuente: Endesa.

3.7.5 SISTEMAS DE CONTROL Y COMUNICACIONES

El sistema de control permite actuar sobre los aparatos de maniobra (local, remoto) y sobre los enclavamientos, mientras que el sistema de comunicaciones permite transmitir datos al centro de control.

El sistema supervisor y de adquisición de datos SCADA involucra a los sistemas de generación y transmisión. El monitor automático y el control de características forman parte del sistema SCADA.



CAPÍTULO 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

En este capítulo se presentarán las técnicas actuales en materia de mantenimiento preventivo del elemento objeto de estudio en este proyecto, el transformador de potencia.

4.1 INTRODUCCIÓN

El cambio de política de muchas empresas ha ejercido una considerable influencia en los apartados de mantenimiento y operación de sus máquinas eléctricas. Estas han visto en muchos casos reducidas las labores activas de mantenimiento consiguiendo reducir costes a corto plazo pero generando un mayor riesgo de uso de las mismas a medio y largo plazo. Las condiciones de operación también han cambiado en el sentido de sacar el máximo partido a cada máquina funcionando las mismas a los máximos regímenes posibles y en ocasiones por encima del nominal. Este marco de trabajo tiende a envejecer prematuramente el parque de máquinas y si las mismas no son objeto de un mínimo programa de mantenimiento que detecte situaciones de riesgo o de limitación de uso, la situación resultante conducirá a medio plazo a un irregular campo de maniobra (averías, paradas no programadas, interrupciones de suministro...) que hoy en día son tan habituales y negativas ante el cliente final.

En la Figura 4. 1 se muestra un ejemplo de fallo en un transformador debido a su uso.



Figura 4. 1. Perforación del sistema dieléctrico en la columna de un transformador de potencia. Fuente: Talleres Eléctricos Molina, Córdoba.

El transformador de potencia es una máquina eléctrica diseñada alrededor de un ciclo de vida útil de unos 45 años. Esto no quiere decir que no se pueda continuar su explotación mas allá de ese tiempo, de hecho gran parte del parque de operación eléctrica e industrial viene operando con máquinas fiables más allá de este límite. Lo realmente importante es conocer el estado y evolución del transformador para estar en condiciones de poderlo operar con la máxima seguridad y saber si es apropiado continuar su uso, conocer la capacidad de



sobrecarga, limitar la potencia, reacondicionarlo o en su caso retirarlo del servicio activo. Existen una serie de técnicas de mantenimiento que desde el punto de vista eléctrico y a través de determinados ensayos de campo permiten seguir el estado del transformador como se ha indicado y, para el caso de avería, detectar con agilidad el problema acaecido y ejecutar las acciones oportunas.

4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A continuación se detallan las operaciones a realizar en las revisiones de transformadores de potencia que dicta la norma de mantenimiento de transformadores de Endesa.

Previo a las actuaciones siguientes, se comprobará que la zona de trabajo se ha creado conforme a lo establecido en las Normas de Operación de Endesa Distribución Eléctrica.

1. Sistemas Generales:

- 1.1 **Estado general:** comprobar el estado físico del conjunto teniendo en cuenta: pintura, golpes, y ausencia de oxidaciones.
- 1.2 **Radiadores y ventiladores:** se comprobará la existencia de rejillas de seguridad contra contactos en elementos en movimiento de los ventiladores. En los radiadores se comprobará la apertura de todas sus válvulas. Igualmente se observará si falta algún ventilador o radiador.
- 1.3 **Limpieza y estado general del entorno:** verificar la ausencia de hierbas, restos de obra, basuras...
- 1.4 **Puesta a tierra:** verificar la existencia de puestas a tierra. Comprobar que está bien apretada intentando ladear la conexión.
- 1.5 **Puesta a tierra del núcleo:** si el núcleo tiene conexión exterior se comprobará esta y sus bornas aislantes.
- 1.6 **Estado de bornas:** verificar que no tengan golpes o roturas en porcelanas. Realizar limpieza de las mismas. Caso de tratarse de bornas con recubrimiento polimérico utilizar los medios adecuados. En caso de bornas con el nivel propio de aceite, comprobar que el nivel de aceite es correcto.
- 1.7 **Terciario:** verificar el aislamiento de las bornas del terciario (termoretráctil o caperuzas aislantes). Si una borna está conectada a tierra se observará que el cable que lo une con tierra está debidamente aislado, fijado y protegido mecánicamente. Dicha conexión deberá ser directa a la malla de tierra de la subestación.



Si existen trafos de intensidad incorporados, se comprobará el cableado de sus secundarios en caja de conexiones y su conexión a tierra.

1.8 Estado de embarrados: comprobar el correcto apriete de las conexiones utilizando llave dinamométrica y la ausencia de esfuerzos sobre bornas. En caso de existir recubrimiento con termoretráctil comprobar su buen estado, así como la existencia de zonas descubiertas para la conexión de tierras locales, distribuidas de forma que exista la mayor distancia entre ellas.

1.9 Conmutador de vacío: se comprobará que el punto donde se encuentra la maneta coincide con la marca establecida en la placa de características (caso de existir la indicación). Verificar el enclavamiento de la maneta.

1.10 Estado de chimenea: comprobar que no esté rota la membrana (cristal) de la chimenea.

1.11 Ruedas: comprobar existencia de bloqueo/frenado en ruedas.

1.12 Nivel de aceite: caso de que el indicador sea de cristal y no se visualice el nivel de aceite, se informará dicha anomalía.

Caso de tratarse de indicador magnético de nivel de aceite o similar, se deberá comprobar que funciona correctamente. Para ello, introducir una varilla, con el extremo protegido para evitar dañar el posible balón (sistema COPS), por la parte superior del depósito de expansión y comprobar:

- Existencia de sistema COPS. Es decir, si al introducir la varilla se aprecia resistencia (no obligar) y la varilla no sale impregnada en aceite se confirma la existencia de balón. En cuyo caso la longitud de varilla introducida, hasta tocar el "balón", nos dará una estimación del nivel de aceite que debe marcar el indicador.
- Si no existe el sistema COPS, verificar que el indicador de nivel nos da una lectura semejante al nivel marcado por la impregnación de la varilla.

Una vez comprobado el buen funcionamiento del nivel se verificará en la cuba, en el regulador y en las bornas que el nivel es el adecuado (a temperatura de aceite de 20º el nivel deberá estar aproximadamente en el punto medio entre el mínimo y máximo). En caso de existir indicador de nivel de aceite graduado con temperaturas, se comprobará que el nivel se corresponde con la temperatura que indica el AKM.

1.13 Deshumidificadores de aire: verificar que el recipiente del elemento desecante no esté dañado de tal forma que pierda su funcionalidad.

Comprobar que el color del elemento desecador no indique que esté saturado de humedad, en cuyo caso se procederá a su sustitución y a la limpieza del recipiente de la junta líquida. Hay que tener en cuenta que el color variará en función del tipo de desecador utilizado.

Caso de existir junta líquida, comprobar que ésta mantiene el nivel adecuado.



- 1.14 Fugas de aceite:** comprobar la existencia de fugas en bornas, tapa superior del trafo, tapa de registros, salida sonda temperatura, tuberías, relé Bucholz y sistema de recogida de gases, depósito de expansión, radiadores, válvulas, purgas, cuba, etc... Caso de no poder corregir alguna de las fugas detectadas indicarlo en el informe correspondiente.
- 1.15 Estado armarios de ventilación, regulación e interconexión y cableados:** comprobar estado de apriete de las bornas. Verificar el correcto cierre de las puertas y que las juntas se encuentren en buen estado. Comprobar la correcta fijación del armario. Verificar el sellado de la entrada de cables. Comprobar el correcto estado y fijación de los elementos incluidos en los armarios.
En los cableados los ventiladores y equipos de protección comprobar su fijación, apreciando si existen daños externos.
Realizar la limpieza interior del armario.
- 1.16 Rótulos identificativos de la máquina:** verificar la existencia de placa de característica, y placa de identificación de máquina.
- 1.17 Distancias eléctricas:** se verificará la distancia de los distintos elementos en tensión entre ellos y a tierra (en trafos con sistema contra-incendios se observará que la disposición de sus elementos están correctamente fijados y mantienen sus distancias):

En la Tabla 4. 1 se representa la distancia mínima según MIR-RAT 12:

12 kV = 12 cm	20 kV = 22 cm	25-36 kV = 32 cm
66 kV = 63 cm	132 kV = 130 cm	220 kV = 210 cm

Tabla 4. 1. Distancias eléctricas. Fuente: MIR-RAT.

- 1.18 Bastidor/armario y cuadro, en sala de control:** realizar limpieza de bastidor/armario y cuadro. Reposición de lámparas en caso de estar fundidas.

2 Sistemas de refrigeración:

- 2.1 Verificación de alumbrado del armario de refrigeración:** caso de que exista, se comprobará su correcto funcionamiento. Para ello al abrir la puerta del cuadro se comprobará que la luz se enciende y accionando el micro de la puerta se verificará que la luz se apaga.
- 2.2 Comprobación del termostato y resistencia del armario de refrigeración:** manipular la regulación del termostato y comprobar su funcionamiento. Para ello, regular el termostato por encima de la temperatura ambiente y comprobar que la resistencia deja de emitir calor. Una vez terminada esta comprobación dejar el termostato regulado a 20°.
- 2.3 Bombas, circulación de aceite:**



2.3.1 Funcionamiento: se pondrá el arranque de las motobombas en manual, poniendo en marcha las mismas. Se verificará la buena señalización de los indicadores de marcha/paro. Se observará la presencia de ruidos anormales.

2.3.2 Alarmas de circulación de aceite: se verificará que en caso de falta de circulación de aceite señala la alarma. Para ello, cortando previamente la alimentación de alterna, se actuará manualmente sobre el contactor de arranque de las bombas y se observará que aparece la alarma de circulación de aceite (puede ocurrir que esta alarma esté unificada con la alarma de ventilación).

2.4 Ventiladores, funcionamiento de ventilación:

2.4.1 Selector de mando: se cambiará el selector del cuadro de refrigeración a posición de mando manual, en condiciones satisfactorias se pondrán en marcha los ventiladores. Caso de existir arranques temporizados por etapas se comprobará la puesta en marcha de todos los grupos.

En ventiladores protegidos con fusibles, comprobar las tensiones de las tres fases en las salidas de los mismos.

2.4.2 Funcionamiento: se comprobará el funcionamiento y sentido de giro de cada uno de los ventiladores. La ausencia de rozamientos, ruidos y vibraciones. Se observará el correcto estado de las fijaciones o *silent-blocks*.

2.4.3 Sistema de arranque automático temporizado: actuar sobre el reloj del sistema comprobando que los ventiladores arrancan cuando entran en la zona programada. Una vez terminada la programación se deberá dejar el reloj en hora. El sistema de ventilación automática por temperatura se probará en el apartado: "5. Alarmas y disparos de protecciones propias".

2.5 Alarmas del sistema de ventilación:

2.5.1 Señalización de los interruptores de control y protección: abrir los interruptores de control y protección y verificar en el SCADA/cuadro la señal de anomalía refrigeración. Posteriormente una vez que se vuelva a cerrar el interruptor, comprobar que la alarma desaparece.

Los interruptores sobre los que hay que hacer estas comprobaciones son:

- Interruptor magnetotérmico General en SSAA (Servicios Auxiliares), puede que esté unificado con la regulación.
- Interruptores magnetotérmicos generales de protección (puede existir más de uno).
- Interruptor magnetotérmico del circuito de control.
- Térmicos guarda-motores de los ventiladores.
- Térmicos guarda-motores de las bombas.

2.5.2 Regulación de los térmicos guarda-motores: se comprobará que el reglaje de los guarda-motores se corresponda con el consumo de su equipo según placa de características (normalmente $1,5 I_n$).



3 Sistema de regulación en carga:

3.1 Alumbrado de armario de regulación:

3.1.1 Verificación de alumbrado: caso de que exista, se comprobará su correcto funcionamiento. Para ello al abrir la puerta del cuadro se comprobará que la luz se enciende y accionando el micro de la puerta se verificará que la luz se apaga.

3.1.2 Verificación de lámpara portátil: Caso de que exista, se comprobará su correcto funcionamiento.

3.2 Comprobación del termostato y resistencia de armario de regulación: manipular la regulación del termostato y comprobar su funcionamiento. Para ello, regular el termostato por encima de la temperatura ambiente y verificar que la resistencia emite calor y después regular el termostato por debajo de la temperatura ambiente y comprobar que la resistencia deja de emitir calor. Una vez terminada esta comprobación dejar el termostato regulado a 20°.

3.3 Verificación estado del mando:

3.3.1 Comprobar el nivel del aceite del cárter.

3.3.2 Limpieza y engrase de los mecanismos y partes móviles del mando.

3.3.3 Comprobar la existencia y correcto montaje de las protecciones de las partes móviles.

3.3.4 Funcionamiento de los contadores de maniobra parcial y total, y anotar el número de maniobras de contador al finalizar la revisión.

3.4 Funcionamiento del conmutador en carga: antes de ejecutar las comprobaciones que aparecen a continuación se deberá tomar nota del punto de regulación en el que se encuentra el mando.

3.5 Regulación automática:

3.5.1 Toma de parámetros programados: se anotará los valores de los siguientes parámetros:

- 1.- Sistema de regulación.
- 2.- Marca y tipo de regulador automático.
- 3.- Tensión de consigna.
- 4.- Grado de insensibilidad.
- 5.- Compundaje de corriente.
- 6.- Factor de tiempo.



- 7.- Sobre-corriente.
- 8.- Máxima elevación tensión.
- 9.- Retroceso rápido.
- 10.- Sub-tensión.
- 11.- Otros.
- 12.- Observaciones.

3.5.2 Verificación de regulación automática con transformador en tensión y sin carga:

- 1.- Antes de poner el trafo en servicio, con la posición de AT cerrada, abierto el interruptor en MT (vacío), y el regulador en modo manual, solicitar al Centro de Control que lleve la tensión a valores de consigna.
- 2.- Subir la tensión por encima del grado de insensibilidad programado (valor de prueba alta y valor de prueba baja).
- 3.- Poner el regulador en modo automático y anotar el tiempo que tarda en iniciar la primera maniobra (tiempo de respuesta), así como el valor de tensión y el punto de regulación en el que se estabiliza (tensión de estabilización).
- 4.- Bajar la tensión por debajo del grado de insensibilidad programado (valor de prueba alta y valor de prueba baja).
- 5.- Poner el regulador en modo automático y anotar el tiempo que tarda en iniciar la primera maniobra (tiempo de respuesta), así como el valor de tensión y el punto de regulación en el que se estabiliza (tensión de estabilización).

4. Sistema de puesta a tierra del neutro.

4.1 Neutro puesto directamente a tierra:

Si la borna del neutro está conectada directamente a tierra se observará que el cable está debidamente aislado, fijado y protegido mecánicamente, así como que el punto de conexión a la red de tierra se hace directamente sobre la malla general de tierra. También si tiene trafos de intensidad se comprobará su estado, porcelanas, conexiones, puentes y cableados secundarios.

4.2 Neutro con resistencia de puesta a tierra:

4.2.1 Toma de datos:

Se anotará el valor de resistencia según placa y el valor de toma en la que se encuentra.

4.2.2 Inspección visual de la resistencia.



- Exterior: Comprobar el correcto estado de fijaciones y pintura, así como la ausencia de óxidos.
- Interior: Eliminar restos de pastos u otros elementos extraños. Comprobar el estado de los aisladores, soportes y trafo de intensidad. Comprobar la ausencia de golpes, roturas, quemaduras, etc..., de la propia resistencia.

4.2.3 Tierra de servicio:

La que une el neutro del trafo, con la red de tierra pasando por la resistencia. Comprobar que el cable de puesta a tierra está debidamente aislado, fijado y protegido mecánicamente, así como que el punto de conexión a la red de tierra se hace directamente sobre la malla general de tierra.

4.2.4 Tierra de protección:

La que une la estructura metálica de la resistencia con tierra. Comprobar que está bien apretada intentando ladear la conexión.

4.2.5 Valor medido de la resistencia:

Mediante un polímero medir el valor óhmico de la resistencia y comprobar que coincide con el de placa (anotar las dos medidas del procedimiento). Para ello:

4.3 Reactancia compensador de neutro:

4.3.1 Toma de datos:

Se anotará el valor de placa de características.

4.3.2 Inspección visual:

Comprobar estado de pintura, así como ausencia de golpes y oxidaciones. Comprobar estado de trafo de intensidad toma de datos de su placa de características.

4.3.3 Nivel de aceite:

Verificar el correcto nivel de aceite del depósito de expansión.

4.3.4 Deshumidificador:

Comprobar estado del deshumidificador y en caso de humedad en silicagel cambiar este. Comprobar el buen estado de la junta líquida. En caso de que el recipiente estuviera dañado y no cumpla su funcionalidad se deberá reparar.

4.3.5 Estado de bornas:

Verificar que no tengan golpes o roturas en porcelanas. Realizar limpieza de las mismas. Caso de tratarse de bornas con recubrimiento polimérico utilizar los medios adecuados.



4.3.6 Estado de embarrados:

Comprobar el correcto apriete de las conexiones utilizando llave dinamométrica y la ausencia de esfuerzos sobre bornas.

En caso de existir recubrimiento con termoretráctil comprobar su buen estado, así como la existencia de zonas descubiertas para la conexión de tierras locales, distribuidas de forma que exista la mayor distancia entre ellas.

4.3.7 Fijación del trafo:

Comprobar la correcta fijación del trafo a la bancada.

4.3.8 Puesta a tierra:

Verificar la existencia de puestas a tierra. Comprobar que está bien apretada intentando ladear la conexión.

Nota: si este trafo tiene protecciones propias se realizarán siguiendo las mismas normas que para el trafo de potencia.

5. Alarmas y disparos de protecciones propias:

Para realizar las pruebas en las protecciones propias del transformador partimos con las siguientes condiciones iniciales:

- Comunicación con el centro de control e informar de las pruebas a realizar.
- Todos los seccionadores abiertos.
- Interruptores alimentaciones c.a. y c.c. cerrados.
- El selector de mando del armario de protecciones en posición de mando local.
- Interruptores en alta y baja tensión del trafo cerrados (cada vez que se produzca el disparo de los mismos se volverán a cerrar).
- Ausencia de alarmas del trafo.

5.1 Alarma relé Buchholz transformador:

1.- Se comprobará por las mirillas la ausencia de aire en su interior, en caso afirmativo purgar.

2.- Se actuará sobre el relé Buchholz para provocar la alarma.

3.- Verificar en el SCADA el registro de la alarma de Buchholz y que no disparan los interruptores.

4.- Realizar el borrado/normalizado de alarmas.

5.2 Disparo relé Buchholz transformador:

1.- Se actuará sobre el relé Buchholz para provocar el disparo del mismo.



2.- Verificar en el SCADA el registro de la señal de actuación del disparo de Buchholz y que han disparado los interruptores en alta y baja tensión.

3.- Antes de rearmar, comprobar que los interruptores no se pueden maniobrar ni en alta ni en baja con el defecto activo (bloqueo defecto interno).

4.- Reponer la protección de Buchholz del transformador.

5.- Realizar el borrado/normalizado de alarmas.

5.3 Disparo Jansen:

1.- Abrir la tapa del relé para acceder a los dos pulsadores de prueba de desconexión y reposición.

2.- Empujar el pulsador de desconexión y verificar por la mirilla que la clapeta señala. Verificar en SCADA/cuadro la señalización de disparo Jansen y que han disparado los interruptores en alta y baja tensión (en algunos trafos este disparo actúa también sobre el térmico del motor del regulador impidiendo su maniobra).

3.- Antes de rearmar, comprobar que los interruptores no se pueden maniobrar ni en alta ni en baja con el defecto activo (bloqueo defecto interno).

4.- Reponer el relé Jansen, comprobando la correcta posición de la clapeta en la mirilla.

5.- Realizar el borrado/normalizado de alarmas.

5.4 Disparo válvulas de alivio de transformador (Sobre-presión):

1.- Actuar sobre el micro de la válvula provocando el disparo del trafo.

2.- Verificar en el SCADA el registro de la señal de actuación del disparo de sobrepresión y que han disparado los interruptores en alta y baja tensión.

3.- Antes de rearmar, comprobar que los interruptores no se pueden maniobrar ni en alta ni en baja con el defecto activo (bloqueo defecto interno).

4.- Realizar el borrado/normalizado de alarmas.

5.5 Funcionamiento de los AKM (temperatura del aceite, ventilación, alarma y disparo):

1.- Verificar que la ventilación está ajustada a 60-65 °C, el nivel de alarma a 80-85 °C y el nivel de disparo de 90-95 °C. De no ser así, ajustar la temperatura aflojando el tornillo de la aguja del contacto y volver a apretar una vez ajustado.

2.- Verificar el correcto funcionamiento de las sondas de temperatura y AKM. Para ello:



- Se deberá extraer la sonda de temperatura.
- Introducir la sonda de temperatura en un recipiente con aceite.
- Calentar el aceite comprobando que el arranque de ventilación, la alarma y el disparo se realizan a la temperatura programada conforme a un termómetro patrón introducido en el aceite. Al mismo tiempo comprobar que la temperatura marcada en el AKM coincide con el termómetro patrón.
- Extraer la sonda del recipiente de aceite y comprobar que los ventiladores se paran a una temperatura de unos 50-55 °C.

3.- Volver a colocar la sonda en su ubicación comprobando que la sonda queda cubierta de aceite.

4.- Verificar que el tubo de protección del capilar que une el AKM con la sonda está bien sujeto al transformador, sin deformaciones ni golpes considerables.

5.- Bajar la aguja de máxima temperatura (aguja roja) al nivel en que se encuentre la de temperatura real.

6.- Antes de rearmar, comprobar el bloqueo y que los interruptores no se pueden maniobrar ni en alta ni en baja.

7.- Realizar la misma operación para comprobar el funcionamiento del AKM .

8.- En caso de existir AKM indicador temperatura del devanado (imagen térmica), seguir las mismas indicaciones sabiendo que:

- La regulación puede ser algo más alta que la de temperatura del aceite (ver libro de instrucciones del fabricante).
- La aguja de temperatura con el trafo en carga debe marcar algo más que el AKM de temperatura aceite (en función de la carga), sin carga debe ser igual.
- Comprobar circuito devanado secundario de intensidad (bushing), caja adaptadora si la tiene y en AKM resistencia de calentamiento.

5.6 Disparo cuba (transformador tórico):

5.6.1 Comprobar aislamiento: se comprobará el buen aislamiento del trafo con respecto a tierra. Para ello se desconectará la tierra que pasa por el trafo tórico y se medirá la resistencia entre esta y la cuba del transformador. El valor obtenido deberá ser superior a 80.000 ohmios (solo un punto del trafo debe de estar conectado a tierra y es el que pasa por el tórico). Una vez realizada la prueba se volverá a conectar la tierra.

5.6.2 Paso cableados por tórico: se comprobará que los cableados de B.T. de alterna (alimentación ventilación y regulación) están pasados por el interior del tórico, así como que estén sus pantallas aisladas.

5.6.3 Paso de intensidad: con los ventiladores conectados y dando una orden al regulador se comprobará con una pinza amperimétrica la ausencia de intensidad en la suma de los cables que pasen por el tórico.



5.6.4 Conexión de secundarios: se observará la correcta conexión de los cables al secundario del tórico.

5.6.5 Alarma nivel de aceite del transformador:

Comprobar la actuación por niveles máximo y mínimo:

5.7 Alarma nivel de aceite del regulador:

Actuar igual que en el caso del nivel del transformador, pero en el detector de nivel del regulador.

4.3 ENSAYOS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En función de la política de mantenimiento de la empresa propietaria, de la importancia de la máquina y de las posibilidades de parada, lo apropiado es organizar sobre cada transformador un ajustado programa de mantenimiento mediante un protocolo de ensayos previamente acordado.

A continuación se va a indicar una serie de ensayos que pueden constituir este programa y que viene a ser una continuación de los ensayos de validación del transformador en fábrica pero adaptados al trabajo en campo.

Hay que tener en cuenta que en campo, en las instalaciones receptoras del transformador, habitualmente no se va a disponer de la posibilidad de uso de equipos voluminosos, lo que impone ciertas limitaciones a los ensayos de campo con respecto a los de fábrica.

Los ensayos que se citan son un conjunto de entre los comercialmente disponibles, estandarizados y habituales en los programas de ensayos.

4.3.1 ENSAYOS DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICO/MAGNÉTICO

Se trata de la realización con instrumentación portátil (transportable en turismo/camioneta de ensayos) de una serie de medidas que permitan la obtención de los parámetros básicos del transformador. Se estudiará su estado puntual para emitir un diagnóstico y la tendencia de los parámetros para la ejecución de acciones programadas. Todos los ensayos de este grupo son *off-line* (fuera de servicio).

A continuación se describen los ensayos de circuito eléctrico/magnético:

- **Ensayo de vacío. Relación de transformación. Polaridad, grupo de conexión y corriente de excitación:**



Este ensayo tradicionalmente conocido como "ensayo de vacío" se basa en la inserción de una tensión alterna en el devanado de alta tensión del transformador por cada una de sus fases estando el lado de baja abierto. En función de los datos recogidos se obtienen estos parámetros significativos del transformador:

- Relación de transformación TTR (*Transformer Turn Ratio*): Cociente entre la tensión en alta y la tensión en baja. Se debe de corresponder con los valores del protocolo del transformador, es decir, placa de características.

En la Figura 4. 2 se muestra una unidad de medida de relación de transformación monofásica.



Figura 4. 2. Unidad de medida de relación de transformación monofásica. Fuente: Megger.

En el transformador de potencia con regulador se aprovechará para realizar el registro de todas las posiciones del mismo lo cual aporta una información extra de su estado y el CTC (Cambiador de Tomas en Carga)³. Esta medida informará directamente de la presencia de cortocircuitos entre espiras.

- Polaridad, grupo de conexión. Se puede corroborar el grupo de conexión con el parámetro anterior y mediante los desfases entre las tensiones de alta y de baja.

En la Figura 4. 3 se muestra una unidad de medida de relación de transformación trifásica.

- Corriente de excitación. Es la corriente que circula por el devanado de alta con el de baja abierto. Esta corriente debería de ser proporcional a la del ensayo de vacío de fábrica pero con la alinealidad que supone el uso de tensiones de ensayo distintas a la nominal.

³ CTC o cambiador de tomas en carga es un mecanismo empleado para la selección de la toma en uso. Las tomas de un transformador son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, lo que permite seleccionar el número de espiras de éste. Así, se consigue un transformador con el número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado secundario.



Figura 4. 3. Unidad de medida de relación de transformación trifásica. Fuente: Unitronics.

- **Ensayo de cortocircuito (Impedancia de dispersión):**

Este ensayo tradicionalmente conocido como "ensayo de cortocircuito" se basa en la inserción de una tensión por un devanado (el de alta) estando el otro devanado en cortocircuito. Este ensayo simula al de fábrica pero no es del todo comparable en cuanto a resultados al no circular valores nominales.

En la Figura 4. 4 se muestra una unidad de medida de impedancia de cortocircuito.



Figura 4. 4. Unidad de medida de impedancia de cortocircuito. Fuente: Unitronics.

En este ensayo se mide la tensión de cortocircuito. Este parámetro normalmente dado en porcentaje e identificado en la placa de características del transformador es el resultado extrapolado por linealidad de tensiones al valor nominal y debería de aproximarse al del protocolo (placa de características del transformador). Su variación indicará irregularidades en el circuito magnético, desplazamiento de bobinados, cortocircuitos, deformaciones mecánicas...

- **Resistencia de bobinados (*Winding Resistance*):**

Con esta prueba se persigue la determinación de la resistencia óhmica pura de los devanados de cada fase tanto en el lado de alta como en el de baja tensión. Lo que a primera vista puede parecer sencillo de medir, no lo es tanto, ya que es preciso hacer circular corrientes relativamente elevadas para registrar los mínimos valores de resistencia habituales $\mu\Omega/m\Omega/\Omega$ con la precisión requerida. Estas corrientes han de circular a la vez a través de las inductancias equivalentes del transformador.



El carácter elevadamente inductivo de los transformadores (L asociada y núcleo magnético) implica tiempos de magnetización y estabilización de la medida que deben ser tenidos en cuenta a la hora de determinar el fin de la misma y proporcionar los resultados.

En la Figura 4. 5 se muestra una unidad de medida de resistencia de bobinados.



Figura 4. 5. Unidad de medida de resistencia de bobinados. Fuente: Unitronics.

Esto es especialmente importante en transformadores de elevada potencia o diseños o configuraciones especiales.

En la Figura 4. 6 se muestra un ejemplo de fallo detectado en el regulador del transformador.



Figura 4. 6. Fallo detectado en el regulador desde los resultados del ensayo anterior. Fuente: Unitronics.

- **Ensayo de respuesta en frecuencia FRA (*Frequency Response Analysis*):**

El objetivo de este ensayo es determinar la curva de respuesta en frecuencia del conjunto equivalente eléctrico/dieléctrico/magnético/mecánico del transformador evaluado. Hay dos acercamientos a este ensayo:

- Técnica de barrido en frecuencia. Se utiliza un generador de barrido de baja tensión sincronizado con un medidor de nivel que para cada fase

registra su curva de respuesta en frecuencia. El resultado es una curva que correlaciona frecuencias en eje horizontal y atenuaciones por fase en el eje vertical.

- Técnica del pulso. Se inserta un pulso rápido de $\sim 500V$ al transformador y se recoge el mismo tanto en la entrada como en la salida de cada fase.

En la Figura 4. 7 se muestra un devanado derrumbado y conexiones flojas en el transformador.



Figura 4. 7. Fotografía del devanado derrumbado y conexiones flojas en el transformador. Fuente: Unitronics.

A continuación, se usan técnicas de proceso digital de señal y algoritmos matemáticos que pasan del dominio del tiempo al de la frecuencia generando el mismo resultado que con la técnica de barrido.

