

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE DATOS SCADA A LA
ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

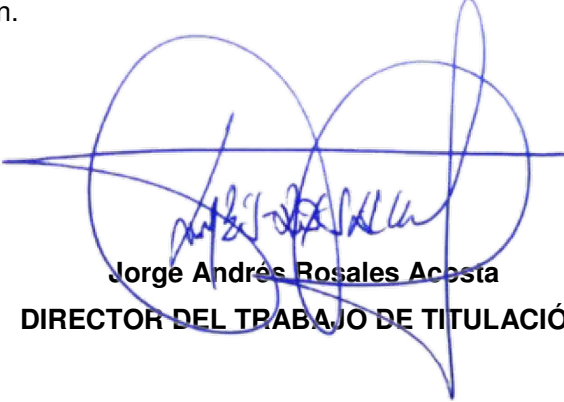
ESCOBAR GUAÑA WILLIAM CAMILO

DIRECTOR: ANDRÉS ROSALES

Quito, Enero 2022

AVAL

Certifico (amos) que el presente trabajo fue desarrollado por William camilo Escobar Guña, bajo mi (nuestra) supervisión.

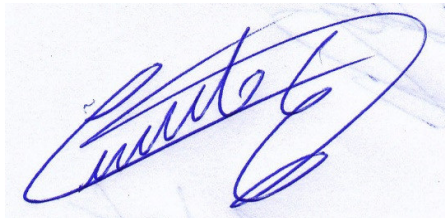


Jorge Andrés Rosales Acosta
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo William Camilo Escobar Guaña, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'William Camilo Escobar Guaña', is centered on the page. The signature is fluid and cursive, with a large loop at the end.

William Camilo Escobar Guaña

DEDICATORIA

A mis padres Guillermo y Mireya, y a mi hermana Melissa quienes siempre creyeron en mi capacidad para poder desenvolverme en cualquier actividad que me proponga.

A mis tutores y compañeros de trabajo quienes me ayudaron a hacer más llevadero el trabajo diario y arduo de este trabajo de titulación.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios que me permitió realizar este trabajo de titulación para que aporte al desarrollo de la empresa CELEC EP – TRANSELECTRIC rodeado de grandes personas que me compartieron su sabiduría y experiencia.

A mis amigos que siempre me impulsaron a creer en mis habilidades y a nunca rendirme, quienes también compartieron junto a mis momentos difíciles y supimos sobrellevar y superar cada una de estas situaciones.

A los ingenieros David Brito, Luis Amores, Patricia Muñoz, Manuel Romero, José Esquivel, Christian Gallardo, quienes me compartieron sus vivencias y experiencias laborales en el desarrollo de este trabajo de titulación.

Al Dr. Andrés Rosales por aportar con su conocimiento, paciencia y orientación adecuada en el desarrollo del trabajo de titulación.

A mi familia, gracias a ellos nunca me faltó nada en ningún momento para poder terminar de manera exitosa y con creces este trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTO.....	5
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	6
ÍNDICE DE FIGURAS	11
RESUMEN	14
ABSTRACT	15
1. INTRODUCCIÓN.....	16
1.1. OBJETIVOS.....	17
1.1.1. OBJETIVO GENERAL.....	17
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
1.2. ALCANCE	18
1.3. JUSTIFICACIÓN	18
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. SISTEMA EN TIEMPO REAL DE CELEC EP – TRANSELECTRIC 20	
1.1.3. COMPONENTES PRINCIPALES	20
1.1.4. BASES DE DATOS DEL SISTEMA SCADA EMS DE CELEC EP – TRANSELECTRIC.....	25
1.1.5. HERRAMIENTAS DE PRESENTACIÓN GRÁFICA.....	26
2.2. FUNDAMENTOS PARA EL MONITOREO DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	28
1.1.6. INTRODUCCIÓN A GESTIÓN DE ACTIVOS	28

1.1.7.	DATOS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	31
1.1.8.	INTERACCIÓN ENTRE EL SISTEMA SCADA Y EL SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS.....	37
1.1.9.	GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES.....	39
1.1.10.	GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	42
3.	MONITOREO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA	48
3.1.	IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	48
3.2.	VARIABLES A MONITOREAR EN LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	48
1.1.11.	TRANSFORMADORES	51
1.1.12.	INTERRUPTORES	48
1.1.13.	LINEAS DE TRANSMISIÓN.....	51
1.1.14.	SECCIONADORES.....	53
1.1.15.	PARARRAYOS	54
3.3.	DATOS NO OPERACIONALES QUE PUEDEN SER PROCESADOS POR EL SISTEMA SCADA QUE APORTE A LA REALIZACIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN.....	54
1.1.16.	INTERRUPTORES	54
1.1.17.	TRANSFORMADORES	55
4.	DISEÑO DE UNA ARQUITECTURA QUE ALIMENTE LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN.....	57
4.1.	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	57
1.1.18.	SISTEMA SCADA EMS	57
1.1.19.	SISTEMA DE VIDEOVIGILANCIA	57
1.1.20.	SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.....	57
1.1.21.	SISTEMA DE MONITOREO DE GASES	57

1.1.22.	SISTEMA IFS.....	58
1.1.23.	SISTEMA DE WAMS	58
4.2.	ARQUITECTURA PROPUESTA PARA UN APORTE EFICIENTE DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS.....	58
5.	DISEÑO DE UNA INTERFAZ DE USUARIO EN EL SISTEMA SCADA EMS QUE APORTE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	61
5.1.	DESCRIPCIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS DEL SISTEMA SCADA EMS DE CELEC EP – TRANSELECTRIC	61
1.1.24.	CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS CON EL APLICATIVO DE400 PARA INDICADORES.....	62
1.1.25.	CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS CON EL APLICATIVO DE400 PARA MEDICIONES.....	70
1.1.26.	ESTADÍSTICA DE PERIODO MANTENIMIENTO CONTINUO.....	77
5.2.	IMPLEMENTACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS QUE APORTE A LA GESTIÓN DE INTERRUPTORES DE POTENCIA	79
1.1.27.	INTERVALO DE TIEMPO DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEPENDIENDO DE LA OPERACIÓN DE INTERRUPTORES	79
1.1.28.	APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS EN INTERRUPTORES DE CAPACITORES DEL SNT	80
1.1.29.	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS EN INTERRUPTORES DE CAPACTIORES DEL SNT ..	85
5.3.	INTERFAZ DE USUARIO QUE APORTA A LA GESTIÓN DE TRANSFORMADORES	86
1.1.30.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	86
1.1.31.	DESGASTE EFECTIVO DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTI	87

1.1.32.	APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS PARA QUE APORTE INDICATIVOS PARA MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE MONTECRISTI.....	90
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
6.1.	CONCLUSIONES	95
6.2.	RECOMENDACIONES	97
7.	Referencias Bibliográficas	98
	ANEXOS	101
	ANEXO 1. EQUIPMENT STATISTICS MANUAL DE USUARIO.....	101
1.	Introducción	102
2.	Aplicaciones del EQS	103
2.1.	Objetos del sistema de referencia.....	103
2.2.	Subestación utilizada	103
2.3.	“Start-up” del Equipment Statistics.....	104
3.	EQUIPMENT STATISTICS PARA INDICACIONES	105
3.1.	Estadísticas de operación horaria	105
3.1.1.	Aplicación.....	105
3.2.	Estadística cíclica de operación	107
3.2.1.	Aplicación.....	107
3.2.2.	Supervisión de tiempo de inactividad.....	110
4.	EQUIPMENT STATISTICS PARA MEDICIONES	112
4.1.	Estadística de operación horaria.....	112
4.1.1.	Aplicación.....	112
4.2.	Clasificación de estado de desgaste.....	113
4.2.1.	Aplicación.....	114
5.	SUPERVISIÓN DE PERIODO DE CICLO DE MANTENIMIENTO.	117
6.	LISTAS DE ESTADO (STATUS LIST) del EQS.	118
6.1.	Lista de estado para las alarmas del EQS	118

6.2.	Desplegar una presentación de la lista de estados.....	118
6.2.1.	Imprimir la lista de estados	120
7.	DATOS DE ENTRADA PARA EL DE400	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Componentes y funcionalidades de un SCADA/EMS	20
Figura 2.2	Arquitectura del SCADA/EMS	21
Figura 2.3	Ventana de PED500 [2].	27
Figura 2.4	Despliegue tabular en WS500 [2].....	28
Figura 2.5	Elementos de un PGA.....	30
Figura 2.6	Datos no operacionales vía conexión virtual	36
Figura 2.7	Brecha de información existente entre el sistema SCADA y el sistema de gestión de activos	37
Figura 2.8	Sistema SCADA que interactúa conjuntamente con el sistema de gestión de activos.	38
Figura 2.9	Curva de tiempos equivalentes de erosión para un interruptor en SF6 [7].	40
Figura 2.10	Diagrama comparativo de valores de deterioro de interruptores ISA [7].	41
Figura 2.11	Componentes de un transformador de potencia [9].	44
Figura 4.1	Arquitectura conceptual de gestión de información e interfaces de usuario para CELEC EP – TRANSELECTRIC.....	60
Figura 5.1	Aplicativo DE400 para configurar la funcionalidad Equipment Statistics	63
Figura 5.2	Ventana informativa Equipment Statistics para indicadores	63
Figura 5.3	Texto de identificación para la estadística horaria en un estado determinado del interruptor.	64
Figura 5.4	Selección del tipo de estadística	64
Figura 5.5	Definición de límites de inspección, fin de ciclo de vida y estado a ser monitoreado.	65
Figura 5.6	Datos estadísticos de operación horaria para un interruptor.....	66

Figura 5.7	Texto de identificación para la estadística del número de operaciones del interruptor	67
Figura 5.8	Selección del tipo de estadística	68
Figura 5.9	Definición de límites de inspección y factor de ponderación para cortocircuitos	68
Figura 5.10	Datos estadísticos ciclos de operación para un interruptor	69
Figura 5.11	Ventana de información del aplicativo Equipment Statistics para medición	70
Figura 5.12	Texto de identificación para la estadística horaria de una medición	71
Figura 5.13	Selección del tipo de estadística	71
Figura 5.14	Definición de límites de inspección, fin de ciclo de vida y estado a ser monitoreado	72
Figura 5.15	Configuración del valor umbral para empezar el conteo de las horas de operación para mediciones	72
Figura 5.16	Datos estadísticos de horas de operación para medición	73
Figura 5.17	Curva diaria de valores medidos [19].....	74
Figura 5.18	Texto de identificación para la estadística del desgaste efectivo del generador	75
Figura 5.19	Selección del tipo de estadística	75
Figura 5.20	Definición de límites de inspección y de fin de ciclo de vida del equipo.	76
Figura 5.21	Definición de los límites y factores de ponderación para el desgaste	76
Figura 5.22	Definición de los límites y factores de ponderación para el desgaste	76
Figura 5.23	Datos estadísticos de la clasificación del estado de desgaste...	77
Figura 5.24	Datos de periodo de mantenimiento continuo	78
Figura 5.25	Subestación Ibarra	81

Figura 5.26	Subestación Machala.....	81
Figura 5.27	Subestación Milagro.....	82
Figura 5.28	Subestación Policentro	82
Figura 5.29	Subestación Tulcán.....	83
Figura 5.30	Cargabilidad de transformadores de la Zona Noroccidental.	86
Figura 5.31	Medición analógica de la temperatura de los bobinados del ATQ de Montecristi.....	90
Figura 5.32	Medición analógica de la temperatura del aceite del ATQ de Montecristi.	90
Figura 5.33	Medición analógica de la potencia aparente del ATQ de montecristi	91
Figura 5.34	Valores diarios de temperatura de las bobinas del ATQ para el mes de noviembre.	91
Figura 5.35	Valores diarios de temperatura del aceite del ATQ para el mes de noviembre	92
Figura 5.36	Estadística de horas de operación del primer grupo de ventiladores	93
Figura 5.37	Estadística de horas de operación del segundo grupo de ventiladores	93
Figura 5.38	Horas de operación del primer grupo de ventiladores.....	94
Figura 5.39	Horas de operación del segundo grupo de ventiladores.	94
Figura 5.40	Mediciones analógicas horarias de la temperatura del aceite del ATQ de Montecristi.	95

RESUMEN

Una empresa encargada de la transmisión de la energía eléctrica a nivel nacional tiene la función de operar y mantener dicho sistema en tiempo real. Para realizarlo con precisión, la empresa debe contar con un centro de operación, que cuente con un sistema SCADA con capacidades de manejo de energía, y que, además, permita realizar el control supervisorio del régimen de operación de la infraestructura eléctrica perteneciente a la compañía.

Dentro de toda la información que procesa el sistema SCADA EMS, se encuentran “datos operacionales” y “datos no operacionales”, por lo que, en este trabajo de titulación se va a identificar qué datos operacionales pueden brindar indicativos al área de mantenimiento sobre el estado de los principales activos y, qué datos no operacionales pueden ser obtenidos desde las unidades terminales remotas ubicadas en las subestaciones y centrales de generación para que aporten a la gestión de activos de la empresa.

Una empresa de transmisión cuenta con áreas de administración, operación, planificación, mantenimiento y gestión de activos, donde cada área obtiene información limitada del estado actual del sistema y de futuros proyectos, por lo que, en este trabajo de titulación se sugiere integrar, en una sola arquitectura, todos los sistemas tecnológicos que permitan disponer de un centro Empresarial de Gestión de Información, que supla todos los requerimientos corporativos de gestión de activos.

Una correcta gestión de estos datos producirá una notable mejora de la confiabilidad del sistema de potencia y su vida útil. Además, con la adecuada información, se puede mejorar la planificación del mantenimiento de los equipos, así como también tener una mejor gestión de su vida útil, enfocando esfuerzos en aquellos activos críticos que requieren mayor atención.

PALABRAS CLAVE: gestión de activos, SCADA EMS, centro de operación, datos operacionales, datos no operacionales, arquitectura.

ABSTRACT

A company in charge of the transmission of electric power nationwide has the function of operating and maintaining said system in real time. In order to do this with precision, the company must have an operation center that has a SCADA system with energy management capabilities, and that, in addition, allows supervisory control of the operating regime of the electrical infrastructure belonging to the company.

Within all the information processed by the SCADA EMS system, there are "operational data" and "non-operational data", therefore, in this qualification work it will be identified which operational data can provide indications to the maintenance area about the status of the main assets and, what non-operational data can be obtained from the remote terminal units located in the substations and generation plants to contribute to the asset management of the company.

A transmission company has administration, operation, planning, maintenance and asset management areas, where each area obtains limited information on the current state of the system and future projects, therefore, in this degree work it is suggested to integrate, in a single architecture, all the technological systems that manage to have a Business Information Management center, which meets all corporate asset management requirements.

A correct management of this data will produce a notable improvement in the reliability of the power system and its useful life. In addition, with the appropriate information, it is possible to improve the planning of the maintenance of the equipment, as well as to have a better management of its useful life, focusing efforts on those critical assets that require more attention.

KEYWORDS: asset management, SCADA EMS, operational center, operational data, non-operational data, architecture.

1. INTRODUCCIÓN

CELEC EP - TRASNELECTRIC es una Unidad de Negocio de la Empresa Pública Estratégica - Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), encargada de la transmisión de energía en el país. Dentro de las funciones de CELEC EP – TRANSELECTRIC se encuentra la operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y cuenta con un centro de operación (COT), que permite operar en tiempo real toda la infraestructura de transmisión del Ecuador.

El COT cuenta con un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) con capacidades de manejo de energía (EMS: Energy Management System), que permite realizar el control supervisorio del régimen de operación de la infraestructura perteneciente a la compañía.

Mediante un sistema de comunicaciones, montado en la red de transmisión y unidades terminales remotas (RTUs) instaladas en subestaciones y centrales de generación, el sistema SCADA EMS adquiere señales eléctricas que presenta al operador mediante una interfaz gráfica amigable y permite al usuario realizar maniobras de contingencia o previamente planificadas en el sistema.

CELEC EP – TRANSELECTRIC realiza el plan de mantenimiento de la red de transmisión anualmente, lo actualiza mensualmente y para su ejecución lo declara al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) con una periodicidad semanal.

Dentro de la información que adquiere el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC se encuentran “datos operativos” y “datos no operativos”, que pueden ser procesados para mejorar las técnicas de gestión de activos en la empresa, una correcta gestión de éstos mejora la confiabilidad del sistema de potencia y su vida útil. Con una adecuada información se puede mejorar la planificación del mantenimiento de los equipos, así como también una mejor gestión de su vida útil, enfocando esfuerzos en aquellos activos críticos que requieren mayor atención.

La información adquirida por el Centro de Control de CELEC EP - TRANSELECTRIC desde las RTUs de subestaciones y centrales de generación se utiliza para la operación en tiempo real del sistema, actualmente no se está realimentando con esta información al Departamento de Mantenimiento de la empresa, que utiliza metodologías típicas de mantenimiento y de gestión de activos.

CELEC EP – TRANSELECTRIC no ha determinado si la información que actualmente procesa el sistema SCADA EMS de la empresa con fines operativos, puede aportar a la gestión de sus principales activos, tampoco ha realizado esfuerzos para determinar la conveniencia de potenciar el mencionado sistema, para que adquiera información que aporte a la realización de mantenimiento basado en condiciones de sus activos.

Considerando las necesidades e infraestructura disponible de cada compañía, así como el estado del arte de la tecnología, toda empresa debe integrar en una sola arquitectura todos los sistemas tecnológicos que le permita disponer de un centro Empresarial de Gestión de Información, que supla todos los requerimientos para gestionar sus activos. CELEC EP – TRANSELECTRIC actualmente carece de esta visión [1].

La información de interruptores y transformadores, procesada actualmente en el sistema SCADA EMS, no es aprovechada para proporcionar algún indicativo que sugiera la realización de su mantenimiento al área encargada

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

- Diseñar una arquitectura de gestión de información e interfaces de usuario en el sistema SCADA EMS del centro de control de CELEC EP – TRANSELECTRIC, sobre la base de un análisis de los datos operacionales y no operacionales, del principal equipamiento de transmisión, procesados en el mencionado sistema, que aporte a mejorar los procesos de mantenimiento en la empresa, conforme lo sugieren las mejores prácticas de gestión de activos

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar la información a monitorear, del régimen de operación de los principales activos de un sistema de transmisión, que aporte a mejorar los procesos de mantenimiento en CELEC EP – TRANSELECTRIC, conforme lo sugieren las mejores prácticas de gestión de activos.
- Determinar nuevos datos no operacionales que podría adquirir el Sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC de subestaciones en operación y nuevas instalaciones, que aporte a la realización de mantenimiento basado en condiciones de los activos.
- Diseñar una arquitectura que alimente de datos operacionales y no operacionales a un centro Empresarial de Gestión de Información que realice un aporte eficiente a la gestión de activos de la empresa.

- Adaptar la funcionalidad del sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC para que, en función del número de operaciones de interruptores y el valor de corriente de cortocircuito con la que operaron, sugerir se realice una inspección al equipo y determinar la necesidad de su mantenimiento.
- Adaptar la funcionalidad del sistema SCADA EMS para que, en base a la información de tiempo real de transformadores, muestre su régimen de operación y proporcione un indicativo para la realización de su mantenimiento.

1.2. ALCANCE

El alcance del presente trabajo de titulación es definir un marco teórico que abarque: Introducción al sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC, equipamiento principal del sistema de transmisión, introducción a la gestión de activos de una empresa y definición de datos operacionales y no operacionales.

Posteriormente, determinar qué datos operacionales y no operacionales pueden integrarse al sistema SCADA EMS. También se determina que variables deben ser monitoreadas en interruptores y transformadores para desarrollar una interfaz de usuario en el sistema SCADA EMS.

Este trabajo también incluye el diseño conceptual de una arquitectura empresarial de gestión de información para CELEC EP – TRANSELECTRIC en función de la tecnología disponible y de nueva tecnología a ser implementada en la empresa que permita tanto al Departamento de Operación como al Departamento de Mantenimiento de CELEC EP - TRANSELECTRIC acceder a los datos operacionales y no operacionales del sistema.

Posteriormente, adaptar la funcionalidad del SCADA EMS para que mediante el cálculo del número de operaciones y la magnitud de corriente de cortocircuito con la que operó, aporte a la gestión de mantenimiento de interruptores.

Finalmente, adaptar la funcionalidad del SCADA EMS para que muestre el régimen de operación de transformadores de potencia en base a los datos de temperatura en tiempo real y pueda aportar a la gestión de mantenimiento de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Determinar cuáles datos, de los principales activos del sistema de transmisión ecuatoriano, pueden ser utilizados para aportar a la gestión de activos de ésta, beneficiando a la gestión de mantenimiento de la empresa con una optimización considerable de recursos y esfuerzo

focalizado. Adicionalmente, determinar qué nuevos datos no operativos pueden integrarse al SCADA EMS para beneficiar la mencionada gestión.

Disponer de una arquitectura conceptual para un centro Empresarial de Gestión de Información, que supla los requerimientos empresariales de gestión de activos e incluya todos los sistemas tecnológicos operativos en la infraestructura de CELEC EP – TRANSELECTRIC, va a permitir a la empresa evaluar la necesidad de realizar un diseño de detalle y posterior implementación de esta propuesta.

La adaptación de interfaces de usuario en el SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC, que permitan aportar con información al área de mantenimiento de la institución, del régimen de operación de interruptores y transformadores, va a permitir disponer de algún indicativo que sugiera el mantenimiento basado en condición de los mencionados equipos con una optimización significativa de los recursos empresariales.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMA EN TIEMPO REAL DE CELEC EP – TRANSELECTRIC

El sistema SCADA/EMS provee información en tiempo real del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), lo que permite el monitoreo y control de los componentes que conforman el sistema para asegurar su operación óptima.

Un sistema de información en tiempo real tiene como finalidad dar soporte a los operadores del SEP con interfaces gráficas de las señales provenientes del monitoreo continuo del SEP. En la Figura 2.1 se puede observar la estructura del SCADA/EMS.