Ambas técnicas presentan como resultado la misma "firma" del transformador que incorpora implícita en su interior toda la información del completo estado eléctrico/ dieléctrico/magnético/mecánico. Este ensayo es muy útil como complemento a los habituales y puede además servir para comprobar que el transformador no haya sufrido alteraciones debidas al transporte, bobinados sueltos o desplazados, problemas en el núcleo magnético, etc.

En la Figura 4. 8 se muestra un equipo FRA.

Los resultados de los ensayos anteriores se convierten en los distintos parámetros registrados del transformador y que fueron previamente programados en el protocolo de ensayos. Estos parámetros se someterán a una evaluación de criterios para la emisión del diagnóstico.



Figura 4. 8. Equipo FRA. Fuente: Starlogic.

Los criterios de diagnóstico pueden variar en función del transformador y de unas compañías a otras, pero existen unos valores mínimos, otros normalizados y otros que de modo empírico conforman los programas expertos de diagnóstico que en este sentido dan una interpretación de los criterios de fallo. Estos programas dan una orientación del estado de la máquina, pero debe ser el experto de mantenimiento quien con todos los datos de la misma indique el diagnóstico final y ejerza las acciones oportunas: reparar, continuar la operación, programar nuevos ensayos, recomendar limitación de servicio....

Otro alcance vendrá determinado por el histórico del transformador. La evolución de los parámetros del mismo puede ayudar en la detección de la velocidad de degradación de la máquina y en las exigencias de mantenimiento de la misma.

4.3.2 ENSAYOS DE CAMPO DEL SISTEMA DIELECTRICO

Uno de los elementos clave en la operación del transformador de potencia y el que va a determinar su vida útil remanente es su dieléctrico. El dieléctrico se divide en: dieléctrico líquido (usualmente aceite) sobre el que tendremos cierto grado de manipulación a través de posibles tratamientos y dieléctrico sólido (papel) sobre el que nuestras acciones son limitadas exclusivamente a la comprobación externa e indirecta de su estado. En función de la política de mantenimiento de la empresa propietaria, de la importancia de la máquina y del riesgo tolerable de avería, lo apropiado en su caso es realizar sobre ella ensayos según un apropiado programa y protocolo previamente acordados.

Los programas de mantenimiento darán como resultado un mayor conocimiento del estado y disponibilidad de los transformadores. A largo plazo esto se traducirá en un concepto muy importante: "Extensión de la vida de los transformadores de Potencia".

En este apartado se incide en los métodos eléctricos de detección aunque se comentará que existen otros más, enfocados a laboratorio y relacionados con la toma de muestras de aceite.



A continuación se resumen los ensayos de campo habituales realizados sobre el sistema dieléctrico de los transformadores de potencia.

4.3.3 ENSAYOS ELÉCTRICOS DEL CIRCUITO DIELECTRICO

Existe un conjunto de ensayos que mediante instrumentación electrónica de medida nos puede proporcionar una evaluación en campo del estado puntual del dieléctrico del transformador de potencia. Se van a describir los ensayos más habituales. De nuevo serán todos *off-line* (transformador fuera de servicio) salvo las excepciones indicadas.

- **Resistencia de Aislamiento IR (*Insulation Resistance*):**

Este ensayo ha sido el más corriente históricamente siendo llamado en la terminología de los operarios "Meggar" al transformador (el término viene de la marca de los primeros equipos Megger).

En la Figura 4. 9 se muestra un equipo de medida de resistencia de aislamiento e índice de polarización.



Figura 4. 9. Equipo de medida de resistencia de aislamiento e índice de polarización. Fuente: Megger.

En este ensayo se utiliza un equipo de medida capaz de generar altas tensiones en continua, unos 5000V que aplicados entre extremos del dieléctrico del transformador de potencia (un extremo a los bornes unidos de alta y el otro a la baja y al chasis) permite evaluar el estado puntual del dieléctrico en su interior.

En la Figura 4. 10 se muestra un esquema equivalente del circuito de un transformador.

La resistencia de aislamiento será el cociente entre tensión y corriente en el minuto 1 del ensayo ($\sim R_i$ en la Figura 4. 10). Este parámetro debe de estar



por encima de unos valores mínimos normalizados. Contiene información directa del estado del sistema dieléctrico del transformador, pero está muy influenciado por la temperatura (y debería de normalizarse o corregirse a una dada), por ello se suele utilizar otro parámetro llamado PI (Índice de Polarización). Para registrarlo se continúa el ensayo desde el minuto 1 hasta el minuto 10 siendo el PI el cociente de corrientes en ambos tiempos. Este valor ya es independiente de la temperatura y debería de ser cotejable entre ensayos sucesivos.

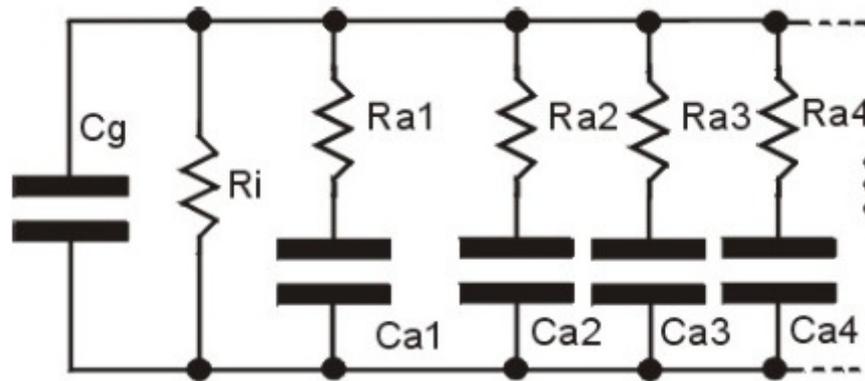


Figura 4. 10. Esquema equivalente del circuito de un transformador. Ri es la resistencia de aislamiento, Cg la capacidad geométrica y las distintas Ra/Ca simulan el circuito equivalente de absorción dieléctrica.

- **Ensayos de descargas parciales PD (*Partial Discharge test*):**

Existe la posibilidad de realizar ensayos de descargas parciales en transformadores de potencia, sobre todo en los transformadores más críticos o de mayor potencia. Las descargas parciales son pequeñas descargas que aparecen en el interior de los dieléctricos como manifestación de la degeneración de los mismos. Aparecen como efecto del incremento del campo eléctrico en pequeños vacíos gaseosos en el interior del aceite aunque también se pueden dar en el papel o epoxy o como resultado de la presencia de contaminaciones metálicas, etc. Estas descargas aceleran los efectos de degradación térmica y aunque para el caso del aceite son autoregenerables, conducen en algunos casos exponencialmente a la destrucción del transformador de potencia.

4.3.4 ENSAYOS FISICO-QUÍMICOS

Otro bloque importante de ensayos son aquellos en los que en campo sólo se extrae adecuadamente una muestra de aceite *on/off line* a partir de la cual luego se deducen ciertas características de operación del transformador.

- **Rigidez dieléctrica (*Breakdown Voltaje*):**

La degradación del aceite se puede apreciar con sencillez con el registro de este parámetro. El ensayo se basa en la inserción entre electrodos sumergidos en aceite de una tensión creciente hasta que se produce la



descarga. Se repite el ensayo seis veces para conseguir una media repetible. La única desventaja es que se precisa extraer del transformador una muestra significativa (la célula de ensayo contendrá 350...600ml). El informe contendrá la temperatura de la muestra.

- **Humedad (*Water Content*):**

Hasta hace poco tiempo, la evaluación de la humedad disuelta en el aceite era un proceso de laboratorio relativamente complejo. Hoy día, la firma Megger ha puesto en el mercado un equipo portátil que unido a unos reactivos de sencilla localización y unos mínimos cuidados de ensayo permite realizar el registro en campo, fábrica o taller de una forma cómoda y sencilla. El sistema implementado es el Karl-Fischer, el habitual normalizado de laboratorio pero ofrecido de modo portátil. Presenta una buena repetibilidad y precisión. Sólo requiere una pequeña muestra de aceite (1ml) y el sistema ejecuta el control completo del proceso químico eliminando la humedad disuelta e indicando su cantidad en ppm, porcentaje...

En la Figura 4. 11 se muestra un equipo de determinación de humedad disuelta en aceite.



Figura 4. 11. Equipo de determinación de humedad disuelta en aceite. Fuente: Megger.

- **Cromatografía de gases (*DGA & Ratio Análisis*):**

El análisis de gases disueltos en aceite se inició alrededor de 1956 en investigaciones de los gases procedentes del disparo de los relés Buchholz protectores del transformador. Ciertas investigaciones sobre los gases allí generados han creado normativas concretas que permiten realizar interpretaciones de los posibles problemas existentes en el interior del transformador. Son parámetros básicos tanto las cantidades de ciertos tipos de gases generados como las proporciones relativas entre distintos gases y la velocidad de aparición y variación de los gases en las muestras recogidas. Se puede por tanto extraer información indirecta de la existencia de descargas parciales, puntos calientes, arco, combustiones, envejecimiento,



sobrecalentamiento, detectándose fallos incipientes que podrían determinar la avería del transformador.

- **Cromatografía de furanos (*Furan Análisis*):**

En este ensayo de laboratorio se busca determinar la cantidad de cierto componente (furaldehidos) en una muestra de aceite aislante. La teoría es que este tipo de derivados furánicos nunca está presente en el aceite de modo natural y solo existirá como subproducto de degeneración del papel anexo en el transformador. Como complemento, indicar que existen tratamientos para reducir el grado de humedad y purificar el aceite eliminando productos de degradación y retirando partículas metálicas, etc. Pero el acceso al papel del transformador está limitado a su *interface* con el aceite, por lo que la vida del transformador es la vida del papel.

Dados los reducidos tiempos disponibles de parada hoy en día es preciso utilizar equipamiento de medida que permita automatizar al máximo los ensayos a realizar y llevar una base de datos con todos los ensayos realizados a fin de poder optimizar las labores de diagnóstico y tendencia.

Es preciso realizar ensayos de puesta a cero bien para instalaciones o en máquinas nuevas: en primer lugar para asegurar que la máquina está en perfectas condiciones de uso y cumple con los requisitos contractuales y en segundo lugar para disponer de datos con que realizar un posterior seguimiento predictivo o ante averías. Se hace necesario además que el personal de mantenimiento conozca a fondo tanto estos ensayos como la forma de realizarlos para obtener de ellos la máxima fiabilidad bien si se hacen dentro de la empresa como sub-contratados evitando inconsistencias en los resultados. Estos ensayos, pese a ser sencillos y hoy en día automatizados, conllevan una serie de detalles de medida a tener en cuenta para que las medidas sean fiables aparte de los detalles de seguridad del usuario.

Se han descrito la mayoría de ensayos habituales y "normalizados" en los protocolos de medida. Con un número reducido de equipos de medida se puede tener una idea clara del sistema dieléctrico del transformador. En cualquier caso es de gran importancia profundizar en el conocimiento de estos ensayos para asegurarnos del seguimiento tanto en la realización por nuestra cuenta como en la subcontratación de los mismos. Estos ensayos deben de realizarse teniendo en cuenta una serie de precauciones que se relatan tanto en sus normativas asociadas como la lógica de la experiencia. En todos los ensayos del sistema dieléctrico es importante anotar la temperatura del transformador y las condiciones de entorno. Es vital que los operarios encargados de la realización de las medidas dispongan de una óptima formación en este tipo de ensayos, tanto a nivel de ejecución como de diagnóstico y seguimiento.



CAPÍTULO 5. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SUBESTACIONES. MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se va a realizar la aplicación de las técnicas de mantenimiento basado en la fiabilidad al transformador de la subestación objeto de estudio, a fin de obtener un mantenimiento predictivo del transformador de potencia.

El transformador de potencia es un elemento vital para el desarrollo de todo país, sin este, sería imposible la transmisión eficiente de energía eléctrica. De acuerdo con lo mencionado, el transformador de potencia se constituye entre los equipos de mayor valor en una instalación eléctrica.

El coste aproximado por kVA de un transformador (basado en estimaciones tras aplicar factores de corrección) se estima entre 8 y 12 euros, de este modo un transformador de 5 MVA tiene un coste de unos 50.000 euros, mientras que otro de 30 MVA asciende a unos 300.000 euros y uno de 70 MVA ronda los 700.000 euros. Dado su alto valor económico la decisión de reemplazar o reparar un transformador requiere de un análisis detallado.

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas empresas son llevadas a cabo evaluando solamente las alternativas que proponen los diferentes reparadores de transformadores. Una política que contribuye a las prácticas actuales de no evaluar la alternativa de reparar o reemplazar transformadores es la de limitar el presupuesto de inversión al crecimiento de la capacidad instalada, nuevas obras o instalaciones.

5.2 MANTENIMIENTO BASADO EN LA FIABILIDAD

A continuación se desarrolla el estudio realizado en el transformador aplicando herramientas de fiabilidad.

Esta metodología de mantenimiento se denomina mantenimiento predictivo. Se caracteriza por determinar la política de mantenimiento en base a la condición de servicio de los equipos para evitar la ocurrencia de fallos inesperados.

De este modo se realizará un estudio técnico y económico a partir de las variables medidas mediante un dispositivo electrónico inteligente como serán:

- La temperatura en la cuba del aceite del transformador.
- Niveles de humedad.
- Gases disueltos en el aceite.



Para así tomar decisiones de actuación y obtener un mantenimiento predictivo eficiente.

5.2.1 ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

Se propone aplicar en primer lugar la metodología *Cusum* para analizar la temperatura del aceite del transformador y realizar así un mantenimiento predictivo seguido del análisis de los gases disueltos en el aceite y la humedad en el interior de la cuba del aceite para tomar la decisión de reparar o reemplazar el transformador.

5.3 DISEÑO TÉCNICO DE LAS REGLAS DE NEGOCIO PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

El objetivo fundamental de este apartado es el de definir, validar y optimizar aquellas reglas de negocio que ayuden al mantenimiento de los equipos de las subestaciones, a partir de los resultados de las tareas del análisis de fallos mediante las metodologías *Cusum* y la toma de decisiones de reparar o reemplazar el transformador.

De los parámetros y la información centralizada de los activos (temperaturas, gases disueltos en el aceite y humedad) se definirán los tipos de alarmas que se deben generar para predecir de forma anticipada las posibles averías en el equipo.

5.3.1 ALCANCE DE LAS CONCLUSIONES Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LAS MISMAS

La consecución de los objetivos marcados en este apartado se abordará básicamente a través de dos puntos:

- La asociación de las señales de control (medidas que se van a monitorizar) a cada modo de fallo (transformador) con el objetivo de determinar aquellas medidas que permitan predecir cada modo de fallo.
- La aplicación de la metodología *Cusum*, el análisis de gases disueltos y el estudio técnico-económico para la toma de decisiones de actuación.

Es importante señalar que los resultados obtenidos dependen del valor que toman las observaciones recogidas, no siendo de aplicación en caso de que la muestra de la que se disponga sea diferente.

Las técnicas estadísticas de control en el campo del mantenimiento son herramientas de gran utilidad ampliamente utilizadas. Por su carácter general pueden ser aplicadas en diversos ámbitos operacionales, sin embargo, los



resultados obtenidos y los análisis que de ellos se derivan dependen de los datos recogidos, los cuales dependen de la situación particular del equipo que está siendo monitorizado.

5.4 DESARROLLO DE UN SISTEMA PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES BASADO EN LA FIABILIDAD

5.4.1 MECANISMOS DE CONTROL PARA LA MEJORA EN EL DESARROLLO DE LAS FUNCIONES DE MANTENIMIENTO

En los sistemas monitorizados, como es el caso de la subestación objeto de este proyecto, el mantenimiento predictivo es la clave para el óptimo funcionamiento del sistema. Una vez realizadas las inversiones en los equipos de control, su óptimo aprovechamiento redundará no sólo en la amortización de la inversión realizada, sino que aumenta el ciclo de vida de los activos que monitorizan y aumenta el rendimiento de los mismos, proporcionando una mejora global del rendimiento del sistema. Esta mejora está encaminada a la mayor eficiencia de los costes y a la mejora de la calidad del suministro.

Todo ello pasa por realizar una óptima utilización de la información que se recoge en el centro de control. El objetivo de dicha información debe ser la planificación de las acciones de mantenimiento predictivo de los activos de la compañía.

Es por tanto necesario establecer unos mecanismos de control con la sensibilidad suficiente para detectar con antelación los fallos en los equipos y las necesidades de mantenimiento. Estos mecanismos de control deben ser aplicados de manera continua a los valores de los parámetros que están siendo registrados en el centro de control.

5.4.2 INTRODUCCIÓN A LOS MECANISMOS DE CONTROL

El objetivo de los mecanismos de control es detectar los cambios que aparecen en los valores que estén tomando los parámetros monitorizados. Es necesario disponer de herramientas estadísticas de control que detecten los cambios que están ocurriendo.

La elección de la herramienta de control estadístico depende de muchos factores. Los factores principales a considerar serán el tipo de parámetro o variable que se desea controlar, básicamente si es continua o discreta, la estabilidad del proceso y la sensibilidad ante cambios que se desee obtener. Otra característica a considerar es el coste de los datos de muestreo. Si éste es alto conviene utilizar herramientas de mayor rendimiento por observación, frente a otras que necesiten un elevado número de observaciones para iguales resultados.



En este sentido se concluye que en el caso del transformador, el parámetro más significativo a controlar es la temperatura del aceite, ya que existe un alto grado de correlación entre éste y el resto de parámetros. Por tanto, el seguimiento de la temperatura del aceite del transformador resulta adecuado para conocer el estado del transformador. La temperatura del aceite es una variable de tipo continuo, con una estabilidad moderada cuando se trabaja en un régimen permanente. Respecto a la sensibilidad que se desea obtener, es deseable poder detectar con rapidez pequeñas variaciones.

Con estas características del parámetro monitorizado es necesario seleccionar la herramienta estadística adecuada que cumpla con garantías las especificaciones que se le solicitan. Además, dada la competitividad del sector eléctrico y al alto grado de exigencia de los niveles de calidad de suministro exigidos por el cliente, es necesario seleccionar una herramienta que aumente la eficiencia de los costes de recogida de datos.

Para estas características, una de las herramientas de control que resulta más adecuada es la gráfica de sumas acumuladas, denominada gráfica *Cusum*. Esta gráfica es la expresión descriptiva de la herramienta denominada *Cusum* tabular. La gráfica de suma de medias acumuladas se utiliza en entornos en los que se desea controlar la media de un parámetro y detectar de manera rápida pequeñas variaciones de manera más rápida que otras gráficas de control tradicionales como pueden ser las gráficas de Shewart.

Las gráficas de Shewart son convenientes para detectar cambios de magnitud superior a dos veces la desviación típica del parámetro a controlar, necesitando un gran número de observaciones, por lo que resultan convenientes cuando los costes de muestreo son bajos. La gráfica de sumas acumuladas sin embargo detecta de manera más eficaz cambios de magnitud de 0,5 a 2 veces la desviación típica, por tanto son más sensibles a cambios en el parámetro monitorizado. La gráfica *Cusum* es entre dos y cuatro veces más rápida que las tradicionales gráficas de control de Shewart.

5.5 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CONTROL *CUSUM*

De acuerdo con Montgomery (2004), la *Cusum* tabular es el procedimiento más sencillo de usar respecto a otros enfoques.

Para su creación es necesario calcular para cada observación i dos valores, C_i^+ y C_i^- , los cuales representan las desviaciones del objetivo y se calculan con las siguientes expresiones (Ec.1 y Ec.2):

$$C_i^+ = \max(0, x_i - (\mu_0 + k) + C_{i-1}^+) \quad \text{Ec.1}$$

$$C_i^- = \max(0, (\mu_0 - k) - x_i + C_{i-1}^-) \quad \text{Ec.2}$$



donde la variable a controlar se designa con la letra x , los valores iniciales del parámetro C_i son cero, $C_0^+ = 0$ y $C_0^- = 0$. El valor μ_0 es el objetivo deseado para la variable que se está monitorizando. El parámetro k se calcula en función de δ , con la siguiente expresión (Ec.3):

$$k = \frac{|\mu_1 - \mu_0|}{2} = \frac{\delta \cdot \sigma}{2} \quad \text{Ec.3}$$

El valor del parámetro δ hace referencia al nivel de cambio que se desea detectar (Ec.4):

$$\mu_1 = \mu_0 + \delta \cdot \sigma \quad \text{Ec.4}$$

Es necesario definir también un umbral de decisión, H , a partir del cual los valores de los parámetros C_i^+ y C_i^- se reinician a cero. Dicho umbral es n veces la desviación típica de la distribución (Ec.5).

$$H = n \cdot \sigma \quad \text{Ec.5}$$

Definidos estos valores, para cada observación se realiza una tabla, denominada *Cusum* tabular. En ella se recogen para cada observación i los valores de los parámetros calculados, C_i^+ y C_i^- . Es común además incluir dos variables, N^+ y N^- , cuyo objetivo es contabilizar el número de observaciones en los que los parámetros C_i^+ y C_i^- toman valores distintos de cero.

La gráfica *Cusum* recoge la misma información de forma visual. En ella se representan los valores de C_i^+ y C_i^- calculados para cada observación. Esta gráfica suele resultar más apropiada para detectar los puntos en los que el parámetro se ha salido de las especificaciones dadas.

5.5.1 APLICACIÓN *CUSUM* A LA TEMPERATURA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR

Se detalla a continuación la aplicación de la herramienta de control al parámetro monitorizado, temperatura del aceite. En particular se presenta la herramienta *Cusum* tabular para la temperatura del aceite en la capa superior. Los datos analizados se corresponden a medidas sucesivas de dicho parámetro con un intervalo de diferencia entre ellas de tres horas. Se dispone de una muestra de 21 datos (ver Tabla 5. 2), con los siguientes estadísticos descriptivos (ver Tabla 5. 1):

Media	Mediana	Intercuartil	Curtosis	Asimetría
110.57	113.03	113.7	-0.49343566	0.14390149

Tabla 5. 1. Estadísticos descriptivos de la muestra en las unidades de temperatura correspondientes (u.t.c).

Estos estadísticos muestran cómo es el conjunto de datos del que se dispone. En particular, la media de la población es de 110 u.t.c. El 50% de los datos no supera el valor de 113 u.t.c, tal y como refleja la mediana. Por otra parte, tal y como indica el tercer cuartil, el 75% de la población está por debajo del valor 113.37 u.t.c. Respecto a la distribución podemos observar que es menos apuntada que una



distribución normal, dado el valor de la curtosis obtenido, y además es levemente asimétrica a la derecha.

Para realizar la tabla *Cusum*, es necesario calcular y establecer los parámetros indicados en el apartado anterior (5.5).

Dadas las características del parámetro monitorizado, los valores de la población de la que se dispone y las normas de referencia en la materia, se establece el siguiente grupo de parámetros:

$$s = 2.6; m_0 = 105.00; m_1 = 110.00$$

La desviación estándar de la variable es 2.6 u.t.c. La temperatura de referencia que se desea tener controlada debe estar en el entorno de los 105.00 u.t.c, se considera desviación a las temperaturas por encima de 110.00 u.t.c, por lo que se desea controlar desviaciones de 5 u.t.c.

Con estos criterios se fijan el resto de parámetros:

$$k = \frac{|m_0 - m_1|}{2} = 2.5 = \frac{d \times s}{2}; d = \frac{5}{2.6} = 1.92$$

$$H = 5 \times s = 13$$

I	T	T-107,5	C ⁺	N ⁺	Decisión	102,5-T	C ⁻	N ⁻	Decisión
1	104.51	-2.99	0	0		-2.01	0	0	
2	104.68	-2.82	0	0		-2.18	0	0	
3	104.78	-2.72	0	0		-2.28	0	0	
4	105.02	-2.48	0	0		-2.52	0	0	
5	112.86	5.36	5.36	1		-10.36	0	0	
6	113.03	5.53	10.89	2		-10.53	0	0	
7	113.13	5.63	16.52	3	Reset	-10.63	0	0	
8	113.37	5.87	5.87	1		-10.87	0	0	
9	105.3	-2.2	3.67	2		-2.8	0	0	
10	105.3	-2.2	1.47	3		-2.8	0	0	
11	105.3	-2.2	0	0		-2.8	0	0	
12	105.3	-2.2	0	0		-2.8	0	0	
13	112.86	5.36	5.36	1		-10.36	0	0	
14	113.03	5.53	10.89	2		-10.53	0	0	
15	113.13	5.63	16.52	3	Reset	-10.63	0	0	
16	113.37	5.87	5.87	1		-10.87	0	0	
17	113.82	6.32	12.19	2		-11.32	0	0	
18	113.82	6.32	18.51	3	Reset	-11.32	0	0	
19	113.82	6.32	6.32	1		-11.32	0	0	
20	113.82	6.32	12.64	2		-11.32	0	0	
21	121.77	14.27	26.91	3	Reset	-19.27	0	0	

Tabla 5. 2. Gráfica *Cusum* tabular de temperatura en las unidades correspondientes.



El valor umbral de control es $H=13$, es decir, para valores de C_i^+ superiores a H , se restablece el valor del parámetro de control.

Una vez definidos los parámetros de la gráfica *Cusum* tabular, se obtienen para cada observación de la muestra los valores de C_i^+ y C_i^- tal y como se muestra en las Ec.1 y Ec.2.

Los resultados obtenidos con la aplicación de la técnica explicada se detallan en la Tabla 5. 2.

Una vez elaborada la tabla denominada *Cusum* tabular, pueden representarse gráficamente los valores de C_i^+ y C_i^- , con ello se obtiene la gráfica *Cusum* (ver Figura 5. 1).

5.5.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA GRÁFICA *CUSUM*

Como puede observarse tanto en la Figura 5. 1 como en la Tabla 5. 2, se producen durante el tiempo de análisis cuatro puntos con desviación por encima de lo establecido. Éstas se corresponden a los instantes 7, 15, 18 y 21. En estas cuatro ocasiones, los valores de C_i^+ sobrepasan el valor 13 establecido como umbral (H). Cuando ocurre esto, se restablece el valor inicial de C_i^+ y C_i^- a cero y se comienza de nuevo el cálculo. Por ello, en la columna correspondiente a la decisión a tomar aparece el término "Reset" en las filas de dichos instantes. Ello indica que se han restablecido los valores de C_i^+ y C_i^- . Esto también puede apreciarse en la gráfica de la Figura 5. 1, donde se observa un descenso vertical de la línea correspondiente a C_i^+ .

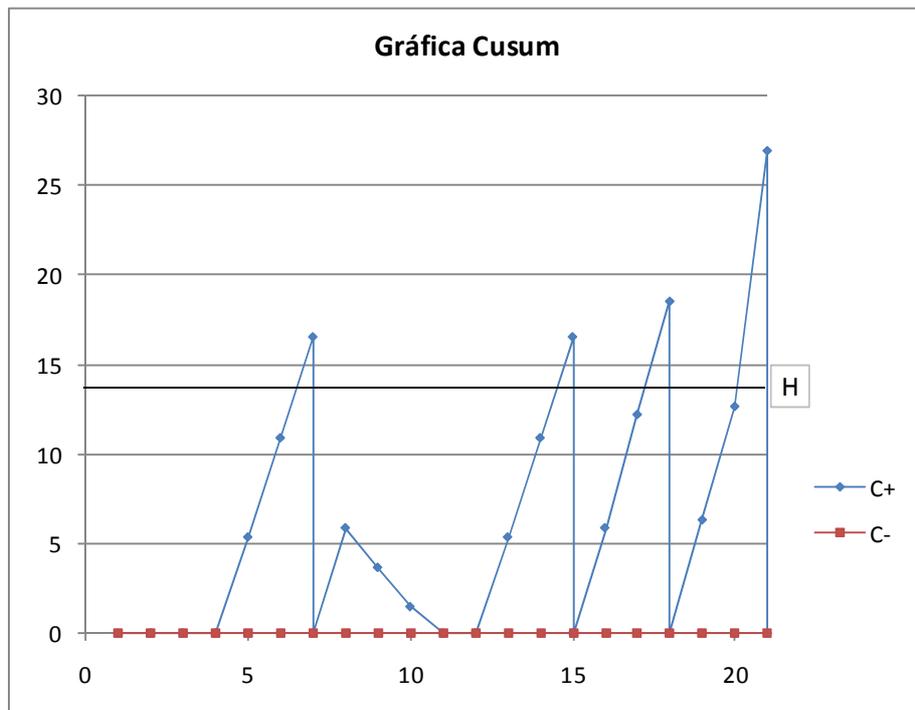


Figura 5. 1. Gráfica Cusum para la temperatura del aceite del transformador.



En los instantes señalados la media de la temperatura tuvo cambios significativos. El valor del contador N^+ , indica cuándo empezó a producirse la desviación. Por ejemplo, si se analizan los resultados obtenidos para las observaciones de la 8 a la 15, se observa, que inicialmente se está produciendo una desviación de la media de la temperatura. Esta desviación se mantiene durante tres observaciones seguidas, tal y como puede observarse de los valores de la columna N^+ de las filas de las observaciones 7 a 10. Sin embargo, en la siguiente observación, la desviación desaparece, por ello, el valor de N^+ pasa a valer cero. Durante las siguientes dos observaciones la temperatura no varía significativamente, por ello, los valores correspondientes de C_i son nulos. De la observación 12 a la número 13 se produce un cambio significativo y la temperatura empieza a tener aumentos considerables, hasta que en la observación número 15 se excede el límite umbral. Esto quiere decir que, entre los instantes correspondientes a las observaciones 12 y 13, ha sucedido algún evento que ha cambiado la tendencia de la temperatura. El contador N^+ es utilizado para determinar el instante en el que comienza la variación que ha hecho salirse del umbral permitido al parámetro. Así, en el instante 15 el valor del contador es 3, tal y como se observa en la fila correspondiente, por lo que para obtener el momento del cambio basta con aplicar la siguiente expresión (ver Ec.6):

$$\text{Instante de cambio} = i - N^+ = 15 - 3 = 12 \quad \text{Ec.6}$$

La expresión da como resultado el instante en el que se ha iniciado el cambio en la variable monitorizada.

La información que se deriva de la gráfica *Cusum* y de la tabla *Cusum* tabular se utiliza para establecer las políticas de mantenimiento predictivo en el transformador.

5.5.3 RECOMENDACIONES DE LAS ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR

En primer lugar es necesario investigar las causas que han hecho que se produzcan las variaciones en el parámetro monitorizado. Una vez investigadas las causas se debe analizar si es necesario establecer acciones de mantenimiento predictivo.

Para el caso particular del aceite del transformador, se detallan a continuación algunos análisis que se pueden realizar para descartar fallos incipientes:

- Siempre que las variaciones que han sido detectadas no sean excesivas, se debe contrastar el instante o duración del aumento de la temperatura del aceite con la temperatura exterior ambiente, para descartar efectos no derivados de problemas reales en el transformador. Este hecho es significativamente más importante dependiendo de la situación geográfica de la subestación que se desee analizar y de la estación del año en la que se realice el estudio.
- Descartado el efecto de la temperatura exterior, es conveniente analizar el sistema de ventilación del transformador, para detectar posibles problemas en el sistema de ventilación, tales como algún elemento extraño que



dificulta el paso del aire, rotura de palas o similares, y en general problemas en el sistema de refrigeración de cualquier tipo.

- Otra de las causas que puede motivar el aumento de la temperatura es una sobreintensidad, derivada por ejemplo de un cortocircuito. En este caso, la información de la temperatura debe completarse con los registros de los mismos instantes de las otras señales de control que podrían indicar el motivo del calentamiento.
- Por último, también debe comprobarse si los aumentos de temperatura han sido debidos a sobrecargas puntuales.

En general, resulta conveniente, cada vez que una de las señales monitorizadas presenta una variación excesiva, estudiar el resto de valores registrados para los demás parámetros monitorizados. Con ello podrá analizarse si están apareciendo indicios de modos de fallo que van a producirse.

Una vez identificada la causa que ha producido la salida de especificaciones del parámetro monitorizado, es necesario, en función de la misma determinar si es necesario un mantenimiento preventivo.

La aplicación de estas técnicas de control también permite el establecimiento de ciertas políticas de mantenimiento predictivo. Por ello, deben ser diseñadas por especialistas que conozcan las especificaciones de funcionamiento de los equipos y el entorno operacional en el que actúan.

Las políticas de mantenimiento predictivo que se derivan de la aplicación de las herramientas de control estadístico están enfocadas a identificar el deterioro de los equipos debido a la operación fuera de las condiciones óptimas o normales de funcionamiento. Cuando se detecta que se han producido una serie de desviaciones sobre el rango de operación adecuado de alguna de las señales, como es el caso de la temperatura del aceite, es necesario analizar si estas salidas de rango han producido un deterioro que podría desencadenar la aparición de nuevos fallos.

Por ejemplo, se debe considerar que, tras un número concreto de salidas de las especificaciones, se debe analizar la calidad del aceite del transformador. Aunque la causa del aumento de la temperatura haya desaparecido, las propiedades aislantes del aceite pueden ir deteriorándose por el funcionamiento fuera de las condiciones normales de operación.

La identificación del número concreto de salidas de las especificaciones que debe motivar un mantenimiento predictivo debe ser establecido por los especialistas en mantenimiento.

De igual modo, aumentos significativos de la temperatura por encima de un cierto umbral, deben generar órdenes de mantenimiento de tipo predictivo para descartar un posible deterioro de las propiedades y funcionalidades del equipo, en este caso de las propiedades del aceite. Ello se debe a que el aceite del transformador tiene "memoria" de lo que le ha ocurrido, por lo que tras sucesivos procesos de calentamiento puede perder las propiedades adecuadas para realizar su función.



5.5.4 OTRAS POSIBLES APLICACIONES DE LA GRÁFICA CUSUM A VARIABLES MONITORIZADAS EN EL TRANSFORMADOR

Otra de las señales monitorizadas que más información aporta al conocimiento del estado del transformador es el análisis de gases disueltos en el aceite.

En general, el nivel de gases disueltos en el aceite es un parámetro fundamental para la detección de fallos incipientes en el transformador.

Al igual que en el caso de la temperatura, el conocimiento en tiempo real de la evolución de los gases disueltos en el aceite del transformador permite tomar decisiones de mantenimiento predictivo que evitarán posibles fallos.

Otro de los parámetros más importantes es el nivel de humedad en el aceite. Ello se debe a que el aumento del grado de humedad en el mismo degrada sus propiedades aislantes perdiendo por tanto su funcionalidad requerida.

De manera análoga a la aplicación a la variable monitorizada del transformador, se pueden aplicar herramientas de control a las variables correspondientes a un interruptor automático u otro elemento de los que se compone una subestación.

Existen tres posibles medidas para determinar el estado del gas en el interruptor: el porcentaje de mezcla de SF₆, el análisis de los subproductos existentes en el SF₆ y el porcentaje o grado de humedad en el SF₆. Estos tres parámetros de control ayudan a conocer la capacidad de respuesta del interruptor cuando sea necesaria su intervención.

5.6 MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN

En este apartado se aplicará una metodología de trabajo que consistirá en realizar un mantenimiento basado en la fiabilidad de las condiciones de operación del transformador. Con los datos monitorizados se realizará un mantenimiento basado en la condición, el cual, mediante un estudio con herramientas económicas se realizará un análisis de si conviene reparar o reemplazar el transformador.

Para la aplicación de la metodología propuesta se seguirá un proceso lógico, similar al ciclo de Deming (ver Figura 5. 2) conocido como PDCA (*Plan, Do, Check and Act*), el cual es una guía para actuar basada en la aplicación sistemática de cuatro pasos: Planear, Hacer, Verificar y Actuar, análogo a los recomendados en los Sistemas de Gestión Normalizados, tales como los definidos por las normas ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, ISO 10012:2003, OSHAS 18001:1999 entre otras.

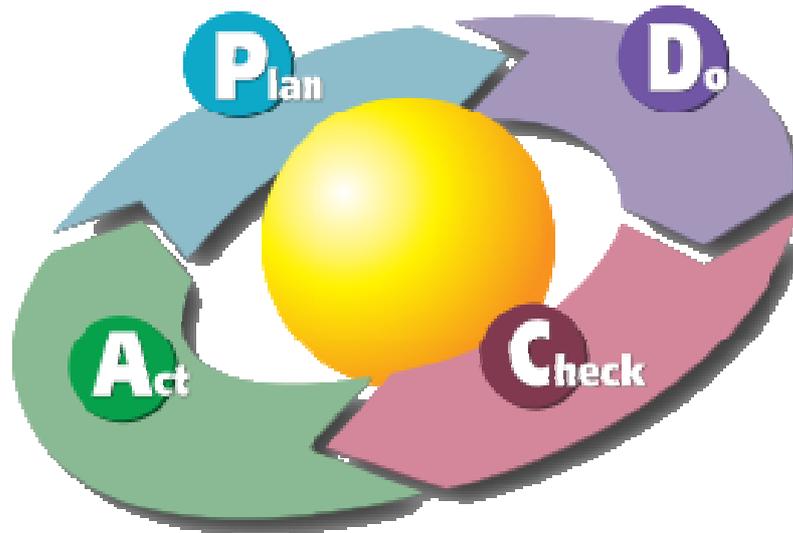


Figura 5. 2. Ciclo de Deming.

5.6.1 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA

Las fases generales a seguir para el desarrollo de la metodología son las siguientes:

- **Definir el problema y describir el proyecto.**

En primer lugar es necesario identificar cuál es el problema. En este método el término "problema" se identifica con la diferencia entre un estado ideal (objetivo) y un estado real o actual.

En la definición del problema se debe estudiar exhaustivamente el problema a tratar de manera asertiva, recogiendo el máximo de información al respecto, además se debe usar alguna herramienta para su análisis.

Una vez identificado el problema se debe describir de manera detallada el proyecto de mejora que se debe realizar y definir los objetivos a alcanzar, los cuales deben quedar definidos clara y completamente.

Para que el proyecto resulte exitoso, las características que debe tener son:

- Que esté ligado a las prioridades del negocio.
- El objetivo de mejora debe estar relacionado con algún parámetro que el cliente identifique como importante.
- Debe tener un alcance razonable.
- Debe ser entendido por toda la organización y compartido por todos los miembros del equipo de trabajo.
- Debe tener una métrica adecuada, es decir, el objetivo debe poder medirse de alguna manera, preferiblemente de manera cuantitativa.
- El impacto de la mejora debe ser válido por el área financiera.
- Debe contar con el apoyo y la aprobación de la dirección de la empresa.



El objetivo del proyecto será el de seguir la línea de mantenimiento predictivo iniciada mediante la metodología *Cusum*, de modo que se llegue a la conclusión de reparar o reemplazar el transformador.

- **Medir.**

En esta fase se deben realizar dos actividades.

La primera de ellas es describir detalladamente el proceso en el que se quiere actuar y definir las entradas, salidas, los pasos, los flujos de información y las características.

En segundo lugar se deben evaluar los sistemas de medición de las diferentes características del proceso. Es imprescindible estudiar la calidad de las mediciones y garantizar la bondad de éstas, por ello la evaluación debe hacerse de manera objetiva mediante técnicas estadísticas tales como estudios de repetitividad, linealidad, exactitud y estabilidad.

La importancia de las mediciones radica en que a través de ellas se va a evaluar el desempeño en la organización por lo que es imprescindible garantizar la máxima exactitud de las mismas y la medida del error intrínseco a toda medición.

- **Analizar.**

Esta fase de análisis se debe realizar también en dos pasos secuenciales.

En primer lugar se deben identificar las variables significativas. De las variables identificadas se deben seleccionar aquellas que incidan de manera clara en la variación del proceso.

En segundo lugar se debe evaluar la capacidad del proceso para producir dentro de las especificaciones de diseño. Se debe analizar también la estabilidad del proceso. Se deben realizar estudios a largo y a corto plazo. Analizando de manera detallada la fracción de producto o servicio fuera de las especificaciones y que por tanto se identifica como defectuoso.

- **Mejorar.**

Si como resultado de la fase anterior, se encuentra que el proceso no puede producir de manera estable dentro de las especificaciones, se deberá modificar el mismo para reducir la variación. Si la estabilidad es aceptable, se debe robustecer el proceso para asegurar la calidad. El proceso de mejora debe garantizar la consecución del objetivo definido en el proyecto.

- **Controlar.**

Una vez alcanzado el objetivo es imprescindible controlar y hacer un seguimiento exhaustivo del proceso.

Es conveniente monitorizar las variables que se identificaron y mejoraron, así como las variables resultado que miden la mejora objetiva. Además se debe garantizar la continuidad del proceso en las condiciones óptimas alcanzadas.



Por último, una vez satisfecho el objetivo, se deben buscar nuevos objetivos para realizar una mejora continua en el proceso.

5.6.2 APLICACIÓN A UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En este apartado se realizará un análisis de la metodología aplicada a una subestación eléctrica.

Es necesario disponer de fuentes de información, fiables y consistentes, tales como bases de datos históricas de fallos, histórico de parámetros de funcionamiento, niveles de actuación, condiciones de contorno, etc.

Las fases en las que puede dividirse la aplicación de la metodología a una subestación eléctrica son las siguientes.

5.6.2.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El primer paso de la metodología que se va a utilizar es la identificación del problema, entendiendo éste como la diferencia entre una situación ideal, que será el objetivo perseguido por el proceso de mejora continua, con una situación real o actual.

El problema debe ser tal que afecte de manera importante a la prioridad del negocio, además debe ser un parámetro significativo para el cliente. Para las empresas de distribución de energía eléctrica, su principal objetivo es mantener el servicio prestado al cliente de manera ininterrumpida.

El objetivo general de la metodología aplicada a la subestación eléctrica, es mantener de manera continua el suministro de energía eléctrica, es decir, proporcionar un servicio con fiabilidad del 100% al usuario final dentro de los parámetros de calidad establecidos y con el consiguiente ahorro económico en reparaciones para la empresa propietaria. Este objetivo general es equivalente a conseguir una disponibilidad de la subestación completa del 100%. Ello no implica que todos los componentes de la subestación deban tener una disponibilidad del 100%. Mientras se realizan operaciones de mantenimiento programadas, el suministro no se interrumpe, ya que se utilizan vías alternativas para garantizar el servicio. El problema estriba en la ocurrencia de fallos importantes que no han sido previstos. Es en estos casos donde pueden producirse cortes del suministro. Para poder anticiparse al fallo es necesario conocer el estado de los elementos críticos de manera continua en el tiempo. Con ello, se pueden realizar operaciones de mantenimiento preventivo basadas en la condición en la que se encuentran los subsistemas de la subestación.

Por lo anteriormente descrito, el objetivo general se particulariza en el control de las condiciones de servicio de los equipos identificados como críticos para la subestación. En concreto se aplicará la metodología para tomar una decisión de



actuación en función de la variabilidad de la concentración de los gases disueltos en el aceite del transformador que está siendo monitorizado en el desarrollo de este proyecto.

El proceso de definición del problema y la particularización jerárquica del objetivo general se muestra gráficamente en la Figura 5. 3.



Figura 5. 3. Definición del problema y particularización del objetivo general.

Una vez concretado el objetivo particular de la metodología debe recogerse toda la información disponible en relación al mismo.

A continuación se describe el elemento objeto de estudio, el transformador.

Se trata de un transformador trifásico acorazado de 70.000/70.000/25.000 kVA, para intemperie, a 50 Hz, con refrigeración natural en baño de aceite y forzada con aire (OA/FA), y regulación mediante conmutador en carga Jansen. Conexiones: Estrella-neutro/estrella-neutro/triángulo (YNyn-0; YNd-11).

Sus principales características se describen a continuación:

- **Tensiones:**
 - Alta tensión: $230.000 \pm 12 \times 3.000$ V.
 - Baja tensión: 76.000-57.500 V.
 - Terciario: 10.500 V.
- **Especificaciones:**
 - Transformador de la marca Westinghouse S.A. fabricado en 1932.
 - De tipo acorazado, frecuencia 50 Hz, devanado de A.T. 70.000 kVA, $230.000 \pm 12 \times 3000$ V y acoplamiento en estrella-N.
 - Potencia aparente, 70 MVA.



- Devanado de B.T. 70.000 kVA, 76.000-57.500 V, acoplamiento en estrella-n y grupo A.T. / B.T. YNyn-0.
- Consta de un devanado terciario 25.000 kVA, 10.500 V, acoplamiento en triángulo y grupo A.T. / terciario YNd-11.
- Sistema de refrigeración natural en baño de aceite con radiadores a la cuba y forzada con aire (OA/FA).
- Medidas de aislamiento efectuadas con el Megger de 5.000 V:
 - A.T. contra B.T. Terciario masa = 4.000 Mghs.
 - B.T. contra A.T. Terciario masa = 4.000 Mghs.
 - Terciario contra A.T. B.T. masa = 4.000 Mghs.
 - Temperatura = 33°C.

Continuando con la descripción del transformador se explican los accesorios de los que consta:

- Radiadores Westinghouse: constituyen un sistema de refrigeración de alto rendimiento, empleados en transformadores de potencia autoenfriados, o con ventilación forzada de aire. Estos radiadores son desmontables a efectos de transporte, reduciendo de esta forma el gálibo del transformador y evitando al mismo tiempo las posibles averías en los mismos, por choques, golpes, etc.
- Nivel magnético de aceite: los indicadores de nivel de aceite de tipo magnético proyectados para su empleo en transformadores Westinghouse, o equipos relacionados con ellos, son aparatos de intemperie, sumergibles a prueba de choques con esfera de lectura, compuestos de una sola unidad que funcionan por flotador y son adecuados tanto para aceite como para piraleno.

En la Figura 5. 4 se muestra un ejemplo de nivel magnético de aceite.



Figura 5. 4. Nivel magnético de aceite. Fuente: Westinghouse.

En la Figura 5. 5 se muestra la placa de características del transformador.

También se describen algunos de los elementos del transformador.



- Cuba de aceite: es la parte del transformador que recubre todas las partes activas del mismo y contiene el aceite en el que están sumergidas dichas partes del mismo. Esta construida con láminas de acero soldadas entre sí y reforzadas para poder soportar los esfuerzos mecánicos a los que está expuesto el transformador durante su operación. El acabado de las láminas se realiza mediante granalla de acero y tres capas de pintura.
- Sistema de refrigeración: durante su operación el transformador genera pérdidas en forma de calor, pérdidas Joule. Por esto, es necesario un sistema de refrigeración que mantenga al transformador dentro de unos niveles de temperatura aceptables, ya que en el caso de que se den sobretemperaturas en los aislamientos estos verán reducido su tiempo de vida útil de manera considerable.

 Westinghouse S.A.					
70/70/25 MVA 230±12x3/76-57.5/10.5 KV.		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ACORAZADO CLASE OA/FA		SERVICIO CONTINUO CALENTAMIENTO 55°C NORMAS C. E. I. AÑO 4.773 Nº 61.941	
FRECUCENCIA 50 Hz.					
ALTA TENSION		BAJA TENSION		TERCIARIO	
POTENCIA NOMINAL 70MVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 1050 KV NEUTRO 95 KV.		POTENCIA NOMINAL 70MVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 325 KV NEUTRO 325 KV.		POTENCIA NOMINAL 25MVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 75 KV.	
TENSION NOM. VOLTIOS	INTENSIDAD NOM. AMPERIOS	TENSION NOM. VOLTIOS	INTENSIDAD NOM. AMPERIOS	TENSION NOM. VOLTIOS	INTENSIDAD NOM. AMPERIOS
230.000	176	75.000 57.500	532 703	10.500	1.375
RELACION KV BASE 70.000 KVA TENSION DE CTC. CTC.		ALTA TENSION/BAJA TENSION			
		266/76	230/76	194/76	266/57.5
		230/57.5	194/57.5	—	194/57.5
GRUPO DE CONEXIONES		YNyn0-YNd1			
PESO PARTE ACTIVA		99.000	Kg.		
PESO CUBA Y ACCESORIOS		53.000	Kg.		
PESO DEL ACEITE		28.000	Kg.		
PESO TOTAL		180.000	Kg.		
PESO DE DESENCUBADO		15.000	Kg.		
PESO DE TRANSPORTE		—	Kg.		
CUBA CALCULADA PARA PLENO YACIO					
FÁBRICA DE CÓRDOBA (ESPAÑA)					

Figura 5. 5. Placa de características. Fuente: Westinghouse.

Para la distinción de los tipos de refrigeración la normativa clasifica estos sistemas con un acrónimo de cuatro letras:

Primera letra: designa el fluido refrigerante primario, que está en contacto con las partes activas del transformador.

- Aire (*Air*): A.
- Aceite (*Oil*): O.
- Agua (*Water*): W.

Segunda letra: designa el método de circulación del fluido primario.

- Natural: N.



- Forzada: F.
- Dirigida: D.

Tercera letra: designa el fluido refrigerante secundario.

Cuarta letra: designa el método de circulación del fluido secundario.

Los principales elementos que componen un transformador se representan en la Figura 5. 6.

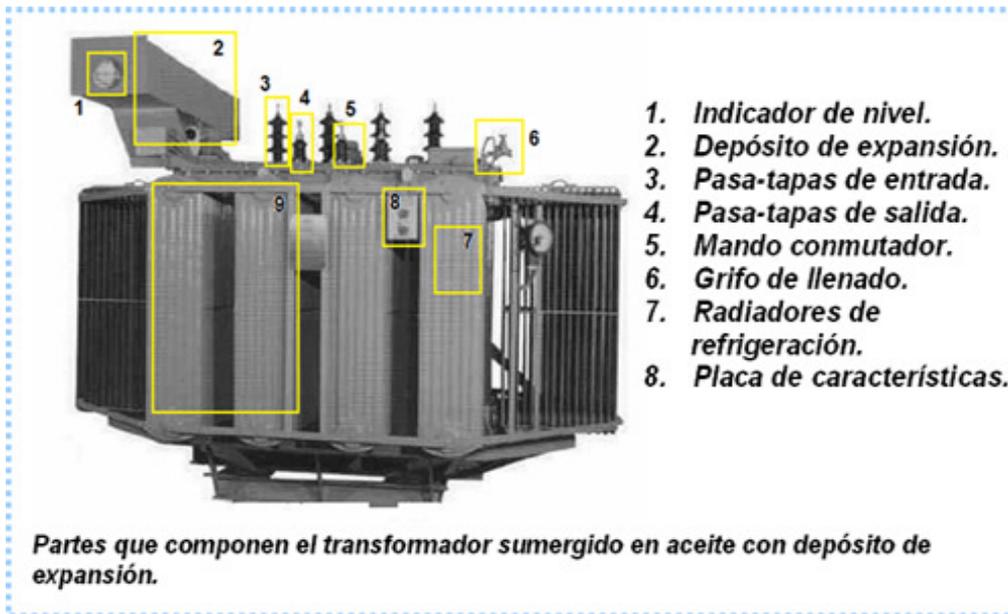


Figura 5. 6. Elementos de un transformador. Fuente: ABB.

En la Figura 5. 7 se muestra la distribución de temperaturas en un transformador.

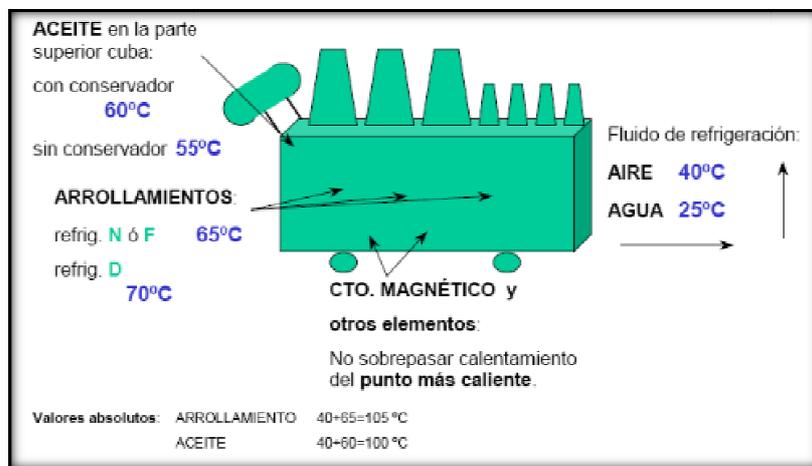


Figura 5. 7. Distribución de temperaturas en un transformador. Fuente: ABB.



A la hora de realizar un seguimiento del funcionamiento del transformador así como verificar su buen estado, el transformador contiene instrumentación que permite este registro por los mismos siendo:

- Termómetro: indica la temperatura de embobinados y del aceite, el termómetro de las bobinas presentará un sistema de agujas señaladores, por ejemplo en los transformadores tipo ONAF a razón del termómetro se activarán sus ventiladores automáticamente, también proporcionará valores activando alarmas y activación de interruptores que alimentan el transformador.
- Medidor de nivel de aceite: dispone de dos agujas indicadores del nivel bajo de aceite en la cual se activa una alarma y si continua bajando activará el disparo de interruptores.
- Relé Buchholz: elemento de control de los transformadores que tiene el tanque conservador, su funcionalidad se basa en la actuación de dos flotadores a la razón de existir una falla internamente en el transformador ya que cualquiera de las fallas internas producirán gases que el relé Buchholz (estará conectado en el tubo que existe entre la cuba y el tanque conservador), así los gases producidos logran que varíe aumentando el nivel del aceite a la cual actúan unos flotadores al interior del relé activando en primer lugar las alarmas y si fuera mayor la falla accionarán el disparo.

Para la aplicación de la metodología es necesario conocer las condiciones de los gases en el transformador en relación a los fallos que pueden ocurrir. Conocer cuáles son las causas de dichos fallos y las posibles consecuencias.

Los transformadores son equipos importantes en un sistema de potencia. Estos transforman la tensión y la intensidad que, en sí, son las variables de interés en el transporte de la energía eléctrica en corriente alterna, esencialmente facilitan la transmisión de potencia de un lado del transformador al otro, esto se logra evitando las altas corrientes al elevar el nivel de tensión, manteniendo la potencia transmitida en las grandes distancias.

El transformador de potencia en las subestaciones de distribución se encuentra en la categoría más alta de todos los equipos de distribución. Generalmente, su capacidad se distribuye por todo un sistema, o se concentra en una subestación, y así del transformador depende la capacidad de dicho sistema.

Esta es solo una de las diversas razones por las que estos equipos son considerados clave en un sistema de distribución. Un gran transformador es una de las principales preocupaciones para cualquier empresa distribuidora cuando este se convierte en motivo de evaluación de fiabilidad porque se ven involucrados los cientos de clientes que se tiene a lo largo de los grandes alimentadores y el reemplazo de uno de estos involucra un considerable gasto de tiempo y costes para la empresa y los clientes por el tiempo de indisponibilidad que representan y las acciones de mantenimiento a que dan lugar.

Las actividades de mantenimiento correctivo están recogidas por una tasa de fallo y consideran las reparaciones y/o reemplazos de los elementos por fallos o deterioros



ocurridos en el tanque del transformador, siempre que estos no hayan sido ocasionados por intervención del usuario o por intervención deficiente de la empresa de distribución eléctrica. Asimismo, consideran las reparaciones y/o reemplazos de los elementos producto del vandalismo pero sin la sustracción de los mismos.

En los transformadores de potencia se tienen principalmente dos tipos de mantenimiento correctivo que representan un coste muy elevado, la reparación o repotenciación y/o el reemplazo de los mismos.

Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

- **Rehabilitación:** es consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de un fallo crece monótonamente y, con esta probabilidad también crece el coste del fallo y de sus consecuencias.
- **Reparación por fallo:** bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en un fallo.

Los datos de coste mostrados de aquí en adelante se han basado en estimaciones y han sido modificados tras aplicar factores de corrección.

El *coste de la repotenciación* de un transformador se ha tomado en base a la orden de trabajo: "O.T.- 16 REPOTENCIACIÓN TRAF0 SANTIPONCE" proporcionada por la empresa propietaria, en la cual se encuentran detallados los costes aproximados incurridos por la empresa para la repotenciación de un transformador trifásico de potencia de 70 MVA el cual se quemó por cortocircuito entre espiras, realizada por la empresa ABB.

La repotenciación incurrió en un coste de 66.740 euros.

Por lo que se toma que, de manera referencial, reparar o repotenciar un transformador de potencia tiene un coste de:

6.655 Eur/MVA del Trafo

ó

15.730 Eur/MVA repotenciado

El tiempo aproximado de reparación es de 15 a 480 horas, y dependiendo del lugar en el que se realice la reparación el tiempo de entrega puede variar de 1 a 4 meses.

En estos valores se incluyen los costes de transporte y montaje del transformador.

El *coste de reemplazo* o compra de un transformador se ha tomado en base a ofertas hechas a la empresa y compras realizadas por la misma. Se tiene que el coste promedio de la compra de un transformador es de:

15.752 Eur/MVA

En este valor se incluyen los costes de transporte y montaje del transformador.



De acuerdo a la tabla presentada por *The Electric Power Engineering Handbook*, donde MTTR significa tiempo promedio para reparar (*Mean Time to Repair*), se tienen las tasas promedio de fallo de un transformador de potencia:

Margen de tasa de fallo (por año): 0.000-0.070.

Tasa de fallo media (por año): 0.043.

MTTR: 15 a 480 horas.

Como se puede observar la tasa de fallo para un transformador de potencia es muy baja, pero cuando esto sucede los costes por indisponibilidad son muy altos si no se tiene un plan de contingencia. La empresa propietaria tiene como plan de contingencia en el momento de salida de un transformador de potencia, la distribución de carga hacia las otras subestaciones, esto se logra con enlaces normalmente abiertos entre primarios. De aquí que el coste por la energía no suministrada depende más bien de la rapidez de respuesta con la que trabajan los grupos de trabajo asignados para esta labor en la empresa que generalmente está en el orden de 2 a 3 horas.

El *coste por energía no suministrada* que puede ser ocasionada ya sea por fallo o mantenimiento del transformador, está dado por la Ec.1:

$$C_{Ens} = t \times D \times PMens \quad \text{Ec.1}$$

C_{Ens} = Coste por energía no suministrada (Eur)

t = tiempo en el que no se suministra energía (h)

D = Demanda no servida (kW)

$PMens$ = Precio medio de la energía no suministrada (Eur/KWh)

5.6.2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y MEDICIONES A REALIZAR

Una vez seleccionados los sistemas sobre los que se aplicará la metodología, se debe describir de manera exhaustiva el proceso que se lleva a cabo en ellos.

El resultado de esta fase debe ser la completa caracterización del proceso que ha sido seleccionado, en base a la información recogida en la fase anterior. Se deben obtener los parámetros de entrada y salida del proceso, así como las magnitudes significativas que definen el proceso. De este modo la toma de medidas se realizará como se expone a continuación.

La toma de medidas se realiza mediante un dispositivo electrónico inteligente (IED) de alta precisión para detección de fallos de transformadores y monitoreo de condiciones de aislamiento denominado Calisto 2 de la marca Morgan Schaffer (Ver ANEXO II).



En particular, para la condición que se requiere controlar (nivel de gases disueltos en el aceite del transformador), se deben conocer los límites de especificación para los gases que se van a monitorizar, los límites máximos de temperatura en el transformador así como los límites de humedad en el aceite. (Ver ANEXO I).

Una vez identificadas las variables, se realizará un análisis de la calidad de las medidas que se obtienen, en términos de repetitividad, reproducibilidad, etc. Deberán usarse técnicas estadísticas que garanticen la calidad de las mediciones que se están obteniendo (De acuerdo con las normas: UNE-EN 60422:2006, Aceites Minerales Aislantes en Equipos Eléctricos, UNE-EN 60567:2006, Toma de Muestras de Gases y Aceite para el Análisis de Gases Libres y Disueltos y UNE-EN 60599:1999/A1:2007, Equipos Eléctricos Impregnados en Aceite en Servicio).

5.6.2.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA Y DE LAS VARIABLES. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL PROCESO

En este apartado se procederá a seleccionar los parámetros que contribuyen de manera más significativa a los factores que introducen mayor variabilidad en el proceso y que por tanto contribuyen más significativamente a que el proceso trabaje fuera de los niveles especificados o de las especificaciones definidas para el correcto funcionamiento de los equipos. Los parámetros seleccionados serán las variables a controlar en el proceso. Una vez identificadas dichas variables o parámetros, se estudiará su efecto sobre la estabilidad del proceso y la capacidad del mismo para funcionar dentro de las especificaciones funcionales.