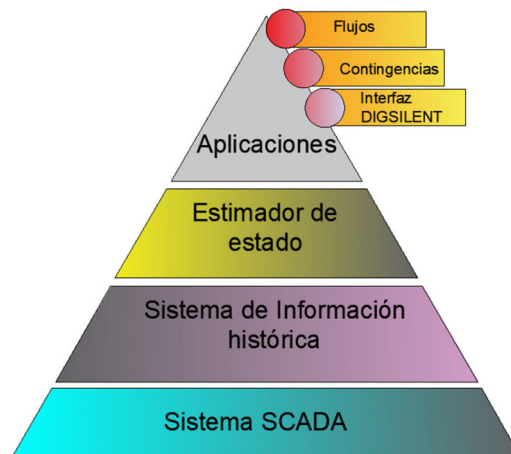


Figura 2.1 Componentes y funcionalidades de un SCADA/EMS

CELEC EP TRANSELECTRIC cuenta con un sistema SCADA/EMS que permite monitorear el SEP en tiempo real de manera remota, este sistema cumple con los requerimientos de confiabilidad, flexibilidad y calidad del servicio eléctrico que permiten un funcionamiento continuo del sistema [2].

2.1.2. COMPONENTES PRINCIPALES

EL centro de operación del SNT utiliza redes de comunicación de área local y ampliada (LAN y WLAN) para conectar los componentes de las subestaciones del SNT con el sistema SCADA/EMS empleando estándares industriales de hardware, software e interfaces de usuario. La arquitectura conceptual del sistema SCADA/EMS se observa en la Figura 2.2.

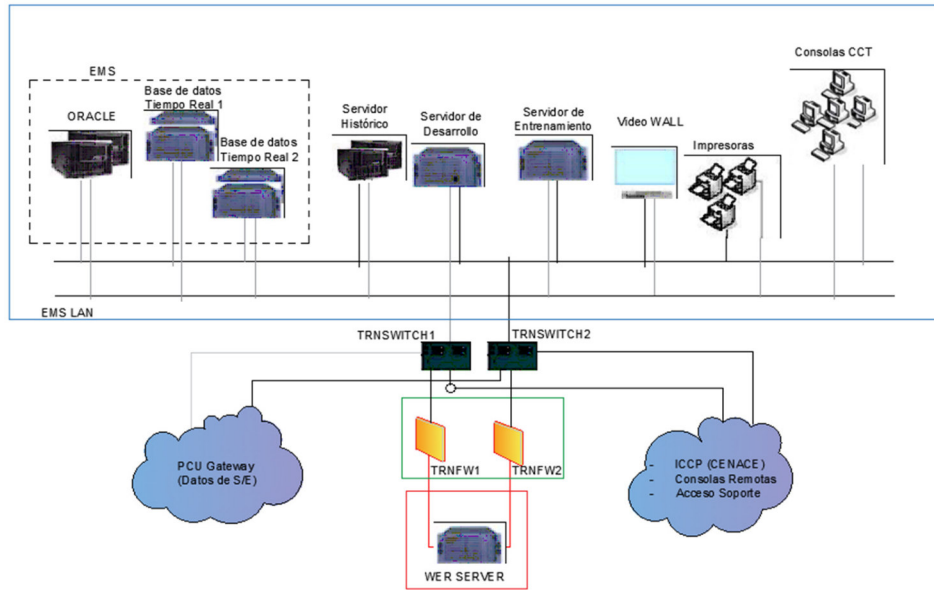


Figura 2.2 Arquitectura del SCADA/EMS

Los componentes de esta arquitectura se explican a continuación:

2.1.2.2. Energy Control System (ECS)

El sistema de control de energía recolecta, procesa y almacena en una base de datos toda la información en tiempo real proveniente de las unidades terminales remotas (RTU) ubicados en las subestaciones del SNT, sistemas SCADA de subestaciones automatizadas, y otros centros de control como el CENACE de donde se tiene visualización de subestaciones frontera de los sistemas colombiano y peruano. El sistema SCADA/EMS del centro de operaciones tiene acceso a la base de datos del ECS [2].

2.1.2.3. Information Storage and Retrieval (IS&R)

El sistema de almacenamiento y recuperación de información se ejecuta en una plataforma informática accesible donde se puede recolectar y recuperar la información histórica de eventos del sistema.

Los datos del sistema de almacenamiento y recuperación de la información pueden ser tomados para realizar las siguientes funciones:

- Realizar análisis del sistema en el modo estudio.
- Estimador de estado.
- Flujos de carga.
- Análisis de contingencia.

El servidor puede almacenar información histórica de datos analógicos, estados, acumuladores, información gerencial, alarmas u eventos, valores del estimador de estado y resultados de las funciones de análisis de red del SCADA/EMS [2].

2.1.2.4. Program Development System (PDS)

El sistema de desarrollo se encuentra entrelazado con el IS&R y con el ECS, sin embargo, puede operar de manera independiente para realizar pruebas en la base de datos, generación de despliegues, reportes y ajustes de aplicaciones previo a implementarlos en el EMS.

El PDS permite realizar pruebas y diagnósticos para la solución de problemas utilizando los datos del ECS.

2.1.2.5. Interfaz de usuario

La interfaz entre el sistema de potencia y el operador permite mostrar la información recolectada de los componentes para realizar acciones en los elementos de manera remota. La interfaz de usuario se implementa en un sistema Windows la cual maneja un coloreo dinámico para indicar diferentes condiciones de los datos recolectados del sistema, los colores en diferentes puntos del sistema irán cambiando dependiendo de su estado, por ejemplo, cuando se detecta un error de telemetría, un ingreso manual, alarma, punto desactivado, etc.

Al ser una información de vital importancia se requiere de claves de acceso para poder mantener la seguridad de los datos y evitar su mal uso. El sistema también dispone de impresoras que son recursos compartidos por varios usuarios del SCADA/EMS, a las cuales el usuario puede dirigir la información [2].

2.1.2.6. Operator Training Simulator (OTS)

Da la posibilidad de entrenar de manera realista a nuevos operadores para que mejoren su habilidad al momento de tomar decisiones bajo condiciones de actuaciones de protecciones, apertura de líneas de transmisión, pérdidas de carga, etc.

2.1.2.7. FUNCIONALIDADES

El sistema SCADA/EMS tiene dos funcionalidades que permiten realizar maniobras en tiempo real y para realizar análisis fuera de línea del SNT como se observa a continuación:

2.1.2.8. SCADA

El sistema SCADA se encarga de adquirir e intercambiar los datos de las subestaciones para ejecutar comandos, también permite la supervisión y coordinación con dispositivos remotos de las diferentes subestaciones y de otros centros de control externos.

En cada subestación los RTU se comunican con el sistema SCADA a través de una unidad de procesamiento de comunicaciones (PCU) el cual adapta e interpreta los protocolos de cada subestación para que el sistema SCADA/EMS lo pueda utilizar eficientemente, para manejar la información que proviene de los RTUs y de subestaciones automatizadas, los servidores de adquisición de datos tienen una configuración redundante [2].

El sistema SCADA tiene las siguientes funcionalidades de aplicaciones:

- Adquisición de datos
- Procesamiento de datos

2.1.2.9. Estimador de estado

Es una herramienta de análisis matemático que permite obtener, en tiempo real, el estado más probable en el que se encuentran los niveles de tensiones complejas en cada nudo y la potencia activa y reactiva en base a los parámetros del modelo de la red y a medidas tomadas en diferentes puntos del sistema cuando los datos en tiempo real no se encuentran disponibles en el sistema SCADA EMS.

La solución matemática se la realiza mediante el algoritmo de mínimos cuadrados ponderados en donde se utiliza como datos: la información topológica de la red proveniente del procesador de estado del sistema, mediciones analógicas que si se tienen del sistema y los ingresos manuales de los operadores.

Esta herramienta es muy utilizada en los centros de control de energía eléctrica al ofrecer una situación realista del estado de la red cuando no se tiene adquisición de datos en tiempo real y permite a los operadores realizar estudios de contingencia, flujos de potencia y análisis de optimización. Además, permite comparar los resultados obtenidos del estimador de estado con los datos en tiempo real para determinar potenciales errores [2].

2.1.2.10. Flujos de potencia

Los flujos de potencia se los realizan fuera de servicio en el modo estudio utilizando los datos adquiridos del estimador de estado o con los datos históricos del sistema SCADA/EMS, los resultados obtenidos de este análisis permiten que el operador configure y analice distintas condiciones de la red previas a una maniobra. La solución de las

ecuaciones de potencia se la puede obtener a partir de dos métodos numéricos: Newton Rhapson o Newton Rhapson desacoplado rápido.

El programa calcula la magnitud y ángulo de los voltajes en los nodos de la red, potencia activa y reactiva en las líneas con sus pérdidas, flujos en las unidades de generación, posiciones del cambiador de tomas (TAP) y el cambiador de tomas bajo carga (OLTC) en los transformadores, demanda, generación y pérdidas por áreas, islas y sistema completo.

Los resultados son utilizados para que el operador configure y analice distintas condiciones operativas del SNT antes o después de realizar una maniobra en el sistema. Los resultados se pueden observar en tablas o en el diagrama unifilar, los resultados se pueden guardar en formatos normalizados IEEE, PSS/E, CIM/XML, DEL [2].

2.1.2.11. Flujos de potencia óptimos

Su función principal es minimizar los costos de operación del SEP, provee información sobre acciones de control que deben ser implementadas para minimizar los costos.

Este programa permite el control en tiempo real de los voltajes en las unidades de generación, OLTCs de transformadores y bancos de compensación reactivo. También permite analizar la mejor opción óptima en el modo estudio cuando se va a realizar un mantenimiento en el sistema o cuando se va a cambiar su topología.

2.1.2.12. Análisis de contingencia

El análisis de contingencia permite realizar un estudio de distintos escenarios del sistema donde exista una hipotética falla para brindar al operador la información de los efectos que tendría una falla en los equipos del sistema.

En tiempo real el análisis de contingencia se ejecuta periódicamente tras una exitosa ejecución del estimador de estado, tras una ejecución forzada del estimador de estados, cuando se detecta un cambio en la configuración de la red o cuando el operador requiera que se ejecute. En el modo estudio se ejecuta para desarrollar estrategias correctivas, en este modo utiliza los datos de los resultados de los flujos de carga o del flujo óptimo [2].

2.1.2.13. Interfaz con DlgSILENT

El sistema SCADA/EMS tiene una herramienta de exportación de datos de resultados de flujos de carga con formato .dle compatible con DlgSILENT, el archivo exportado tiene información de las variables analógicas eléctricas y los estados de los interruptores de las subestaciones asociadas a una clave foránea que se organiza en macros para cargar la información en el modelo del SNT.

2.1.3. BASES DE DATOS DEL SISTEMA SCADA EMS DE CELEC EP – TRANSELECTRIC

Una base de datos permite almacenar información de todo tipo dependiendo del uso que se le quiera dar, en el caso del sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC se requiere información proveniente de todas las subestaciones del país para operar en tiempo real el sistema y realizar pruebas con los datos históricos del sistema para encontrar posibles fallas y solucionar problemas que puedan agravarse.

El sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC utiliza una base de datos jerárquica la cual permite ordenar los datos en distintos niveles prioritarios en los que un tipo de datos va a pertenecer a un subconjunto de otro tipo de datos que van a ser de un acceso limitado dependiendo del usuario del sistema [3].

2.1.3.1. Base de datos de configuración

Esta base de datos disponible en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC permite configurar y almacenar la estructura de los distintos datos que van a ser monitoreados en tiempo real, permite definir cuál es el tipo de dato que se está ingresado, que consideraciones va a tener para su utilización. Todas las subestaciones cuentan con una estructura similar, pero la cantidad de datos va a depender de la infraestructura de la subestación, los niveles de voltaje que maneja y el número de variables que van a ser monitoreadas.

2.1.3.2. Base de datos de operación en tiempo real

Esta base de datos se encuentra en un nivel jerárquico distinto y permite al sistema SCADA EMS manejar una gran cantidad de datos en tiempo real una vez que se hayan definido primero todos los datos que se van a monitorear en la base de datos de configuración y por un proceso de generación se cree una base de datos en tiempo real apta para cumplir con esta función. En esta base de datos ingresan miles de variables por segundo ya que el sistema eléctrico de potencia es dinámico.

2.1.3.3. Base de datos histórica

La base de datos histórica almacena toda la información que proviene de la base de datos en tiempo real con la información de todas las subestaciones del país por un periodo de almacenamiento extenso (mínimo 6 meses), y permite a los usuarios revisar cualquier falla, contingencia o comportamiento de las señales que se haya producido en el sistema para su análisis y reporte del estado del sistema.

Para el caso de estudio, CELEC EP – TRANSELECTRIC utiliza diferentes aplicativos para cada tipo de base de datos.

- Para la base de datos de configuración utiliza un aplicativo denominado DE400 del proveedor ABB INC.
- Para la base de datos de operación y datos históricos en tiempo real utiliza el aplicativo denominado WS500 el cual también se utiliza para la base de datos histórica

La base de datos de operación se diferencia de la de datos históricos en su robustez, ya que debe procesar una gran cantidad de información de todas las subestaciones en tiempo real, almacenarlas y luego transferirlas a la base de datos históricas para poder actualizar todos los datos nuevamente.

2.1.4. HERRAMIENTAS DE PRESENTACIÓN GRÁFICA

Para las necesidades del operador del COT se desarrolla una interfaz gráfica que despliegue la información requerida, para este proyecto se utiliza dos herramientas disponibles del sistema SCADA/EMS NM 6.3 de CELEC EP - TRANSELECTRIC: PED 500 y NMTab

2.1.4.1. PED 500

Este editor de despliegues permite vincular a una imagen un punto de la base de datos que puede representar una medición, un estado o alarma del sistema (Figura 2.3).

La consola (WS500) que sirve como interfaz entre el operador y el sistema SCADA/EMS debe seguir los siguientes pasos:

- 1) Se dibuja una topología eléctrica de la subestación vinculando las señales adquiridas del sistema y ubicarlas en los modelos del editor gráfico (GED).
- 2) Los diagramas del GED se editan para agregar información adicional requerida por los operadores haciendo uso de PED
- 3) El objeto generado por PED pasa a la base de datos y posteriormente será accesible en la consola WS500

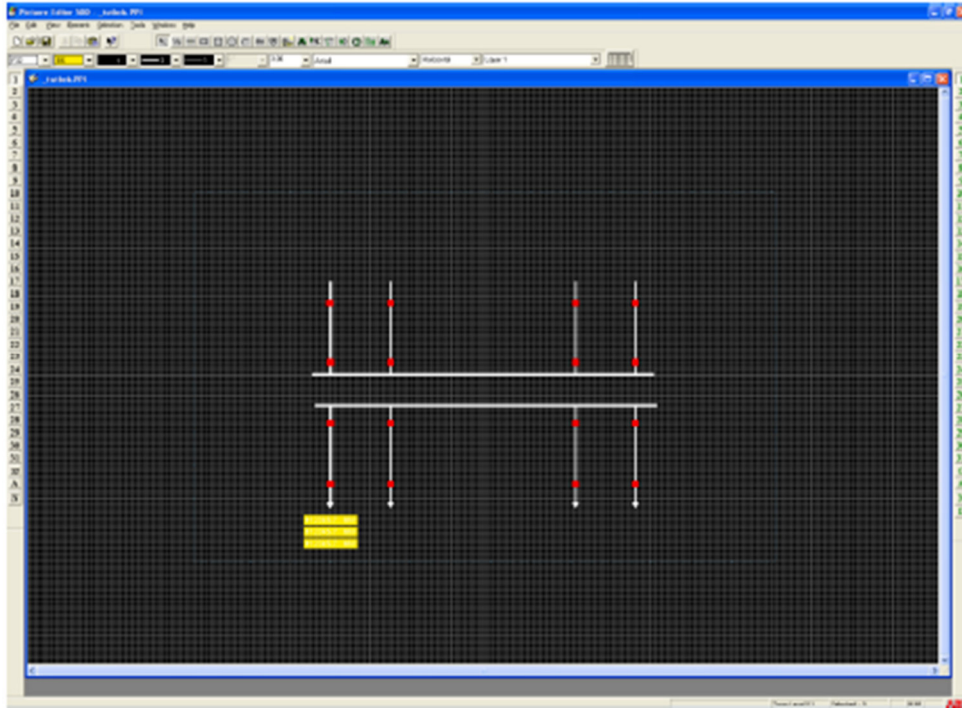


Figura 2.3 Ventana de PED500 [2].

PED 500 tiene una funcionalidad para poder editar los despliegues, tiene opciones tales como copiar, pegar, mover, eliminar, modificar elementos disponibles en la barra de herramientas.

Los despliegues generados con PED 500 cuentan con protección para que solo usuarios autorizados tengan acceso a la información, los despliegues son exclusivos de los servidores SCADA/EMS y no se alojan en las consolas del sistema [2].

2.1.4.2. NMTab

Despliegan la información en forma de tablas para poder organizar señales, alarmas y valores en el orden que se requiera y así poder manejar una gran cantidad de datos como se observa en la Figura 2.4

Station Tabulars

Filter by Station: AMHERST

All Point Data | Abnormal Point Data | ADC Monitoring | Subjects | Bays

Indications | Measurements | Accumulators | Setpoints

RTU Name	Indication Name	Current State	Normal State	CTR	MED	Calc	R-DCP	OR Normal Status	Not Updated	Last Change Cmd	Control Backed	Data Acq Blocks
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 BREAKER F	CLOSED	< CLOSED	X	0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 ISOLATOR A	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 ISOLATOR B	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 ISOLATOR C	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 ISOLATOR D	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY1 BREAKER E	CLOSED	< CLOSED	X	0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY2 ISOLATOR A	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY2 ISOLATOR B	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY2 ISOLATOR D	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY2 ISOLATOR C	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY2 BREAKER E	CLOSED	< CLOSED	X	0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY3 ISOLATOR A	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY3 ISOLATOR B	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY3 ISOLATOR D	OPEN	< OPEN		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY3 ISOLATOR C	CLOSED	< CLOSED		0	0	0	X				
RTU Amherst	AMHERST 400 BAY3 BREAKER E	CLOSED	< CLOSED	X	0	0	0	X				
	AMHERST 400 BAY3 AR tripped	DISAPPEAR	DISAPPEAR		1	0	0					
	AMHERST 400 BAY3 AR switched ON	DISAPPEAR	DISAPPEAR		1	0	0					
	AMHERST 400 BAY3 Characterist.1	DISAPPEAR	DISAPPEAR		1	0	0					
	AMHERST 400 BAY3 Characterist.2	DISAPPEAR	DISAPPEAR		1	0	0					

Quality in Use | Incoming Quality | Alarm Group | Delay Group | Point Class | Multi Unack Alarm

Not Updated Local	Not Updated Remote	Not Updated Propagated	Manually Entered	Manual Local	Manual Remote	Manual Propagated

Figura 2.4 Despliegue tabular en WS500 [2].

Las tablas de NMTab cuenta con distintos datos de la señal organizado en columnas para poder efectuar un filtrado de señales de acuerdo a las necesidades del operador, dispone de una barra de navegación para visualizar cualquier dato requerido del sistema. La información desplegada en NMTab se obtiene de la base de datos y se actualiza automáticamente [2].

2.2. FUNDAMENTOS PARA EL MONITOREO DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

2.2.1. INTRODUCCIÓN A GESTIÓN DE ACTIVOS

Con el crecimiento de la demanda de energía, las empresas encargadas de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han ido adquiriendo una mayor cantidad de equipamiento con infraestructura y tecnología innovadora para satisfacer las necesidades del usuario.

Debido a los requerimientos de los usuarios de un servicio de calidad y confiable, las compañías siempre buscan mejorar las metodologías para detectar y arreglar problemas rápida y eficientemente, como los operadores enfrentan el reto de reducir costos con nuevos requisitos contables, nuevas propuestas de operación y regulaciones de mantenimiento, se necesita realizar una buena gestión del equipamiento de la empresa,

consiguiendo así reducir los tiempos de indisponibilidad del servicio debido a fallas en el sistema o mantenimientos programados [4].

Es por esto que la gestión de activos ha ganado importancia en el sector eléctrico ya que una buena gestión de los mismos, principalmente de los críticos, permite al personal entender el estado presente de éstos y así poder mejorar la planificación de inversión en nuevo equipamiento y la gestión del inventario de la empresa. También permite obtener la máxima eficiencia y longevidad del activo reduciendo costos en mantenimiento y reemplazo de los activos, adicionalmente reduce accidentes potenciales y desconexiones del sistema no planificadas. Brinda más información a los ingenieros de mantenimiento para tomar las decisiones acerca de cuál reparar, reemplazar o mantener cuando se acerque el momento.

2.2.1.1. La gestión de activos en el sector eléctrico

En los años 90, el concepto de gestión de activos se hizo presente en una empresa de producción petrolera del mar del norte. Este concepto generó excelentes beneficios económicos y rápidamente fue acogido en muchas áreas como las finanzas, la informática, el mantenimiento, los bienes raíces, etc. En el año 2002 el Institute of Asset Management (IAM) junto a British Standards Institute (BSI) establecieron la norma BSI PAS 55 la cual hace referencia a la gestión de activos [4].

Esta norma cubre todas las etapas de ciclo de vida de un activo, pasando por la inversión, operación, mantenimiento y reciclaje de cada activo. En el año 2014, se publicó la norma internacional ISO 55000/1/2 la cual permite a una empresa lograr una gestión eficaz y eficiente de su equipamiento

En el sector eléctrico, la gestión de activos se relaciona con la manera de administrar los riesgos con eficiencia, tomar decisiones de inversión capaces de generar el máximo retorno, reducir las pérdidas y asegurar la confiabilidad y la calidad dentro de un mercado regulado y exigente, logrando optimizar la generación de energía y la reducción de las pérdidas de transmisión y distribución. Con esto los clientes obtienen energía de calidad a un precio justo [5].

2.2.1.2. Programa de Gestión de Activos para una empresa eléctrica de potencia

Un Programa de Gestión de Activos (PGA) debe considerar la salud, disponibilidad, confiabilidad y rendimiento de sus activos junto a un manejo apropiado de los recursos económicos. El PGA debe tener claro sus objetivos para evitar conflictos de interés ya que la gestión de activos requiere de un exhaustivo entendimiento y cooperación entre muchos

grupos dentro de la empresa, por ejemplo, el departamento de mantenimiento querrá la máxima confiabilidad posible, mientras que el departamento de gestión querrá el menor gasto posible en mantenimiento.