Para determinar las variables significativas que se deben controlar, debe realizarse un estudio en profundidad de las causas que hacen que la condición que se está evaluando, se salga del intervalo definido por los límites superior e inferior aceptable.

Para realizar este estudio es necesario disponer de datos históricos en los que se puede establecer una correlación entre la condición medida y los fallos sucedidos. Es necesario disponer de un tiempo suficientemente extenso de medición de los gases disueltos en el aceite, en el que hayan acontecido fallos (en nuestro caso se dispone de datos correspondientes a diez años). Además, se deben analizar las causas que han originado los fallos. Con ello, se podrá determinar que parámetros deben controlarse en el proceso de minimización de fallos del transformador.

Para ello se dispone de los resultados de los dos tipos de análisis que se realizaron a muestras de aceite tomadas de la cuba del transformador proporcionado por el laboratorio.

Los dos análisis realizados se obtuvieron de los informes proporcionados por el laboratorio contratado por la empresa para determinar el estado del aceite del transformador. Se realizará un análisis exhaustivo a partir de los informes proporcionados por el laboratorio y así tomar una decisión de actuación.



A continuación se detalla el análisis de gases disueltos en el aceite de un transformador que se divide en dos grupos, análisis físico-químico y de gases disueltos (Véase ANEXO IV), así como los resultados que se obtuvieron de ellos.

- **Análisis físico-químico:**

- Identificación de la máquina:

Transformador A.T. / M.T., regulación en carga sin CTC aislado, ubicado en la SE de Santiponce, con relación de tensión 220/66 kV, potencia 70 MVA y un peso de 28.000 kg.

- Identificación de la muestra de ensayo:

Tipo de análisis FQA, motivo de análisis confirmación resultados, punto de toma fondo cuba y temperatura del aceite 0°C.

- Análisis físico-químico de aceite dieléctrico:

El resultado de este análisis resultó en alerta (Ver Tabla 5. 3).

Características	Método de Ensayo	Fecha Ensayo	Incertidumbre ²	Valores Límite	Resultados
Contenido en Agua por Karl-Fischer	UNE-EN 60814:99 Aptdo.2	20/07/2011	± 14%	<20	22 mg/kg
Tensión de Ruptura Dieléctrica ¹	UNE-EN 60156:1997	20/07/2011	± 10%	>50	47 kV

Tabla 5. 3. Resultados del análisis físico-químico. Fuente: Endesa Ingeniería.

¹ Electrodo utilizados: VDE. Distancia entre electrodos: 2,5 mm. T^a ensayo: 24°C. Muestra no tratada. Frecuencia: 50 Hz. Ensayo con agitación. Valores de ensayo: 38.2-45.1-48.5-46-49.1-53.9.

² Incertidumbre expandida para k=2 y un nivel de confianza del 95%.

Interpretación: Los parámetros que no cumplen las especificaciones IEC 60422/LEI-VAS-01 son contenido en agua y tensión de ruptura. Pese a que los resultados han mejorado respecto al análisis previo continúan fuera de los límites admisibles.

Evaluación: Los resultados de los análisis revelan anomalías que por el momento no comprometen la seguridad y continuidad del servicio. Sin embargo puede ser necesaria la ejecución de acciones correctivas con objeto de mejorar las condiciones de operación.

Recomendaciones: Realizar un tratamiento de filtrado y secado del aceite (procedimiento recogido en la norma UNE-EN 60422:2006).

- Histórico de análisis previo (Ver Tabla 5. 4). El informe se puede ver en el ANEXO IV.



Fecha de ensayo (dd/mm/aaaa)	Contenido en agua (mg/Kg)	Tensión de ruptura (Kv/2,5 mm)	Factor de Pérdidas	Punto de inflamación (°C)	Índice de Neutralización (mg KOH/g)	Índice color	Hidrocarburos aromáticos (%)
18/07/2011	22	47	-	-	-	-	-
20/06/2011	27	34	0,05950	148.5	0,076	<5,0	15,51
26/10/2010	17	63	0,05310	154	0,045	<5,0	15,64
10/10/2008	19	58	0,06620	154	0,169	<5,0	15,49
06/04/2006	17	61	0,03924	150	0,09	<5,0	13,76
23/04/2004	20	52	0,02988	148	0,067	<4,5	-
11/04/2002	12	68	0,03325	154	0,041	<4,5	-
04/10/2000	14	51	0,03488	146	0,044	<4,5	-
14/09/2000	21	44	0,03548	-	-	-	-
14/09/2000	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5. 4. Histórico de análisis previo. Fuente: Endesa Ingeniería.

Este análisis se ha realizado conforme a que se cumplan las especificaciones recogidas en las normas: UNE-EN 60567:2006 y UNE-EN 60599.

- **Análisis de gases disueltos:**

- Identificación de la máquina:

Transformador A.T. / M.T., regulación en carga sin CTC aislado, ubicado en la SE de Santiponce, con relación de tensión 220/66 kV, potencia 70 MVA y un peso de 28.000 kg.

- Identificación de la muestra de ensayo:

Tipo de análisis GAS, motivo de análisis revisión periódica, punto de toma fondo cuba y temperatura del aceite 50°C.

- Análisis de gases de aceite dieléctrico:

El resultado de este análisis realizado el 19/10/2010 resultó en alerta (Ver Tabla 5. 5). El informe se puede ver en el ANEXO IV.



Concentraciones de gases disueltos en ppm por desgasificación parcial (V/V)											
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂	O ₂	N ₂	%Gas (V/V)
Resultados (ppm)	125	129	144	279	1	329	1.007	2.027	22.021	64.146	8,86
Incertidumbre (ppm)	± 7%	± 5%	± 5%	± 5%	± 6%	± 5%	-	± 6%	± 5%	± 5%	-

Tabla 5. 5. Resultados de concentración de gases disueltos en ppm por desgasificación parcial.

Los nombres completos de cada uno de los compuestos analizados son los siguientes:

H ₂ : Hidrógeno	CH ₄ : Metano	C ₂ H ₆ : Etano	C ₂ H ₄ : Etileno	C ₂ H ₂ : Acetileno
CO: Monóxido de Carbono	Σ: Volumen total de gases combustibles	CO ₂ : Dióxido de Carbono	O ₂ : Oxígeno	N ₂ : Nitrógeno

En la Tabla 5. 6 y Tabla 5. 7 se muestran los valores indicadores obtenidos del análisis.

Indicador	Valor
Degradación del aislamiento celulósico	6,161
Valoración del fenómeno eléctrico	0,008
Valoración de gases combustibles	1.007,000
Valoración de la oxidación del aceite	0,343

Tabla 5. 6. Tabla de indicadores 1.

Indicador	Valor
Código Duval	N/A
Código UNE-EN 60599	T2

Tabla 5. 7. Tabla de indicadores 2.

Interpretación según las normas UNE-EN 60567:2006 y UNE-EN 60599:1999/A1:2007.

Los gases que superan los límites admisibles son: hidrógeno, metano, etileno, etano (valores comparados con la Tabla III. 1, que se puede ver en el ANEXO III).

Los gases que superan los ritmos de crecimiento mensual de las concentraciones son hidrógeno, monóxido de carbono y la suma total de gases combustibles (valores comparados con la Tabla III. 2, que se puede ver en el ANEXO III).

El aislamiento celulósico no parece estar implicado en un defecto.

Valoración del fenómeno eléctrico: condiciones normales de funcionamiento.

Valoración de gases combustibles: condiciones normales de funcionamiento.

Valoración de la oxidación del aceite: condiciones normales de funcionamiento.

La distribución de las concentraciones de gases combustibles es compatible con la existencia de un defecto térmico de temperatura comprendida entre 300 °C y 700 °C.

Posibles causas:



- Contactos defectuosos en conexiones atornilladas (particularmente en aluminio), contactos deslizantes, contactos del interior del selector (formación pirolítica de carbono), conexiones entre el cable y la varilla pasante de la borna.
- Corrientes circulatorias entre piezas de apriete y bulones de la culata, piezas de apriete y chapa magnética, puestas a tierra, soldaduras o sujeciones defectuosas en las pantallas magnéticas.
- Rotura del aislamiento entre conductores paralelos adyacentes de los devanados.

Las concentraciones de gases combustibles continúan su tendencia ascendente e indican una generación activa de gases que por el momento no alcanza niveles críticos pero que conviene evaluar reduciendo el plazo de revisión.

Evaluación: los análisis realizados revelan anomalías que por el momento no comprometen la seguridad y continuidad del servicio. Sin embargo puede ser necesaria la ejecución de acciones correctivas con objeto de mejorar las condiciones de operación.

Recomendaciones: mantener revisión semestral.

En la Tabla 5. 8 y Tabla 5. 9 se muestran las concentraciones de gases disueltos en ppm por desgasificación parcial (V/V) y los ritmos de crecimiento mensual y diario.

Concentraciones de gases disueltos en ppm por desgasificación parcial (V/V)												
Fecha	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂	O ₂	N ₂	Gases (%)	O ₂ /N ₂
19/10/2010	125	129	144	279	1	329	1.007	2.027	22.021	64.146	8,86168	0,34
16/03/2010	44	86	92	176	1	178	577	1.298	16.302	42.691	6,02022	0,38
10/09/2009	19	31	85	132	1	323	591	2.557	27.036	70.303	9,98466	0,38
02/02/2009	24	49	123	193	1	274	664	2.521	27.821	70.786	0,101105	0,39
04/08/2008	37	88	140	242	1	348	856	1.963	20.712	72.868	9,58086	0,28
17/09/2007	28	158	211	362	1	377	1.137	3.339	27.675	77.198	0,10861	0,36
15/02/2007	34	176	225	399	1	347	1.182	3.201	26.984	68.945	9,96295	0,39
17/04/2006	21	73	203	358	1	273	929	2.485	18.031	67.528	8,83797	0,27
30/07/2004	68	267	427	849	1	413	2.025	2.830	23.305	72.910	1,00316	0,32
29/04/2004	30	347	437	910	1	318	2.043	2.541	29.737	77.337	11,0941	0,38
01/10/2003	62	366	395	781	1	405	2.010	2.853	28.247	76.496	0,108811	0,37
07/03/2003	61	530	492	935	1	373	2.392	2.149	30.906	77.298	0,112016	0,40
17/05/2002	41	341	386	806	1	239	1.814	1.610	29.064	75.500	10,7326	0,38
09/10/2001	83	348	238	527	1	286	1.483	1.301	27.421	73.899	10,3453	0,37
10/07/2001	65	304	233	433	32	244	1.311	1.220	28.854	72.033	10,2758	0,40

Tabla 5. 8. Histórico de análisis previo.

Ritmo de crecimiento	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂
Mensual (% / mes)	25,82	7,01	7,93	8,21	0,00	11,90	10,45	7,88
Diario (ppm / día)	10,39	5,52	6,67	13,22	0,00	19,38	55,18	93,54

Tabla 5. 9. Ritmo de crecimiento.



Este análisis se ha realizado conforme a la norma UNE-EN 60567:2006 y UNE-EN 60599:1999/A1:2007.

Según la Tabla I. 3 (Véase ANEXO I) de categorías de riesgo y acciones recomendadas basadas en el historial de TCGA (Contenido Total de Gases Combustibles), la situación actual del aceite se clasifica según la condición de riesgo 2 (Ver Tabla I. 3, ANEXO I) por la cual el medio de operación recomendado es el de cautela en el uso de la unidad y hacer la prueba de análisis de gases para determinar las causas.

Según su clasificación en la condición de riesgo 2 (Ver Tabla I. 2, ANEXO I), esta situación es provocada por una gasificación mayor que la normal y se sospecha mayor proporción de deterioro. Se garantiza esta situación haciendo supervisión y pruebas adicionales.

A continuación (Ver Tabla 5. 10) se presenta la evolución que presentaron los gases disueltos en el aceite del transformador de potencia objeto de estudio durante un periodo de funcionamiento cercano a 10 años a partir de los datos del análisis de gases disueltos descrito en el informe proporcionado por el laboratorio.

Nº días entre medidas	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	H ₂	CO	CO ₂	O ₂	N ₂	% Gases
0	304	433	233	32	65	244	1.220	28.854	72.033	10,27
91	348	527	238	1	83	286	1.301	27.421	73.899	10,34
220	341	806	386	1	41	239	1.610	29.064	75.500	10,73
94	530	935	492	1	61	373	2.149	30.906	77.298	0,11
222	366	781	395	1	62	405	2.853	28.247	76.496	0,10
211	347	910	437	1	30	318	2.541	29.737	77.337	11,09
92	267	849	427	1	68	413	2.830	23.305	72.910	1,00
626	73	358	203	1	21	273	2.485	18.031	67.528	8,83
338	176	399	225	1	34	347	3.201	26.984	68.945	9,96
214	158	362	211	1	28	377	3.339	27.675	77.198	0,10
322	88	242	140	1	37	348	1.963	20.712	72.868	9,58
182	49	193	123	1	24	274	2.521	27.821	70.786	0,10
220	31	132	85	1	19	323	2.557	27.036	70.303	9,98
187	86	176	92	1	44	178	1.298	16.302	42.691	6,02
217	129	279	144	1	125	329	2.027	22.021	64.146	8,86

Tabla 5. 10. Evolución de gases disueltos en el transformador de potencia durante un periodo de diez años (ppm).

Como puede observarse en la Figura 5. 8, la evolución del H₂ en el aceite presentó una pendiente muy acusada en la medida 14. Igualmente la concentración de los gases metano, etileno y etano (CH₄, C₂H₄ y C₂H₆) aumentó de manera muy significativa. En concreto, el H₂ disuelto experimentó un aumento del 184,1%, y

para los gases CH_4 , C_2H_4 y C_2H_6 , los aumentos fueron del 50%, 58,52% y 56,52% respectivamente.

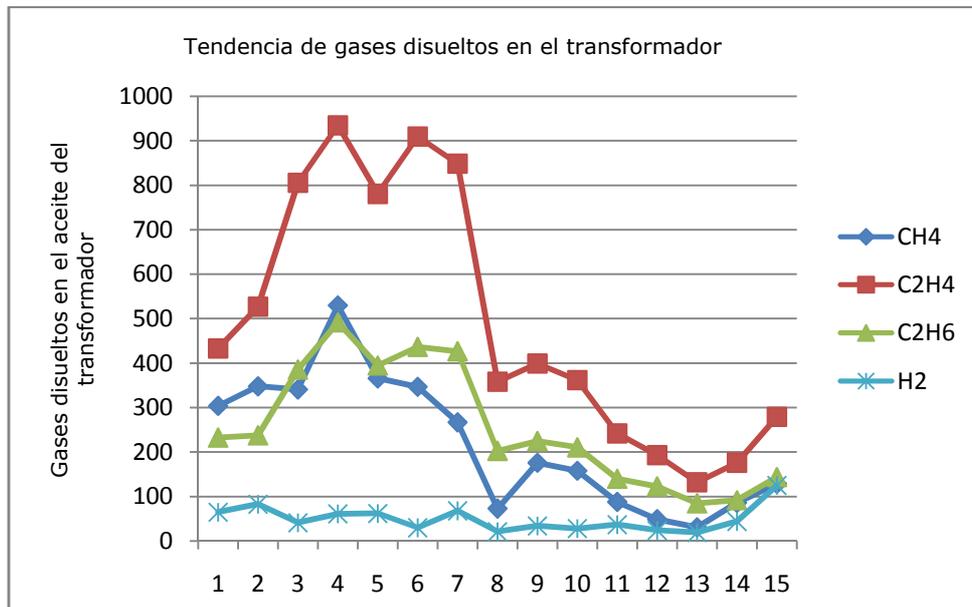


Figura 5. 8. Gráfica de la evolución de los gases en el aceite del transformador.

El diagnóstico del fallo incipiente fue sobrecalentamiento del aceite debido probablemente a un falso contacto en alguna conexión. En esta situación, se decidió sacar el transformador del servicio y realizar una operación de mantenimiento preventivo consistente en retirar el aceite y realizar una inspección dentro de la cuba del transformador. En la inspección se encontraron conexiones flojas al conmutador, lo que justificó el sobrecalentamiento y la aparición de los gases en los análisis.

También puede sugerir tipos de fallos la relación encontrada de ciertos gases (Ver Tabla 5. 11). Los fallos eléctricos se detectan según los métodos de Dömenburg y Rogers (ver Tabla I. 8, ANEXO I).

De este modo analizamos dichas relaciones.

De los datos de la Tabla 5. 11 y de la Figura 5. 9 se obtienen las siguientes conclusiones a partir de la Tabla I. 8, ANEXO I, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.

Como puede apreciarse gráficamente, según la tendencia de la relación $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$, el aceite se encuentra en el caso 3 (Ver Tabla I. 8, ANEXO I), lo que indica arcos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferentes potenciales o a un potencial flotado, lo que deriva también en la ruptura de aceite entre materiales sólidos.

Este es un ejemplo de cómo obtener conclusiones del análisis de las tendencias de los gases a partir de registros temporales de los gases disueltos en el aceite del transformador.



Año	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CO ₂ /CO
2001	4,67692308	1,8583691	0,073903	5
2001	4,19277108	2,21428571	0,00189753	4,54895105
2002	8,31707317	2,0880829	0,00124069	6,73640167
2003	8,68852459	1,9004065	0,00106952	5,7613941
2003	5,90322581	1,97721519	0,00128041	7,04444444
2004	11,5666667	2,08237986	0,0010989	7,99056604
2004	3,92647059	1,9882904	0,00117786	6,85230024
2006	3,47619048	1,7635468	0,0027933	9,1025641
2007	5,17647059	1,77333333	0,00250627	9,22478386
2007	5,64285714	1,71563981	0,00276243	8,85676393
2008	2,37837838	1,72857143	0,00413223	5,6408046
2009	2,04166667	1,56910569	0,00518135	9,20072993
2009	1,63157895	1,55294118	0,00757576	7,91640867
2010	1,95454545	1,91304348	0,00568182	7,29213483
2010	1,032	1,9375	0,00358423	6,16109422

Tabla 5. 11. Tendencia relaciones entre gases.

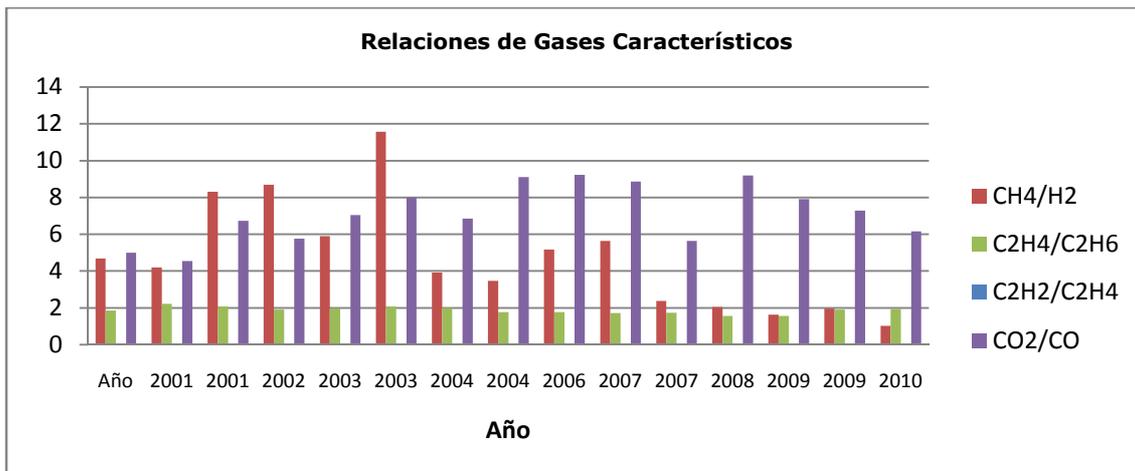


Figura 5. 9. Tendencia relaciones entre gases.

Como conclusión final se puede decir que al asumir el coste de la operación de mantenimiento preventivo a este transformador en la fase incipiente del fallo se evitó la aparición de un problema mayor, restaurándose el equipo a una situación de partida sin fallos.

5.6.2.4 OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS. VALIDACIÓN DE LA MEJORA

El proceso de optimización de la metodología definida consistirá en la realización de los dos tipos de análisis de gases disueltos en el aceite mediante el IED (Calisto 2)



descrito, que además de recoger la información del estado de los gases disueltos en el aceite, en el futuro realizará una evaluación instantánea de las condiciones de funcionamiento para la toma de decisiones de actuación.

Mediante la detección anticipada de fallos, a través de la monitorización de las condiciones de funcionamiento de los equipos, análisis, diagnóstico y evaluación de su estado, se obtendrá un mantenimiento de tipo predictivo que permitirá tomar la decisión de si rehabilitar o reemplazar el equipo mediante un estudio técnico-económico previo a la ocurrencia de un fallo grave en el transformador.

De este modo se conseguirá una validación de la mejora, objetivo principal de este proyecto, que consistirá en un mantenimiento predictivo que reducirá los costes de mantenimiento preventivo y correctivo que actualmente emplean las empresas eléctricas.

5.6.2.5 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR

Diseñar para alcanzar los requerimientos económicos y ejecutar las operaciones de forma competitiva, depende del balance prudente entre lo que es factible en el aspecto técnico y lo que es aceptable en el aspecto económico. Por desgracia, no existe un atajo para lograr ese balance entre las factibilidades técnica y económica. Entonces, deben plantearse algunos escenarios que nos llevarán a tomar una decisión.

A continuación se presenta la metodología que se usará para analizar si un transformador podría estar en diferentes casos de análisis, y cuál sería la mejor opción.

La metodología tendrá dos partes importantes, una parte técnica y una parte económica. Para la parte técnica se tendrán en cuenta las pruebas que se deben realizar, de acuerdo a los resultados obtenidos y comparando con las normas que establecen el margen permisible, se podrá decidir qué transformadores ingresan en este análisis. En cuanto a la parte económica se usa el método del valor presente (MVP), para analizar todos los costes que implica tener a un transformador en servicio, y así nivelar todos estos costes anualmente.

A continuación se presenta un diagrama de flujo con la metodología que se aplicará para la toma de decisiones (Ver Figura 5. 10).

- Ingreso de variables técnicas:

El transformador se ha evaluado de acuerdo a las cuatro categorías de riesgo (Ver Tabla I. 2 y Tabla I. 3, ANEXO I), las cuales nos han brindado una gran visión en el momento de decidir el estado de un transformador. Estas categorías se basan en los resultados obtenidos de la cromatografía de gases combustibles (TCGA) (Ver Tabla I. 4, ANEXO I).

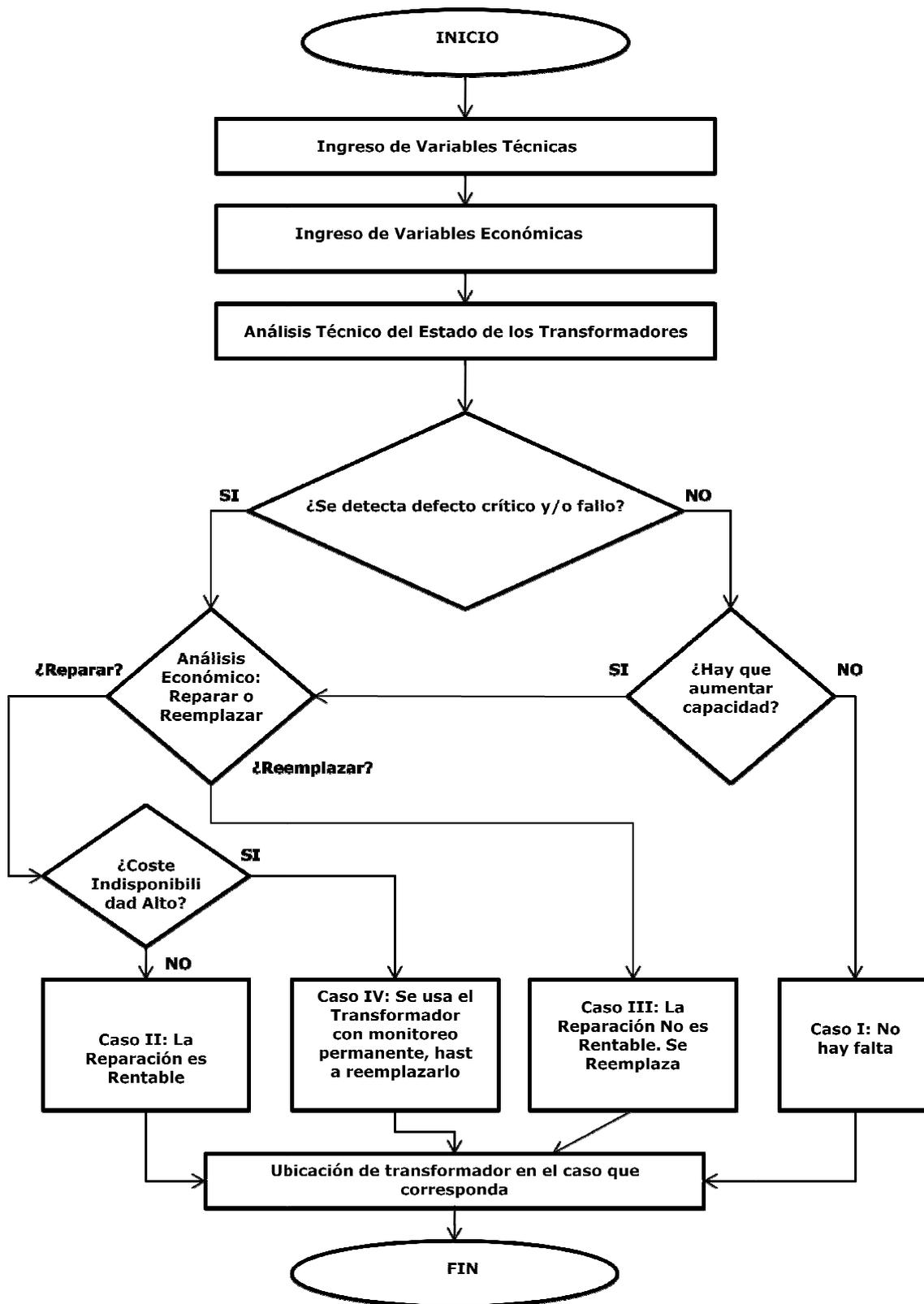


Figura 5. 10. Diagrama de flujo con la metodología a aplicar.



En cuanto a las pruebas que se deben realizar, y en los límites que deben estar los resultados, a continuación se muestra un cuadro resumen (Ver Tabla 5. 12).

Prueba	Norma	Límites
Rigidez Dieléctrica	ASTM D-877 ASTM D-1816	Electrodos planos separados 2,54 mm: Tensión mínima 25 kV. Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV.
Número de Neutralización	ASTM D-664 ASTM D-974	Aceite Nuevo: 0,03 mg KOH/gr. Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr. Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr.
Tensión Interfacial	ASTM D-971	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm. Aceite Usado: 25 dinas/cm. Agua Destilada: 70 dinas/cm.
Contenido de Humedad	ASTM D-1533	Nuevo: 10 ppm. Usado: 15 a 20 ppm.
Índice Colorimétrico	ASTM D-1500	Nuevo: 0,5. Usado: 1,5.
Gravedad Específica	ASTM D-2501	< 0,91 a 15,6 °C.
Factor de Potencia	ASTM D-924	Típico: 0,01%. Límite: 0,5 %.
Resistencia de Aislamiento	IEEE C57.12.90	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión. Alta vs. Tierra. Baja vs. Tierra. Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente).
Relación de Transformación	IEEE C57.12.90	Transformador sin carga \pm 0,5% en todas sus derivaciones.
% de Carga	ANSI C57.91-1981	1,16 veces nominal por 24 horas.

Tabla 5. 12. Variables técnicas para análisis de casos.

- Ingreso de variables económicas:

Las variables económicas que se deben considerar se describen a continuación:

- o Valor actual del transformador instalado (ver Tabla 5. 13):

Subestación	Trafo	Fecha Ingreso	Expectancia	Factor de Estado	Valor Unitario (Eur)	Valor Depreciación (Eur)	Valor Actual (Eur)
Santiponce	70 MVA	1.973	6	1,00	700.000	668.960,87	31.039,13

Tabla 5. 13. Valor actual del transformador.

Nota: la expectancia es la cantidad de años de vida útil que le resta al transformador.

El factor de estado es un indicador para saber el estado del transformador. (1,00: Excelente; 1,50: Muy bueno; 2,00: Bueno; 2,75: Regular).

Por tratarse de una empresa eléctrica dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, los costes financieros están ligados a muchos procesos, pero no directamente a los transformadores de potencia, por lo que en esta tabla no se ha tenido en cuenta como un coste directo del uso del transformador.

En consecuencia el coste fijo anual del uso del capital para este caso viene dado únicamente por la depreciación del bien.



- o Valor de depreciación anual: es la pérdida de valor que sufren los bienes e instalaciones por efecto del uso, desgaste, tiempo y de otros factores que directa o indirectamente ocasionan una reducción de la eficiencia y por tanto del valor de los bienes e instalaciones.
 - Depreciación física: es la pérdida de valor de un equipo o instalación ocasionada por el uso. O sea el desgaste que sufren sus elementos por el funcionamiento o por la acción de ciertos elementos externos o internos que producen oxidación o merma de calidad de los materiales, que tienen una vida limitada independientemente de su uso.
 - Depreciación funcional: es la pérdida de valor que sufre un equipo o instalación debido a la obsolescencia o a lo inadecuado del mismo.

Un equipo cae en obsolescencia cuando un adelanto tecnológico o alguna mejora hace que dicho bien ya no sea el deseado, o lo hace mucho menos eficiente o conveniente que otro, en tal forma que la empresa ya no pueda seguir usándolo o que cause mayor costo.

Lo inadecuado resulta por el crecimiento y cambios obligados que corresponde realizar. Una instalación o equipo es inadecuado cuando la demanda del servicio es mucho mayor que la prevista y resulta más económico su reemplazo.

El cálculo de la cuota de depreciación de bienes e instalaciones para cualquier período contable se basa en la vida útil de los bienes e instalaciones.

Bajo el método de depreciación lineal, el coste original de bienes e instalaciones se divide en igual forma entre los períodos contables y sobre la vida útil estimada de los bienes.

De aquí se ha dado para los transformadores de potencia los siguientes valores de depreciación, y vida útil (Ver Tabla 5. 14):

Nombre	Límite Inferior			Límite Superior		
	% Anual	% Mensual	Años	% Anual	% Mensual	Años
Transformadores	2,5	0,2083	40	4	0,333	25

Tabla 5. 14. Valores de depreciación para transformadores.

- o Valor residual al final de la vida útil: de acuerdo a datos obtenidos los transformadores tienen una vida útil comprendida entre los 25 y 40 años, y un valor residual al final de su vida útil del 1% del coste inicial del bien.
- o Coste de pérdidas: los costes de operación son los asociados al uso del activo, para el caso de los transformadores, el coste de las



pérdidas en vacío y las debidas a la carga, son los costes relevantes. Los costes de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de carga de las pérdidas, la tasa de crecimiento de la demanda máxima, la carga pico máxima aceptable antes de requerir el uso de otro transformador para dividir la carga, el coste de la capacidad (Eur/kVA) y el coste de la energía (Eur/kWh).

Se tiene para el período 2002-2006 las pérdidas tanto de potencia y energía, ocasionadas por el transformador, los costes de las pérdidas de energía se han calculado en base al precio medio vigente para el año en cuestión, este valor del precio medio es el precio medio al que la empresa compró la energía al mercado ocasional en dicho año.

En la Tabla 5. 15, se muestran los valores de potencia nominal, pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre (valores aproximados) del transformador objeto de estudio.

Trafo	Pot. Nom. (MVA)	Po. (Fe) (kW)	Pe. (Cu) (kW)
Santiponce	70	533,4	442,7

Tabla 5. 15. Potencia Nominal, pérdidas en el hierro y en el cobre.

- o Costes asociados al mantenimiento: en cuanto al mantenimiento se refiere existen dos clases de mantenimiento, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo. El mantenimiento *preventivo*, es el que se realiza en forma programada con el fin de asegurar el adecuado funcionamiento de los equipos en cuanto a conexiones, aislamiento, enfriamiento, ruido, entre otros, y minimizar la probabilidad de fallos y deterioro.

Cada tarea tiene un coste por la mano de obra que la realiza, de ahí que se tienen los costes asociados al mantenimiento preventivo.

Algunas tareas son realizadas por empresas subcontratadas, por lo que los costes se han tomado de ofertas y facturas por estos servicios a la empresa.

En la Tabla 5. 16 se presentan los costes anuales que representa cada una de las tareas de mantenimiento.

El mantenimiento correctivo es el que se realiza con el fin de reparar o reemplazar los transformadores a partir de la detección de un fallo o deterioro.

Las actividades de mantenimiento correctivo están regidas por una tasa de fallo y consideran reparaciones y/o reemplazos de los elementos por fallos o deterioros ocurridos en las bobinas y en el interior del tanque del transformador, siempre que estos no hayan sido ocasionados por intervención del usuario o por intervención deficiente de la empresa de distribución eléctrica. Asimismo, se consideran las reparaciones y/o reemplazos de los elementos producto del vandalismo pero sin la sustracción de los mismos.



En los transformadores de potencia se tienen principalmente dos tipos de mantenimiento correctivo que representan un costo muy elevado, los cuales son la reparación y/o el reemplazo de los mismos.

Tarea	Coste	Continuidad
Revisión y registro de instrumentos (niveles, temperatura)	2,37 Eur/Transformador	Semestral
Revisión de aisladores de A.T y M.T	2,37 Eur/Transformador	Semestral
Revisión y ajuste de terminales de conexión A.T, B.T y tierra	4,76 Eur/Transformador	Anual
Revisión y ajuste de conexión de puesta a tierra	2,37 Eur/Transformador	Semestral
Revisión de válvulas de sobrepresión	2,37 Eur/Transformador	Trimestral
Observación de color (Sílica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	0,605 Eur/Transformador	Trimestral
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	1,21 Eur/Transformador	Semestral
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	2,37 Eur/Transformador	Trimestral
Inspección de formación de gases en relé Bucholz (relé debe estar lleno de aceite)	0,605 Eur/Transformador	Semestral
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	1,21 Eur/Transformador	Anual
Inspección sensorial de ruidos	1,13 Eur/Transformador	Anual
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	2,367 Eur/Transformador	Trimestral
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	360 Eur/Transformador	Anual
Termografía	227 Eur/Transformador	Anual
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	360 Eur/Transformador	Anual
Pruebas de relación de espiras	380 Eur/Transformador	Anual
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	360 Eur/Transformador	Anual
Medición de la resistencia de puesta a tierra	7,56 Eur/Transformador	Anual
Medición de la resistencia óhmica y corriente de excitación	7,56 Eur/Transformador	Anual
Pruebas de rigidez dieléctrica	151,25 Eur/Transformador	Anual
Prueba cromatográfica de gases en el aceite (normalmente 3 muestras)	200 Eur/Muestra de aceite	Anual
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	7,56 Eur/Transformador	Anual
Limpieza exterior de la carcasa	9,45 Eur/Transformador	Semestral
Limpieza de aisladores	15,125 Eur/Transformador	Semestral
Tratamiento del aceite (filtrado y termovació)	0,56 Eur/Litro de aceite	Bianual
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	4,76 Eur/Transformador	Anual

Tabla 5. 16. Costes de las tareas de mantenimiento preventivo para transformadores de potencia.



- Análisis técnico del estado de los transformadores:

Una vez ingresadas las variables tanto técnicas como económicas se procede a realizar el análisis técnico del transformador en cuestión para determinar el estado en el que se encuentra. Se desea conocer si el transformador se encuentra en condiciones aceptables en cuanto a los valores permisibles expresados en las normas de acuerdo a cada prueba.

En el caso en que *se detecte defecto crítico y/o fallo* de acuerdo a los resultados arrojados del análisis técnico se tienen varios posibles casos: el transformador está operando en forma normal o tiene defectos leves. En este caso se tendrá que seguir monitoreando y corregir el problema de acuerdo al caso. Si el transformador está operando con un defecto crítico, el cual puede llevar a un fallo, o incluso que el fallo ya haya ocurrido.

Otra posibilidad es que *haya que aumentar la capacidad* de acuerdo a los estudios de expansión de la demanda, se debe tomar en cuenta si una subestación necesita aumentar su capacidad de transformación en los próximos años.

En el caso de que exista un defecto crítico, debe realizarse un *análisis económico para decidir si reparar o reemplazar*. El análisis económico se basa en el método del valor presente (MVP), este método consiste en tomar dos opciones para su análisis, y de estas determinar la mejor, las opciones a analizar serán: la de reparar (Opción A), o la de comprar un transformador (Opción B).

A continuación se presenta como se desarrolla el MVP para la tarea de escoger la mejor opción económica.

Este método toma los costes anuales que implican tener en funcionamiento un transformador durante su vida y los lleva a un tiempo cero.

El método del valor presente es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y gastos futuros se transforman a euros de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los gastos. Cuando el VP es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VP es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VP es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa, por ejemplo si en un caso se tiene una vida útil de 6 años y en el otro de 8 años, el periodo de análisis será de 24 años dividido en periodos de 6-12-18-24 para un caso y 8-16-24 para el otro.

La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VP disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, de acuerdo con la siguiente gráfica (ver Figura 5. 11):

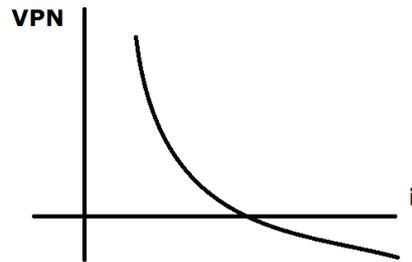


Figura 5. 11. Variación del valor presente en función del interés.

En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés, el VP puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

Las fórmulas y relaciones interés tiempo dinero, que se utilizarán para este método, se describen a continuación:

Simbología:

- i : tasa de interés efectiva por periodo.
- n : número de periodos de capitalización.
- P : suma presente de dinero. Es el valor equivalente de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo, denominado presente.
- F : suma futura de dinero. Es el valor equivalente de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo, denominado futuro.
- A : flujo de efectivo al final de cada periodo (ó valores equivalentes al final de cada periodo) en una serie uniforme que se prolonga por un número específico de periodos.

Relaciones:

❖ P dado F :

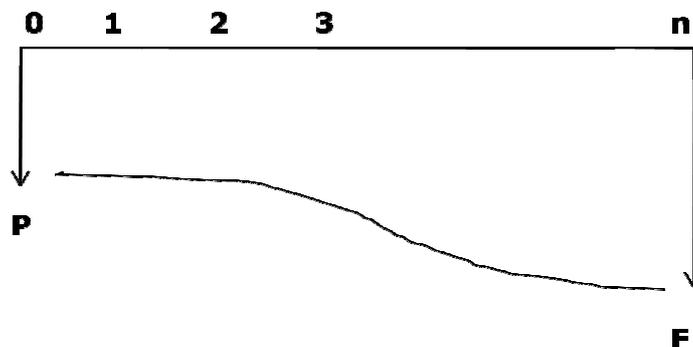


Figura 5. 12. Relación suma presente de dinero dada la suma futura de dinero.



El VP se calcula según las siguientes ecuaciones (Ver Ec.1, Ec.2, Ec.3 y Ec.4).

$$VP = F(1 + i)^{-n} \quad \text{Ec.1}$$

$$VP = F[P/F, i\%, n] \text{ (Función de tres parámetros)} \quad \text{Ec.2}$$

Factor de valor presente, pago único.

❖ P dado A:

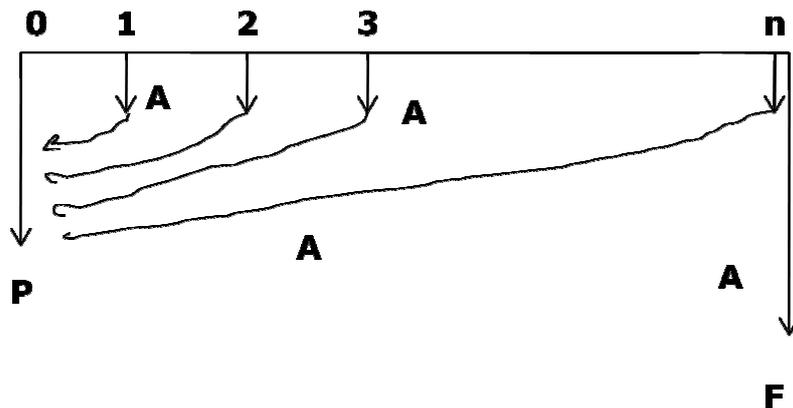


Figura 5. 13. Relación suma presente de dinero dado el flujo de efectivo al final de cada periodo.

$$VP = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \right) \quad \text{Ec.3}$$

$$VP = A[P/A, i\%, n] \text{ (Función de tres parámetros)} \quad \text{Ec.4}$$

Factor de valor presente de una serie uniforme.

Con las variables ingresadas y con las relaciones se procede a calcular los costes para cada caso en cuestión.

Opción A Reparar o Repotenciar	Datos necesarios	Opción B Reemplazar
X Eur Ya Eur Xa Eur m años desp. Da %/año Na años Za Eur/año Pa Eur/año En Eur/kWh-año Sa Eur i%	Valor actual del transformador Inversión inicial Inversión futura Depreciación Vida Útil Costos O&M Costos de pérdidas Costos por energía no suminis. Valor de salvamento TRMA ⁴	X Eur Yb Eur Xb Eur m años desp Db %/año Nb años Zb Eur/año Pb Eur/año En Eur/kWh-año Sb Eur i%

Tabla 5. 17. Nomenclatura de datos.

Opción A:

$$VP = X + Ya + Xa(P/F, i\%, m) + (da + Za + Pa + En)(P/A, i\%, na) - Sa(P/F, i\%, na) \quad \text{Ec.5}$$

Opción B:

⁴ TRMA: Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable.



$$VP = X + Yb + Xb(P/F, i\%, m) + (db + Zb + Pb + En)(P/A, i\%, nb) - Sb(P/F, i\%, nb) \quad \text{Ec.6}$$

Con los resultados obtenidos de las ecuaciones 5 y 6, se determina cual de las dos opciones tiene el menor coste, y será esa la que se escoja para conseguir el beneficio de la empresa eléctrica.

De acuerdo a esta metodología de análisis se llega a cuatro casos en los que pueden estar ubicados los transformadores, y son:

1. CASO I.- NO HAY FALLA

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

Al no existir fallo, lo que se debe tener en cuenta, son los resultados de las pruebas hechas a los transformadores, de aquí se puede tener una importante opinión del estado en el que se encuentra el transformador, para de esta manera saber si se debe estar monitorizando constantemente el transformador para evitar que se llegue a producir un defecto crítico, o si opera normalmente durante el tiempo de vida útil.

2. CASO II.- LA REPARACIÓN (YA SEA POR FALLO O REAHABILITACIÓN) ES RENTABLE

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

La estimación de los Z años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los utilizados en transformadores nuevos, permitirán asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Por otra parte, puede ser considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre



respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el coste del mantenimiento.

3. CASO III.- LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE

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

Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre. También cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, por ejemplo valores límite de descargas parciales. Cuando el fallo ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original.

También puede ocurrir cuando la infraestructura y/o conocimientos del reparador son insuficientes para asegurar la calidad del servicio prestado. Cuando esto ocurre, la opción de evaluar el coste de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinará la balanza por la opción de rechazar la reparación.

La reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el coste de las pérdidas originales es mucho mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo ofrecería un nuevo ciclo de vida económica con costes anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo. Esta opción, es más viable cuando el factor de servicio y el factor de carga del transformador son altos. Por ejemplo, los utilizados en centrales termoeléctricas.

4. CASO IV.- LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE, PERO EL COSTE DE LA INDISPONIBILIDAD ES ALTO

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



5.6.2.6 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL TRANSFORMADOR PARA CADA ESCENARIO

Una vez que, en el apartado anterior, se dejan planteados los escenarios de decisión y las metodologías para su aplicación general, se insertan en cada uno de los escenarios previstos las variables tomadas específicamente para el transformador, para llevar a cabo el análisis e identificar la mejor opción, para los intereses de la empresa si el reemplazo o la reparación del transformador de potencia involucrado en el mencionado análisis.

Este análisis se realizará para el transformador que en las pruebas realizadas arrojaron resultados críticos de funcionamiento.

De acuerdo a las pruebas realizadas y a los resultados obtenidos, se presentan cuadros resumen de la información técnica que determina el estado del transformador y la comparación con los valores de las pruebas descritas.

Los valores de carga han sido tomados del día de mayor demanda a la hora pico (19h00 p.m.).

1. VARIABLES TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores (Ver Tabla 5. 18):

Prueba	Límites	Santiponce
Rigidez dieléctrica	Electrodos planos separados 2,5 mm. Valor límite > 50	47 kV
Número de neutralización	Aceite usado: 0,1 y 02 mg KOH/gr Aceite a regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,044
Contenido de humedad	Nuevo: 10 ppm Usado: 15 a 20 ppm	22
Índice colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 4,5
Factor de potencia	Típico: 0,01 % Límite: 0,5 %	0,0324
Resistencia de aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: A.T vs. B.T A.T vs. Tierra B.T vs. Tierra Neutro vs. Tierra (en caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	En rango 0,5%
% de carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (máx 16% por 1 día)	70,40%
Vida Útil	6 años	6

Tabla 5. 18. Resultados de pruebas transformador Santiponce.

- **Análisis de resultados**



Una vez obtenidos los resultados, se tiene que de acuerdo a las cuatro categorías de evaluación de riesgo (Ver Tabla I. 2, Tabla I. 3 y Tabla I. 4, ANEXO I) se encuentra en buen estado, es decir en la categoría 2.

El transformador a analizar corresponde a la SE de Santiponce, transformador trifásico acorazado Westinghouse S.A. Tensiones $230 \pm 12 \times 3/76-57,5/10,5$ kV con potencias 70/70/25 MVA OA/FA.

Una vez escogido el transformador que por condiciones técnicas están en el margen de decisión, se analizará económicamente las alternativas posibles con base en las variables económicas involucradas en el proceso de decisión para de esta manera completar el análisis y recomendar la decisión del caso en el que se debe ubicar a dicho transformador.

2. INGRESO DE VARIABLES ECONÓMICAS

Las variables económicas que se ingresarán serán solamente para el transformador del análisis, a continuación se tiene un cuadro con las variables necesarias para la aplicación del método del valor presente (Ver Tabla 5. 19).

Variable
Valor actual del transformador
Valor residual del transformador al final de su vida útil
Depreciación
Costes por pérdidas
Costes por Operación y Mantenimiento
Inversión por reparación
Inversión por reemplazo
Coste energía no suministrada
Inversión ampliación futura
Vida útil
TRMA

Tabla 5. 19. Variables económicas.

Valor Actual del transformador: es el valor que tiene el transformador en el momento del análisis, este valor se encuentra usando el coste inicial menos el valor de depreciación que hay hasta el momento (Ver Tabla 5. 20).

Variable	Santiponce
Valor actual del transformador (Eur)	31.039,13

Tabla 5. 20. Valor actual del transformador.

Valor residual al final de su vida útil: es el valor que queda al final de su vida útil económica, en este caso es del 1% del valor inicial del bien (Ver Tabla 5. 21 y Tabla 5. 22).

Variable	Santiponce
Vida útil (años)	6

Tabla 5. 21. Vida útil.

Variable	Santiponce
Valor residual del transformador al final de su vida útil (Eur)	7.000

Tabla 5. 22. Valor residual.

Depreciación: es el porcentaje anual de depreciación que tiene el bien en base al valor inicial, para este caso es del 3% (Ver Tabla 5. 23).



Variable	Santiponce
Depreciación (Eur)	21000

Tabla 5. 23. Depreciación.

Costes por pérdidas: es el coste de la energía que se pierde en el transformador anualmente, en este caso como el precio medio de la energía, y las pérdidas varían para cada año con los valores reales de factor de pérdidas y los costes de pérdidas se hará una regresión lineal para los demás años de vida útil ya que no se tiene suficientes datos como para realizar una regresión mientras que para la demanda máxima se usará el dato obtenido del crecimiento de la demanda que es del 4,3% anual.

Pérdidas resistivas: se calculan con base a la expresión I^2R . En cada subsistema se calculan las pérdidas resistivas para la demanda máxima de la carga por los métodos usuales y con esa base se obtienen las pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima.

Pérdidas en el núcleo de los transformadores: teniendo en cuenta que las pérdidas en el núcleo (DCL) dependen de la densidad de flujo magnético en el mismo, la cual a su vez depende de la tensión de alimentación al transformador, puede ser considerada como independiente de la variación de la demanda, es decir, permanece constante durante el período de análisis.

Para calcular el coste promedio de las pérdidas (Ver Tabla 5. 25), se tienen costes de energía para algunos años (Ver Tabla 5. 24), con un precio promedio de 0,03516 Eur/kWh.

Año	Precio Medio (Eur/kWh)	Año	Precio Medio (Eur/kWh)
2002	0,04424	2012	0,02586
2003	0,04666	2013	0,02752
2004	0,05732	2014	0,03009
2005	0,06276	2015	0,03327
2006	0,04908	2016	0,02745
2007	0,03993	2017	0,02790
2008	0,03131	2018	0,02873
2009	0,02790	2019	0,02994
2010	0,02329	2020	0,03138
2011	0,02556	2021	0,03327

Tabla 5. 24. Precios medios a largo plazo.

Se emplearán las siguientes ecuaciones:

$$PcuDm = Pcu \times \left(\frac{Dm}{Pnom} \times \cos fi \right)^2 \quad \text{Ec.1}$$

donde:

PcuDm: Pérdida de potencia a máxima demanda en el cobre.

Pcu: Pérdida en el cobre a potencia nominal.

Dm: Demanda máxima de la carga conectada.

Pnom: Potencia nominal del transformador.



Cos fi: Factor de potencia de la carga.

La pérdida de energía total en un año en el transformador se obtiene sumando las pérdidas en el núcleo y las pérdidas resistivas a la máxima demanda afectada por el factor de pérdidas, así tenemos la relación:

$$E = [(f.p. \times P_{cuDm} + P_{fe}) \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días}] \quad \text{Ec.2}$$

Las pérdidas resistivas a potencia nominal y las pérdidas en el núcleo son dadas por el fabricante.

Subestación	Trafo	Cos fi	F.P	P _o (núcleo) kW	P _e (Resist.) kW	Dem. Máx.	Pér. Pot. (kW)	Pcu Dm	Per. Ene (E)	Coste (Eur)
Santiponce	70000	0,94	0,47	107	192	65532	107,63	148,68	127353,31	4477,74

Tabla 5. 25. Coste promedio de las pérdidas.

Costes por mantenimiento: de acuerdo a la Tabla 5. 26 los costes que se tomarán son por un mantenimiento preventivo, que se le realiza al transformador, en distintas épocas del año, sin embargo todos estos costes han sido calculados para un año, ya que el cálculo del valor presente se hará con intervalos de un año, se destaca también que hay costes que dependen del tamaño del transformador.

El coste de la repotenciación del un transformador se ha tomado en base a la orden de trabajo: O.T.-16 REPOTENCIACIÓN TRAF0 proporcionada por la empresa, en la cual se encuentran detallados los costes incurridos por la empresa para la repotenciación de un transformador trifásico de potencia de 70 MVA el cual se quemó por cortocircuito entre espiras, el trabajo fue realizado por la empresa Asea Brow Boveri Ltda. (ABB).

La repotenciación del transformador incurrió en un coste de 66.739 Eur.

Por lo que se toma que, de manera referencial, reparar o repotenciar un transformador de potencia tiene un costo de:

$$953,41 \text{ Eur/MVA}$$

El tiempo aproximado de reparación es de 15 a 480 horas, y dependiendo del lugar en el que se realice la reparación el tiempo de entrega puede variar de 1 a 4 meses.

Estos valores se incluyen, costes de transporte y montaje del transformador.

Estos valores se tendrán que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años.

El coste de reemplazo o compra de un transformador se ha tomado en base a ofertas hechas a la empresa y compras realizadas por la misma, y se tiene que el coste promedio de la compra de un transformador es de:

$$15.752,7 \text{ Eur/MVA}$$

En este valor se incluye, costes de transporte y montaje del transformador.



Tarea	Coste	Santiponce
Revisión y registro de instrumentos (niveles, temperatura)	2,37 Eur/Transformador	4,734
Revisión de aisladores de A.T y M.T	2,37 Eur/Transformador	4,734
Revisión y ajuste de terminales de conexión A.T, B.T y tierra	4,76 Eur/Transformador	4,764
Revisión y ajuste de conexión de puesta a tierra	2,37 Eur/Transformador	4,734
Revisión de válvulas de sobrepresión	2,37 Eur/Transformador	9,468
Observación de color (Sílica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	0,605 Eur/Transformador	2,42
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	1,21 Eur/Transformador	2,42
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	2,37 Eur/Transformador	4,734
Inspección de formación de gases en relé Bucholz (relé debe estar lleno de aceite)	0,605 Eur/Transformador	1,21
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	1,21 Eur/Transformador	1,21
Inspección sensorial de ruidos	1,13 Eur/Transformador	1134
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	2,367 Eur/Transformador	9,468
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	360 Eur/Transformador	359,22
Termografía	227 Eur/Transformador	226,875
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	360 Eur/Transformador	359,22
Pruebas de relación de espiras	380 Eur/Transformador	378,125
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	360 Eur/Transformador	453,75
Medición de la resistencia de puesta a tierra	7,56 Eur/Transformador	7,56
Medición de la resistencia óhmica y corriente de excitación	7,56 Eur/Transformador	7,56
Pruebas de rigidez dieléctrica	151,25 Eur/Transformador	151,25
Prueba cromatográfica de gases en el aceite (normalmente 3 muestras)	200 Eur/Muestra de aceite	594,6
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	7,56 Eur/Transformador	7,56
Limpieza exterior de la carcasa	9,45 Eur/Transformador	18,9
Limpieza de aisladores	15,125 Eur/Transformador	30,25
Tratamiento del aceite (filtrado y termovació)	0,56 Eur/Litro de aceite	1706,86
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	4,76 Eur/Transformador	4,76
Total (Eur)		5490,386

Tabla 5. 26. Costes de mantenimiento de transformadores.

Este valor se tendrá que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años, o cambios en los costes de materiales.

Costes por energía no suministrada: estos costes se tendrán en cuenta solamente en la opción A, ya que la probabilidad de fallar y no suministrar energía es mayor



en los transformadores repotenciados y en los transformadores nuevos esta probabilidad es muy baja.

Si un transformador repotenciado fallara se debe reemplazar este transformador por uno similar o de mayor capacidad. Esto requiere de un tiempo de aproximadamente unas cinco horas, este tiempo será el que se tome para determinar el coste por energía no suministrada.

Se tomarán datos del CENELEC para determinar el porcentaje de clientes residenciales, comerciales e industriales que tiene la empresa, estos porcentajes serán los que se apliquen para la SE en análisis, y de acuerdo a su potencia y a las cinco horas se determinará cuanta energía no se suministra.

De acuerdo a la información estadística que la empresa envía mensualmente al CENELEC se han tomado los siguientes porcentajes de clientes:

Residenciales: 84,96%

Comerciales: 10,34%

Industriales: 2,70%

Otros: 2 %

En la Tabla 5. 27 se muestra la demanda en kW para las siguientes tarifas en la SE en cuestión.

Tarifa	SE	Santiponce
Residencial		5567,43
Industrial		176,931
Comercial		677,58
Otros		131,06

Tabla 5. 27. Demanda en kW para cada tarifa.

En la Tabla 5. 28 se muestra la energía no suministrada en kWh para las cinco horas programadas.

Tarifa	SE	Santiponce
Residencial		27837,15
Industrial		884,655
Comercial		3387,9
Otros		655,3

Tabla 5. 28. Energía no suministrada en kWh para las cinco horas programadas.

En cuanto al coste de esta energía se tomarán datos del pliego tarifario emitido por el CENELEC para el caso de la empresa (Ver Tabla 5. 29).

En la Tabla 5. 30 se muestran los costes en Eur por energía no suministrada en la SE.



Tarifa	Eur/kWh
Residencial	0,0915
Comercial	0,0756
Industrial	0,0756
Otros	0,0454

Tabla 5. 29. Coste de la energía.

Tarifa \ SE	Santiponce
Residencial	2547,1
Industrial	66,88
Comercial	256,1
Otros	29,75
TOTAL	2899,83

Tabla 5. 30. Costes en euros por energía no suministrada.

Los *costes de inversión por aumento de capacidad* no se tendrán en cuenta pues no se realizó expansión alguna.

El valor de la tasa de rendimiento mínima aceptable para la empresa eléctrica de distribución en nuestro país se tomó: 11,2% anual.

Con los valores de las variables técnicas se realizará el cálculo del Valor Presente para las dos opciones (A y B) y por último concluir en que caso se ubica el transformador.

A continuación se desarrolla el método del valor presente para cada una de las dos opciones para determinar en qué caso se ubica el transformador.

3. CÁLCULO PARA LA OPCIÓN "A" REPARAR O REPOTENCIAR

De acuerdo con la ecuación 5, se procede al cálculo del valor presente:

Para realizar este cálculo se emplearán las variables técnicas obtenidas:

X: Valor Actual, 31.039,13 Eur.

Ya: Inversión inicial, en este caso será una repotenciación que será de 66.739 Eur.

Xa Eur en m años después: 0, ya que fue hecha en el 2006.

da: 3% de depreciación anual que es de 21.000 Eur.

na: Vida útil 6 años.

Za: Costes de O&M 5.490,386 Eur/año.

Pa: Costes de pérdidas hasta el final de su vida útil 4.477,74 Eur.

En: Costes por energía no suministrada: 2.899,83 Eur.

Sa: Valor residual: 7.000 Eur.

$$VP = X + Ya + Xa(P/F, i\%, m) + (da + Za + Pa + En)(P/A, i\%, na) - Sa(P/F, i\%, na)$$



$$VP = 31039,13 + 66739 + 0 + (21000 + 5490,386 + 4477,74 + 2899,83)(P/A, 11,2\%, 6) - 7000(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP = 97778,13 + 33867,956(P/F, 11,2\%, 6) - 7000(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP_1 = 33867,956(P/F, 11,2\%, 6):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i} \right)$$

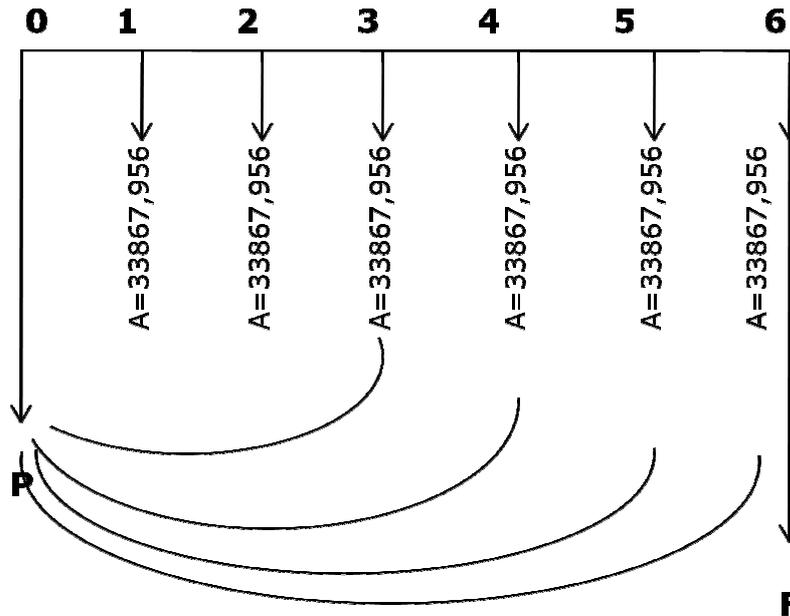


Figura 5. 14. Valor de P dado A en la opción A.

$$VP_1 = 33867,956 \left(\frac{(1 + 11,2)^6 - 1}{(1 + 11,2)^6 \times 11,2} \right)$$

$$VP_1 = 33867,956 \times 0,089 = 3.014,25, \text{ entonces:}$$

$$VP = 97778,13 + 3014,25 - 7000(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP_2 = 7000(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 7000(1 + 11,2)^{-6}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reparar el transformador de la SE de Santiponce es:

$$VP = 97778,13 + 3014,25 + 0$$

$$VP = 100.792,38 \text{ Eur}$$



4. CÁLCULO PARA LA OPCIÓN "B" REEMPLAZAR

De acuerdo con la ecuación 6, se procede al cálculo del valor presente:

Para realizar este cálculo se emplean las variables técnicas obtenidas. El análisis del valor presente para los nuevos transformadores se hará solamente hasta la vida útil tomada para la opción A, esto se hace con el fin de poder comparar los resultados para un mismo período de tiempo.