El PGA debe considerar todos los objetivos y seleccionar la mejor solución posible. La Figura 2.5 muestra un gráfico simplificado del funcionamiento de un PGA que incluye todos estos elementos [5].

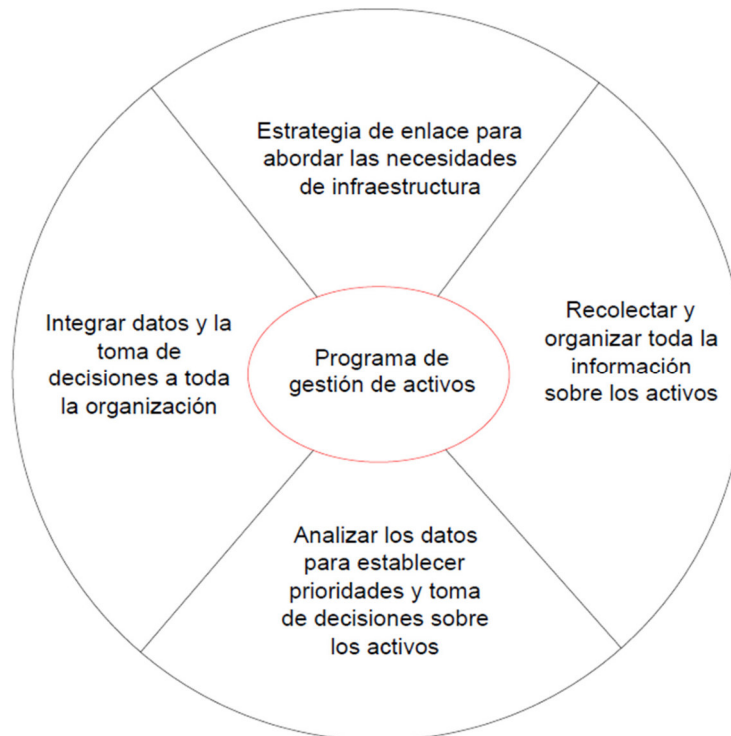


Figura 2.5 Elementos de un PGA

1.1.1.1.1. Estrategia de enlace para abordar las necesidades de infraestructura.

Todos los departamentos de la empresa deben entender las necesidades de una gestión de activos y estar de acuerdo con sus objetivos. Los líderes del proyecto deben comunicar los objetivos claramente a los distintos niveles grupales del proyecto y transmitir el mensaje con un cierto nivel de riesgo aceptable.

2.2.1.2.2. Recolectar y organizar toda la información sobre los activos

Desarrollar una lista comprensible de los activos de la empresa, recolectar y organizar los datos apropiadamente. Después de procesar estos datos, presentar la información con el detalle y la calidad apropiada para los departamentos que van a tomar decisiones de negocio. Estos datos proporcionan la información para la evaluación de riesgos

2.2.1.2.3. Analizar datos para establecer prioridades y tomar decisiones acerca de los activos

Identificar a los expertos en el área ya que son quienes pueden establecer las prioridades en activos críticos y construir técnicas adecuadas para su evaluación. Se debe trabajar con los expertos de cada área para definir la información requerida para tomar buenas decisiones en mantenimiento y actividades de reemplazo del equipamiento.

Para asegurar el buen funcionamiento en los activos más importantes se desarrolla un sistema de planificación ordenado y consistente dentro de un periodo de tiempo adecuado y con los materiales correctos. Se debe trabajar con los expertos en cada área para desarrollar las actividades basadas en la condición del activo para que solo se realice el trabajo cuando el equipamiento lo necesite. Usar la información de inspecciones, condición del activo y sistema de monitoreo para definir el programa de mantenimiento general y el ciclo de reemplazo del activo. Monitorear continuamente el trabajo del sistema de gestión.

2.2.1.2.4. Integrar datos y toma de decisiones en toda la organización.

Integrar un análisis de riesgos dentro de la toma de decisiones e incorporar estas decisiones para todas las áreas de la organización. Asegurarse de que la organización entienda las consecuencias a corto y largo plazo de la toma de decisiones. Desarrollar un indicador de rendimiento y monitorear las tendencias del activo. Realizar el análisis del costo del ciclo de vida para determinar el mejor valor global por dólar invertido.

Asegurarse de que las decisiones tomadas en la gestión de activos entreguen los resultados requeridos. Llevar a cabo una evaluación de costos/riesgos/rendimiento de las soluciones adoptadas. En la hoja de cálculos económica se debe incluir un análisis de “¿Qué hubiera pasado sí?”.

2.2.2. DATOS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El mantenimiento y gestión de subestaciones críticas es igual de importante que la operación y control del SEP para una empresa de transmisión, por lo que el uso de datos no operacionales de las subestaciones puede traer beneficios en la gestión de los activos críticos.

2.2.2.1. Gestión de activos de subestaciones.

Acorde a NERC (North American Electric Reliability Corporation), los activos críticos se definen como: instalaciones, sistemas, y equipo que si se daña o degrada podría afectar a la rentabilidad u operación del sistema [6]. En una subestación los activos a gestionar son:

- Transformadores, capacitores, seccionadores e interruptores, etc.
- Relés de protección, RTUs, medidores, sensores de monitoreo, grabadores de fallas, control lógico programable, etc.

Actualmente a nivel internacional una gran cantidad de empresas de transmisión de energía han actualizado la gestión de activos que se realiza del método estándar al basado en las condiciones del activo.

- **Gestión de activos con el método estándar:**

Es una práctica en la que se definen normas acordes al presupuesto y fondos de la empresa para poder implementar equipamiento, las prácticas típicas de mantenimiento, planeación y gestión incluyen: horarios de inspección, registros y revisión de datos, planeación basada en estimaciones y estándares, así como gestión basada en la experiencia. En el pasado era la mejor opción para garantizar seguridad y rentabilidad, sin embargo, el método estándar presenta numerosos retos que incluyen [6]:

- Requerimiento intensivo de recursos.
- Trabajo de mantenimiento innecesario.
- Altos gastos en mantenimiento y operación.
- No hay proyección adecuada entre mantenimientos.

- **Gestión de activos basado en las condiciones del activo:**

Los activos son monitoreados en tiempo real almacenando su información en una base de datos donde se observa la condición en la que se encuentran. Este proceso incluye el monitoreo y la evaluación del estado de los equipos, la predicción de posibles escenarios y acciones de mantenimiento recomendadas. Posteriormente se planifica el presupuesto y los recursos para ser aprobados e implementados. Este enfoque necesita utilizar los datos recopilados del equipamiento (típicamente datos no operacionales) [6].

2.2.2.2. Datos operacionales vs Datos no operacionales

- **Datos operacionales:**

En general, los datos operacionales se refieren a datos en tiempo real que son requeridos por los operadores del SEP. Los datos operacionales se enfocan en la medición y el estado del equipo en tiempo real.

Estos datos incluyen información del estado de un interruptor (abierto o cerrado), alarmas, eventos con etiquetas de tiempo, corrientes de línea y voltajes en barras. Las funciones que se realizan con los datos operacionales son: la protección, control y operación del sistema.

- **Datos no operacionales:**

Los datos no operacionales son un conjunto de datos que se capturan de forma rutinaria en las subestaciones, son datos históricos, archivos y registros obtenidos por el equipamiento de las subestaciones, como pueden ser: oscilaciones de ondas, registros de fallas, relés de protección, conteo de la operación de los interruptores y su desgaste, monitoreo de gas disuelto, humedad y aceite en transformadores, y sensores de temperatura.

Ejemplos de datos no operacionales pueden ser:

- Datos de fallas.
- Datos de eventos.
- Datos de perturbaciones.
- Datos del monitoreo de equipo.
- Estado de la condición de los equipos.
- Condiciones medioambientales.

Los datos no operacionales son el principal recurso del equipo de mantenimiento y planeación ya que el deterioro de un equipo se puede analizar con los datos históricos no operacionales por medio de algoritmos. Las condiciones monitoreadas obtienen peso sobre la planificación del mantenimiento, reparación o reemplazo del equipamiento, órdenes de trabajo y despliegue de recursos [6].

Facilita el trabajo de planeación, recursos, calendario y presupuesto. Los resultados del análisis de los datos no operacionales también sirven para justificar recursos para capital adecuado (CAPEX) o gastos operativos (OPEX).

2.2.2.3. Beneficios de usar datos operacionales y no operacionales para el monitoreo de la condición de los equipos.

El uso de datos operacionales y no operacionales permite al personal de la empresa acceder a información y datos en tiempo real de las condiciones del equipo para poder ejecutar órdenes y diagnosticar remotamente, así como también analizar y archivar datos de las empresas que se pueden utilizar para:

- Evitar fallas catastróficas del sistema.
- Reducir salidas de servicio no planeadas (frecuencia, duración).
- Implementar condiciones - basadas y mantenimiento predictivo.
- Mejorar la eficiencia de la planeación de mantenimiento y ordenes de trabajo.
- Reducir inventario de repuestos (costos y tiempo de entrega).
- Tomar acciones correctivas antes de acciones reactivas.
- Implementar identificador de causas.
- Mejorar la toma de decisiones (más rápida y precisa).
- Mejorar el ciclo de vida de los activos
- Buen aprovechamiento del recurso en mantenimiento y operación.
- Usar datos basados en hechos para justificar CAPEX, OPEX y planeación de recursos.
- Mejorar la relación con los clientes, el regulador y público en general.
- Reducir primas de seguro.

2.2.2.4. Adquirir datos no operacionales

Los IED modernos son capaces de proporcionar ambos datos (operacionales y no operacionales). Pero a diferencia de los datos operacionales, que están disponibles en el sistema SCADA, los datos no operacionales están disponibles mediante una conexión física al puerto del IED usando una conexión con el software para extraer los datos, su implementación y acceso al sistema SCADA es un reto ya que la patente de los dispositivos y el software son específicos del proveedor, haciendo que este proceso consuma mucho tiempo y recursos.

Extraer y utilizar los datos no operacionales trae muchos beneficios valiosos. Los datos provenientes de los IEDS son datos de relés de protección, medidores, registradores de fallas y eventos, RTUs, y sensores de monitorización de varios tipos [6].

2.2.2.4.1. Integración de IED

Los datos que se adquieren de los IED deben ser integrados a una plataforma de la subestación para ser procesados y utilizarlos para gestionar la información más rápido. Para su integración se considera los siguientes pasos:

- Definir y clasificar datos que tengan un gran impacto.
- Examinar los IED y sensores existentes respecto a la disponibilidad de datos.
- Revisar la necesidad de nuevos IEDs y sensores.
- Identificar los protocolos de comunicación utilizados y su compatibilidad

La integración de nuevos IEDs se lo puede realizar utilizando el estándar IEC 61850, donde se define una serie de protocolos de comunicación para intercambiar información entre los distintos IED de una subestación automatizada y la interfaz hombre - máquina (HMI) local para facilitar la generación de reportes.

Para el intercambio de información adecuado se debe adquirir un conjunto de servidores, que admita el intercambio de información hacia el centro de control de la subestación producidos por eventos de la red, así como también información crítica en el instante de intercambio de información entre los propios IED [7].

A. Interfaz de comunicación de los IED

La mayoría de subestaciones cuentan con IEDs equipados con comunicación serial o de red. La mayoría cuenta con más de un canal de comunicación, por lo que uno puede ser utilizado para los datos operacionales y el segundo para los datos no operacionales. Si un IED tiene solo un canal, se puede integrar un IED con capacidad de intercalar.

Las redes de alta velocidad con cable LAN (Local Area Network) deben considerarse en la conexión de IEDs en las subestaciones para manejar grandes cantidades de datos. Los seriales IED deben convertirse en dispositivos de red de comunicación capaces de concentrar datos, enlace de comunicaciones, servidor terminal [6].

B. Selección del protocolo

Para dato operacionales hay una mezcla de protocolos del propietario y protocolos abiertos, la atención debe asegurar la compatibilidad de los protocolos o considerar la concentración de los datos para su conversión. Para datos no operacionales se puede obtener los datos con protocolos ASCII, enlace de datos, transferencia de archivos. Técnicas como “conexión virtual” se pueden utilizar con los IED usando softwares para la recuperación de datos y archivos de los IED.

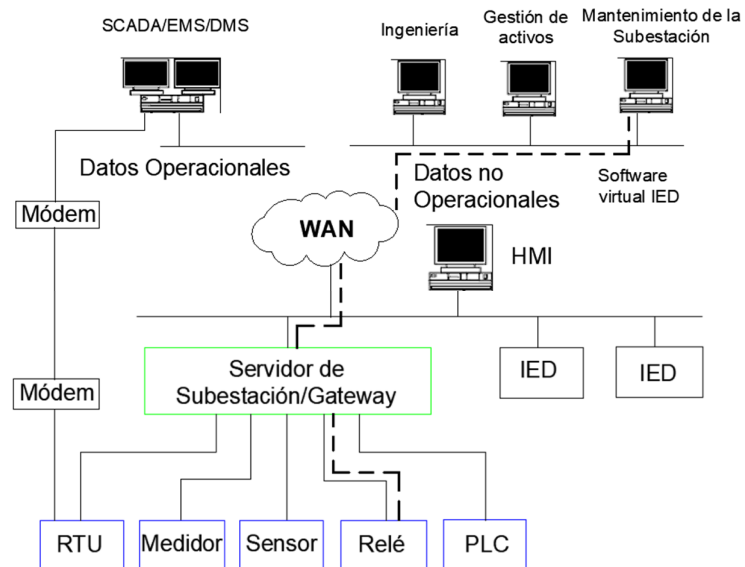


Figura 2.6 Datos no operacionales vía conexión virtual

C. Rutas de datos

Diferentes rutas de datos son necesarias para separar los datos no operacionales de los operacionales ya que los datos operacionales son prioritarios y no deben ser interrumpidos por datos no operacionales, también para no sobrecargar al sistema SCADA. Las comunicaciones de red también deben separarse, se puede poner dos o más LAN virtuales o físicas en una subestación.

Otra razón para separar las comunicaciones es para evitar alarmas innecesarias en el SCADA, seguridad de acceso y otras razones operacionales. Los datos no operacionales es mejor que estén separados del sistema SCADA y de las rutas de comunicaciones de protecciones.

D. Plataforma de servicio de la subestación

En una subestación es importante que los paquetes de datos, aplicaciones y equipos estén claramente definidos en una arquitectura jerárquica. En la mayoría de casos, múltiples servidores son utilizados para diferentes aplicaciones como condiciones de monitoreo y mantenimiento, protección y control, también SCADA y automatización.

El servidor de la subestación puede adquirir datos automáticamente de los IEDs, por lo que sus servidores pueden almacenar temporalmente los datos. El servidor puede notificar a los usuarios y mostrar los datos en el HMI e interfaces de web. Este enfoque reduce el acceso directo a los IED y los riesgos de seguridad.

En Estados Unidos se está utilizando el estándar NERC CIP (N.A. Electricity Reliability Corporation, Critical Infrastructure Protection) para mejorar la seguridad [6].

2.2.3. INTERACCIÓN ENTRE EL SISTEMA SCADA Y EL SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

La gestión de activos ha sido parte del proceso de mantenimiento por muchos años, pero gracias a las nuevas tecnologías se puede obtener abundantes datos que se van actualizando en tiempo real por lo que actualmente hay un interés en maximizar el rendimiento de los activos con estos datos.

2.2.3.1. Como difiere el sistema SCADA de la Gestión de Activos

El sistema SCADA está separado completamente del sistema de gestión de activos, lo que genera que algunos datos se repitan entre ambos sistemas. En la Figura 2.7 se puede observar una brecha de información que no interactúa entre ambos sistemas

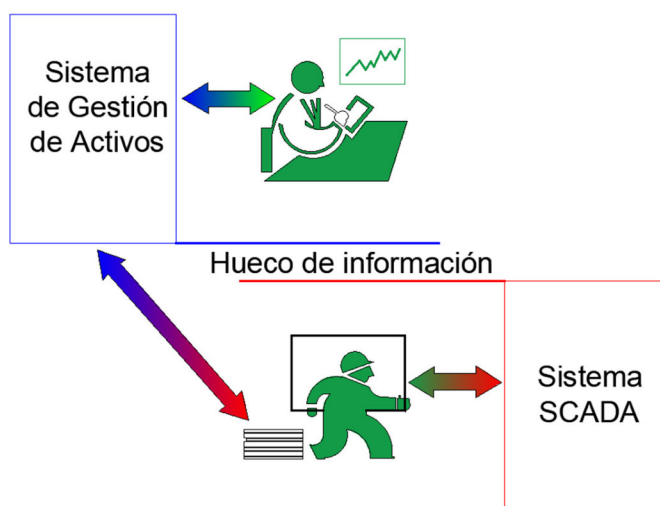


Figura 2.7 Brecha de información existente entre el sistema SCADA y el sistema de gestión de activos

Esta brecha no es intencional ya que los dos sistemas fueron tomando importancia en las empresas en distintas épocas debido a las tecnologías que se tenía en esos tiempos. Actualmente los dos sistemas envuelven altos niveles de sofisticación. Con la gran cantidad de datos disponibles de ambos sistemas hay algunos datos que se superponen, es decir, algunos datos que se utilizan para la gestión de activos son los mismos datos usados para la operación del sistema [1].

2.2.3.2. ¿Cómo el sistema SCADA puede ayudar a la Gestión de Activos?

Implementar un nuevo sistema SCADA que permita el enlace de los activos con toda la información disponible puede crear beneficios. Datos como voltaje en barras, temperatura, corriente de línea (datos operacionales) con lo cual el activo en cuestión puede enlazarse con información en tiempo real extraída de las inspecciones, registros de mantenimiento, requerimientos de servicio, registros históricos (datos no operacionales). La interfaz HMI puede diseñarse para que muestre toda esta información en tiempo real.

Al mismo tiempo que el centro de operación está manejando el sistema para asegurar su buen funcionamiento, los ingenieros de mantenimiento pueden utilizar el mismo sistema para mirar la información que ellos necesiten para tomar las decisiones acerca de cómo mejorar la producción y maximizar su vida útil [1]. Cuando la información de un activo cambie o se actualice, se podrá actualizar para los dos sistemas como se observa en la Figura 2.8

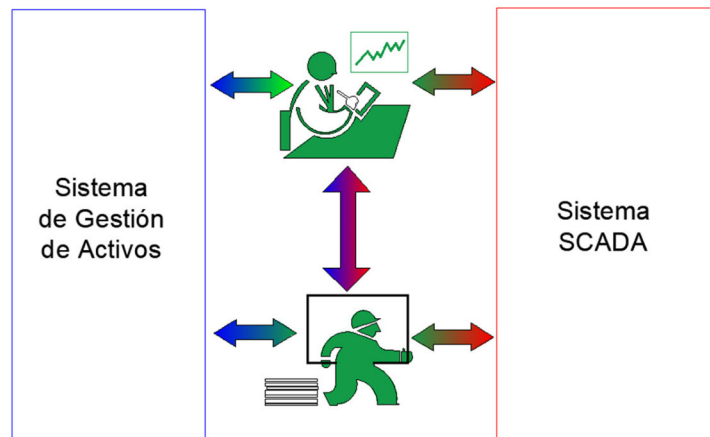


Figura 2.8 Sistema SCADA que interactúa conjuntamente con el sistema de gestión de activos.

Un sistema SCADA más inteligente significa trabajadores tomando mejores decisiones. Los datos operacionales de los activos se pueden vincular a los datos no operacionales y los resultados de la optimización se puede mostrar en tiempo real. Más datos no quiere decir que se toma mejores decisiones, las mejores decisiones vienen al cambiar estos datos en información procesable.

Utilizar el sistema SCADA para complementar la gestión de activos es un buen negocio para una empresa, existen muchos beneficios como que los datos de gestión de activos se actualizasen en tiempo real mientras el activo está en operación, los ingenieros del centro de control y de mantenimiento tengan acceso a la misma información al mismo tiempo, el

rendimiento del activo se podría medir instantáneamente, haciendo posible la maximización del activo.

2.2.4. GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES

No todos los interruptores se estropean a la misma velocidad ya que su deterioro depende del número de operaciones al año que realizan, las condiciones del sistema en las que abren o cierran sus contactos, del número de fallas que despejan al año y su magnitud; por lo que para estimar el grado de deterioro y desgaste de sus componentes se debe utilizar la recopilación histórica de los datos relacionados al esfuerzo mecánico que realizan durante su ciclo de vida.

Cuando cualquier interruptor se lo pone en funcionamiento, constantemente está condicionado a esfuerzos (mecánicos y eléctricos) que debe soportar, estos esfuerzos reducen su ciclo de vida, pero no depende únicamente del esfuerzo que debe soportar ya que si se realiza un mantenimiento adecuado a todos sus componentes su ciclo de vida puede alargarse lo que el personal de mantenimiento crea conveniente.

Para seleccionar la técnica de mantenimiento adecuada de una cantidad de interruptores determinada se debe conocer la magnitud y la frecuencia de los esfuerzos, comprender la manera en la que se presentan y evolucionan.

2.2.4.1. Fenómenos de desgaste y deterioro en cámaras de interrupción

Los principales fenómenos de deterioro y desgaste más representativos en las cámaras de interrupción son:

- Erosión de contactos de prearco debido a un arco eléctrico
- Desgaste de los contactores por fricción
- Descomposición del gas SF₆ debido a efectos térmicos causados por el arco eléctrico
- Fuga de aceite y/o ingreso de humedad en el aislante
- Fatiga térmica de resistores debido a una gran cantidad de operaciones de apertura y cierre consecutivas
- Descascaramiento externo de la pértiga de accionamiento debido a la degradación del gas SF₆ o por envejecimiento.

El aislamiento en gas SF₆ no solo brinda aislamiento eléctrico, si no también térmico concentrando el calor en una zona reducida donde se alcanzan los 10.000 K, mientras que fuera de esta zona la temperatura es mucho menor [8]

2.2.4.1.1. Erosión de contactos prearco

La erosión de contactos prearco dependen del material de diseño, duración del arco eléctrico, la magnitud, frecuencia y forma de la corriente de despeje, el esfuerzo mecánico que se realiza entre las superficies del contacto fijo y móvil.

El desgaste de los contactos puede ser mayor a medida que la corriente de despeje aumenta, como se observa en la Figura 2.9 la curva relaciona el número de veces que se puede interrumpir una corriente de cortocircuito respecto la intensidad de cortocircuito que se despeja (curva de tiempos equivalentes de erosión) [8].

Cada que se interrumpe una corriente, el número de veces que se puede abrir los contactores va a ir disminuyendo, esto depende también del valor de cortocircuito ya que despejar una corriente de 40 kA reducirá el número de veces que se puede interrumpir la corriente a 20 ya que la corriente es tal que los contactos prearco se erosionan rápidamente.

Por otro lado, se puede observar que para corrientes menores a 5 kA el proceso de deterioro es menor, lo que permite operar los contactores una gran cantidad de veces sin afectar gravemente su vida útil.

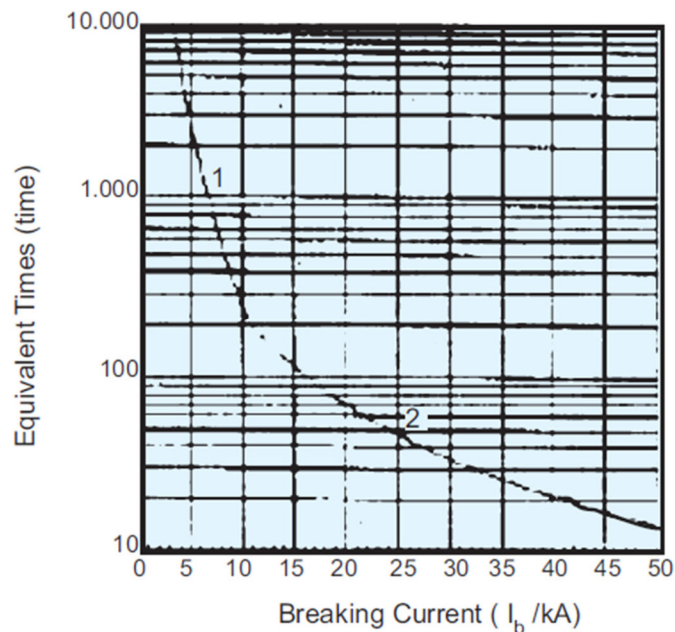


Figura 2.9 Curva de tiempos equivalentes de erosión para un interruptor en SF6 [8].

En la Figura 2.10 se puede observar una comparación del número de corrientes interrumpidas en interruptores de ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) con la curva de tiempos equivalentes de erosión.

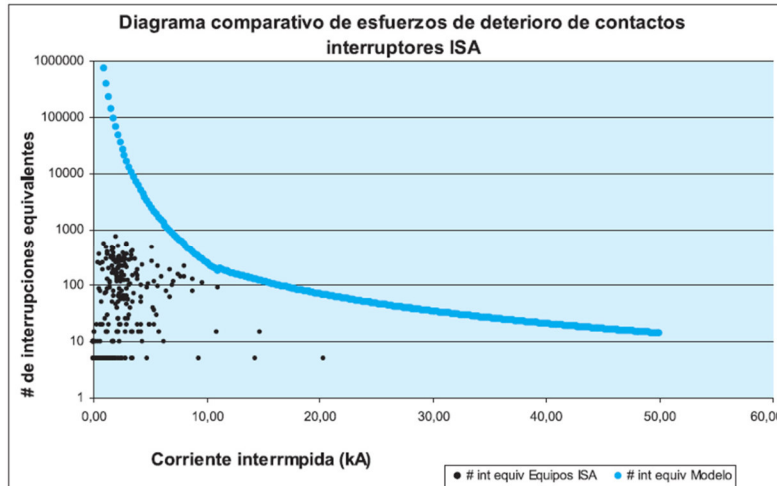


Figura 2.10 Diagrama comparativo de valores de deterioro de interruptores ISA [8].

Podemos observar que todas las interrupciones están por debajo del modelo, por lo que es muy poco probable que se requiera un reemplazo de interruptor debido a erosión. Sin embargo, para interruptores de alta frecuencia de servicio (los que energizan capacitores o reactores) debido a que el número de operaciones es mayor, la erosión en los contactos será mayor, de igual forma el tiempo de prearco puede provocar que la erosión aumente.

La erosión prearco puede reducirse con un mando sincronizado ya que disminuye la magnitud de la corriente que se interrumpe, también reduce el tiempo de prearco, y reduce la probabilidad de ocurrencia de tiempos de interrupción prolongados [8].

2.2.4.1.2. Degradación del gas SF6

La degradación del gas SF6 se debe a la presencia de radiación y de energía térmica de alta temperatura producto del arco eléctrico, también se degrada debido a la presencia de distintos gases derivados de la descomposición del gas SF6 combinados con la descomposición del teflón de las toberas y de la aleación de los contactores.

2.2.4.2. Deterioro de empaquetaduras

El deterioro de la empaquetadura de un interruptor provoca que el gas SF6 se fugue, lo que es una de las fallas más recurrentes en los interruptores que están aislados en SF6, el envejecimiento de la empaquetadura no es un factor importante en la determinación del nivel de fugas internas de la empaquetadura y estas pueden tener una vida útil entre los 15 y 40 años en condiciones normales de degradación, son otros los factores que pueden generar fugas internas en etapas tempranas de utilización, estas pueden ser: la corrosión entre ranuras de alojamiento y empaque, y la inadecuada selección del empaque cuando el esfuerzo es mayor al que puede soportar [8].

2.2.4.3. Deterioro y desgaste de mecanismos de accionamiento

El deterioro de los mecanismos de accionamiento depende de la energía que manejen y la complejidad que tengan sus componentes, algunos componentes que tienen en común los interruptores son:

- Dispositivos de potencia como pistones y resortes.
- Dispositivos de amplificación y transducción como bobinas, electroválvulas y trinquetes de accionamiento.
- Dispositivos de recuperación de energía como bombas, compresores y engranajes.
- Dispositivos de almacenamiento de energía como resortes y tanques presurizados.

Existen diferentes mecanismos de accionamiento, los cuales tienen sus ventajas y desventajas al momento de su operación o mantenimiento.

2.2.4.4. Sistemas de Control y sus procesos de deterioro

Según una encuesta realizada por el CIGRE relacionado con las fallas de interruptores de alto voltaje [8] mostró que el 25% de las fallas críticas y no críticas de los interruptores se debían a un mal accionamiento de los sistemas de control. Es la tercera causa de falla más repetida después de las fugas de SF6 y del mecanismo de operación.

Un buen desempeño del sistema de control permite un buen funcionamiento del interruptor, por lo que se debe implementar una estrategia de mantenimiento que garantice un buen rendimiento del sistema. Teniendo en cuenta los componentes que más fallaron se pueden identificar algunos parámetros importantes que se deben monitorear como:

- Perfil de corriente en las bobinas.
- Voltajes del sistema de control.
- Estado de los switches auxiliares.
- Continuidad del circuito de control.
- Control de la humedad y temperatura interior del gabinete.

2.2.5. GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Debido a que las empresas manejan una gran cantidad de transformadores, no es económico hacer un diagnóstico exhaustivo del estado de cada uno de los transformadores, por lo que se recomienda priorizar los transformadores en el final de su ciclo de vida y los transformadores más sobrecargados del sistema, para ello se debe realizar un diagnóstico para identificar la condición de cada transformador.

Para identificar los transformadores más críticos del sistema de transmisión se utiliza un método de gestión de riesgos llamado análisis de árbol de fallos, que nos permite identificar qué tipo de transformadores necesitan mantenimiento, cada transformador tiene un índice de riesgo y puede ser ordenado dependiendo del nivel de riesgo.

El potencial costo de una falla en términos económicos y de confiabilidad deben ser considerados al momento de decidir la posibilidad de reparar o reemplazar alguna pieza del transformador. Si un componente o accesorio del transformador falla puede simplemente causar una salida de servicio momentánea que requiere el reemplazo del componente, o puede desembocar en una falla catastrófica. Todas las probabilidades de cada tipo de falla se deben considerar en el cálculo del riesgo [9].

El riesgo se define como un evento futuro incierto y tiene dos componentes: la frecuencia en que sucede ese evento y la gravedad del evento de falla. Los métodos de análisis de riesgos generalmente utilizan el producto de estos dos componentes en un mismo proceso analítico. Este análisis proporciona un punto de referencia sólido al personal para capturar y representar una gran cantidad de datos complejos en un solo formato comprensible y fácil de interpretar.

Debido a que un SEP está en constante evolución es necesario evaluar los requerimientos de operación del sistema con el ingreso de nuevas subestaciones y cargas, se debe analizar si el transformador en cuestión podrá cumplir con la carga futura, si se requiere de un cambio en la impedancia para limitar el valor de las fallas, si es posible redireccionar los flujos de potencia a otros transformadores del SEP en caso de una falla en este y que impacto tiene en los demás transformadores.

2.2.5.1. Componentes principales de un transformador de potencia

El transformador de potencia cuenta con dos o más devanados dependiendo de cuantas fases alimente, inclusive puede contar con un devanado terciario, independientemente del número de devanados que tenga estos se adhieren a un núcleo de hierro que mediante inducción electromagnética transforma los niveles de voltaje y corriente alterna a otros niveles completamente diferentes a la misma frecuencia, con el fin de transmitir potencia eléctrica [10].

En la Figura 2.11 Se muestra los componentes de un transformador de potencia:



Figura 2.11 Componentes de un transformador de potencia [10].

El tanque principal es hermético para no permitir el ingreso o salida de ningún contaminante, protege la integridad de todos los componentes dentro de su interior como el núcleo el cual es de un material ferromagnético que se lamina para disminuir las pérdidas por corrientes de Eddy.

Dentro del tanque principal también se encuentran los devanados que son hilos de cobre enrollados en el núcleo, el voltaje es directamente proporcional al número de vueltas de los devanados mientras que la corriente va a ser inversamente proporcional al número de vueltas de los devanados. Los niveles de voltaje pueden ser modificados mediante un cambiador de tomas (OLTC) el cual es un conmutador y se puede mover en caliente, su desgaste se debe al rozamiento de los contactos cuando se necesita una regulación del voltaje.

El transformador debe contar con un sistema de aislamiento para que no exista contacto entre los devanados de alto y bajo voltaje entre sí y también aislarlo de tierra, existen dos tipos de aislamientos (en papel o aceite) dependiendo del nivel de tensión que maneje. Debido a los altos niveles de temperatura que se alcanza en alta demanda la vida útil del aislamiento se puede ver comprometida por lo que se requiere de un sistema de refrigeración con el objetivo de mantener la temperatura interna del transformador dentro de los rangos normales de operación que rondan los 55 °C a 65 °C. Los métodos de refrigeración son:

- Aire Natural (AN).
- Aire forzado (AF).
- Aceite Natural Aire Natural (ONAN)
- Aceite Natural Aire Forzado (ONAF)

- Aceite Forzado y Aire Forzado (OFAF).

Para poder enfriar el transformador se deben adicionar ventiladores, intercambiadores de calor, radiadores, bombas de circulación, etc. Lo que permite aumentar la potencia del transformador.

2.2.5.2. Componentes complementarios de un transformador de potencia.

2.2.5.2.1. Medidores de temperatura

Permiten a los operadores de la subestación mantenerles informados sobre la temperatura del líquido aislante y de los bobinados del transformador, estos medidores se conectan internamente en el tanque utilizando termocuplas que miden directamente la temperatura presente en el aceite o en las bobinas o utilizando transformadores de corriente y con la corriente secundaria mediante algoritmos determinar la temperatura de los devanados.

2.2.5.2.2. Medidores de nivel

El medidor de nivel indica la altura a la que se encuentra el aceite en el interior del transformador. El medidor de nivel se instala en diferentes posiciones dependiendo del tipo de transformador, los que tienen tanque de conservación instalan el medidor en el costado del tanque de conservación, los transformadores sellados instalan el medidor al costado del tanque a la misma altura del aceite [9].

2.2.5.3. Fallas del transformador de potencia

Las causas para que un transformador de potencia falle son variadas, estas pueden ser divididas en fallas eléctricas o mecánicas y pueden ser internas o externas al transformador de potencia. Se pueden clasificar de la siguiente forma [10].

- Internas:
 - Deterioro de aislamiento
 - Aflojamiento de bobinados en el núcleo
 - Oxidación
 - Contaminación del aceite
 - Descargas parciales
 - Sobrecalentamiento
 - Defectos de soldadura y fabricación.
- Externas:
 - Descargas eléctricas
 - Cortocircuitos
 - Operación de apertura y cierre de interruptores

- Sobrecarga del sistema
- Desconexión de carga o generación

En una encuesta que estudió las causas principales de fallas en transformadores mostró que, en un lapso de 5 años, el 51% de las fallas se debieron a: humedad, contaminación y envejecimiento. Estas causas provocaron que la resistencia dieléctrica del transformador disminuyera, los bobinados se dañaran o se perdiera compresión, así como también daños en los bujes causando pérdida de aislamiento.

2.2.5.4. Desgaste de los componentes del transformador

Existen distintas metodologías para identificar el desgaste de los componentes de un transformador, este desgaste va a depender de muchos factores, como el tipo de instalación (en cabina o intemperie), la carga a la que se va a someter y las condiciones medioambientales que debe soportar, ya que las altas temperaturas ambiente pueden limitar las capacidades del transformador de soportar altas cargas.

Los transformadores de potencia están diseñados para ser lo suficientemente confiables durante 20 – 35 años, su vida útil debe ser de mínimo 25 años si se ha gestionado bien su mantenimiento y operación a temperaturas comprendidas entre los 65 °C y 95 °C. Con un mantenimiento adecuado los transformadores pueden llegar a operar hasta los 65 años, de igual forma, si se lo somete a grandes sobrecargas constantemente puede llegar a tener un ciclo de vida de aproximadamente 15 años, todo depende de las especificaciones que brinde el fabricante del transformador y del uso que se le dé. En los puntos calientes del tanque del transformador que tienen temperaturas superiores a 140 °C se puede generar gases en el aceite, lo que puede deteriorar la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador [11].

En el transformador existen otros componentes aparte de la temperatura y la capacidad nominal que pueden limitar la cargabilidad del equipo ya que una mala operación o mantenimiento de estos componentes como los bushing, el aceite (si se expande genera un incremento de la presión interna), taps, calentamiento del núcleo (debido a los flujos de dispersión) deterioran la vida útil del transformador, el calentamiento de sus componentes también pueden afectar la capacidad térmica de cables, disyuntores, reactores, interruptores y TCs.

Para poder optimizar la vida útil del transformador también se debe realizar un buen mantenimiento al sistema de refrigeración, por lo que las bombas, ventiladores y el sistema de control no debe presentar fallas cuando se requiere su activación debido al aumento de

la temperatura interna del transformador [11], según expertos los equipos que más fallan al momento de encender el sistema de refrigeración son los contactores de los interruptores, y el sistema de control, por lo que realizar su mantenimiento es necesario para no comprometer el ciclo de vida del transformador

El final de ciclo de vida del transformador de potencia se puede deber a razones técnicas, estratégicas o económicas [4].

2.2.5.4.1. Final de vida técnico

El final de vida técnico ocurre cuando el transformador debe ser sacado de servicio debido a razones físicas como debilitamiento de la integridad del transformador. Las expectativas de vida técnica del transformador se deben a las condiciones actuales del aislamiento, condiciones de operación actuales y futuras.

2.2.5.4.2. Final de vida estratégico

Un transformador de potencia es sacado de servicio estratégicamente cuando se ha realizado una planificación de las futuras topologías del sistema que pueden aumentar la carga del transformador aumentando el riesgo de fallas, así como también pueden cambiar el voltaje de operación.

2.2.5.4.3. Final de vida económico

El final de vida económico del transformador se lo realiza con un análisis previo en el que se determina que mantener en operación el transformador es más costoso que reemplazarlo con uno nuevo debido a las constantes fallas y mantenimientos que requiere.

2.2.5.5. Consecuencias de la sobrecarga de un transformador

Exceder los límites especificados de carga en un transformador no solo compromete la vida útil del transformador ya que el incremento de la temperatura aumenta el riesgo de generar nuevos problemas que deben ser resueltos, los riesgos por el incremento de la temperatura debido a una sobrecarga son [11]:

- Creación de gas en el líquido aislante comprometiendo la integridad dieléctrica.
- Reducción de la resistencia mecánica en los conductores, lo que en un evento de falla puede ser mucho más perjudicial.
- Deformación del material aislante, partes de la estructura y los conductores.
- El aumento de la presión, lo que puede producir grietas en la estructura y como consecuencia el filtrado o goteo del aceite.
- La degradación del líquido aislante puede producir el aumento de la resistencia en los contactos de los taps, pudiendo generar arcos eléctricos.

3. MONITOREO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

3.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Las subestaciones de potencia son la base de una empresa de transmisión y cuentan con una gran cantidad de componentes que la conforman, todos los elementos de una subestación tienen un rol que deben cumplir y son importantes para mantener en operación el sistema brindando confiabilidad y calidad en el servicio, sin embargo, no todos los activos tienen la misma importancia ya que hay equipos más costosos que otros y también existen equipos que en caso de falla no causan un problema crítico, a diferencia de los principales activos los cuales si llegan a fallar puede generar desconexiones de la subestación.

Los equipos más importantes de una subestación son [12]:

- Transformador de potencia.
- Interruptores o disyuntores.
- Seccionadores.
- Pararrayos
- Seccionadores fusibles.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencia.
- Conductores.

Además de las subestaciones, las empresas de transmisión son las responsables de que la operación de los flujos de potencia sean los adecuados de nodo a nodo, por lo que las líneas de transmisión también forman parte de sus principales activos, y son las más expuestas a fallas ya que en el país todas las líneas son aéreas.

3.2. VARIABLES A MONITOREAR EN LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

3.2.1. INTERRUPTORES

Mediante los distintos tipos de deterioro de un interruptor que se analizaron en la sección 2.2.5 se puede realizar una estrategia adecuada de mantenimiento que permita un buen

desempeño de los interruptores del sistema eléctrico mejorando su vida útil de una forma efectiva.

La mayoría de los interruptores de potencia aislados en SF6 no interrumpen corrientes mayores a 10 kA, y no realizan una interrupción más de 13 veces por año, por lo que el deterioro por erosión debido al pre arco eléctrico y degradación del gas SF6 no son muy probables debido a su baja ocurrencia.

Sin embargo, cuando un interruptor no tiene un funcionamiento continuo puede que algunos de sus componentes se bloqueen debido al número contado de interrupciones que realiza, por lo que se recomienda realizar operaciones periódicas para que los componentes se lubriquen y así evitar un bloqueo en un evento de falla.

Algo diferente sucede en interruptores que operan constantemente para abrir y cerrar bancos de capacitores y reactores los cuales verán su vida útil disminuida debido a las grandes corrientes que deben soportar, a diferencia de los interruptores que se accionan pocas veces al año, estos presentan mayor probabilidad de desgaste por fricción en los contactores y desgaste en componentes de mando mecánico asociados al movimiento. Por lo que son los principales interruptores que se deben monitorear.

3.2.1.1. Sugerencias para la estrategia de mantenimiento de interruptores de potencia

Para poder realizar un adecuado mantenimiento a los interruptores se han establecido los siguientes criterios, los cuales deben servir como complemento para que los expertos en el área puedan determinar cuáles necesitan una mayor vigilancia.

3.2.1.1.1. Recomendaciones del Fabricante

Generalmente cuando no se tiene un registro histórico de fallas de interruptores o una gran experiencia en su mantenimiento se debe tener en cuenta los manuales que proporcionan los fabricantes para la instalación y puesta en servicio de los interruptores, estos manuales cuentan con recomendaciones para el mantenimiento, en general, los interruptores de 13,8 kV en los manuales de ABB [13], [14], [15] recomiendan realizar un mantenimiento cada 5 años o después de 5000 operaciones en condiciones ambientales normales.

Este plan de mantenimiento puede considerarse conservador ya que son recomendaciones generales y no considera el desgaste de interruptores que operan constantemente o que despejan fallas elevadas. También hay que considerar que estos interruptores son fabricados para uso general: líneas de transmisión, generadores, capacitores, transformadores, reactores, etc. Se recomienda tomar como un indicio las

recomendaciones que brinda el fabricante, pero con el pasar del tiempo y la experiencia mejorar el plan de mantenimiento.

3.2.1.1.2. Historial del equipo

Se debe llevar un registro de los años de servicio del equipo, con el año de fabricación del equipamiento y la fecha de puesta en servicio, la fecha del último mantenimiento, tipo de mantenimientos realizados y el número de fallas que ha tenido en todo el ciclo de vida. Estos datos permiten tener una mejor idea de en qué etapa del ciclo de vida se encuentra el interruptor.

3.2.1.1.3. Registro de corrientes de despeje acumulados

Este registro permite conservar de mejor manera la cámara de interrupción donde se encuentra el gas SF₆ y los contactos. Se debe llevar un conteo acumulativo del valor de corriente que se despeja en cada operación durante un periodo previamente determinado por los expertos.

Este registro es estocástico ya que depende de las condiciones en las que se encuentre el sistema (alta o baja demanda), los tipos de falla, la frecuencia de operación, el valor del cortocircuito.

Diversos fabricantes han pretendido establecer esta filosofía en la que a mayor corriente de despeje, menor van a ser el número de veces que un interruptor puede operar como se pudo observar en la Figura 2.11, los fabricantes establecen que una interrupción bajo condición de falla, que es igual a la capacidad de interrupción nominal del dispositivo, va a equivaler a aproximadamente 100 operaciones del interruptor sin carga [16].

3.2.1.1.4. Número de operaciones

El número de operaciones que realiza el interruptor también permiten optimizar el mantenimiento de la cámara de interrupción y sus contactos. Este criterio se basa en llevar un registro del número de operaciones que ha realizado el interruptor, el número máximo de operaciones puede depender de la experiencia de los expertos o acudir a las recomendaciones del fabricante, sin embargo, hay que ser minucioso con las recomendaciones del fabricante porque no considera las condiciones de falla.