En este caso y por el crecimiento de la demanda el reemplazo se efectuará de la siguiente manera: en la subestación se quitará el transformador instalado actualmente y se colocará uno de 70 MVA, asegurando con esto un servicio continuo durante sus 45 años de vida útil, y sin necesidad de colocar en paralelo otro transformador, lo que implicaría construcción de una nueva bahía, además se debe tener en cuenta que el riesgo de fallo es mucho menor.

De acuerdo a la empresa ABB fabricante de transformadores, las pérdidas resistivas y en el núcleo de transformadores son las siguientes:

Las pérdidas resistivas a plena carga son de 170 kW, mientras que en el núcleo son de 12,5 kW aproximadamente.

Por lo que de acuerdo a las potencias, a la demanda máxima y el factor de pérdidas de cada subestación se calculan las nuevas pérdidas, el coste anual promedio de pérdidas de este transformador instalado en la SE será de:

Santiponce: 676,83 Eur.

X: Valor actual 31039,13 Eur.

Yb: Inversión inicial, en este caso se hará un reemplazo por uno de 70 MVA, anteriormente se dijo que este coste es de 15.752,7 Eur/MVA entonces es de: 1.102.689 Eur, de acuerdo a transacciones realizadas anteriormente por la empresa, se suele tener el 20% inicial (220.537,8 Eur) y el 80% restante se financia a 15 años al 5% anual, por lo que se tiene que pagar un valor de 61.750,6 Eur anuales.

Xb Eur en m años después: 0, ya que no hace falta.

db: 2,2% de depreciación anual que es de 24.259,158 Eur.

nb: vida útil 45 años, pero se hará solamente para 6 años.

Zb: costes de O&M 3.229,64 Eur/año, se hace cada dos períodos por ser nuevo.

Pb: Costes de pérdidas hasta el final de su vida útil 676,83 Eur.

En: Costes por energía no suministrada: 0.

Sb: Valor residual: 7.000 Eur del anterior más 735.126 del nuevo

$$VP = X + Yb + Xb(P/F, i\%, m) + (db + Zb + Pb + En)(P/A, i\%, nb) - Sb(P/F, i\%, nb)$$



$$VP = 31039,13 + 220537,8 + 0 + (24259,158 + 3229,64 + 676,83) \left(\frac{P}{A}, 11,2\%, 6 \right) - (7000 + 735126)(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP = 251576,93 + (28165,628)(P/A, 11,2\%, 6) - 742126(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP_1 = 28165,628(P/F, 11,2\%, 6):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i} \right)$$

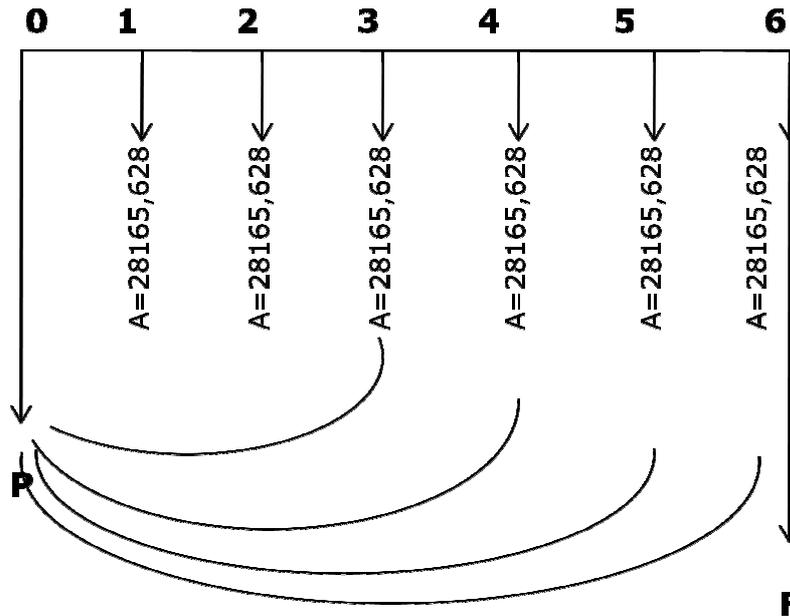


Figura 5. 15. Valor de P dado A en la opción B.

$$VP_1 = 28165,628 \left(\frac{(1 + 11,2)^6 - 1}{(1 + 11,2)^6 \times 11,2} \right)$$

$$VP_1 = 28165,628 \times (0,089) = 2506,74; \text{ entonces:}$$

$$VP = 251576,93 + 2506,74 - 742126(P/F, 11,2\%, 6)$$

$$VP_2 = 742126(P/F, 11,2\%, 6):$$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 742126(1 + 11,2)^{-6}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reemplazar el transformador de la SE de Santiponce es:

$$VP = 251576,93 + 2506,74 - 0 = 254082,74$$

$$VP = 254082,74 \text{ Eur}$$



5. COMPARACIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN

Simplemente se hará una comparación entre valores presentes de ambas opciones, para determinar cuál de ellas es la de menor valor y por consiguiente la mejor:

Caso A: 100.792,38 Eur.

Caso B: 254.082,74 Eur.

Se escoge la opción A, reparación.

- **Conclusiones y recomendaciones**

Es importante la evaluación de alternativas de decisión mediante métodos económicos que permitan optimizar el uso de los recursos por una parte y por la otra al ser combinados con métodos, criterios de evaluación y con equipos para el control del riesgo (especificaciones, pruebas, equipos de monitoreo y diagnóstico) asegurando que se mantiene bajo control el nivel de incertidumbre.

Es muy importante para una empresa eléctrica tomar una decisión de si debe reparar o reemplazar un transformador de potencia, por todos los costes que implica tanto su reparación como su reemplazo, sin embargo se debe tener muy en cuenta que no se puede igualar la vida útil de un transformador reparado con la de uno nuevo, si bien es cierto en cuestión de inversión inicial es mejor la reparación, pero a largo plazo, es mejor reemplazar los transformadores, por mantenimiento y fiabilidad de los equipos.

En el caso analizado del transformador de la subestación de Santiponce es más económico que sea reparado.

Se debe empezar a estandarizar las potencias de los transformadores, para que con el paso del tiempo, la empresa adquiera una SE móvil de una potencia determinada y se la pueda llevar a cualquier SE en caso de contingencia.

Es importante en una empresa eléctrica no solamente evaluar técnicamente los transformadores, sino también prestarle atención al comportamiento económico de dicho transformador, y las repercusiones ambientales que se están teniendo por su funcionamiento.

5.6.2.7 CONTROL Y MEJORA CONTINUA

Una vez consolidados los niveles óptimos de las variables significativas seleccionadas y del parámetro de control definido, se deberá, en primer lugar controlar el proceso en las condiciones óptimas y en segundo lugar, establecer nuevos objetivos, volviendo a la primera etapa y cerrando el proceso de mejora continua.

Para el control de proceso, deben definirse las acciones encaminadas a mantener el sistema en las condiciones encontradas como óptimas.



Las acciones de control deben concretarse en un plan de control que involucre a todos los elementos de la producción: métodos, materiales, mano de obra, maquinaria e información.

El plan de control y mejora continua será el siguiente:

1. Toma de medidas mediante el IED.
2. Control de las tendencias de los gases disueltos en el aceite y de las relaciones entre gases más indicativos de posibles fallos.
3. En caso de llegar a situaciones críticas, para un mantenimiento predictivo del equipo se realizará mediante el MVP un estudio de viabilidad económica del equipo, teniendo en cuenta su vida útil para saber si conviene más una reparación o una renovación del equipo.
4. Reparar o Renovar.

Como mejora continua del proceso en estudio se propone involucrar en el proceso la integración de mejoras tecnológicas y pruebas con adelantos tecnológicos en materia de aceites minerales más modernos, así como técnicas de refrigeración y nuevos transformadores.



CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTUROS

En el estudio del mantenimiento de subestaciones basado en la fiabilidad de subestaciones y más concretamente en el estudio del mantenimiento predictivo de los transformadores de potencia, podemos decir que la determinación de la toma de decisiones de actuación, depende de las conclusiones que se obtienen tras realizar el estudio mostrado en el capítulo 5, el cuál es determinado por la temperatura del aceite y el análisis de gases disueltos, con el cual se ha realizado el estudio técnico-económico.

Ya que el transformador de potencia es la máquina eléctrica más importante, no sólo por su coste de fabricación y por su mantenimiento, sino por ser uno de los puntos críticos en cualquier sistema de potencia, es la máquina en dónde mayor inversión se realiza y es dónde más sentido tiene invertir en un mantenimiento predictivo y preventivo.

Como se ha mostrado a lo largo del estudio realizado, una de las magnitudes más importantes de las que se habla, es la temperatura y en consecuencia el calentamiento. De lo que se puede deducir que los tipos de sistemas de refrigeración tienen una implicación directa a la hora de determinar los límites de temperatura.

La aplicación desarrollada sirve para determinar las variaciones de temperatura y de gases disueltos a fin de predecir posibles fallos inesperados y poder realizar un mantenimiento preventivo (objetivo principal del proyecto), basándose en una serie de datos de entrada y en un histórico de datos.

Por otro lado, mediante el dispositivo IED presentado, se ha demostrado que el análisis de temperaturas y de gases disueltos puede ser monitorizado y controlado desde el centro de control, con lo que en el futuro este dispositivo se integraría como parte de un sistema inteligente que realizará el estudio técnico-económico al instante dando como resultado la decisión más conveniente a tomar en cada caso.

De este modo se conseguirán los objetivos principales propuestos en este proyecto de reducir los costes de mantenimiento que implican la mejora en la calidad del suministro eléctrico y la ayuda a la toma de decisiones del centro de mantenimiento.

Como uno de los futuros trabajos en dónde no se ha profundizado en este proyecto, y que son otro camino para determinar el grado de envejecimiento de un transformador, estaría el análisis de los compuestos furánicos del aceite aislante, los cuáles también son un índice bastante cuantitativo del envejecimiento del transformador. Así como realizar el mismo estudio realizado a otros elementos no menos importantes de una subestación eléctrica como el interruptor automático en SF₆.

Este histórico de datos que recoge el dispositivo IED puede ser implementado mediante aplicación de otra herramienta o lenguaje de programación para poder ser utilizados en una base de datos de transformadores, con la cual se pueda tener



un histórico de la vida media disponible de cada transformador, así como poder evaluar la amortización de los transformadores y poder realizar estimaciones económicas y evaluaciones de riesgo.

El conocimiento del envejecimiento acumulado de los transformadores y su histórico pueden suponer una herramienta muy útil de cara al mantenimiento preventivo y predictivo del parque de transformadores en el sistema eléctrico.



ANEXO I. EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

I.1 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES

La edad de los transformadores está dada por la resistencia de sus componentes al deterioro cronológico en el tiempo, tiempo de servicio y carga, y debido a los eventos anormales y severos tales como fallos internos, y perturbaciones de desconexión. La demanda máxima de la carga servida es un gran contribuyente al deterioro de los transformadores.

Muchos de los aspectos de un transformador que se deterioran con el tiempo son:

- El nivel de aislamiento de sus bobinados.
- Aceite y aisladores (*Bushings*).
- La resistencia mecánica de su núcleo, cuba, estructura interna y conexiones eléctricas.
- Las propiedades físicas y químicas de sus materiales (antioxidantes en el aceite, resistencia a la corrosión de la pintura, flexibilidad del aislamiento, etc.). Sin embargo, el deterioro del aislamiento (tanto en las bobinas como en el aceite) es el que más se debe tratar, para determinar la condición de un transformador.

Existen varias razones para enfocarse en la resistencia del aislamiento interno. Primero, un fallo del aislamiento del bobinado no prevendría al transformador para que deje de hacer su trabajo, pero probablemente si existiera un pequeño fallo, este se convertiría en uno de mayor tiempo y teniendo como consecuencia un daño severo en el transformador, por no decir catastrófico.

El fallo de los aisladores, corrosión y otros tipos de deterioro pueden llevar al fallo del dispositivo, pero rara vez causan daños mayores. Segundo, muchos otros defectos, cuando se encuentran, pueden ser reparados o reemplazados en muchos de los casos rápidamente y a un bajo coste. Los aisladores pueden ser reemplazados, los cambiadores de taps pueden ser reparados, y la mayoría del equipo de servicio que no esté relacionado con el bobinado mientras el transformador es dejado en sitio pero desenergizado. Sin embargo, el aislamiento del bobinado es el más caro y dificultoso de reparar en un transformador. La unidad debe ser monitoreada por un período muy largo y devuelta a la fábrica o a un centro de restauración ya que es esencial completar el proceso de reconstrucción.

El aceite aislante en un transformador, si está significativamente degradado, puede ser reparado o reemplazado. Esto mejoraría el aceite y tiene un efecto positivo en el efecto de la celulosa de aislamiento en las bobinas. Pero en algunos casos el aislamiento de las bobinas está tan deteriorado que no basta con reemplazar el aceite aislante solamente, ya que no mejora la condición del transformador en sí.



Por todas estas razones, el principal enfoque en la evaluación de las condiciones de un transformador de potencia es en la resistencia de aislamiento, varios de los análisis directos (medición de la resistencia dieléctrica) e indirectos (medición de los contaminantes, análisis de gases disueltos) determinan la resistencia del aislamiento del aceite y las bobinas. Sin embargo, otras partes y aspectos de la unidad deben ser chequeados regularmente y como es lógico, someterlas a un mantenimiento necesario cada cierto tiempo.

I.2 INSPECCIÓN DE RUTINA EN TRANSFORMADORES

La rutina de la inspección física de los transformadores incluye: Examinar el exterior del equipo para encontrar signos de goteo o de corrosión, examinando las juntas de los radiadores y puestas a tierra, entre otros, aisladores sucios, daños (vandalismo, mal tiempo, etc.), deterioro (pintura rayada), y pérdidas en la estructura y sellos, y subcomponentes asociados (ventiladores de radiadores, sensores de presión). También se deberían incluir las pruebas de operación de equipos auxiliares como bombas de aceite, ventiladores, válvulas de alivio de presión, y el mecanismo del intercambiador de taps y su sistema de control. Este sistema de inspección debe ser hecho anualmente.

Sin embargo, las inspecciones tienden a enfocarse en otros aspectos además del aislamiento y las condiciones del bobinado. Las inspecciones deben incluir un análisis interior de la unidad con escáner infrarrojo para detectar puntos calientes causados por pérdidas en los terminales de entrada, fugas de corriente, u otros desperfectos similares. Similarmente, se puede incluir un análisis de ruido usando un analizador de espectros y un patrón de reconocimiento para identificar las señales acústicas que identifican problemas.

La rutina e inspección debe incluir una revisión minuciosa de todos los registros de operación (temperatura, presión, registro de carga) desde la última rutina de inspección, con particular atención en los eventos anormales como caída cercana de rayos, fallos internos.

I.3 CUATRO CATEGORÍAS DE EVALUACIÓN DE RIESGO

La norma Estándar de la IEEE C57-104-1991 clasifica a los transformadores de potencia inmersos en aceite en cuatro categorías o condiciones de riesgo basadas en los resultados de pruebas de gases combustibles disueltos en su aceite. Dentro de cada una de las cuatro categorías, los estándares entonces recomiendan una inspección específica e intervalos de pruebas que dependan del coeficiente de cambio del gas contenido en cada medida de cada intervalo. Esta norma también contiene recomendaciones para el uso de unidades y el tiempo cuando estos deben ser sacados de servicio, basada en los resultados de las pruebas de gases. Las tablas siguientes (Tabla I. 1, Tabla I. 2, Tabla I. 3 y Tabla I. 4) resumen este estándar. La norma estándar completa, da un desglose detallado de las pruebas



frecuentes recomendadas versus TDCG⁵ totales y el coeficiente de crecimiento que ahí se muestra.

Monitoreo de...	Frecuencia de monitoreo
Nivel de líquido Corriente de carga Temperatura Voltaje	Continuamente Continuamente Continuamente Continuamente
Inspecciones y pruebas	
Exterior para signos de daño, deterioro Interior para signos de daño, deterioro Conexiones a tierra Pararrayos Equipos de protección y alarmas Radiadores, bombas, válvulas y ventiladores Funcionamiento de cambiador de taps Otros equipos exteriores adjuntos	Rutinario, trimestralmente 5-10 años Cada 6 meses Cada 6 meses Cada 6 meses Cada 6 meses Cada 6 meses Anualmente
Aislamiento sólido	
Alta tensión (AC) Voltaje inducido Resistencia de aislamiento Factor de potencia Índice de polarización y voltaje de recuperación	Cada 5 años Cada 5 años 1-3 años 1-3 años 1-3 años
Aceite aislante	
Acidez Análisis de color Capacidad dieléctrica Tensión interfacial Factor de potencia TCGA ⁶	Anualmente Anualmente Anualmente Anualmente 1-3 años Anualmente
Cuando existe indicios	
Todas las pruebas e inspecciones anteriores DGA (Cromatografía de gases) Resistencia del aislamiento TTR ⁷	Inmediatamente Con la identificación del problema Cuando se sospecha falla en el bobinado Cuando se sospecha falla en el bobinado

Tabla I. 1. Inspecciones, pruebas y diagnósticos para realizar en transformadores de potencia. Fuente: Aging Power Infrastructures.

⁵ TDCG: *Total Dissolved Combustible Gas* (Disolución total de gases combustibles).

⁶ TCGA: *Total Combustible Gas*.

⁷ TTR: Prueba de relación de transferencia y número de espiras.



Condición	Significado
1	El transformador opera correctamente.
2	Gasificación mayor que la normal. Se sospecha mayor proporción de deterioro. Se garantiza haciendo supervisión y pruebas adicionales.
3	Alto nivel de descomposición ha ocurrido casi seguramente. Fallas internas son probables. El análisis periódico de gas debe usarse para establecer una tendencia. La unidad puede necesitar ser fijada para reparación.
4	Fallas internas son probables. El continuo funcionamiento puede producir un deterioro.

Tabla I. 2. IEEE Standard C57. 104-1991. Condiciones de riesgo en los Transformadores de Potencia. Fuente: Aging Power Delivery Infraestructures.

Condición	Definición del TDGC (ppm)	Índice de crecimiento (ppm/día)	Medios de operación recomendados de...
1	< 720	< 10	Bueno para operación normal, y hacer pruebas nuevamente anualmente
		> 10	Bueno para operación normal, pero hacer pruebas nuevamente semestralmente.
2	721-1920	< 30	Cautela en el uso y nuevas pruebas lo más pronto.
		> 30	Cautela en el uso de la unidad y hacer la prueba de DGA para determinar las causas.
3	1921-4630	< 10	Fijar un paro para verificar la unidad, y pruebas mensuales hasta entonces. Pruebas de DGA.
		> 30	Extrema cautela en el uso de la unidad y hacer pruebas semanales.
4	> 4630	< 10	Extrema cautela en el uso de la unidad y hacer pruebas semanalmente, fijar reparación.
		> 30	Considerar sacarlo de servicio al momento y pruebas diarias.

Tabla I. 3. Resumen de las categorías de riesgo y acciones recomendadas basadas en el historial de TCGA, tomada de IEEE Estándar C57. 104-1991. Fuente: Aging Power Delivery Infraestructures.



Condición de riesgo	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDGC**
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla I. 4. Límites a las cantidades de gases individuales en cada categoría (ppm*).
Fuente: IEEE Estándar C57. 104-1991.

* Los números mostrados en la Tabla I. 4 son en partes de gas por millones de partes de aceite (ppm) volumétricamente.

** Los valores TDCG no incluyen al CO₂ ya que no es un gas combustible.

Notas:

- Se supone que no hubo ensayos previos de gases disueltos en el transformador o que no se dispone de una historia reciente.
- Se debe tener en cuenta la variabilidad de gases disueltos cuando los ensayos son realizados por laboratorios distintos.
- La Tabla I. 4 es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.
- Los valores corresponden a grandes transformadores que contienen miles de litros de aceite. Para menores volúmenes de aceite, el mismo volumen de gas presenta concentraciones de gas más altas.

I.4 PRUEBAS DE CARGA Y TEMPERATURA

Las pérdidas eléctricas que se crean dentro de un transformador se disipan en forma de calor, que llega a temperaturas elevadas a menos que este calor sea removido del núcleo con algunos medios de ventilación. Si la unidad tiene problemas internos que crean cantidades de calor superiores a las esperadas, la unidad podría operar a temperaturas notablemente superiores a las que debería para una carga dada. Las fuentes del exceso de calor incluyen cortocircuitos, problemas severos de sedimentos, radiadores o bombas dañados. Esto podría bajar significativamente el tiempo de vida útil y provocar un daño prematuro.

Las unidades pueden ser probadas en laboratorio para determinar su temperatura versus las características de carga ejecutando pruebas de cantidad de corriente que



pasa a través de los transformadores para transformadores para períodos de tiempo conocidos, y medir el crecimiento de su temperatura interior. Sin embargo, tal prueba es cara (la unidad tiene que ser desenergizada, llevada al laboratorio, y dejada por un lapso de tiempo considerable).

Con aproximadamente la misma exactitud se puede determinar el comportamiento térmico de un transformador en el campo. Esto se puede hacer con un monitoreo de la carga, temperatura ambiente, y temperatura dentro de la unidad en un período de tiempo base (cada 15 min.) y luego calcular la constante térmica de tiempo y el máximo crecimiento esperado a carga máxima. Este cálculo se ajusta a la realidad, aunque es generalmente mejor recoger muchos más datos que lo teórico, es suficiente algunas semanas de lecturas. El uso de un método analítico basado en el proceso señalado, en lugar de los métodos de análisis de series de tiempo, también es recomendable.

Típicamente las pruebas hechas en campo no indican las causas del problema, solamente que el problema existe. Las causas de los problemas térmicos deben ser rastreadas por otros tipos de inspecciones y pruebas. Estas empiezan con una inspección y pruebas del sistema entero de enfriamiento, bombas, radiadores. Si estos están operando normalmente, entonces se recomienda pruebas por sedimentación y pruebas en el aceite tales como acidez y tensión interfacial.

En la Tabla I. 5 se muestra los límites máximos de temperatura en transformadores.

Tipo de transformador	Temperatura del bobinado (por resistencia)	Temperatura en punto más caliente
55° C sumergido en aceite	55° C	65° C
56° C sumergido en aceite	65° C	80° C
55° C tipo seco	55° C	65° C
80° tipo seco	80° C	110° C
150° C tipo seco	150° C	180° C

Tabla I. 5. Límites máximos de temperatura en transformadores usados continuamente. Fuente: TMI, guía para el mantenimiento de transformadores.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos.



Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltiamperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados.

I.4.1 CARGA CON BASE EN LAS SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN SIN AFECTAR LA VIDA ESPERADA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores pueden operarse por encima de 110°C, promedio de temperatura del punto más caliente, durante cortos periodos o durante periodos más largos con temperaturas inferiores a 110°C, debido a que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo.

En la Figura I. 1 se representan las curvas de sobrecarga para transformadores.

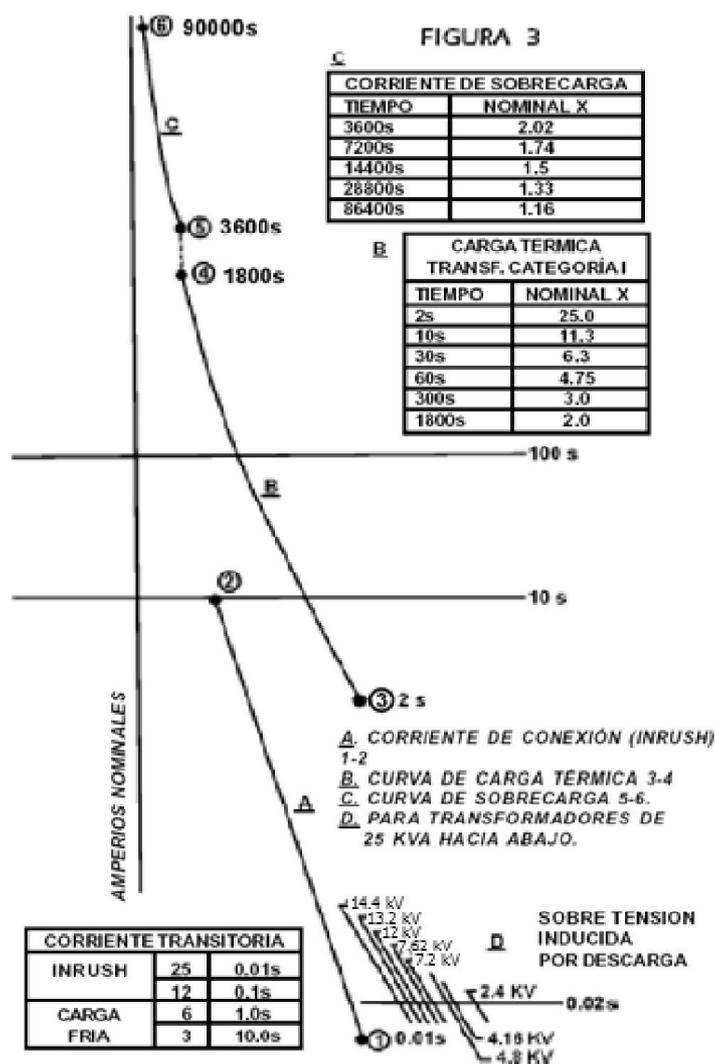


Figura I. 1. Curvas de sobrecarga para transformadores.



Las cargas sugeridas para la vida normal esperada están dadas en las tablas de la norma ANSI/IEEE C57.91-1981, basadas en una vida mínima de 20 años con una temperatura continua del punto más caliente de 110°C. La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 h y una mínima duración de vida de 20 años. Las máximas pérdidas de vida son de 0.0137% día.

La característica de soporte de sobrecarga está dada por los siguientes puntos, asumiendo una temperatura ambiente de 20°C y una precarga precedente = 90%, Figura I. 1, segmento C).

I.4.2 CARGA DE CORTA DURACIÓN CON SACRIFICIO MODERADO DE LA VIDA ESPERADA

Cuando el efecto de envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto de envejecimiento acumulativo de un número de ciclos de carga es mayor que el efecto de envejecimiento de la operación continua con carga nominal sobre un periodo dado, el aislamiento se deteriora a una velocidad mayor que la normal. Siendo esta una función del tiempo y de la temperatura expresada comúnmente como un porcentaje de pérdida de vida. Se considera razonable una pérdida promedio de vida adicional de 1% por año o 5% en una operación de emergencia.

I.4.3 CURVA DE CAPACIDAD TÉRMICA

Los transformadores deben estar diseñados y construidos para soportar esfuerzos de tipo mecánico y térmico resultantes de fallas externas.

En general, el aumento de temperatura de este tipo de fallas es aceptable, sin embargo, los efectos mecánicos son intolerables cuando las fallas externas tienen un carácter repetitivo, debido al efecto acumulativo de los fenómenos de compresión, fatiga y desplazamiento internos en el material de aislamiento.

El daño resultante ocasionado por estos fenómenos es una función de la magnitud, duración y frecuencia de los fallos.

La característica de capacidad térmica limita la temperatura de los devanados del transformador, bajo el supuesto de que todo el calor almacenado está limitado a 200°C para el aluminio y 250°C para conductor de cobre en condiciones de cortocircuito.

Esta condición satisface la ecuación descrita a continuación, asumiendo que la temperatura máxima ambiente es de 30°C promedio y la temperatura máxima llega a 110°C antes del cortocircuito, según lo descrito en la NTC 2797.

$$I^2t = 1250 \quad (1)$$

Donde:



I = corriente simétrica de cortocircuito en valor por unidad.

t = duración en segundos.

La categoría I incluirá los transformadores de distribución de acuerdo con la norma C57.12.20-1998 del IEEE hasta 500 kVA, monofásicos o trifásicos.

La guía de la Norma Nacional Americana ANSI C57.92-1962 para los transformadores de distribución de carga sumergidos en baño de aceite y de potencia, contiene una sección titulada dispositivo de protección, la cual proporciona información indicando la capacidad de carga térmica de corta duración de los transformadores sumergidos en baño de aceite como se resume en la Figura I. 1, segmento B).

I.5 CROMATOGRAFÍA DE GASES COMBUSTIBLES

El diagnóstico de fallos, a partir de los gases involucrados en el aceite aislante después de un fallo en transformadores de potencia se desarrolló en 1956, basado principalmente en el análisis de los gases muestreados en el revelador Bucholz. Esto es, ciertos gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del aceite y los materiales aislantes.

El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases, mientras que las condiciones incipientes o fallos declarados generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de los fallos incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. La cromatografía de gases (GC) es el método más usado para identificar los gases combustibles, ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

Fallos internos en el aceite producen subproductos gaseosos como hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa está involucrada, los fallos producen metano (CH_4), hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), y dióxido de carbono (CO_2). Cada uno de estos tipos de fallos produce ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de todos los gases combustibles puede indicar la existencia de un, o la combinación de fallos térmicos, eléctricos o corona. Ciertas combinaciones de cada uno de los gases separados determinados por medio de la cromatografía son únicas para diferentes temperaturas de fallos. También, puede sugerir tipos de fallos la relación encontrada de ciertos gases. La interpretación por medio de los gases, utilizados para una determinación cualitativa de fallos individuales, puede resultar difícil cuando existe más de un fallo, o cuando un tipo de fallo progresa a otro tipo, tal como un problema eléctrico que se convierte en uno térmico.