3.2.1.1.5. Condiciones ambientales

Es importante tener en cuenta el medio ambiente donde se encuentra ubicado el interruptor, no es lo mismo un interruptor que se encuentra a 3000 m.s.n.m. que uno que se encuentra al nivel del mar, ya que ambos interruptores van a requerir periodos de mantenimiento diferente.

De igual forma un interruptor que se encuentra cercano a una industria o una central de generación que emita gases invernadero van a afectar a la vida remanente del dispositivo, este criterio se utiliza para proteger el medio aislante, el mecanismo de operación y los equipos de control [16].

3.2.2. TRANSFORMADORES

Como se explicó en la sección 2.2.4, la gestión de mantenimiento de los transformadores de potencia no se la realiza a todos los transformadores por igual, debido a que en un sistema de potencia se tiene una gran cantidad de estos activos, dificultando el seguimiento de cada uno de ellos por igual, por lo que se deben priorizar los transformadores que se encuentren en el final de su vida útil o con una alta cargabilidad ya que son los más críticos y los que más problemas producen a la confiabilidad del sistema y calidad del servicio.

Las variables más importantes del transformador de potencia que se deben monitorear son:

- Cambiadores de tomas (OLTC)
- Temperatura interna del transformador, también se debe monitorear el funcionamiento correcto del sistema de refrigeración.
- Revisiones periódicas de la integridad del aislante.
- Cantidad de contaminación en el aceite aislante.
- Control de puntos calientes en sectores estratégicos del tanque del transformador

También se debe considerar el entorno operativo del transformador, la planificación a mediano y largo plazo para determinar la cargabilidad futura del transformador junto al historial de mantenimiento y número de fallas registradas del transformador para mediante un análisis de riesgos determinar posibles futuras fallas que pueda tener el transformador.

Es muy importante mantener la integridad del transformador con un óptimo nivel operativo y de mantenimiento para que su vida útil no se vea comprometida, también se debe realizar un análisis económico para determinar que es mejor para la empresa, si invertir en un nuevo transformador o mantener el antiguo con sus costos de mantenimiento.

3.2.3. LINEAS DE TRANSMISIÓN

La rentabilidad de los equipos de las líneas de transmisión está significativamente influenciada por la estructura de la red y la condición de los equipos, también están influenciados por las estrategias de gestión de activos. Muchas empresas implementan la gestión de activos para mejorar la eficiencia y durabilidad de sus equipos, así como también debido a la desregularización y a la competencia en el mercado abierto.

Hay objetivos que el regulador imparte a las empresas de transmisión los cuales implican proporcionar un servicio de calidad a los clientes a un costo razonable. Esto necesita de una estrategia de gestión de activos para asegurar condiciones satisfactorias de funcionamiento mientras se entrega un servicio de calidad. La gestión de activos en transmisión es una estrategia que busca un balance de costo y riesgo.

El ciclo de vida y las estrategias para optimizar la utilización de los activos integrando la gestión de riesgos son importantes para la gestión de activos por lo que datos confiables son requeridos para tomar decisiones al gestionar los activos. La efectividad en la gestión de activos asegura que el activo continúa funcionando en todo su ciclo de vida a un mínimo costo de operación y consistente con estrategias comerciales y de gestión de riesgos.

Se consideran 3 aspectos importantes en la vida útil de un activo [17]:

Planeación y Adquisición: Esta etapa incluye un espacio para analizar las necesidades de un nuevo activo. Durante la planeación y adquisición se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Mantener una fiabilidad y calidad del equipo para el cliente.
- Planificar la red acorde con la carga del transmisor.
- Cumplir requerimientos corporativos.
- Examinar el impacto de las restricciones para la red.
- Identificar los riesgos del activo.

Operación y mantenimiento: Esta etapa se encarga de que el activo cumpla con la calidad de servicio en un tiempo definido con estrategias apropiadas de mantenimiento y operación. Los principales puntos en esta etapa son:

- Asegurarse de cumplir con objetivos medioambientales y de seguridad.
- Proporcionar e implementar estrategias correctas de mantenimiento.
- Asegurarse de que los planes de mantenimiento satisfacen los requerimientos del sistema.
- Monitorear y revisar las condiciones del activo para tomar decisiones adecuadas cuando sea necesario.
- Implementar estrategias efectivas para gestionar repuestos.
- Implementar estrategias de corte de servicio para reducir el impacto en la red y reducir los tiempos de restauración del servicio en caso de que ocurran fallas.

- Implementar estrategias de trabajo junto a planificación de recursos y gestión del programa de trabajo.
- Analizar y revisar el rendimiento del activo y de la red para acciones preventivas y correctivas.

Reemplazamiento y disposición: Las decisiones en el fin de ciclo de un activo están hechas para reparar o reemplazar el activo dependiendo de las condiciones y edad del activo. Esta etapa incluye:

- Analizar para identificar que activo está entrando a su fin de ciclo o si ya no son confiables, obsoletos o muy costosos de mantener.
- Determinar las opciones para reemplazar el activo, también el impacto que tendrá en la red el tiempo que el activo estuviera fuera de servicio en términos de costo y disponibilidad

3.2.4. SECCIONADORES

El seccionador es un dispositivo electromecánico que cuando se encuentra abierto garantiza una distancia mínima de aislamiento y generalmente su medio aislante es el aire, se diferencian de los interruptores ya que estos no cuentan con un mecanismo para suprimir el arco eléctrico, por lo que se recomienda operarlo sin carga para evitar que se generen altas corrientes que puedan dañar a los equipos.

El seccionador se lo emplea para aislar los principales activos de una subestación del sistema eléctrico y poder garantizar de forma visible al personal de la empresa la seguridad de poder realizar el mantenimiento en los activos que lo requieran. Al ser un dispositivo de apertura lenta, si se opera bajo carga el arco eléctrico que se genera puede reducir su vida útil afectando a los intereses de la empresa de optimizar al máximo la vida útil de sus activos.

Teniendo en cuenta estos antecedentes se debe considerar llevar las mediciones de las siguientes variables para poder determinar el gasto efectivo del seccionador para poder realizar un mantenimiento predictivo:

- Número de operaciones
- Corriente de despeje en caso de operar con carga

El número de operaciones también nos permite realizar un mantenimiento a los componentes mecánicos ya que si no operan continuamente pueden bloquearse limitando

su funcionamiento y si se operan muy recurrentemente se van a desgastar más rápidamente.

3.2.5. PARARRAYOS

El limitador de corriente o pararrayos están diseñados para proteger los principales activos de una red de transmisión o distribución de descargas atmosféricas o corrientes generadas por maniobras en el sistema. La vida útil de un pararrayo depende no solo del uso que se le dé sino también del material del que están compuestos, por ejemplo, los de porcelana no tienen la misma resistencia y peso que uno de cerámica que es menos pesado y tiene una vida útil mucho más longeva.

Independientemente del material del que este diseñado, para poder realizar un mejor mantenimiento a este dispositivo de protección se debe tomar mediciones periódicas de las siguientes variables:

- Número de operaciones
- Corriente de despeje

Estas variables permitirán al departamento de mantenimiento tener una mejor idea del desgaste que puede tener un pararrayo para poder realizar el mantenimiento en el momento indicado antes de que se presenten daños irreversibles en el dispositivo y así evitar fallas en el sistema.

3.3. DATOS NO OPERACIONALES QUE PUEDEN SER PROCESADOS POR EL SISTEMA SCADA QUE APORTE A LA REALIZACIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN

Como se explicó en la sección 3.2, existe una gran cantidad de variables que se pueden monitorear de cada uno de los principales activos de un sistema eléctrico de potencia, sin embargo, en CELEC EP TRANSLELECTRIC actualmente los datos no operacionales que se pueden procesar en el sistema SCADA EMS para la aportación a la realización de mantenimiento son de interruptores de potencia y de transformadores.

Por lo que el enfoque que se aplica en este trabajo de titulación es en estos dos activos críticos como se observa en las siguientes secciones.

3.3.1. INTERRUPTORES

Existen muchos datos de los interruptores que el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC utiliza para la operación en tiempo real de estos, adicionalmente tiene

funcionalidades que permite recolectar distintos datos no operacionales que pueden aportar a la gestión de los interruptores para un mantenimiento basado en su la condición en la que se encuentran.

Para ello los interruptores deben ser divididos en niveles de uso, los interruptores que no operan constantemente son los que menos desgaste tienen en su vida útil por lo que no requieren de un mantenimiento constante y se puede realizar mantenimientos periódicos ya que su desgaste es mínimo, para el caso de interruptores que son más propensos a soportar fallas en el sistema requieren de un análisis del desgaste del interruptor como se lo mostró en la sección 2.2.4.3.

En el caso práctico de este estudio, se va a enfocar en los interruptores sin mando sincronizado que operan bancos de capacitores para compensar el voltaje ya que son los que más número de operaciones tienen al año, por lo que los datos no operacionales que se pueden adquirir por el sistema SCADA para aportar a una mejor gestión de estos interruptores son:

- Número de operaciones de los interruptores de apertura y cierre.
- La corriente de falla con la que operó el interruptor.
- Conteo del tiempo de horas de operación en un estado determinado.
- Tiempo de transición de los interruptores de un estado a otro.

Proporcionar estos datos para el departamento de mantenimiento va a permitir que puedan realizar un análisis más completo de los interruptores que requieren de un mayor cuidado.

El tiempo de transición de los interruptores de un estado a otro permite tener una idea del desgaste de las partes mecánicas del interruptor ya que si los tiempos de transición son muy grandes puede ser porque las partes mecánicas requieren de un mantenimiento.

3.3.2. TRANSFORMADORES

Existen una gran cantidad de transformadores distribuidos en todas las subestaciones del país, como se explicó en la sección 2.2.5 no todos los transformadores requieren del mismo seguimiento, se deben priorizar los transformadores con mayor cargabilidad, mayor tasa de fallas y los que tengan mayor tiempo de vida útil.

En el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC existen distintas variables de los transformadores que se utilizan para la operación en tiempo real del sistema y adicionalmente existen funcionalidades que pueden ser utilizadas en el sistema para

mediante datos no operacionales poder aportar a los ingenieros de mantenimiento con información que les ayude a tener un criterio mejor establecido para su mantenimiento.

Estos datos pueden ser:

- Nivel de temperatura del aceite del transformador.
- Nivel de temperatura de los bobinados del transformador
- Medición de la presión interna.
- Medición de puntos calientes en el tanque del transformador.
- Número de operaciones de los OLTC.
- Registro de mantenimientos y de fallas del transformador

4. DISEÑO DE UNA ARQUITECTURA QUE ALIMENTE LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

4.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente CELEC EP – TRANSELECTRIC cuenta con varios sistemas tecnológicos que están funcionando independientemente, y la información que procesan no está siendo analizada de manera integrada. Dentro de los sistemas podemos mencionar:

4.1.1. SISTEMA SCADA EMS

El sistema SCADA/EMS provee información en tiempo real del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), lo que permite el monitoreo y control de los componentes que conforman el sistema para asegurar su operación óptima, este sistema se lo detalló con mucho más detalle en la sección 2.1.

4.1.2. SISTEMA DE VIDEOVIGILANCIA

CELEC EP – TRANSELECTRIC dispone de un sistema de videovigilancia el cual cuenta aproximadamente con 800 cámaras en toda su infraestructura tanto en subestaciones, como en instalaciones administrativas, algunas de estas cámaras también son térmicas, las cuales pueden ser utilizadas en subestaciones para detectar posibles puntos de falla que se presentan generalmente en las uniones de los conductores. También se monitorean transformadores y otros activos de la empresa que se requieran monitorear.

4.1.3. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

La empresa también dispone de varios sistemas de automatización de subestación que están procesando gran cantidad de información que se producen en las instalaciones, no toda la información que se procesa en estos sistemas SCADA es llevada al centro de control ya que no es requerida para la operación en tiempo real de la red de transmisión, sin embargo, podría ser utilizada para la gestión del mantenimiento de la empresa.

4.1.4. SISTEMA DE MONITOREO DE GASES

Este sistema permite monitorear los principales parámetros internos del transformador, permitiendo un rápido diagnóstico del estado del equipo, que permite tomar decisiones para mantener en una óptima operación del transformador.

4.1.5. SISTEMA IFS

Enterprise Resource Planning (ERP) en sus siglas en inglés es un sistema de Planificación de Recursos Empresariales (IFS), este sistema cuenta con distintos módulos empresariales, la versión con la que cuenta CELEC EP está orientada a la gestión del mantenimiento, es decir, se encarga de distintas operaciones internas de una empresa tanto administrativas como de gestión de los recursos disponibles en bodega.

4.1.6. SISTEMA DE WAMS

CELEC EP – TRANSELECTRIC cuenta con un sistema de gestión de sistemas eléctricos de potencia denominado WAMS (Wide Area Measurement System) el que implica la utilización combinada de tecnologías de mediciones fasoriales, telecomunicaciones e interfaces gráficas que proporcionen la observación dinámica del SNI con una alta precisión en sus mediciones. Las mediciones se sincronizan con señales en tiempo real de posición (GPS), el tiempo en el que se demora en adquirir estas mediciones se encuentra en el orden de los milisegundos, lo que proporciona herramientas para la supervisión y el análisis operativo y posoperativo del sistema eléctrico

4.2. ARQUITECTURA PROPUESTA PARA UN APORTE EFICIENTE DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS

Basándose en la sección 2.2.1.2 en donde se detalla la necesidad de un programa de gestión de activos para evitar conflictos de interés entre las entidades de la compañía y poder así tener una cooperación entre todos los grupos dentro de la empresa, este trabajo de titulación propone que la información generada por estos sistemas se integre en un sistema de procesamiento de base de datos que maneje de manera centralizada toda la información, donde tanto los usuarios operativos, administrativos, de mantenimiento y de planificación puedan gestionar toda esta información y poder utilizarla dependiendo de las necesidades de cada uno de los usuarios, para lo que será necesario crear distintas interfaces que satisfaga cada uno de los requerimientos.

Esta nueva arquitectura puede ayudar a la transformación digital de la empresa pasando de una evaluación estática de la condición del equipamiento a un monitoreo de la condición del equipamiento en tiempo real. También se pasará de tener muchos datos distribuidos de manera desordenada a tener una sola fuente de datos en toda la empresa, otra problemática que se solucionará es el actual uso limitado del personal que no puede ir más allá de su rama de trabajo a poder aprovechar al personal en múltiples sitios y actividades en la empresa.

La planificación de la empresa podrá cambiar de múltiples proyectos y soluciones que se ven afectados por la demora en su aprobación a una infraestructura de datos común que respalda la mejora continua en muchas áreas para que los proyectos no sufran retrasos.

Permitirá al área de mantenimiento pasar de tener altos costos en los procesos de mantenimiento a un mantenimiento basado en las condiciones proactivas y predictiva del activo. También se podrá pasar de agregar individualmente la información para la evaluación de eventos adversos a un conocimiento de la situación actual en tiempo real para una previsibilidad del mercado y una respuesta planificada del estado actual.

La eficacia en el proceso de toma de decisiones con esta arquitectura aumenta, ya que la información adecuada llega en el momento correcto y a las personas adecuadas, aumenta la disponibilidad, confiabilidad y rendimiento de los activos mejorando y automatizando los procesos de tomas de decisiones.

Los beneficios económicos que se obtienen para CELEC EP – TRANSELECTRIC con una arquitectura centralizada son:

- Disponer de mejores diagnósticos y alertas que permiten predecir sobre los problemas y condiciones anormales de los activos para poder realizar un análisis de causa-efecto.
- Estimar la vida remanente de los activos críticos de la empresa y extender su vida útil.
- Realizar una mejor gestión del conocimiento corporativo acerca de la gestión y operación de los activos
- Evitar fallos catastróficos en las máquinas que podrían resultar en grandes pérdidas económicas y retrasos en futuros proyectos de la empresa.
- Optimizar la administración de tiempos y recursos para el mantenimiento de los activos, minimizando costos.
- Mejor gestión de los recursos en base a la información obtenida de la base de datos centralizada y contextualizada para que oriente a la toma de decisiones de inversión.

En la Figura 4.1 podemos observar la arquitectura propuesta para una gestión de la información e interfaces de usuario para CELEC EP – TRANSELECTRIC.

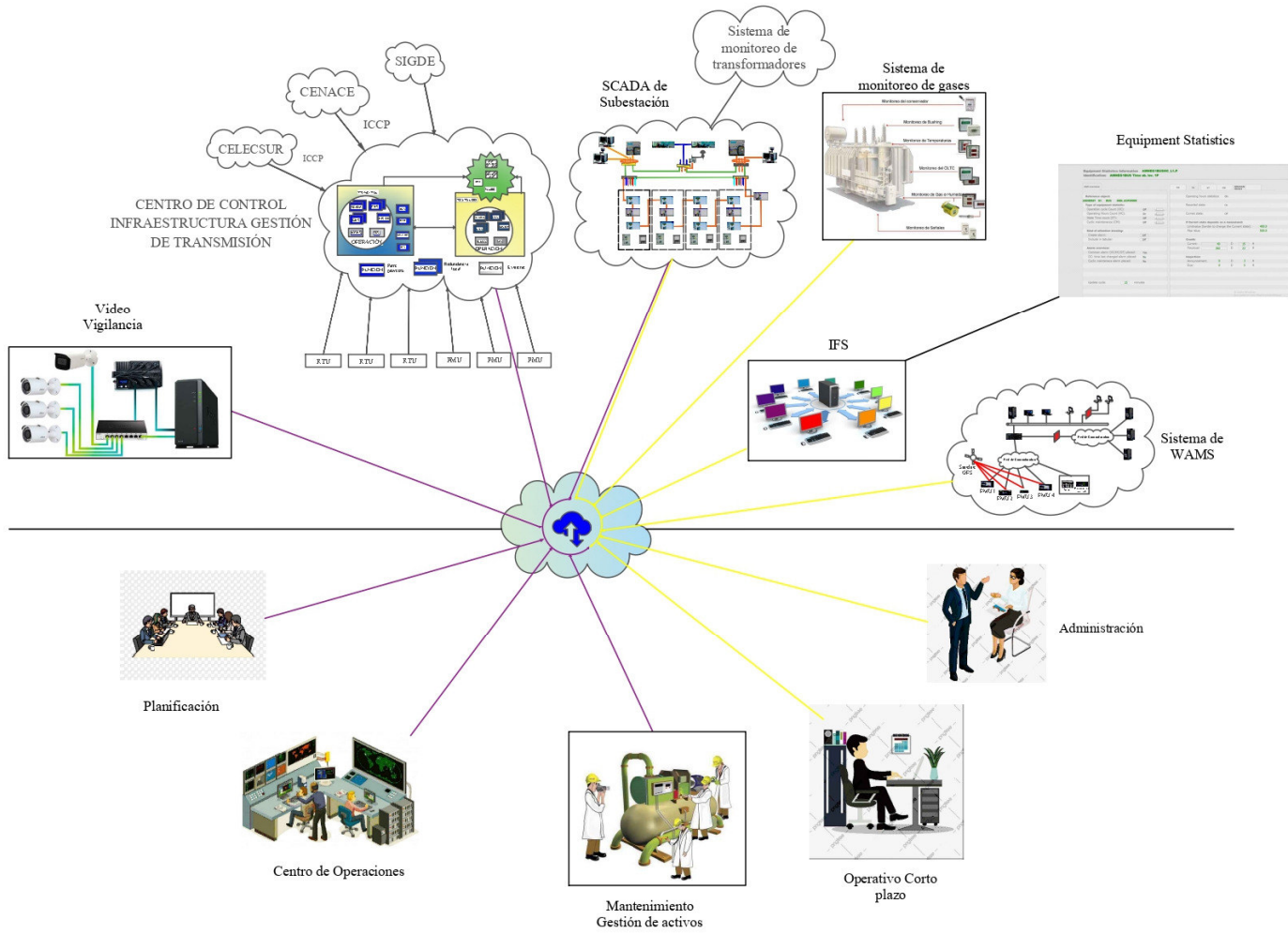


Figura 4.1 Arquitectura conceptual de gestión de información e interfaces de usuario para CELEC EP – TRANSELECTRIC

5. DISEÑO DE UNA INTERFAZ DE USUARIO EN EL SISTEMA SCADA EMS QUE APORTE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

5.1. DESCRIPCIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS DEL SISTEMA SCADA EMS DE CELEC EP – TRANSELECTRIC

Equipment Statistics es una funcionalidad del sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC la cual está diseñada para reducir los costos de mano de obra y optimizar el mantenimiento del principal equipamiento de la empresa. Esta funcionalidad permite registrar el número de operaciones (transiciones de estado) de los interruptores, al igual que sus horas de operación en sus distintos estados (abierto, cerrado).

También permite medir las horas de operación de distintas variables (voltaje, potencia, corriente, temperatura) de equipos como transformadores, generadores, reactores y capacitores de compensación dependiendo de lo que el usuario requiera medir.

Con las mediciones de transiciones de estado y mediciones de operación de los equipos se puede calcular el desgaste efectivo en un intervalo de tiempo definido, al utilizar esta funcionalidad el mantenimiento ya no requiere ser programado periódicamente de la manera tradicional, sino por el desgaste efectivo que se calcula con esta funcionalidad.

La funcionalidad Equipment Statistics cuenta con cuatro diferentes aplicaciones, cada una de estas aplicaciones debe ser definida en el DE400 para poder ser implementada en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC, estas aplicaciones son:

- **Estadística de ciclos de operación:**

Esta función monitorea los eventos de transición de un estado a otro de un equipo, se lo utiliza para el mantenimiento de interruptores y dispositivos de protección. Las interrupciones de carga y cortocircuito son tratados por separado para calcular el desgaste efectivo del interruptor.

- **Estadística de horas de operación:**

Es una función continua que monitorea las horas de operación de un equipo, se lo utiliza para equipos que operan con carga como transformadores o generadores, y también para dispositivos como interruptor, seccionador o breaker. Para cualquiera de estos dispositivos esta funcionalidad determina el tiempo en el que el dispositivo

se encuentra abierto o cerrado dependiendo de lo que el operador requiera monitorear.