I.5.1. FALLAS TÉRMICAS

La descomposición del aceite mineral entre 150 y 500°C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H_2) y metano (CH_4), y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Cuando la temperatura del aceite mineral se incrementa, la concentración de hidrógeno excede la del metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas por importantes cantidades de gases de alto peso molecular, primero etano y después etileno. En la parte superior del rango de temperaturas de fallo, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno (C_2H_2).

En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), y vapor de agua a una temperatura mucho menor que para la descomposición del aceite y crecen exponencialmente con la temperatura. Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

Por ejemplo un transformador de máquina, que funciona siempre cerca de su potencia nominal producirá normalmente varios cientos de partes por millón (ppm) de CO y varios miles de partes por millón de CO_2 sin excesivos puntos calientes. La relación de CO_2/CO es algunas veces utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación resulta normalmente mayor de 7. Para la relación de CO_2/CO , los respectivos valores de CO_2 y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm pudiendo superar un factor de seguridad, por ejemplo, las relaciones son sensibles a los valores mínimos. Cuando la magnitud de CO se incrementa, la relación de CO_2/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en la degradación del aislamiento celulósico.

I.5.2. FALLAS ELÉCTRICAS

Descargas de baja densidad, como por ejemplo, las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas.

Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas de 700°C a 1800°C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes. Los gases típicos generados por algunos fallos en transformadores de potencia se muestran en la Tabla I. 6.

Los mecanismos de fallo más comunes son arqueo, corona, descargas de baja energía, y sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la



degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De hecho, es posible para algunos transformadores operar a lo largo de su vida útil con grandes cantidades de gases presentes (cosa que no es común, pero que suele ocurrir), por lo que en tales casos se deben realizar investigaciones adicionales para emitir un diagnóstico preciso.

Nombre	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	Metano	Monóxido de Carbono	Etano	Dióxido de Carbono	Etileno	Acetileno
Símbolo	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂

Tabla I. 6. Gases típicos generados por fallas en transformadores.

En un transformador, los gases generados se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de fallo que está en proceso. En la Figura I. 2 se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallos.

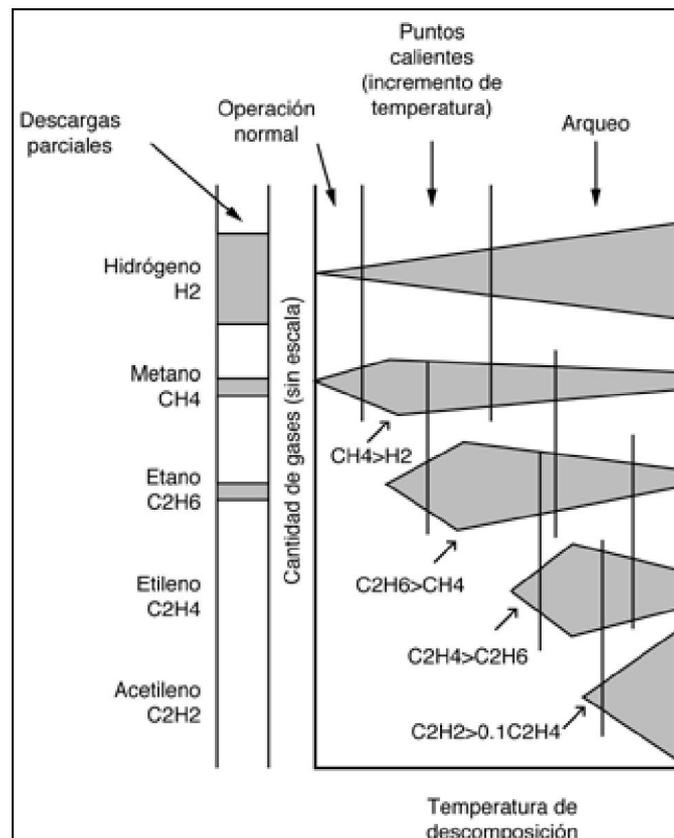


Figura I. 2. Relaciones comparativas de evolución de gases generados en el aceite como una función de la energía disipada en el proceso de fallos.



Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador: la gráfica de Dömenburg, el triángulo de Duval, el método nomo-gráfico, patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases de R. R. Rogers. Las primeras cuatro están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica.

Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

Las técnicas del triángulo de Duval, el nomo-gráfico y el de patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) utilizan las concentraciones individuales, mientras que los métodos de Dömenburg y el de Rogers usan las relaciones entre gases. Estas relaciones son: acetileno/etileno (C_2H_2/C_2H_4), metano/hidrógeno (CH_4/H_2), etileno/etano (C_2H_4/C_2H_6) y dióxido de carbono/monóxido de carbono (CO_2/CO). La Tabla I. 7 y la Tabla I. 8 muestran los códigos de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.

Código para relaciones	Relaciones de gases característicos		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
<0.1	0	1	0
0.1-1	1	0	0
1-3	1	2	1
>3	2	2	2

Tabla I. 7. Código para examinar el gas disuelto en aceite mineral con base en R. R. Rogers.

Los valores establecidos para las relaciones deben ser considerados únicamente como típicos. Los transformadores con cambiador de derivaciones con carga pueden presentar fallos del tipo 2.0.2/1.0.2, dependiendo de la filtración o transmisión de productos de descomposición por arco, del tanque del ruptor (*diverter switch*), al tanque principal del transformador. Se pueden obtener combinaciones de relaciones no incluidas. Algunas referencias dan la interpretación de tales combinaciones.

La principal desventaja de las técnicas de diagnóstico que usan el análisis de gases disueltos en el aceite es la necesidad de que el fallo esté activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, debido al volumen de aceite que está involucrado.

La presencia y concentración de los gases generados depende del tipo, localización y temperatura del fallo, solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en



el aceite, el sistema de preservación del aceite, el tipo y relación de circulación del aceite, de los diferentes materiales que se encuentran involucrados en el proceso de degradación, y de los procedimientos de muestreo y medición.

Caso	Fallo	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Ejemplos Típicos
0	No hay fallo	0	0	0	Envejecimiento en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.
1	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido.
3	Descargas de baja energía (ver nota 1)	1 a 2	0	1 a 2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.
5	Fallo térmico por temperaturas inferiores a 150°C (ver nota 2)	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.
6	Fallo térmico por temperaturas en el rango de 150 a 300°C (ver nota 3)	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes, sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a pirolisis).
7	Fallo térmico por temperaturas en el rango de 300 a 700°C	0	2	1	
8	Fallo térmico por temperaturas superiores a 700°C (ver nota 4)	0	2	2	

Tabla I. 8. Códigos de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.

Los resultados de varias pruebas indican que los procedimientos para el análisis de gases tienen una lógica difícil, por lo que es determinante la precisión de los resultados obtenidos, especialmente cuando intervienen varios laboratorios. Por



esta razón se recomienda un segundo análisis en diferentes puntos del transformador, con el fin de confirmar el diagnóstico antes de tomar decisiones al respecto.

Nota 1: Si se detecta una tendencia positiva para C_2H_2/C_2H_4 desde 0.1 a >3 y un incremento de C_2H_4/C_2H_6 , de 1 a 3 hasta >3 significa un aumento en la intensidad de la descarga. El código del fallo en estado incipiente será 1.0.1.

Nota 2: En este caso los gases provienen de la descomposición del aislamiento sólido, ello explica el valor de C_2H_4/C_2H_6 .

Nota 3: esta condición de fallo normalmente se detecta por el incremento en las concentraciones de gases. CH_4/H_2 es aproximadamente igual a 1, esto depende del diseño del sistema de preservación del aceite, el nivel de temperatura y la calidad del aceite.

Nota 4: Un incremento en C_2H_2 indica que el punto caliente es mayor a $1000^\circ C$.

I.6 RIGIDEZ DIELECTRICA, NORMAS ASTM D-877 Y D-1816

Esta prueba muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, los cuales pueden ser representativos si se presentan valores bajos de rigidez. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

La prueba consiste en aplicar un voltaje de c.a. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una distancia de 2.54 mm ó 2.0 mm dependiendo de la norma a ser utilizada.

El valor de tensión en kilovoltios a la que se presenta descarga entre los electrodos se le conoce como rigidez dieléctrica y como norma general es el promedio del resultado de 5 pruebas, cada una en un lapso de 5 minutos.

Las normas utilizadas y los valores límites permitidos para esta prueba son las siguientes:

- ASTM D-877 Electrodos planos separados 2.54 mm, tensión mínima 30 kV.
- ASTM D-1816 electrodos semiesféricos separados 2.0, tensión mínima 50 kV.

I.7 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN, NORMAS ASTM D-644 Y D-974

Dependiendo del origen, proceso de refinación o deterioro en servicio de los aceites aislantes, estos pueden presentar características ácidas o alcalinas, el número de neutralización expresado como número ácido es una medida de la cantidad de estas



sustancias, por lo que se puede decir que la acidez de un aceite da una idea del cambio o deterioro de su condición aislante.

Una acidez alta indica presencia de lodos, que implica obstrucción de los conductos de refrigeración y por lo tanto disminución de la capacidad del transformador para disipar temperatura o sea disminución de su potencial nominal.

Los valores típicos y límites para esta prueba son los siguientes:

- Aceite Nuevo: 0,03 mg KOH/gr⁹.
- Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr.
- A regenerar: Mayor a 0,2 mg KOH/gr.

I.8 TENSION INTERFACIAL, NORMA ASTM D-971

La tensión interfacial es un fenómeno físico-químico que se produce por las fuerzas de atracción molecular que existen entre las moléculas de dos líquidos. En los aceites aislantes es la fuerza necesaria para desprender un anillo de platino de la interfaz aceite-agua, y se utiliza para detectar la presencia de productos de oxidación, suministrando un medio sensible de detección de pequeñas concentraciones de contaminantes polares solubles no detectables con la prueba de acidez, por lo que se puede concluir que es una prueba complementaria a esta.

La prueba consiste en medir la rotura de la interfase de dinas por centímetro entre las superficies conformadas por el aceite a ser probado y agua destilada, bajo ciertos valores, puede indicar que la precipitación de lodos dentro de un transformador ha comenzado o es inminente su comienzo.

Los valores mínimos permitidos son los siguientes:

- Aceite nuevo: 45 dinas/cm.
- Aceite usado: 25 dinas/cm.
- Agua destilada: 70 dinas/cm.

Una disminución en el valor de la tensión interfacial generalmente está seguida por un aumento en el valor de la acidez. Dividiendo estos dos valores se obtiene un número (sin unidades) que es un excelente medio para evaluar la condición del aceite, este valor se conoce como "Índice de MEYER" o Índice de Calidad (I.C) del aceite. La Tabla I. 9 muestra el estado del aceite dependiendo del valor del índice de calidad, así como sus valores típicos para la tensión interfacial y la acidez.



Índice de Calidad	Acidez	Tensión Interfacial	Estado del Aceite
300-1500	0.01-0.1	30-45	Muy Bueno
160-299	0.11-0.15	24-29	Aceptable
45-159	0.16-0.40	18-23	Malo

Tabla I. 9. Estado del Aceite Dependiendo del Índice de Calidad. Fuente: Norma ASTM D-1533.

I.9. CONTENIDO DE HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533

Esta prueba consiste en medir la cantidad de agua por partes por millón presente en una muestra de aceite.

El aceite tiende a entregar agua al aislamiento del devanado del transformador cuando su temperatura baja (condición peligrosa si la humedad es alta), por lo tanto la mayor cantidad de humedad en un transformador suele concentrarse allí.

Los valores máximos permitidos dependiendo del aceite son los siguientes:

- Aceite nuevo: 10 ppm.
- Aceite usado: 15 a 20 ppm.

I.10. ÍNDICE COLORIMÉTRICO (COLOR), NORMA ASTM D-1500

Esta prueba es utilizada para el control de los aceites en el proceso de refinación, no es una guía para determinar la calidad del aceite, pero en conjunto con las otras pruebas permite determinar el grado de deterioro.

La prueba consiste en comparar el color del aceite con unos colores patrones que van numerados de 0,5 a 8,0 siendo este último el más oscuro.

Los valores típicos son 0,5 aceite nuevo y 1,5 aceite usado.

I.11. GRAVEDAD ESPECÍFICA, NORMA ASTM D-2501

Se define como la relación de peso de un volumen dado a 60°F con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura. Sirve para controlar la continuidad de lotes sucesivos.



Identifica el tipo de derivado del petróleo, los parafínicos tienen densidad específica más baja que los nafténicos y aromáticos.

Valores típicos menor de 0,910 a 15,6°C.

I.12. FACTOR DE POTENCIA, NORMA ASTM D-924

Con esta prueba se miden las pérdidas dieléctricas del aceite. El procedimiento de la prueba es similar al de la rigidez dieléctrica, solo que en esta se aplican únicamente 10 kV (con este nivel de voltaje no se presenta ruptura) y se miden las pérdidas dieléctricas. Valor típico para aceite nuevo: 0,01%, límite 0,5%.

I.13. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Lo que se logra con esta prueba es verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

El método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger).

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos clave:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20°C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todos los *bushings* del transformador deben estar en su lugar.
- Todos los terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate, teniendo como mínimas las siguientes:
 - Megger analógico. En primer lugar se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo a la Tabla I. 10, que son las recomendaciones del fabricante, ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada.



Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
< 115	250
115	250 a 500
230	500
460	500 a 1000
2400	1000 a 2500
4160 >	2500 a 5000 o más

Tabla I. 10. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

- Alta tensión vs. Baja tensión.
- Alta tensión vs. Tierra.
- Baja tensión vs. Tierra.

Neutro vs. Tierra (en el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra).

I.14. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

Lo que se quiere es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del *tap* (selector) de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Existen tres métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación: El método del voltímetro. El método de comparación. El método del puente.

La presente especificación está referida al método del puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los tres y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, como en los otros métodos, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de tomas (*tap*'s) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre la tensión nominal de referencia del devanado respectivo contra la tensión de operación o



porcentaje de tensión nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los *tap*'s y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la Figura I. 3, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a R/R_1 .

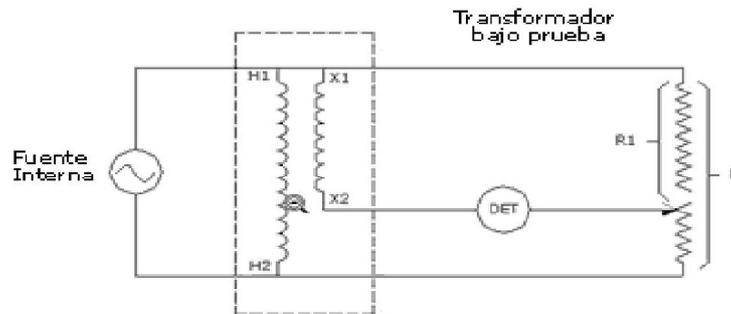


Figura I. 3. Esquema de conexión para determinar el TTR.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

I.15. PÉRDIDAS

Las pérdidas en los transformadores están constituidas por las pérdidas en el núcleo y las resistivas, considerándose constantes las pérdidas en el núcleo y variable las pérdidas resistivas.

Teniendo los valores de pérdidas resistivas, según fabricante, estos se tienen que ajustar de acuerdo a la demanda máxima de la carga que alimenta el transformador. Las pérdidas en el núcleo se toman tal como se indica en la tabla de pérdidas a potencia nominal correspondiente.

La máxima eficiencia en la operación de un transformador resulta cuando las pérdidas sin carga (constantes) igualan a las pérdidas con carga (variables). Esta condición probablemente ocurra a un poco menos de carga que los kVA estimados:

$$C_u \times L^2 = F_e \quad (1)$$

$$L = \sqrt{\frac{F_e}{C_u}} = \frac{1}{\sqrt{R}} \quad (2)$$

Donde:

L=Carga en por unidad a la que el transformador trabaja más eficientemente.

C_u =Pérdidas de carga a la carga estimada, kW.

F_e =Pérdidas sin carga, kW.



$$R = \text{Relación de pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de carga a la carga estimada}}{\text{Pérdidas sin carga}}$$

Esta relación se representa en la Figura I. 4.

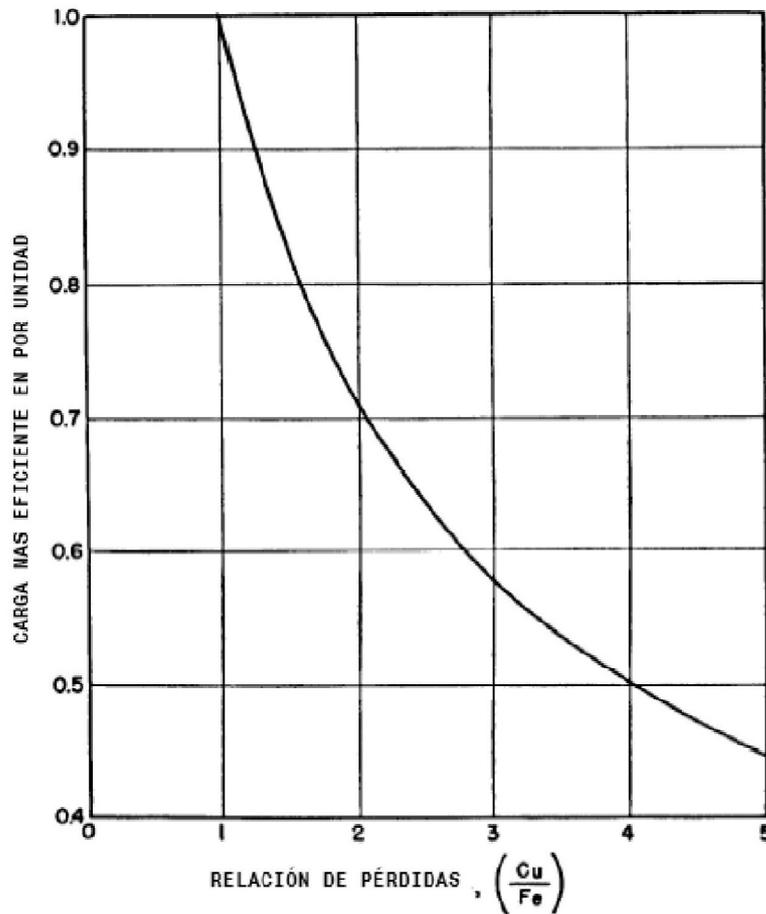


Figura I. 4. Relación entre relación de pérdidas en el transformador y la carga más eficiente.

El rango de variación de la relación de pérdidas en transformadores diseñados normalmente se muestra en la Tabla I. 11:



Voltaje (kV)	Relación de pérdidas, $R=(Cu/Fe)$	
	OA, OW, OA/FA* OA/FA/FOA*	FOA* FOW**
46 y menores	1,75 a 3,25	1,4 a 2,4
69 a 138	1,50 a 2,75	1,2 a 2,0
Más de 138	1,25	1,0 a 1,8
460	500 a 1000	

Tabla I. 11. Límites normales de relación de pérdidas, R.

*Basadas en pérdidas de los transformadores OA.

**Basado en pérdidas al 60% de los transformadores FOA o FOW.

El producto del porcentaje de las pérdidas sin carga y con carga es una cantidad que ha sido estandarizada para que la magnitud se pueda predecir con una mayor exactitud para grandes transformadores de potencia.

La Figura I. 5 muestra los valores típicos del porcentaje de pérdidas, que son función del tamaño del transformador y la variación de voltaje.

Para estimar valores de pérdidas en vacío y con carga para un transformador en particular, es necesario primero seleccionar valores de relación de pérdidas R y producto de pérdidas P de la Tabla I. 11 y de la Figura I. 5.

Entonces los respectivos valores de pérdidas en kilovatios, se dan a continuación:

$$Pe = \frac{kva}{100} \sqrt{\frac{P}{R}} [kW] \quad (3)$$

$$Po = \frac{kva}{100} \sqrt{P \times R} [kW] \quad (4)$$

Donde:

R=Relación de pérdidas $\left(\frac{Cu}{Fe}\right)$.

P=Producto de los valores de porcentaje de pérdidas en vacío y con carga $(100Fe/kva) \times (100Cu/kva)$.

kVA = valores de los transformadores.

En la Figura I. 5 se representan los valores típicos del producto del porcentaje de pérdidas.

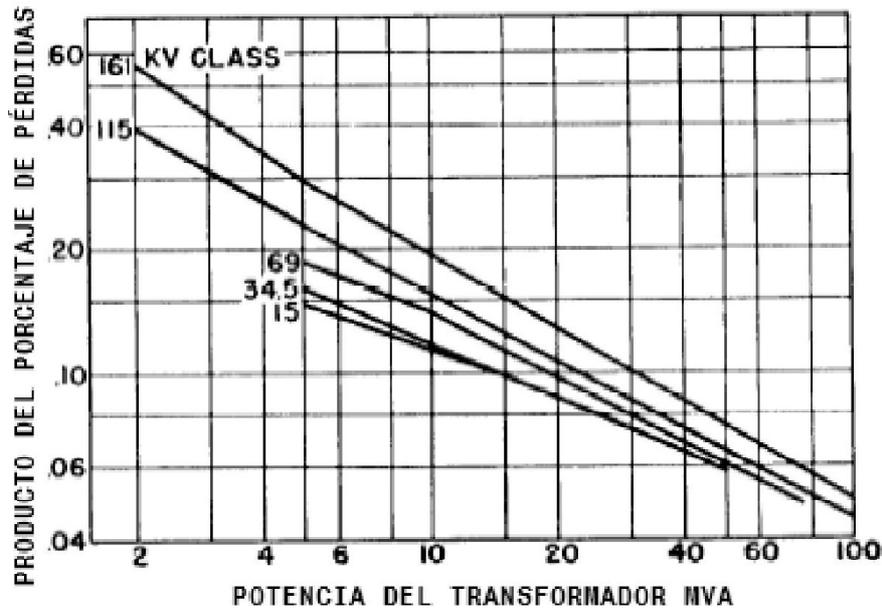


Figura I. 5. Valores típicos del producto del porcentaje de pérdidas.

Entonces para calcular las pérdidas totales de potencia usamos la siguiente fórmula:

$$P_{cuDm} = P_{cu} \times \left[\left(\frac{D_m}{P_{nom}} \times \cos \phi_i \right)^2 \right] \quad (5)$$

Donde:

P_{cuDm} : Pérdida de potencia a máxima demanda en el cobre.

P_{cu} : Pérdida en el cobre a potencia nominal.

D_m : Demanda máxima de la carga conectada.

P_{nom} : Potencia nominal del transformador.

$\cos \phi_i$: Factor de potencia de la carga.

La pérdida de energía total en un año en el transformador se obtiene sumando las pérdidas en el núcleo y las pérdidas resistivas a la máxima demanda afectada por el factor de pérdidas, así tenemos la relación:

$$E = [f.p. \times P_{cuDm} + P_{fe}] \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \quad (6)$$



ANEXO II. CALISTO 2



Figura II. 1. Calisto 2. Fuente: Morgan Schaffer.

El monitor Calisto 2 (ver Figura II. 1) está diseñado para ser instalado permanentemente en transformadores críticos para una medición continua de hidrógeno disuelto, monóxido de carbono y humedad en líquidos aislantes dieléctricos. El hidrógeno es un indicador confiable de un fallo reciente o actual, ya que todos los tipos de fallo lo producen en mayor o menor medida. Los niveles de monóxido de carbono y humedad pueden manifestar un deterioro en el sistema de papel/aceite, y las condiciones se tomarían adecuadas para dicho deterioro. El Calisto 2 proporciona las mediciones clave necesarias para controlar el buen estado del sistema de aislamiento, a fin de poder tomar decisiones en base a información precisa, y evitar los principales problemas de los transformadores.

A continuación se pasa a realizar una descripción general del Calisto 2.

- **Medición de hidrógeno y monóxido de carbono:**

Calisto 2 es el IED más novedoso de Morgan Schaffer. Éste constantemente monitorea hidrógeno disuelto, monóxido de carbono y humedad en transformadores de aceite. El hidrógeno es un indicador confiable de un fallo reciente o actual debido a que todos los tipos de fallos lo producen en mayor o menor medida. La baja solubilidad y la alta difusibilidad del hidrógeno en aceite facilitan su detección en bajas concentraciones por lo que advierte rápidamente la presencia de un fallo. El monóxido de carbono es una herramienta adicional que puede ayudar a los especialistas en transformadores a evaluar la vida útil remanente de sus transformadores. El monóxido de carbono a menudo se genera en grandes cantidades cuando la celulosa del transformador se recalienta.

- **Medición de humedad:**

En combinación con productos polares y ácidos, el agua disuelta puede afectar significativamente las propiedades dieléctricas de los líquidos y materiales aislantes. El monitoreo de agua disuelta durante un período prolongado de tiempo, y la toma de medidas adecuadas en cuanto a incrementos repentinos o anormales de agua



disuelta extiende la vida útil, el rendimiento y la calidad de funcionamiento del equipamiento.

- **Acondicionamiento de precisión de temperatura:**

La fuente de interferencia más importante en los sensores de gas disuelto proviene del medio ambiental. La variación de la temperatura ambiente y, por ende, la de la temperatura del aceite afecta a la solubilidad y las tasas de difusión de gases de falla disueltos, lo que deriva en una alteración de la referencia y una variación de señal. Esto a menudo limita la capacidad de los IED de monitorear bajos niveles de gases de falla. Calisto 2 ofrece módulos pasivos y termoelectricos de acondicionamiento de temperatura que mantienen continuamente el área y las temperaturas del aceite constantes al nivel predeterminado. Esto suministra una sensibilidad inigualable, la repetibilidad y la estabilidad a largo plazo, independientemente del entorno donde el instrumento haya sido instalado.

- **Circulación continua de aceite y monitoreo de flujo constante:**

La eficaz supervisión en línea de gases de falla disueltos también exige que los sensores estén en contacto permanente con el aceite representativo del transformador, a fin de reaccionar rápidamente a las variaciones en las concentraciones de gas. Para garantizar la exactitud y la rápida respuesta a la generación de fallas, Calisto 2 ofrece un sistema de circulación de aceite basado en una bomba de solenoide de fiabilidad excepcional. Además, un monitor integrado de flujo de aceite, también diseñado para funcionar libre de mantenimiento y de fiabilidad a largo plazo, que proporciona una advertencia de bajo flujo si el caudal descende por debajo del nivel establecido, como puede ocurrir si una válvula está cerrada inadecuadamente.

- **Tecnología de extracción y detección de gas:**

Como el aceite en el interior del Calisto 2 está acondicionado a una temperatura exactamente regulada, se bombea a través de un conjunto de tubos capilares de PTFE (politetrafluoretileno), que juntos forman la sonda de gas. Los gases disueltos se extienden por las paredes de los capilares para formar una muestra representativa de gas dentro de la sonda. Luego, el hidrógeno y el monóxido de carbono se difuminan a lo largo de los capilares para formar una muestra de gas en el interior de la celda de medición Gen2. Cualquier cambio en las concentraciones de hidrógeno o de monóxido de carbono en aceite modificará el equilibrio de la sonda y la celda. La celda Gen2 representa una versión mejorada de la tecnología de detección de conductividad térmica (TCD) que es propiedad de Morgan Schaffer, para suministrar mediciones de gas de alta precisión, sin ningún tipo de calibración de campo, durante toda la vida del instrumento. La celda Gen2 valora mediciones validadas para el hidrógeno y el monóxido de carbono cada tres horas. Las mediciones validadas son llevadas continuamente a cero para garantizar una estabilidad a largo plazo y una detección precisa. También se realiza una medición continua de la concentración de hidrógeno, para indicar cualquier variación que pueda ocurrir entre las lecturas validadas.



- **Tecnología de detección de humedad:**

El agua disuelta se mide permanentemente usando un sensor capacitivo de película delgada inmerso directamente en el aceite circulante. El agua contenida puede reportarse en partes por millón (ppm), RS% a 25°C o RS% a una temperatura específica para el transformador usando el sensor experto de temperatura de aceite.

Seguidamente se pasa a describir las características del instrumento y componentes principales.

El instrumento a menudo es instalado permanentemente en un transformador o en un pedestal de montaje. El sistema requiere que el aceite sea trasladado desde el transformador hacia el IED y luego retornar al transformador. Para lograr esto, el Calisto 2 ofrece puertos de aceite de entrada y salida separados. La circulación de aceite se obtiene utilizando una pequeña bomba oscilante (flujo nominal de 60 ml/min o 0.95 US gal/hr) ubicada dentro del instrumento.

El IED Calisto 2 controla la temperatura del aceite y la temperatura del aire dentro del equipo utilizando cambiadores de calor y elementos termoeléctricos. Un ventilador refrigerante e impermeable de larga duración, ubicado en la parte inferior del equipo, elimina el calor principal del sistema. Un pequeño ventilador situado en el interior del equipo proporciona estabilidad en la temperatura de los componentes electrónicos y de la celda de medición de gas.

Cuando el sistema está en funcionamiento, la fecha y la hora de las mediciones son almacenadas en la memoria del instrumento a la frecuencia de una lectura cada 3 horas. Esta información puede ser vista en cualquier momento desde la pantalla, que proporciona las mediciones validadas más recientes de hidrógeno y monóxido de carbono, además de la medición de humedad disuelta en tiempo real. También pueden verse en la pantalla otras funciones y parámetros de fabricación del instrumento.