- **Estadística del estado de desgaste:**

Es una función continua que calcula el desgaste efectivo de un equipamiento utilizando mediciones que pueden ser de temperatura, voltaje, potencia o corriente dependiendo de lo que el operador requiera. El valor a ser medido en tiempo real va a ir fluctuando entre distintos niveles predefinidos en el DE400, a cada nivel se le proporciona un factor de ponderación que nos permite determinar el desgaste del equipamiento.

- **Estadística del periodo de mantenimiento continuo**

Es una función continua que se utiliza para mostrar una alarma al operador que le advierta acerca del mantenimiento de un dispositivo después de haber transcurrido un tiempo definido previamente.

El periodo de tiempo puede ser definido durante los datos de entrada en el DE400, así como también en línea, adicionalmente, la función de mantenimiento continuo puede ser activado en línea para las otras tres funcionalidades EQS.

La interfaz de Equipment Statistics es accesible por medio de la sección de Información de cualquier dispositivo o medición en el aplicativo WS500, para que las funcionalidades del EQS se encuentren habilitadas deben ser configuradas previamente por el usuario desde el aplicativo DE400.

5.1.1. CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS CON EL APLICATIVO DE400 PARA INDICADORES

En el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC se definió cuatro estados para el interruptor, 01 cuando el interruptor se encuentra cerrado y 10 cuando se encuentra abierto, los estados 11 y 00 son indeterminados, lo que quiere decir que el interruptor no se encuentra ni abierto ni cerrado, por lo que para el objetivo de esta tesis no se van a tomar en cuenta estos dos últimos estados.

Para configurar un dispositivo del sistema eléctrico se debe utilizar el aplicativo DE400, donde se tiene la información de todos los equipos de manera tabular, como se puede observar en la Figura 5.1 se debe identificar el objeto, la subestación y el subsistema donde la funcionalidad va a realizar las mediciones.

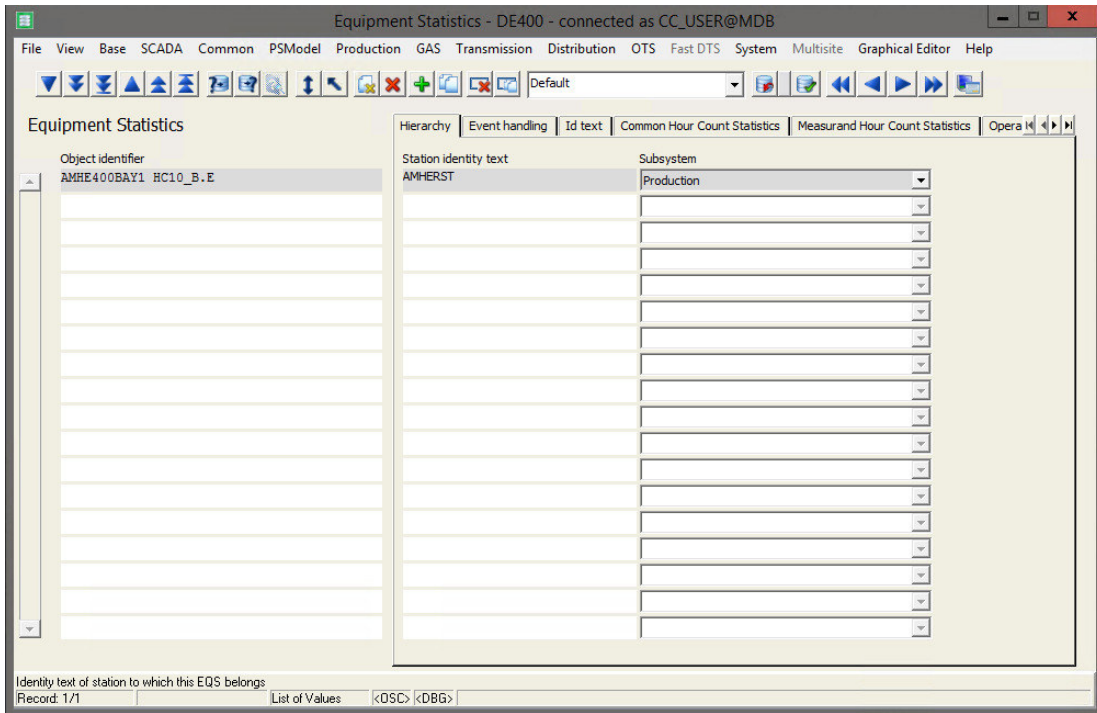


Figura 5.1 Aplicativo DE400 para configurar la funcionalidad Equipment Statistics

En la Figura 5.2 se observa la interfaz gráfica de la funcionalidad WS500 donde se tiene las distintas estadísticas previamente configuradas en el DE400 de un interruptor, se supervisa el tiempo que está en un estado determinado (abierto o cerrado, dependiendo de lo que el operador requiera) y se calcula el número de operaciones del interruptor (transiciones de estado).

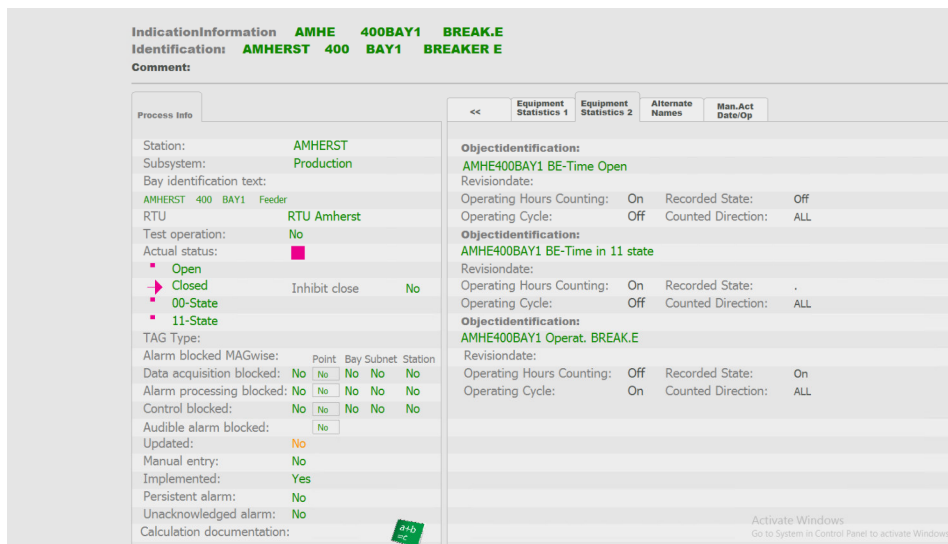


Figura 5.2 Ventana informativa Equipment Statistics para indicadores

1.1.1.1. Estadística de horas de operación en interruptores

Ésta cuenta el número de horas y días que un equipo está en el estado que se requiera monitorear (abierto o cerrado). El conteo realizado es continuo y se actualiza cada 15 minutos, esto puede ser modificado por el operador y también se actualiza cuando se realiza un cambio de estado en la variable de entrada.

En el aplicativo DE400 se debe crear el objeto que se va a desplegar en la funcionalidad Equipment Statistics, como se observa en la Figura 5.3 se va a medir el tiempo en el que el interruptor está cerrado por lo que el texto identificativo será “AMHE400BAY1 BE-Time Closed”

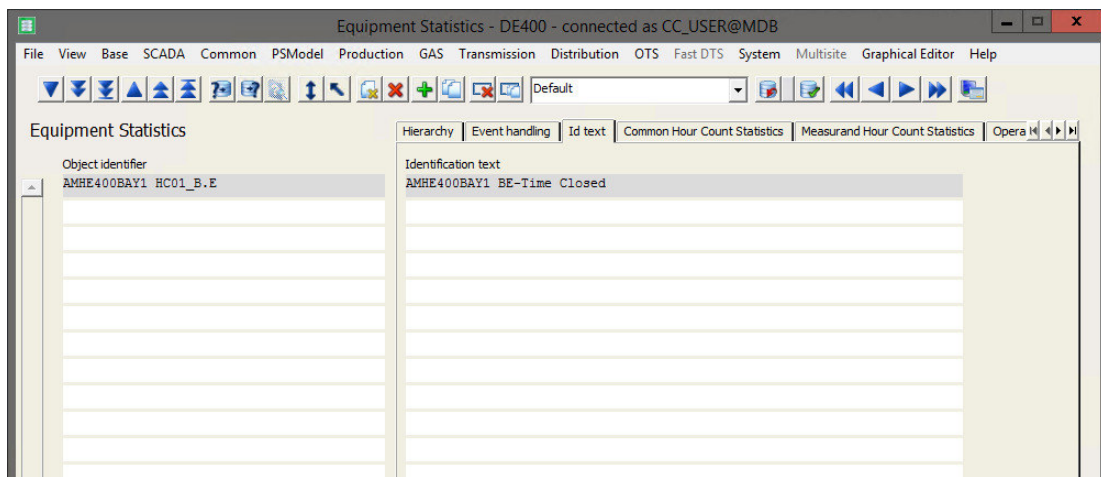


Figura 5.3 Texto de identificación para la estadística horaria en un estado determinado del interruptor.

Una vez se haya definido el nombre con el que se podrá acceder a esta estadística, se debe seleccionar el tipo de estadística que se va a utilizar, como se observa en la Figura 5.4 se va a contar las horas de operación.

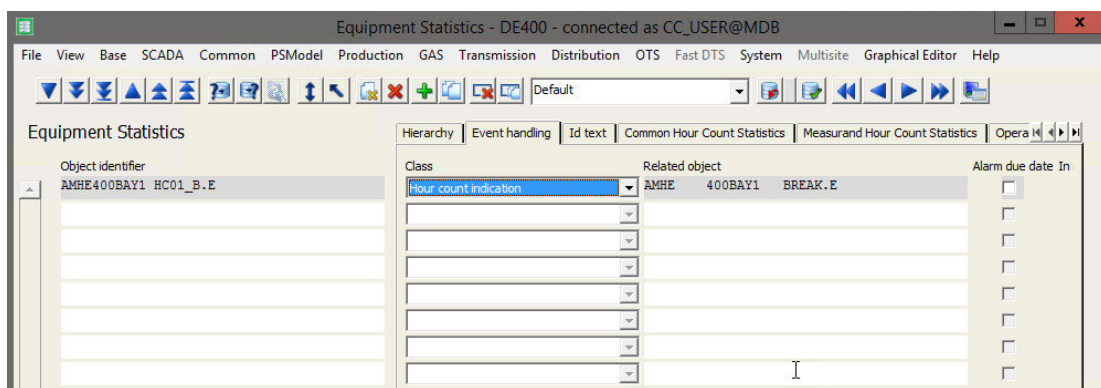


Figura 5.4 Selección del tipo de estadística

Finalmente se debe elegir los bordes para advertir el mantenimiento y el fin de ciclo de vida, como se observa en la Figura 5.5 se puede seleccionar que la inspección se la realice en días y horas, de igual forma se elige que estado del objeto se va a monitorear, en este caso se requiere del monitoreo de las horas de operación cuando el interruptor se encuentra cerrado

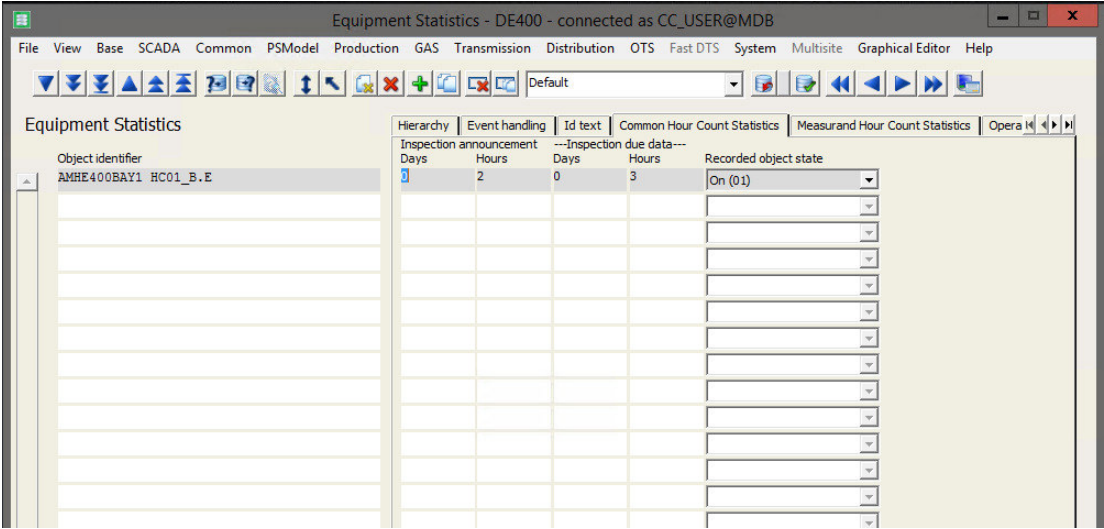


Figura 5.5 Definición de límites de inspección, fin de ciclo de vida y estado a ser monitoreado.

Una vez determinados todos estos parámetros, en el aplicativo WS500 se puede acceder a esta información buscando el objeto que se configuro y como se observa en la Figura 5.6 todos los valores definidos aparecen en la interfaz de usuario, mientras el interruptor se encuentre en el estado definido se monitorea el tiempo instantáneo (current) y acumulado (perpetual) en el que el interruptor se encuentra en el estado previamente definido por el usuario, el conteo de estas variables se lo realiza en la sección “Counts”.

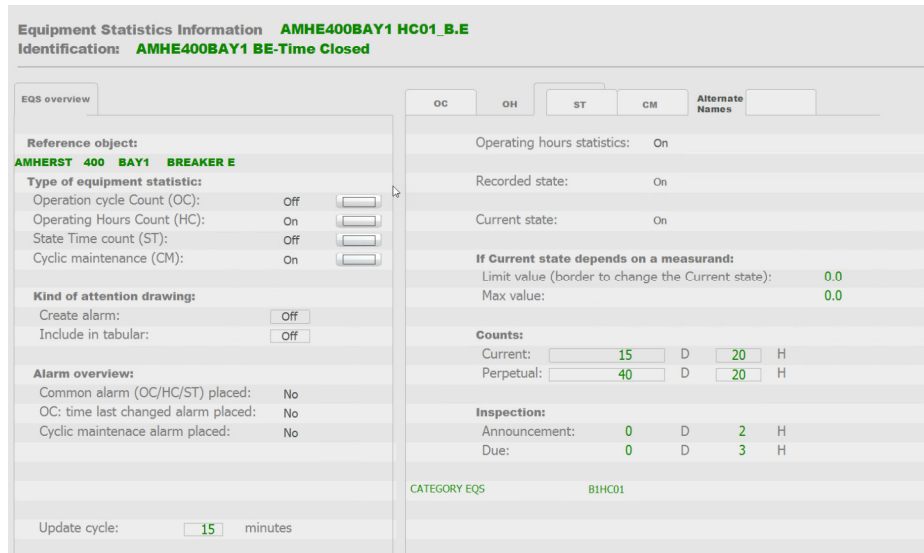


Figura 5.6 Datos estadísticos de operación horaria para un interruptor

Se puede observar en la Figura 5.6 que el conteo se actualiza cada que el interruptor cumple una hora en ese estado, cuando cambia de estado el conteo instantáneo y el acumulado se paralizan hasta que el interruptor regrese al estado monitoreado.

Cuando el conteo continuo llega al límite establecido en “Announcement” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador para que se le realice una inspección al interruptor y si es necesario, un mantenimiento. Al momento de realizar el mantenimiento el conteo continuo vuelve a cero, mientras que el acumulado va a seguir contando las horas de operación del interruptor.

Cuando el conteo acumulado llega al límite establecido en “Due” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador de que se ha cumplido la vida útil del interruptor, por lo que se le realizará una inspección y si es necesario se reemplazará el interruptor. Si se realizó un cambio de equipo el conteo acumulado se establece en cero nuevamente, reiniciando también el conteo continuo a cero.

Si el interruptor no necesita ser cambiado se puede ampliar las alarmas el tiempo que el usuario crea conveniente.

5.1.1.2. Estadística de ciclos de operación

Cuenta el número de cambios de estado de los interruptores, la funcionalidad EQS distingue dos tipos de operaciones en el interruptor:

- **Despeje de carga:**

La funcionalidad EQS identifica un despeje de carga cuando el operador realizó una maniobra en el sistema SCADA EMS, o cuando se la realiza manualmente desde la subestación con previo aviso al operador

- **Despeje de cortocircuito**

La funcionalidad EQS identifica un despeje de cortocircuito cuando se realizó un cambio de estado sin previo aviso al sistema SCADA EMS.

En el aplicativo DE400 de igual forma se debe seleccionar un nombre con el que se pueda identificar el tipo de función que va a ejecutar la estadística, como se observa en la Figura 5.7 se va a monitorear el número de operaciones del interruptor, por lo que se le definió como “AMHE400BAY1 Operat. Break.E”

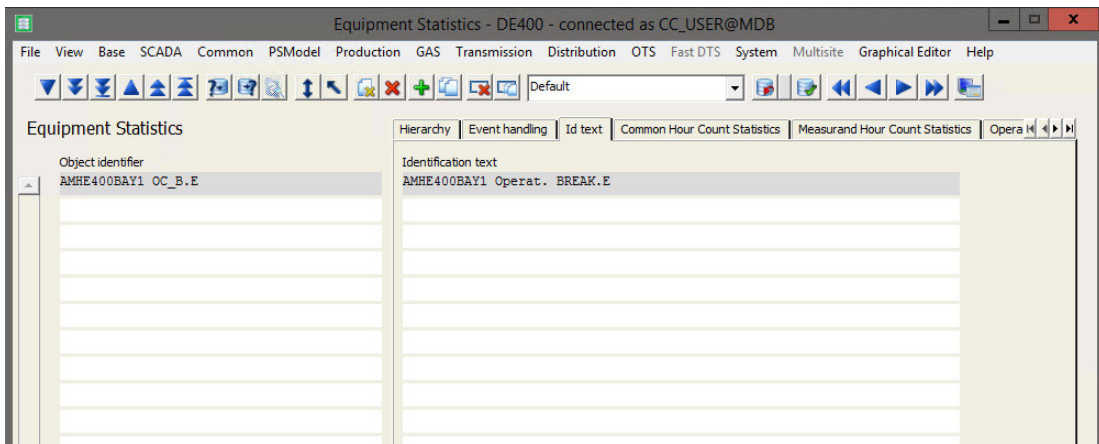


Figura 5.7 Texto de identificación para la estadística del número de operaciones del interruptor

Una vez se haya definido el nombre con el que se podrá acceder a esta estadística, se debe seleccionar el tipo de estadística que se va a utilizar, como se observa en la Figura 5.8 se va a contar el número de operaciones.

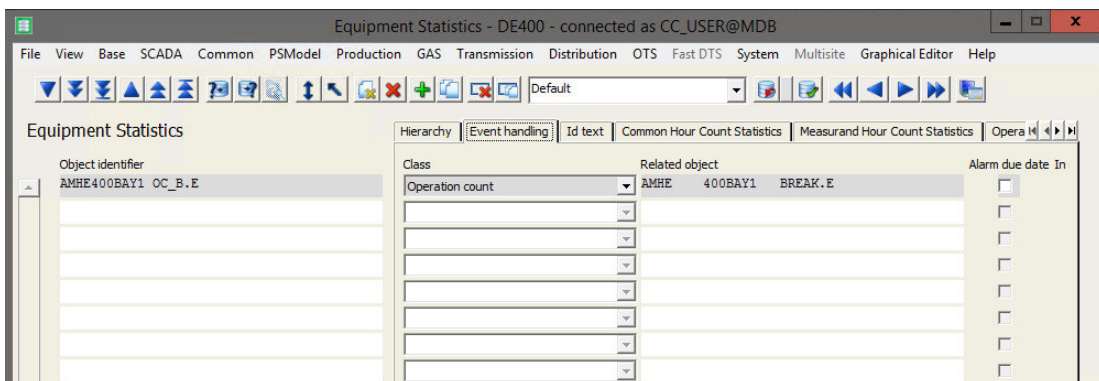


Figura 5.8 Selección del tipo de estadística

Finalmente se debe elegir los valores límites para advertir el mantenimiento y el fin de ciclo de vida, como se observa en la Figura 5.9 se puede seleccionar que la inspección se la realice después de un número determinado de operaciones, también se determina el factor para los cortocircuitos

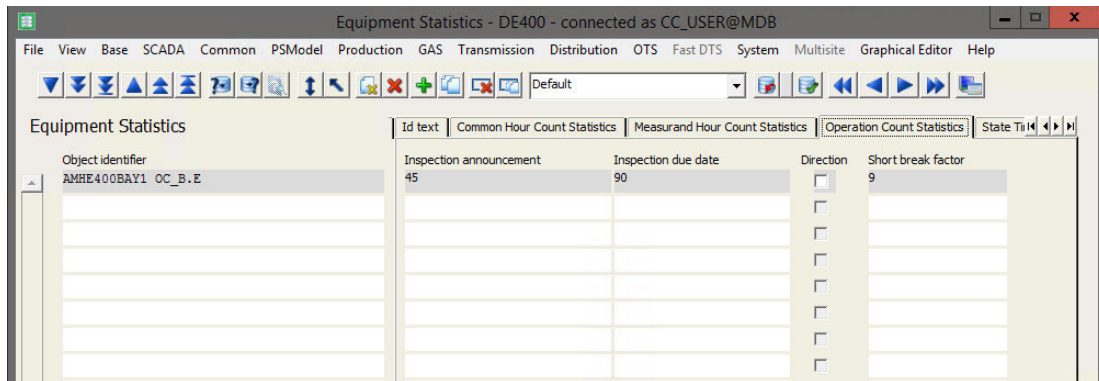


Figura 5.9 Definición de límites de inspección y factor de ponderación para cortocircuitos

En la Figura 5.10 se puede observar la interfaz de usuario que monitorea el número de operaciones del interruptor, esta funcionalidad para calcular el desgaste efectivo del interruptor utiliza un factor de ponderación que se lo utiliza mediante esta fórmula:

$$EW = LO + w * SC \quad (1)$$

Donde

EW: Desgaste efectivo del interruptor

LO: Número de despejes de carga

SC: Número de despejes de cortocircuito

w: Factor de ponderación

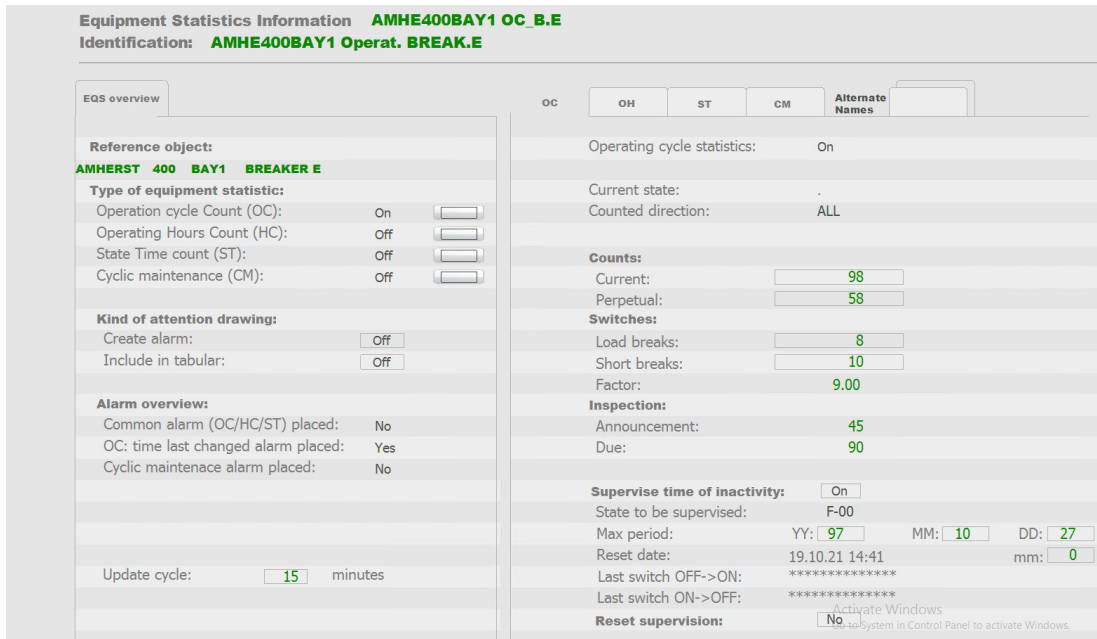


Figura 5.10 Datos estadísticos ciclos de operación para un interruptor

El factor de ponderación depende de estudios previos de la corriente de cortocircuito que debe soportar el interruptor y se lo puede modificar únicamente al ingresar los datos en el DE400.

El contador acumulado “perpetual” registra la información sobre la suma de los cambios de estado del interruptor (SC y LO) durante toda su vida útil, el cálculo del desgaste efectivo para el contador acumulado no utiliza un factor de ponderación y se lo calcula de la siguiente manera:

$$PW = (LO_1 + SC_1) + (LO_2 + SC_2) + \dots + (LO_n + SC_n) \quad (2)$$

Donde:

PW : Desgaste efectivo total (perpetual)

LO_n : Número de despejes de carga hasta el total (n) de periodos de operación

SC_n : Número de despejes de cortocircuito hasta el total (n) periodos de operación

Tiempo de inactividad

El tiempo de inactividad es una funcionalidad adicional para la estadística de ciclos de operación, es un evento que se activa cada vez que una indicación de entrada cambia el estado del dispositivo, la duración permitida de inactividad puede ser de años, meses o días.

Se debe definir el estado del objeto a ser supervisado (On, Off o ambos) y el máximo tiempo que el dispositivo está en ese estado. Si el máximo tiempo se cumplió, se presentará al operador una advertencia. La supervisión puede ser reseteada manualmente en “reset supervision”. El reseteo del conteo instantáneo o acumulado causado por un mantenimiento programado solo se lo puede realizar si el tiempo de inactividad no ha expirado.

5.1.2. CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS CON EL APLICATIVO DE400 PARA MEDICIONES

Para el monitoreo en tiempo real de mediciones se puede utilizar dos funciones del Equipment Statistics que deben ser configuradas previamente en el aplicativo DE400, en este ejemplo práctico se utilizó el valor de potencia activa de un generador como se puede observar en la Figura 5.11 donde se tienen mediciones del conteo de operación y del estado del desgaste efectivo.

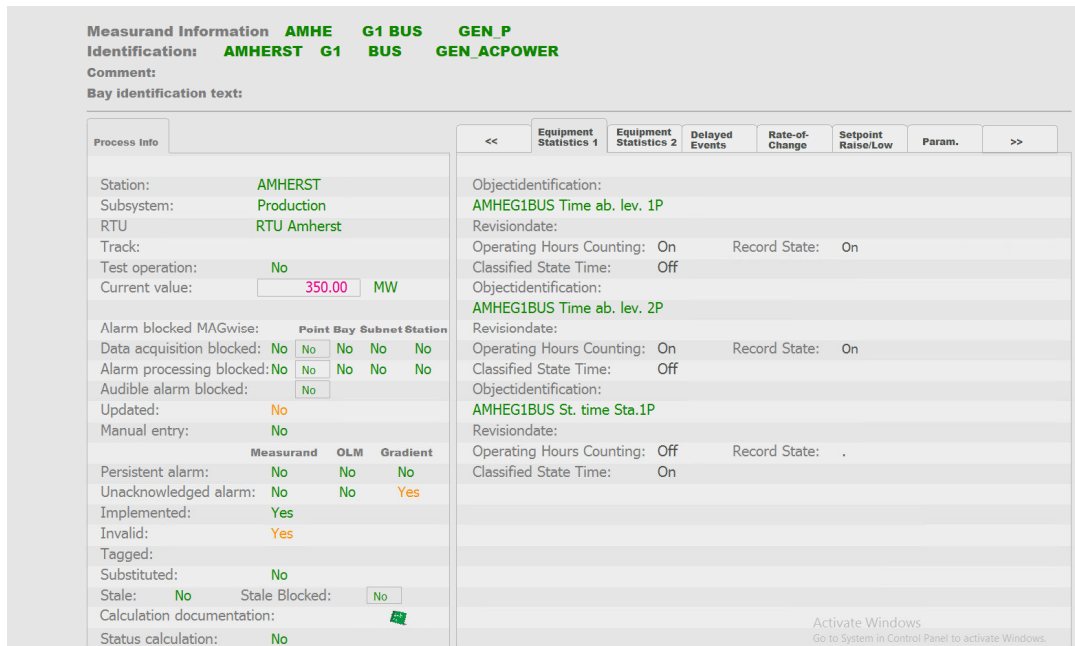


Figura 5.11 Ventana de información del aplicativo Equipment Statistics para medición

1.1.1.1. Estadística de horas de operación para mediciones

Esta funcionalidad del EQS trabaja de manera similar que la explicada en el capítulo 5.1.1.1. La diferencia con las horas de operación para indicaciones es que se debe definir un valor mínimo para que en el momento en el que la medición supere este valor se

empiece a contar las horas de operación de ese dispositivo hasta que sea inferior nuevamente.

Como se puede observar en la Figura 5.12 se creó el objeto que se va a desplegar en la funcionalidad Equipment Statistics, al ser una medición el texto identificativo va a ser “AMHEG1BUS Time ab. lev. 1P”.

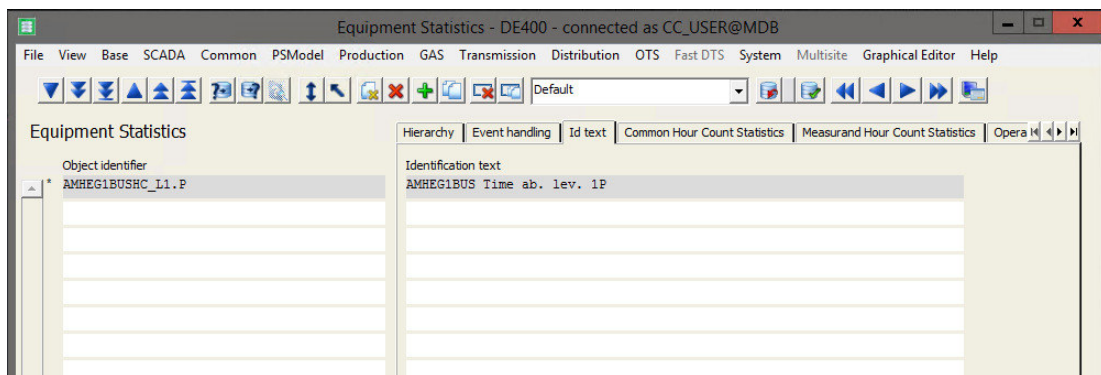


Figura 5.12 Texto de identificación para la estadística horaria de una medición

Una vez se haya definido el nombre con el que se podrá acceder a esta estadística, se debe seleccionar el tipo de estadística que se va a utilizar, como se observa en la Figura 5.13 se va a contar las horas de operación para mediciones

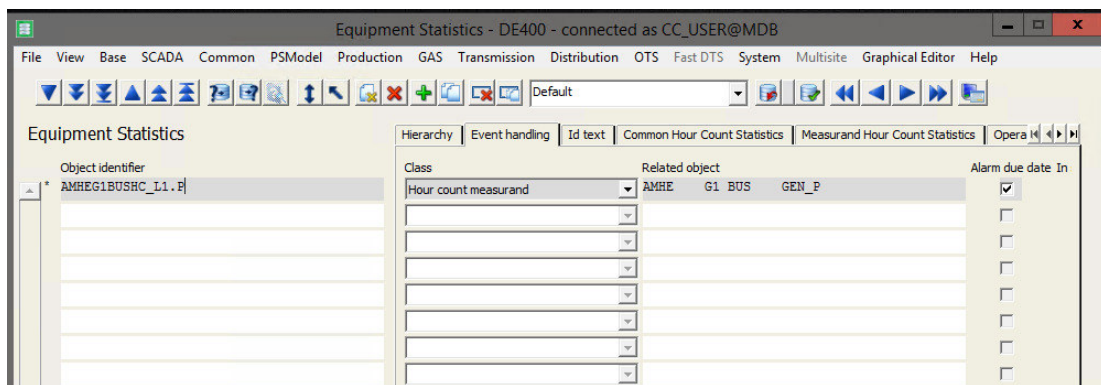


Figura 5.13 Selección del tipo de estadística

Posteriormente se debe elegir los límites para advertir el mantenimiento y el fin de ciclo de vida, como se observa en la Figura 5.14 se puede seleccionar que la inspección se la realice en un intervalo en días y horas que los expertos de mantenimiento deben determinar, de igual forma se elige que estado del objeto se va a monitorear, es decir, si se va a monitorear cuando supere el umbral o cuando esté por debajo del umbral, en este caso se requiere del monitoreo de las horas de operación cuando la medición de potencia superó el umbral definido.

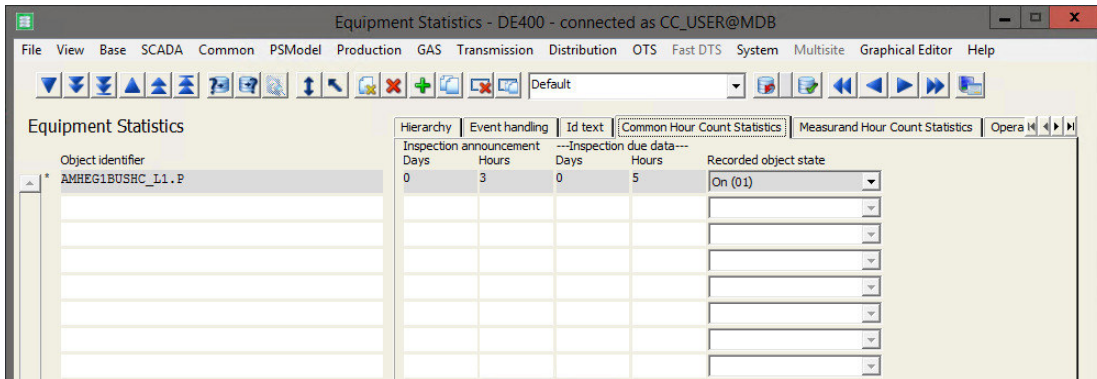


Figura 5.14 Definición de límites de inspección, fin de ciclo de vida y estado a ser monitoreado

Finalmente se debe seleccionar el valor umbral con el que las horas de operación empezaran a ser contadas como se observa en la Figura 5.15

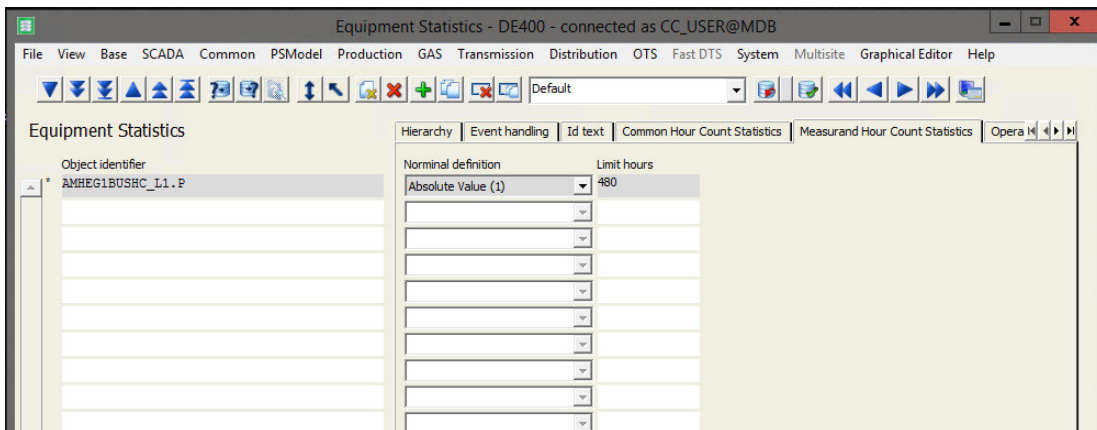


Figura 5.15 Configuración del valor umbral para empezar el conteo de las horas de operación para mediciones

Como se observa en la Figura 5.16 todos los valores definidos en el DE400 se pueden observar en la sección "Inspection" de la interfaz del WS500, de igual forma el valor umbral para que el conteo empiece se puede observar en la sección "Limit Value", el valor máximo es un valor definido en el sistema SCADA EMS.

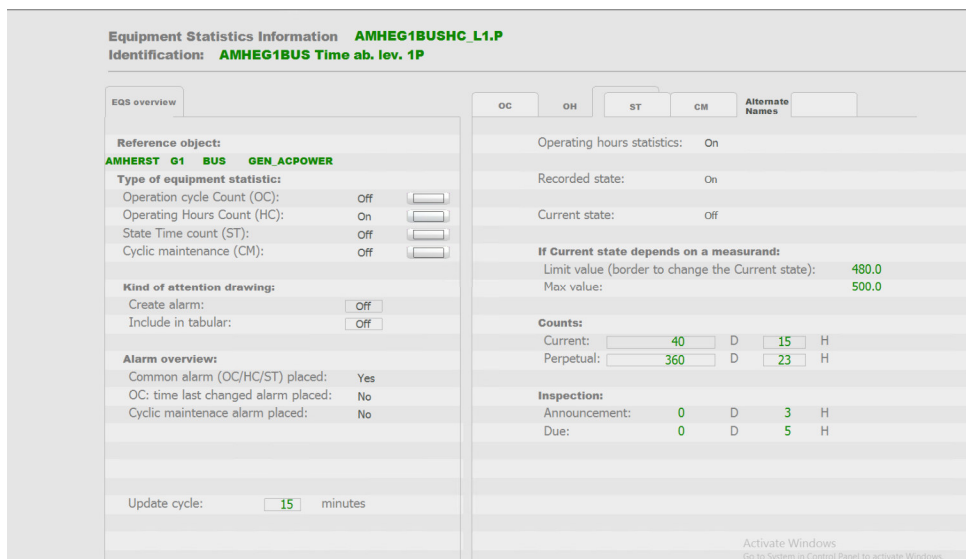


Figura 5.16 Datos estadísticos de horas de operación para medición

Esta funcionalidad puede ser utilizada para determinar el desgaste efectivo del transformador a partir de la variación de la temperatura que va a ir fluctuando dependiendo de la cargabilidad que tenga el transformador y así poder advertir al operador se realice las inspecciones y de ser el caso se ejecute el mantenimiento pertinentes en el equipo para evitar que su vida útil se vea comprometida, además de poder determinar las horas de operación del sistema refrigerante a partir de la temperatura interna del transformador.

Cuando el conteo continuo llega al límite establecido en “Announcement” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador para que se le realice una inspección al equipamiento y si es necesario, un mantenimiento. Al momento de realizar el mantenimiento el conteo continuo vuelve a cero, mientras que el acumulado va a seguir contando las horas de operación del equipamiento.

Cuando el conteo acumulado llega al límite establecido en “Due” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador de que se ha cumplido la vida útil del equipamiento, por lo que se le realizará una inspección y si es necesario se lo reemplazará. Si se realizó un cambio de equipo el conteo acumulado se establece en cero nuevamente, reiniciando también el conteo continuo a cero.

1.1.1.2. Conteo del estado de desgaste

Esta aplicación utiliza las mediciones en tiempo real de la variable que se requiera por el usuario (voltaje, potencia, corriente, temperatura), esta funcionalidad divide en 8 intervalos el valor del factor de ponderación como se observa en la Figura 5.17, el valor medido al ir

fluctuando entre distintos niveles nos permite determinar el desgaste del equipamiento dependiendo en qué nivel se encuentra.

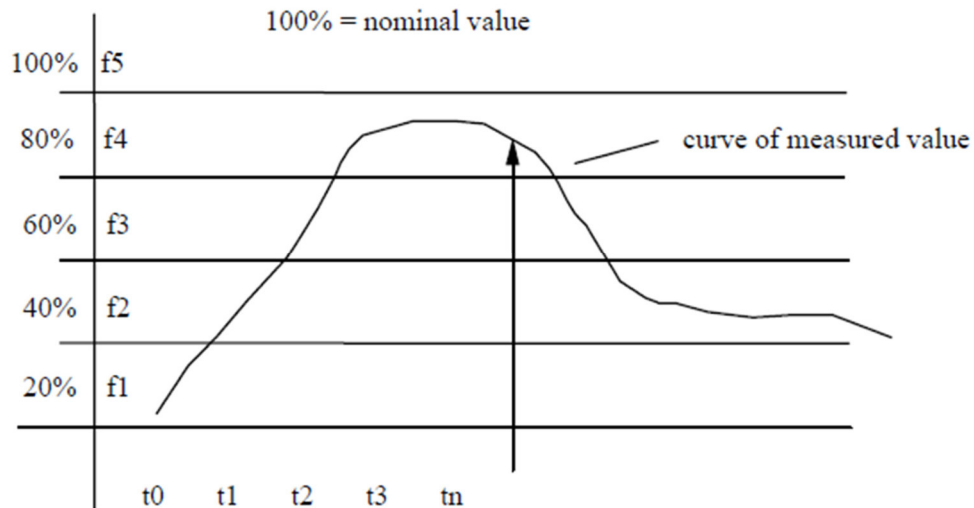


Figura 5.17 Curva diaria de valores medidos [18].

Para un transformador este valor a ser medido puede ser la temperatura, el factor de ponderación sería mínimo para condiciones óptimas de operación como puede ser a los 65 °C, mientras que si la temperatura empieza a subir se tendrá un mayor factor de ponderación que nos indicará un mayor desgaste del equipamiento.

El desgaste efectivo continuo “current” se calcula utilizando el dato medido y el nivel del factor de ponderación que tiene y es parte de esta funcionalidad del EQS. El desgaste efectivo (W_n) junto al periodo de mantenimiento se calcula como:

$$w_n = w_{n-1} + T_{cycl} * f(t_n) \quad (3)$$

Donde:

w_n : Desgaste efectivo después de el intervalo n

w_{n-1} : Desgaste efectivo después del intervalo n-1

T_{cycl} : El tiempo en el que la medición está en un intervalo

$f(t_n)$: Factor de peso al tiempo n

Un contador adicional supervisa el desgaste de un objeto durante su vida útil (perpetual) desde que se empezó a grabar. Este contador se llama “perpetual wear” (desgaste acumulado) y se calcula como:

$$W_{all} = w_1 + w_2 + \dots + w_n \quad (4)$$

Donde:

w_{all} : Desgaste total (perpetual) durante el ciclo de vida

w_n : Desgaste efectivo después de un periodo de mantenimiento n

Esta funcionalidad se la definió en el aplicativo DE400, se debe seleccionar un nombre con el que se pueda identificar el tipo de función que va a ejecutar la estadística, como se observa en la Figura 5.18 se va a monitorear el desgaste efectivo del generador, por lo que se le definió como “AMHEG1BUS st. Time Sta. 1P”

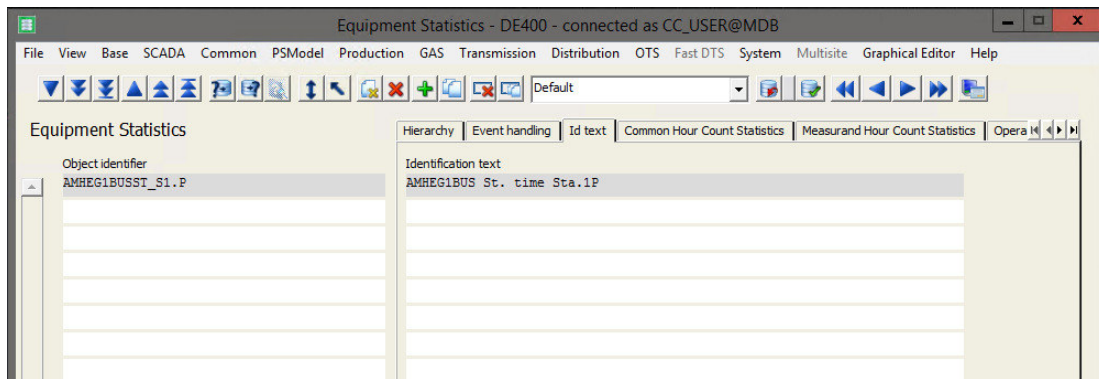


Figura 5.18 Texto de identificación para la estadística del desgaste efectivo del generador

Una vez se haya definido el nombre con el que se podrá acceder a esta estadística, se debe seleccionar el tipo de estadística que se va a utilizar, como se observa en la Figura 5.19 se va a determinar el desgaste efectivo del generador a partir de la medición de potencia activa.