El IED cuenta con las siguientes especificaciones técnicas del monitor Calisto 2 estándar en línea:

- **Rendimiento:**

- Hidrógeno disuelto (H₂ y CO) en mediciones de aceite (Tabla II. 1):



Tecnología de medición	Celda Gen2 propiedad de Morgan Schaffer
Tecnología de extracción de gas	Tuberías PTFE sumergidas en aceite
Rango de detección	H ₂ : 2 – 50.000 ppm CO ₂ : 25 – 100.000 ppm
Precisión (ref: Estándares MS de aceite)	H ₂ : Mayor que ± 5 ppm o $\pm 5\%$ CO ₂ : Mayor que ± 25 ppm o $\pm 15\%$
Repetibilidad	H ₂ : Mayor que ± 3 ppm o $\pm 3\%$ CO ₂ : Mayor que ± 25 ppm o $\pm 10\%$
Resolución	H ₂ : 1 ppm CO ₂ : 5 ppm
Respuesta de paso	50% 60 min. (condiciones típicas)
Interferencia	H ₂ : < 0.3% de otros gases CO ₂ : < 4% de otros gases

Tabla II. 1. Hidrógeno disuelto (H₂ y CO) en mediciones de aceite. Fuente: Morgan Schaffer.

➤ Agua disuelta (H₂O) en mediciones de aceite (Tabla II. 2):

Tecnología de medición	Sensor RS sumergido en aceite
Rango de detección	2 ppm – saturación, 2-100% RS
Precisión (ref: Estándares MS de aceite para ppm y RS)	± 3 ppm o $\pm 3\%$ RS
Repetibilidad	± 2 ppm o $\pm 2\%$ RS
Resolución	1 ppm, 1% RS
Respuesta de paso	50% en 5 min. (condiciones típicas)

Tabla II. 2. Agua disuelta (H₂O) en mediciones de aceite. Fuente: Morgan Schaffer.

➤ Confiabilidad (Tabla II. 3):

Protección de interrupción de energía	Sistema de pérdida de energía avanzado de 250 ms
Expectativa de vida (EOL)	> 15 años

Tabla II. 3. Confiabilidad. Fuente: Morgan Schaffer.



- **Funcionamiento (Tabla II. 4):**

Rango de temperatura para el funcionamiento (estándar)	-40 a 55°C
Rango de temperatura para el almacenamiento	-30 a 75°C
Rango de temperatura para el aceite	-40°C a 120°C
Rango de presión para el aceite	Vacío total a 40 psi
Máxima presión para el aceite	100 psi
Rango de humedad para el funcionamiento	0 – 100% RH
Rango de humedad para el almacenamiento	5 – 95% RH, sin condensación
Rango de altitud	Hasta 4,000 m

Tabla II. 4. Funcionamiento. Fuente: Morgan Schaffer.

- **Estructura (Tabla II. 5):**

Ancho x Alto x Profundidad	381 mm (15 pulgadas) x 432 mm (17 pulgadas) x 310 mm (17 pulgadas)
Peso	22,7 kg / 50 libras
Gabinete	SS 304 grosor 16, con cerradura
Circulación de aceite	Bomba de reciprocidad anti cavitación, 10 – 60 ml / min, monitor de flujo de aceite
Líneas de aceite (estándar)	Cobre de 3/8" O.D. con accesorios de compresión de latón
Acondicionamiento de la temperatura del gabinete	Retroalimentación a través de elementos termoeléctricos
Acondicionamiento de la temperatura del aceite	Cambiador de calor pasivo. Retroalimentación a través de elementos termoeléctricos
Ventilación	Convección forzada de aire
Protección de seguridad	Fusible de corte térmico, tasado en 77°C Fusible protector de alta tensión
Muestreo de aceite	Puerto externo de conexión rápida con accesorios

Tabla II. 5. Estructura. Fuente: Morgan Schaffer.



Especificaciones técnicas del sensor de temperatura de aceite:

- **Rendimiento (Tabla II. 6):**

Precisión desde -10 hasta 30°C	± 1.5°C
Precisión bajo -10 o sobre 30°C	± 3.0°C
Estabilidad a largo plazo	≤ 0.15% lapso/año
Circulación de aceite	Continua a través de la sonda
Protección	Señal de falla en corte del sensor o en cortocircuito

Tabla II. 6. Rendimiento. Fuente: Morgan Schaffer.

- **Condiciones de funcionamiento (Tabla II. 7):**

Lapso de temperatura en sonda	-50 a 125°C
Rango de temperatura ambiental de funcionamiento	-40°C a 85°C
Rango de humedad ambiental	0 – 100 %RH
Transmisor resistente a las vibraciones 4g / 2 – 150 Hz	IEC 60068: 2 – 6

Tabla II. 7. Condiciones de funcionamiento. Fuente: Morgan Schaffer.

- **Estructura (Tabla II. 8):**

Sonda de temperatura de acero inoxidable 316 personalizable	Hasta 20 pulgadas / 500 mm
Conducto y cable de conexión personalizables	Hasta 25 pies / 8 m
Aislación del transmisor	A 3750 V AC
Diseño	Anticorrosivo Impermeable Resistente al aceite y al agua Componentes estabilizados para UV
Identificación	Serializada individualmente

Tabla II. 8. Estructura. Fuente: Morgan Schaffer.



ANEXO III. EQUIPOS ELÉCTRICOS IMPREGNADOS EN ACEITE EN SERVICIO.

III.1 NOTAS DE APLICACIÓN PARA LOS EQUIPOS

Los “valores típicos” de las siguientes notas de aplicación no son valores límite. Se proporcionan exclusivamente para información, como herramienta de mantenimiento. En una población de transformadores dada, indican, por ejemplo, que el 90% de los valores AGD en servicio están por debajo del valor típico 90% y el 10% están por encima. Cuando se exceden los valores típicos, la única acción recomendada en esta norma es incrementar la frecuencia de los análisis AGD.

Los valores típicos dependen de diversos parámetros (edad, tipo y fabricante del equipo, prácticas de operación y carga, clima, etc.) que no son exactamente idénticos para todas las redes eléctricas. Por tanto, en las siguientes notas de aplicación se proporcionan rangos de valores típicos que cubren los diferentes valores individuales observados a nivel mundial y recopilado por IEC y CIGRE.

Se recomienda vivamente que las redes individuales calculen los valores típicos correspondientes a su población específica de transformadores, utilizando los datos de AGD que cumplan las especificaciones de la Norma IEC 60567 de precisión y siguiendo los métodos indicados en el capítulo 8 y en la Publicación nº 296 (2006) de CIGRE.

Los rangos de valores típicos indicados en estas notas de aplicación deberían ser utilizados sólo por defecto, cuando no se dispone de valores individuales, y no deberían utilizarse contractualmente sin acuerdo especial entre el usuario y el fabricante del equipo.

III.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- **Valores típicos de las concentraciones:**

La Tabla III. 1 proporciona los rangos del 90% de los valores de concentraciones de gases típicos observados en transformadores de potencia, de unas 25 redes eléctricas de todo el mundo que incluyen más de 20000 transformadores. Para el hidrógeno, por ejemplo, una red indicó un valor típico de 50 µl/l, otra 150 µl/l y las 23 restantes indicaron valores entre 50 µl/l y 150 µl/l. Estos rangos de valores han sido indicados por el comité de estudios CIGRE SC D1 y A2 (TF11) y aprobados por los comités técnicos TC10 y TC14 de IEC.



	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Todos los transformadores		50 – 150	30 – 130	60 – 280	20 – 90	400 – 600	3800 – 14000
Sin OLTC	2 – 20						
OLTC comunicado	60 – 280						

Tabla III. 1. Rangos del 90% de valores de concentraciones típicas de gases observados en transformadores de potencia, en µl/l.

En las tablas (Tabla III. 1 y Tabla III. 2), "OLTC (*On Load Tap Changer*) comunicado significa que es posible la comunicación de algo de aceite/gas entre el compartimento del OLTC y la cuba principal o entre los respectivos conservadores. Estos gases pueden contaminar el aceite de la cuba principal y afectar a los valores de las concentraciones en estos tipos de equipos. "Sin OLTC" se refiere a transformadores si OLTC o equipados con un OLTC sin comunicación ni fugas con la cuba principal.

Los valores típicos de la Tabla III. 1 son de aplicación tanto a transformadores de respiración abierta como sellados, y corresponden principalmente a transformadores de columnas. Los valores de los transformadores acorazados son habitualmente más elevados. En dos países los valores de C₂H₆ son superiores. En un país donde los transformadores operan por debajo de su carga nominal, los valores de CH₄, CO y, especialmente, C₂H₄ son más bajos. En un país se indican valores de 0,5 µl/l de C₂H₂ y 10 µl/l de C₂H₄. Los valores de H₂ pueden ser más elevados en transformadores donde se produzcan reacciones entre el aceite y los componentes del transformador (pinturas, metales).

- **Velocidades típicas de incremento de gases:**

La Tabla III. 2 proporciona los rangos del 90% de los incrementos típicos de gases, en cuatro redes eléctricas que incluyen más de 20000 análisis AGD. Estos rangos de valores han sido descritos por el comité de estudios CIGRE SC D1 y A2 (TF11) y aprobados por los comités técnicos TC10 y TC14 de IEC.

	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Todos los transformadores		35 – 132	10 – 120	32 – 146	5 – 90	260 – 1060	1700 – 10000
Sin OLTC	0 – 4						
OLTC comunicado	21 – 37						

Tabla III. 2. Rangos del 90% de los incrementos típicos de gases observados en transformadores de potencia (todos los tipos), en µl/l/año.

Los valores típicos de la Tabla III. 2 son válidos para grandes transformadores de potencia con un volumen de aceite > 5000 l. Los valores en transformadores pequeños (< 5000 l) son generalmente menores. Los valores en los primeros y últimos años del equipo tienden a ser mayores que los valores promedio de la Tabla III. 1.

Los valores de la Tabla III. 2 pueden convertirse a ml/día cuando se conozca el volumen de aceite. Los valores de la Tabla III. 2 no deberían usarse para calcular los valores de las concentraciones después de varios años y compararlos con los valores de la Tabla III. 1, porque los valores de estas dos tablas están afectados de modo diferente por la forma de sus respectivas curvas acumulativas y las pérdidas de gas.



Cuando se calculen las velocidades típicas de incremento de gases de redes individuales, se deberían elegir intervalos que proporcionen una precisión aceptable de los resultados.



ANEXO IV. HISTORIAL DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Informe de análisis de fluidos dieléctricos

201104768FQA

Identificación del emisor del informe

Nombre: Laboratorio Químico Endesa Ingeniería

CIF: B82846833

Dirección: Avda. Reina Mercedes, 4 B. Edificio CITIUS. Planta 3ª

C.P.: 41012

Provincia: Sevilla (España)

Teléfono: 954 61-79-00

Fax: 954 61-79-05

Web: www.endesaingenieria.es / laboratorio@endesaingenieria.es

Identificación del pagador

Pagador: ANDALUCIA OCC_EXT

CIF: B82846817

Dirección: Avda. de la Borbolla, 5. CP 41004. Sevilla

Identificación de la máquina

Empresa: ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.

Departamento: SEVILLA

Área: ANDALUCIA OCC_EXT

Ubicación: SANTIPONCE

Código del equipo: WES-61911

Tensión(KV): 220/66

Fecha de puesta en servicio: 00/00/0000

Potencia (MVA): 70

Estado: En Servicio

Criticidad: No crítico

Tipo: Transformador AT/MT

Peso (Kg): 28000

Regulación en carga: Sin CTC aislado

Identificación de la muestra de ensayo

Número de registro: 201104768

Fecha de toma: 13/07/2011

Tipo de Análisis: FQA

Punto de toma: Fondo cuba

Número de Albarán: 00674-11

Responsable de toma: Externo

Fecha de registro: 18/07/2011

Temperatura del aceite (°C): 0

Motivo de análisis: Confirmación resultados

Fecha de informe: 20/07/2011

Jefe Adjunto Laboratorio Químico

**NOMBRE ZAYA
JIMENEZ ANTONIO
- NIF 52269006B**

Firmado digitalmente por NOMBRE ZAYA
JIMENEZ ANTONIO - NIF 52269006B
Nombre de reconocimiento (DN):
cn=NOMBRE ZAYA JIMENEZ ANTONIO
- NIF 52269006B, c=ES, o=FNMT,
ou=FNMT Clase 2 CA
Ubicación: Seville-SPAIN
Fecha: 2011.07.20 14:52:42 +02'00'

Antonio Zaya Jiménez

Los datos identificativos de la muestra y de la máquina han sido facilitados por el cliente.
Los resultados sólo afectan a las muestras recibidas e identificadas en este informe.
Este documento no podrá reproducirse sin la autorización previa del Laboratorio Químico de Endesa Ingeniería.

Tabla IV. 1. Análisis de Fluidos Dieléctricos. Fuente: Endesa.



Informe de análisis de fluidos dieléctricos 201104768FQA

Análisis Físico Químico de aceite dieléctrico

Resultado

Características	Método de Ensayo	Fecha Ensayo	Incertidumbre ³	Valores Límites	Resultados
Contenido en Agua por Karl-Fischer	UNE-EN 60814:99 Apdo.2	20/07/2011	± 14%	<20	22 mg/Kg
Tensión de Ruptura Dieléctrica ¹	UNE-EN 60156:1997	20/07/2011	± 10%	>50	47 Kv

¹ Electrodo utilizados: VDE. Distancia entre electrodos: 2,5mm. T°ensayo: 24° C. Muestra no tratada. Frecuencia:50 Hz. Ensayo con agitación. Valores de ensayo:38.2-45.1-48.5-46-49.1-53.9

³ Incertidumbre expandida para k=2 y un nivel de confianza del 95%.

Interpretación (b)

Los parámetros que no cumplen las especificaciones IEC 60422/LEI-VAS-01 son contenido en agua y tensión de ruptura; pese a que los resultados han mejorado respecto al análisis previo continúan fuera de los límites admisibles.

Evaluación (b)

Los resultados de los análisis realizados revelan anomalías que por el momento no comprometen la seguridad y continuidad del servicio. Sin embargo puede ser necesaria la ejecución de acciones correctivas con objeto de mejorar las condiciones de operación.

Recomendaciones (b)

Realizar un tratamiento de filtrado y secado del aceite.

Código de valoración: (b)

ALERTA

Fecha recomendada para el próximo análisis: 13/09/2011

(a) Los ensayos marcados no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

(b) Los comentarios e interpretaciones marcados deben considerarse opiniones del laboratorio emisor y no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

(c) Los ensayos anteriores al 21/11/06 no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

ENAC es firmante del Acuerdo Multilateral de la EA / IAF / ILAC en materia de ensayos / calibración / certificación de personas / certificación de sistemas de calidad / certificación de sistemas de gestión medioambiental

Tabla IV. 2. Análisis de Fluidos Dieléctricos. Fuente: Endesa.



Histórico de análisis previo (c)

Muestra	Fecha Ensayo (dd/mm/aaaa)	Contenido en Agua (mg/Kg)	Tensión Ruptura (Kv/2,5 mm)	Factor de Pérdidas	Punto de Inflamación (°C)	Índice Neutralización (mgKOH/g) (a)	Índice Color (a)	Hidrocarburos Aromáticos (%) (a)
201104768	18/07/2011	22	47	---	---	---	---	---
201103975	20/06/2011	27	34	0.05950	148.5	0.076	< 5.0	15.51
201005829	26/10/2010	17	63	0.05310	154	0.045	< 5.0	15.64
200814448	10/10/2008	19	58	0.06620	154	0.169	< 5.0	15.49
200601656	06/04/2006	17	61	0.03924	150	0.09	< 5.0	13.76
200400942	23/04/2004	20	52	0.02988	148	0.067	< 4.5	---
200200531	11/04/2002	12	68	0.03325	154	0.041	< 4.5	---
200001299	04/10/2000	14	51	0.03488	146	0.044	< 4.5	---
200001196	14/09/2000	21	44	0.03548	---	---	---	---
200001194	14/09/2000	---	---	---	---	---	---	---

(a) Los ensayos marcados no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

(b) Los comentarios e interpretaciones marcados deben considerarse opiniones del laboratorio emisor y no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

(c) Los ensayos anteriores al 21/11/06 no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

ENAC es firmante del Acuerdo Multilateral de la EA / IAF / ILAC en materia de ensayos / calibración / certificación de personas / certificación de sistemas de calidad / certificación de sistemas de gestión medioambiental.

Tabla IV. 3. Histórico de Análisis Previo. Fuente: Endesa.



Informe de análisis de fluidos dieléctricos 201005700GAS

Determinación de gases disueltos según norma UNE-EN 60567: DIC 2006 y UNE-EN 60599-00/A1:2007

Resultado

Fecha de ensayo: 19/10/2010

Técnico del ensayo: Reyes Ferriz Pérez

	Concentraciones de Gases Disueltos en ppm por Desgasificación Parcial (V/V)										
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂	O ₂	N ₂	%Gas(V/V)
Resultados (ppm)	125	129	144	279	1	329	1007	2027	22021	64146	8.86
Incertidumbre (ppm)	± 7%	± 5%	± 5%	± 5%	± 6%	± 5%	---	± 6%	± 5%	± 5%	---

Los nombres completos de cada uno de los compuestos analizados son los siguientes:
 H₂: Hidrógeno C₂H₂: Etileno CO₂: Dióxido de Carbono CH₄: Metano C₂H₆: Acetileno
 O₂: Oxígeno C₂H₄: Etano CO: Monóxido de Carbono N₂: Nitrógeno Σ: Volumen total de gases combustibles
 - Incertidumbre expandida para k=2 y un nivel de confianza del 95%.

Indicador (a)	Valor
Degradación del aislamiento celulósico	6.161
Valoración del fenómeno eléctrico	0.008
Valoración de gases combustibles	1007.000
Valoración de la oxidación del aceite	0.343

Indicador	Valor
Código Duval (a)	N/A
Código UNE-EN 60599	T2

Interpretación (b)

Los gases que superan los límites admisibles son: hidrogeno, metano, etileno, etano.
 Los gases que superan los ritmos de crecimiento mensual de las concentraciones son hidrogeno, monóxido de carbono, gases combustibles.
 Degradación del aislamiento celulósico: El aislamiento celulósico no parece estar implicado en un defecto.
 Valoración del fenómeno eléctrico: Condiciones normales de funcionamiento.
 Valoración de gases combustibles: Condiciones normales de funcionamiento.
 Valoración de la oxidación del aceite: Condiciones normales de funcionamiento.
 La distribución de las concentraciones de gases combustibles es compatible con la existencia de un defecto térmico de temperatura comprendida entre 300°C y 700°C.

Posibles causas:
 • Contactos defectuosos en conexiones atornilladas (particularmente e aluminio), contactos deslizantes, contactos del interior del selector (formación pirólítica de carbono), conexiones entre el cable y la varilla pasante de la borna.
 • Corrientes circulatorias entre piezas de apriete y bulones de la culata, piezas de apriete y chapa magnética, puestas a tierra, soldaduras o sujeciones defectuosas en las pantallas magnéticas.
 • Rotura del aislamiento entre conductores paralelos adyacentes de los devanados.
 Las concentraciones de gases combustibles continúan su tendencia ascendente e indican una generación activa de gases que por el momento no alcanza niveles críticos pero que conviene evaluar reduciendo el plazo de revisión.

Evaluación (b)

Los resultados de los análisis realizados revelan anomalías que por el momento no comprometen la seguridad y continuidad del servicio. Sin embargo puede ser necesaria la ejecución de acciones correctivas con objeto de mejorar las condiciones de operación.

Recomendaciones (b)

Mantener revisión semestral.

Código de valoración: (b)

ALERTA

Fecha recomendada para el próximo análisis: 18/04/2011

(a) Los ensayos marcados no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.
 (b) Los comentarios e interpretaciones marcados deben considerarse opiniones del laboratorio emisor y no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.
 (c) Los ensayos anteriores al 21/11/06 no se encuentran recogidas dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

ENAC es firmante del Acuerdo Multilateral de la EA / IAF / ILAC en materia de ensayos / calibración / certificación de personas / certificación de sistemas de calidad / certificación de sistemas de gestión medioambiental.

Tabla IV. 4. Determinación de Gases Disueltos. Fuente: Endesa.



Informe de análisis de fluidos dieléctricos 201005700GAS

Históricos de Gases Disueltos en el aceite

Histórico de análisis previo (c)

Registro	Fecha	Concentraciones de Gases Disueltos en ppm por Desgasificación Parcial (V/V) (c)											Gases (%)	O ₂ / N ₂	Cód./Caso
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂	O ₂	N ₂				
201005700	19/10/2010	125	129	144	279	1	329	1007	2027	22021	64146	8.86168	0.34	T2	
201001638	16/03/2010	44	86	92	176	1	178	577	1298	16302	42691	6.02022	0.38	T2	
200908937	10/09/2009	19	31	85	132	1	323	591	2557	27036	70303	9.98466	0.38	T2	
200902083	02/02/2009	24	49	123	193	1	274	664	2521	27821	70786	0.101105	0.39	T2	
200808697	04/08/2008	37	88	140	242	1	348	856	1963	20712	72868	9.58086	0.28	T2	
200708325	17/09/2007	28	158	211	362	1	377	1137	3339	27675	77198	0.10861	0.36	T2	
200701572	15/02/2007	34	176	225	399	1	347	1182	3201	26984	68945	9.96295	0.39	T2	
200601739	17/04/2006	21	73	203	358	1	273	929	2485	18031	67528	8.83797	0.27	T2	
200401957	30/07/2004	68	267	427	849	1	413	2025	2830	23305	72910	1.00316	0.32	T2	
200400965	29/04/2004	30	347	437	910	1	318	2043	2541	29737	77337	11.0941	0.38	T2	
200302003	01/10/2003	62	366	395	781	1	405	2010	2853	28247	76496	0.108811	0.37	T2	
200300385	07/03/2003	61	530	492	935	1	373	2392	2149	30906	77298	0.112016	0.40	T2	
200200715	17/05/2002	41	341	386	806	1	239	1814	1610	29064	75500	10.7326	0.38	T2	
200102029	09/10/2001	83	348	238	527	1	286	1483	1301	27421	73899	10.3453	0.37	T2	
200101494	10/07/2001	65	304	233	433	32	244	1311	1220	28854	72033	10.2758	0.40	T2	

Ritmo de crecimiento (a)	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	Σ	CO ₂
Mensual (% / mes)	25.82	7.01	7.93	8.21	0.00	11.90	10.45	7.88
Diario (ppm / día)	10.39	5.52	6.67	13.22	0.00	19.38	55.18	93.54

Los nombres completos de cada uno de los compuestos analizados son los siguientes:

H₂: Hidrógeno
O₂: Oxígeno

C₂H₄: Etileno
C₂H₆: Etano

CO₂: Dióxido de Carbono
CO: Monóxido de Carbono

CH₄: Metano
N₂: Nitrógeno

C₂H₂: Acetileno
Σ: Volumen total de gases combustibles

- (a) Los ensayos marcados no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.
 (b) Los comentarios e interpretaciones marcados deben considerarse opiniones del laboratorio emisor y no se encuentran recogidos dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.
 (c) Los ensayos anteriores al 21/11/06 no se encuentran recogidas dentro del alcance de la acreditación N° 116/LE1264.

ENAC es firmante del Acuerdo Multilateral de la EA / IAF / ILAC en materia de ensayos / calibración / certificación de personas / certificación de sistemas de calidad/ certificación de sistemas de gestión medioambiental.

Tabla IV. 5. Histórico de Análisis Previo. Fuente: Endesa.



REFERENCIAS

- Carlos Corona Martínez. Confiabilidad y seguridad de la red eléctrica *Smart Grid*.
- Las redes eléctricas inteligentes. El aporte de las TIC.
- *Smart grids* y la evolución de la red eléctrica. Observatorio industrial del sector de la electrónica, tecnologías de la información y telecomunicaciones.
- Comisión Europea. *20, 20 by 2020 – Europe´s Climate Change Opportunity*. 2008.
- Jeremy Rifkin. *La Civilización Empática*. 2010.
- *International Energy Agency. World Energy Outlook*. 2009.
- Varios autores. *Roadmap for a low-carbon power sector by 2050*. 2009.
- Varios autores, Eurelectric. *Pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050*. Eurelectric. 2010.
- *Electric power research institute. The power to reduce CO₂, emissions*. 2007.
- *Vision and strategy for Europe´s electricity networks of the future – Europea technology platform*. 2006.
- *The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response – Clark Gellings*. 2009.
- *Smart Grids – European Technology Platform* - www.smartgrids.eu.
- *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and demand response – Clark Gellings*. 2009.
- *Smart Grid implementation strategy (SGIS) – www.netl.doe.gov*. 2008.
- Revista electro industria – Junio 2010.
- *The Smart Grids: An introduction – U.S. Department of energy*. 2008.
- Transitando el camino hacia la red eléctrica inteligente: Modernizando la infraestructura crítica de comunicaciones. Estudio informativo – Verizon. 2008.
- *Impact of cyber-security requirements on the substation process control*. D. Giarratano, H. Eckhard. 2010.
- REE. "El sistema eléctrico español. 2009.
- *Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft report for CIM and other IEC working groups*. EPRI, Palo Alto. 2006.
- *Smart metering technology promotes energy efficiency for a greener world*. Austin Harney (Analog Devices). 2008.
- El concepto de *Smart Metering* en el nuevo escenario de distribución eléctrica. Francisco Casellas, Guillermo Velasco, Francesc Guinjoan. 2009.
- *New methodology for remanent life assessment of oil-immersed power transformers*. W. Flores, E. Mombello, J. Jardini. 2010.
- *Transformer life prediction using data from units removed from service and thermal modeling*. P. Jarman, R. Hooton, L. Walker, Z. Wang. 2010.
- *New approach of maintenance of power transformers and main accessories: off – line test vs. on – line monitoring systems*. H. Cago, E. Palazuelos, J.I. Anguas. 2010.
- *Prediction of the oil flow and temperature distribution in power transformers by CFD*. S. Tenbohlen, A. Weilandner, R. Wittmaack. 2010.



- *Special requirements on surge arrester design for UHV A.C. Systems above 800 kV system voltages.* R. Gohler, K. H. Weck, V. Hinrichsen. 2010.
- *1200 kV Transmission network and development status of 1200 kV technology in India.* V. Ramakrishna, R.N. Nayak. 2010.
- *Application of modern technology to optimize switching of compensated lines.* T. Jung, J.L. Rayon, A. Fanget. 2010.
- *Improving system and equipment performance by controlled switching.* A. Calazans, J.N. De Lima, N. Valença. 2010.
- *Use of optical instrument transformer for high-voltage testing.* F. Rahmatian, D. F. Peelo. 2010.
- *Megacity underground substation technical requirements and implementation experiences.* H. Nakajima, T. Sato, T. Watanabe. 2010.
- *"Smart Switchgear" Using IEC Standard 61850 – First Experience gained with a pilot project in a 380/110 kV substation.* J. Haude, B. Wührmann, U. Sundermann. 2010.
- *Intelligent compact substation of power distribution.* J. M. Byeon, J.G. Lee, S. W. Lee. 2010. Intelligent compact substation of power distribution. J. M. Byeon, J. G. Lee, S.W. Lee. 2010.
- *Case study: Implementation of IEC 61850 in Java-Bali transmission system.* T. Fermi, E. Novrizal. 2010.
- *System form integration of protection and control devices.* G. A. Arruda, J. F. Mesquita, I. P. Siquiera. 2010.
- *Scenarios for future substation automation systems.* L. Hossenlopp. 2010.
- *The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation.* J. A. González, A. Dysko, G. Lloyd. 2009.
- *Protection security assessment-going along with the development of today's networks to smart grids.* J. Jäger, R. Krebs, F. Balasiu. 2010.
- *Converting field recorded data to information: New requirements and concepts for the 21st century automated monitoring solutions.* P. T. Myrda, S. Sternfeld, T. Popovic. 2010.
- *Multipurpose architecture model of phasor data concentrator.* I. Ivanovic, S. Skok, R. Matica. 2010.
- *Communication between substation with 61850 technology and control centre.* C. Bruner, W. Brodt, H. Englert. 2010.
- *Market designs for a better integration of intermittent generation: European experience and future trends.* M. Dupuy, B. Peyron, E. Colombo. 2010.
- *Customer involvement in load control via capacity market mechanisms.* F. Y. Opadchiy, A. M. Katayev. 2010.
- *Leeds D. J. The Smart Grid in 2010: Market segments, applications and industry players.* GTM Research. 2009.
- *Böhmer, P.E. (1912). Theorie de unabhängigen Wahrscheinlichkeiten, Rapports, Mémoires et Procès Verbaux du Septième Congrès International d'Actuaires.*
- *Fuentelsaz, L.; Gómez, J.; Polo, Y. (2004). Aplicaciones del análisis de supervivencia a la investigación en economía de la empresa. Cuadernos de Economía y Dirección de la Empresa. Núm. 19, 081-114.*



- Kaplan, A.; Meier, P. (1958). *Non-parametric estimation for incomplete estimations. Journal of the American Statistical Association, 53, 457-481.*
- Peña, E.; Strawderman, R.; Hollander, M. (2001). *Nonparametric estimation with recurrent event data. Journal of the American Statistical Association 96, 1299-1315.*
- Wang, M.C.; Chang, S.H. (1999). *Nonparametric estimation of a recurrent survival function. Journal of the American Statistical Association, 94:146-153.*
- Escalante Vázquez, E.J., 2006. Análisis y mejoramiento de la calidad. México: Llimusa.
- Montgomery, D.C., 2004. Control estadístico de la calidad. 3ª edición. México: Limusa.
- Procedimiento revisión transformadores de potencia 16-06-2009. Endesa.
- IEEE C57.91. Envejecimiento y deterioro de los transformadores.
- Calisto 2. Monitor de hidrógeno, monóxido de carbono y humedad. Morgan Schaffer.
- Norma española UNE-EN 60422. Aceites minerales aislantes en equipos eléctricos. Líneas directrices para su supervisión y mantenimiento (IEC 60422:2005).
- Norma española UNE-EN 60567. Equipos eléctricos sumergidos en aceite. Toma de muestras de gases y aceite para el análisis de gases libres y disueltos. Líneas directrices (IEC 60567:2005).
- Norma española UNE-EN 60599:2000/A1. Equipos eléctricos impregnados en aceite en servicio. Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres (IEC 60599:1999/A1:2007).
- Análisis técnico económico para la reparación o reemplazo de transformadores de potencia. Juan Carlos Astudillo Muñoz. 2008.