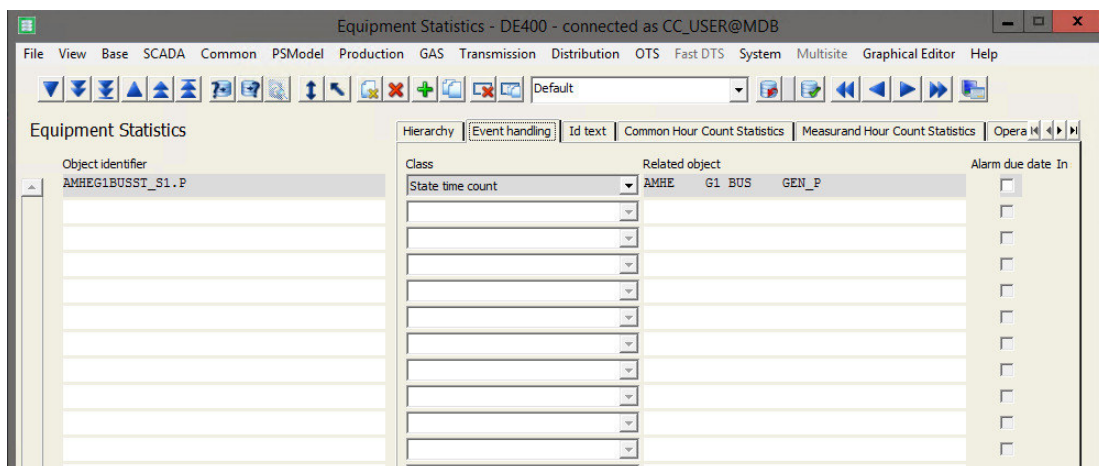


Figura 5.19 Selección del tipo de estadística

A continuación, se debe elegir los valores límites para advertir sobre el mantenimiento y el fin de ciclo de vida de la máquina, como se observa en la Figura 5.20 se debe seleccionar después de que tiempo definido previamente por los expertos de mantenimiento se realice la inspección y el reemplazo del equipamiento.

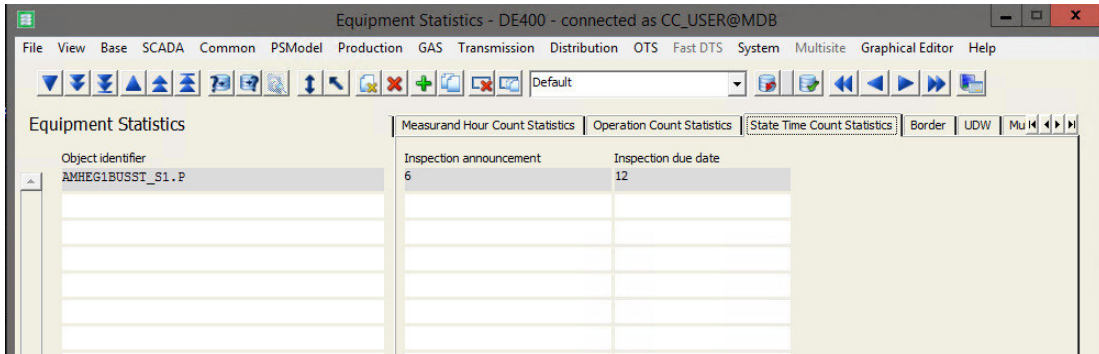


Figura 5.20 Definición de límites de inspección y de fin de ciclo de vida del equipo.

Finalmente se debe elegir los valores límites para cada uno de los factores de desgaste del equipo, como se observa en la Figura 5.21 y 5.22, cada valor va a tener su propio factor de desgaste, el cual va a ir cambiando dependiendo del nivel que tenga la medición analógica.

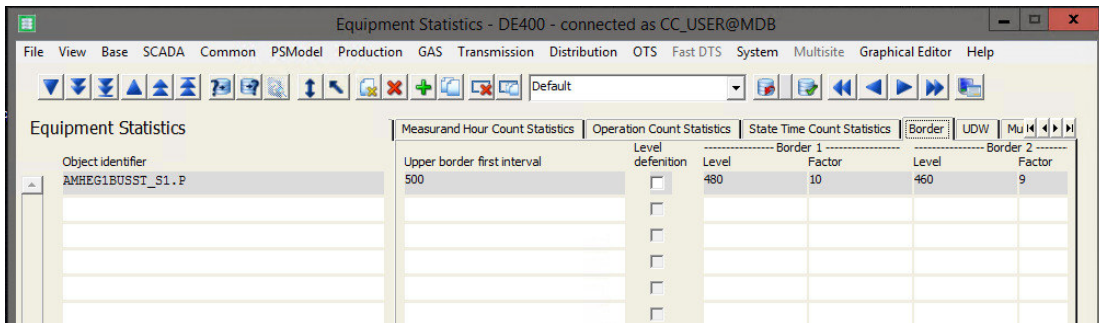


Figura 5.21 Definición de los límites y factores de ponderación para el desgaste

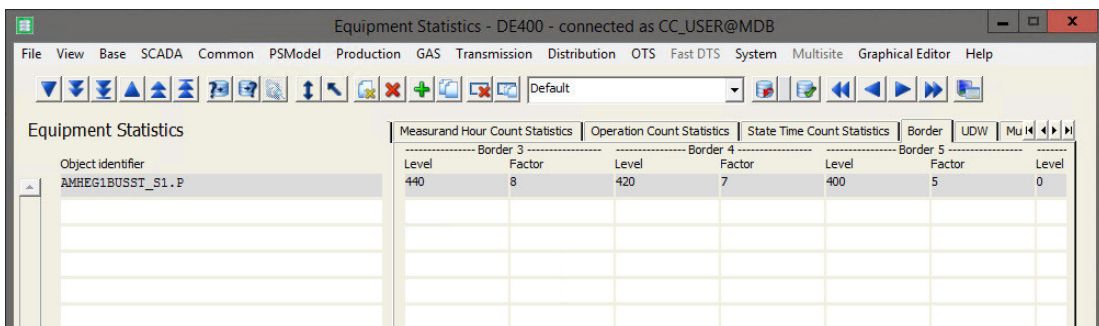


Figura 5.22 Definición de los límites y factores de ponderación para el desgaste

En la Figura 5.23 se puede observar la interfaz de usuario que nos indica el estado del equipamiento utilizando mediciones de potencia.

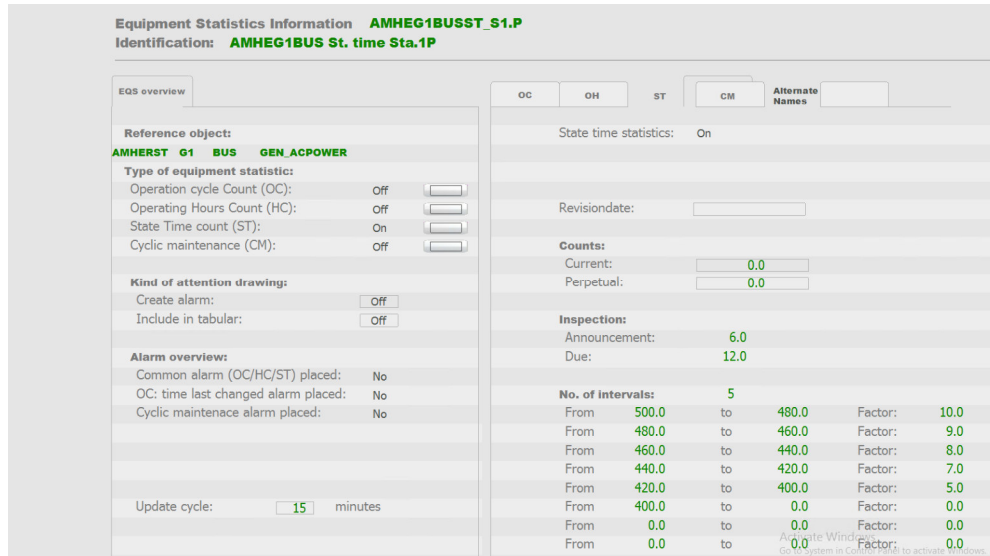


Figura 5.23 Datos estadísticos de la clasificación del estado de desgaste

Cuando el conteo continuo llega al límite establecido en “Announcement” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador para que se le realice una inspección al equipamiento y si es necesario, un mantenimiento. Al momento de realizar el mantenimiento el conteo continuo vuelve a cero, mientras que el acumulado va a seguir contando las horas de operación del equipamiento.

Cuando el conteo acumulado llega al límite establecido en “Due” de la sección “Inspection” se le presenta una alarma al operador de que se ha cumplido la vida útil del equipamiento, por lo que se le realizará una inspección y si es necesario se lo reemplazará. Si se realizó un cambio de equipo el conteo acumulado se establece en cero nuevamente, reiniciando también el conteo continuo a cero.

5.1.3. ESTADÍSTICA DE PERIODO MANTENIMIENTO CONTINUO

Esta funcionalidad se la configura únicamente en el aplicativo WS500, permite recordar al operador sobre el mantenimiento del dispositivo periódicamente. Puede funcionar con las otras tres funcionalidades del EQS, se la activa en la pestaña CM.

Después de que se supere el periodo de tiempo máximo, la alarma se encenderá y se podrá empezar un nuevo periodo.

Como se puede observar en la Figura 5.24 el periodo de mantenimiento cíclico puede ser definido para años, meses y días. De igual forma la alarma puede ser definida para que se le alerte al operador en horas laborables.

Todos los objetos con el ciclo de mantenimiento activado aparecen en la lista de “cyclic maintenance status”

Se puede iniciar un nuevo periodo una vez terminado el mantenimiento respectivo.

The screenshot displays the 'Equipment Statistics Information' window for 'AMHEG1BUSST_S1.P'. The title bar includes 'Equipment Statistics Information' and 'AMHEG1BUSST_S1.P'. Below the title, the identification is 'AMHEG1BUS St. time Sta.1P'. The main area is divided into two panes. The left pane, titled 'EQS overview', contains several sections: 'Reference object' (AMHERST G1 BUS GEN_ACPOWER), 'Type of equipment statistic' (OC: Off, HC: Off, ST: On, CM: On), 'Kind of attention drawing' (Create alarm: Off, Include in tabular: Off), 'Alarm overview' (Common alarm: No, OC time last changed: No, Cyclic maintenance alarm: No), and 'Update cycle' (15 minutes). The right pane, titled 'OC OH ST CM Alternate Names', shows 'Cyclic maintenance' as 'On', 'Activate / deactivate cyclic maintenance' as 'Yes', 'Date of next CM' as '22.03.23 00:00:00', 'Date of prev. CM' as '21.10.21 10:33:38', 'CM period' (YY: 1, MM: 5, DD: 1), 'Time for alarming' (hh: 10, mm: 30), and 'Start new period' as 'No'. At the bottom right, there is a 'Activate Windows' watermark.

Figura 5.24 Datos de periodo de mantenimiento continuo

Después de un mantenimiento de un dispositivo el conteo instantáneo debe ser limpiado manualmente para el siguiente periodo. Cuando se reemplaza el objeto el conteo acumulado debe ser limpiado también.

Para un mayor entendimiento de la funcionalidad Equipment Statistics se adjunta un manual de usuario el cual cuenta con ejemplos prácticos utilizando la funcionalidad WS500 disponible en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

5.2. IMPLEMENTACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS QUE APORTE A LA GESTIÓN DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

5.2.1. INTERVALO DE TIEMPO DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEPENDIENDO DE LA OPERACIÓN DE INTERRUPTORES

En el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador existen una gran cantidad de interruptores que tienen distintas funcionalidades, las cuales pueden ser:

- Conexión y desconexión de carga para el aprovechamiento óptimo de los activos y unos óptimos flujos de potencia para no sobrecargar las líneas.
- Despeje de cortocircuitos debido a fallas mecánicas y eléctricas.
- Desconexión de carga para evitar la pérdida de sincronismo en los generadores de potencia debido a fallas próximas a generadores o en la carga.
- Conexión y desconexión de banco de capacitores y reactores los cuales se utilizan para la compensación del voltaje de recepción.

Con el transcurrir tiempo los interruptores tienden a desgastarse, las partes que más se deterioran son las mecánicas debido al número de operaciones que realiza diariamente, y también los contactos y el gas aislante debido a la corriente que deben despejar, sin embargo, como se explicó en la sección 3.3.1. no todos los interruptores se desgastan con la misma frecuencia. Para una óptima operación se recomienda realizar un mantenimiento en base a las condiciones del activo y las respectivas pruebas dieléctricas para poder evitar posibles riesgos de falla y sobre costos a la empresa. Si la falla se presenta y se determina que el interruptor sufrió de daños severos se recomienda reemplazarlo por uno nuevo con tecnología actualizada y mejorado.

A manera de ejemplo práctico, para el siguiente trabajo se tomará como referencia interruptores de elementos de compensación capacitiva a 13.8 kV que se encuentran ubicados en las siguientes subestaciones del país: Ibarra, Machala, Milagro, Policentro y Tulcán. Se utilizará la aplicación DlgSILINENT POWERFACTORY para determinar las corrientes de carga y de falla de estos interruptores, con estas corrientes se podrá determinar el factor de ponderación para implementarlo en la funcionalidad Equipment Statistics y así poder realizar un monitoreo continuo en el sistema SCADA EMS para un mejor aporte a la gestión en su mantenimiento.

Como se explicó en el capítulo 2.2.4, al realizar un análisis a los componentes que más fallan del interruptor se determinó que el componente que falla con más periodicidad es el

mecanismo de operación, por lo que se debe dar un seguimiento al número de operaciones que realiza para sugerir se realicen los chequeos respectivos al departamento de mantenimiento cuando se haya alcanzado un número de operaciones determinado por los expertos en el área.

Al realizar un mantenimiento óptimo al mecanismo de operación de estos interruptores se puede optimizar su funcionamiento y disminuir el riesgo de falla al momento de requerir su operación lo que generaría altos costos económicos, si su mantenimiento es el adecuado la continuidad del servicio eléctrico está garantizada.

5.2.2. APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS EN INTERRUPTORES DE CAPACITORES DEL SNT

CELEC EP TRANSELECTRIC dispone de varios interruptores para control de elementos de compensación capacitiva para control de tensión, algunos de estos están ubicados en el terciario de los transformadores de potencia, mismos que no disponen de mando sincronizado, estos interruptores se los puede observar en la Tabla 5.1

Tabla 5.1 Interruptores de compensación con control de tensión

Subestación	Voltaje	Nomenclatura del interruptor
IBARRA	13.8AC1	IT.CAP52-712
IBARRA	13.8BC2	IT.CAP52-722
MACHALA	13.8AC1	IT.CAP52-712
MACHALA	13.8BC2	IT.CAP52-722
MILAGRO	13.8 C1	IT.CAP52-712
POLICENTRO	13.8 C1	IT.CAP52-712
POLICENTRO	13.8 C2	IT.CAP52-722
TULCAN	13.8 C1	IT.CAP52-712

Para utilizar la funcionalidad Equipment Statistics se realizó un análisis mediante cortocircuitos en el sistema donde están involucrados cada uno de estos interruptores para poder determinar un factor aproximado que relacione cuántas veces la operación de uno en condiciones de carga normal, es igual a la apertura ante la presencia de un cortocircuito.

Como se puede observar en las siguientes figuras, se obtuvo un modelado exacto de las subestaciones donde están ubicados estos interruptores en el programa DIGSILENT POWERFACTORY para poder realizar el análisis de cortocircuitos correspondiente.

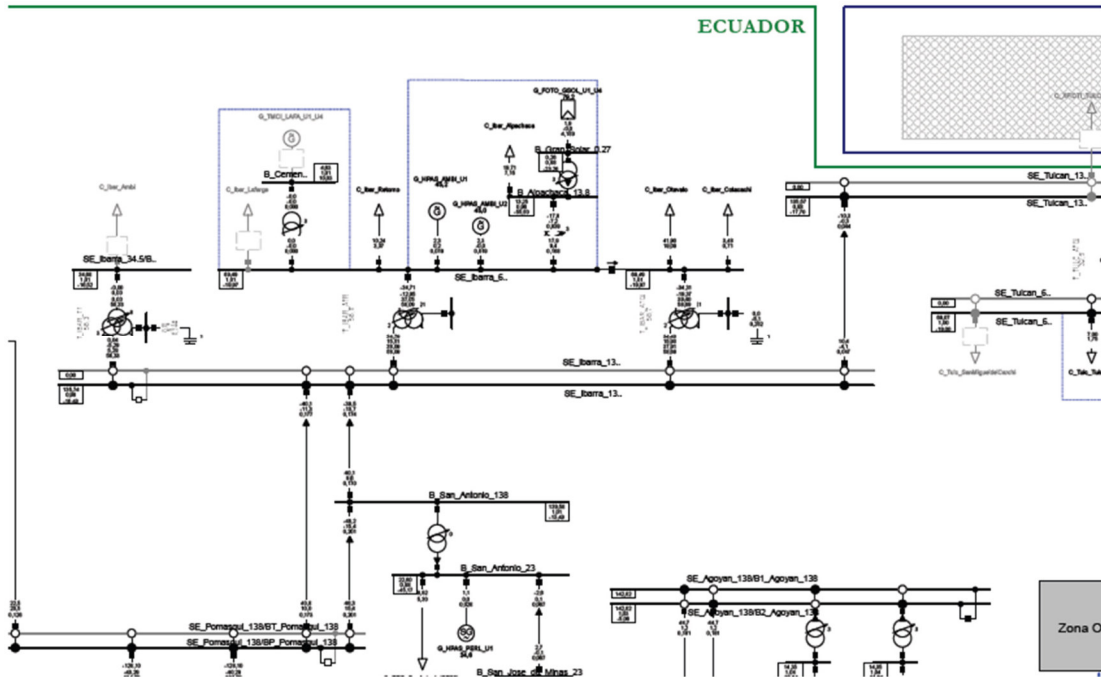


Figura 5.25 Subestación Ibarra

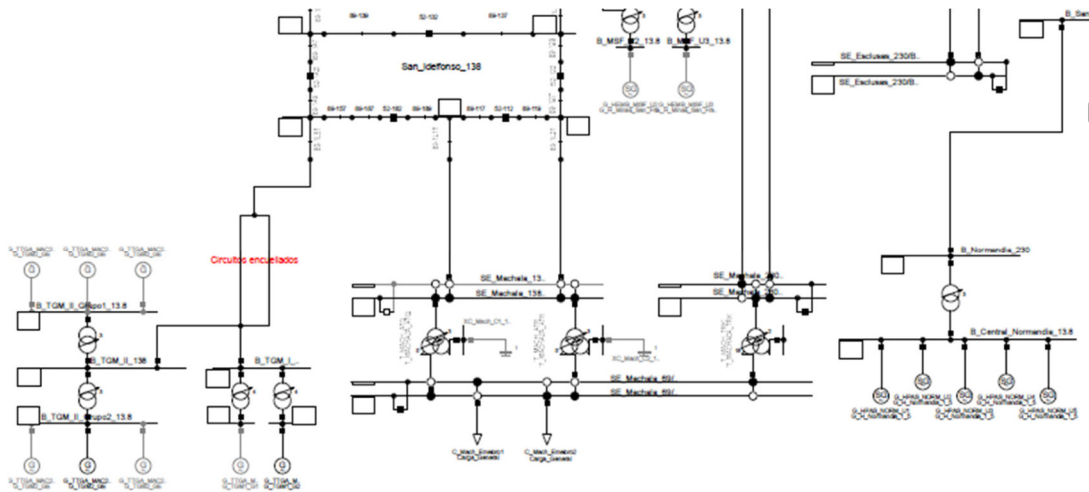


Figura 5.26 Subestación Machala

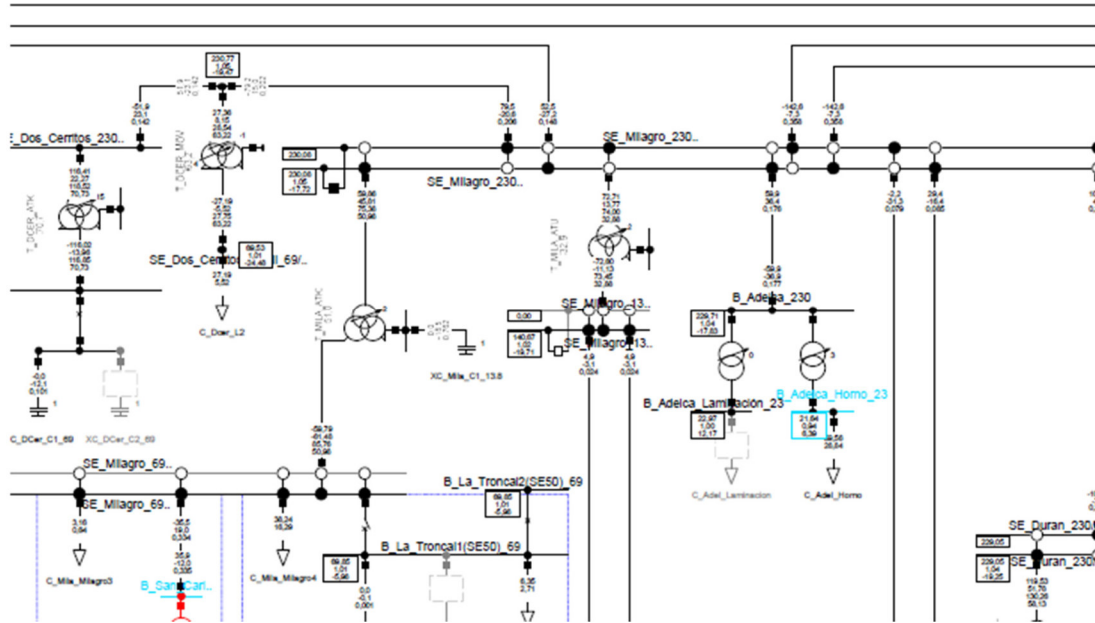


Figura 5.27 Subestación Milagro

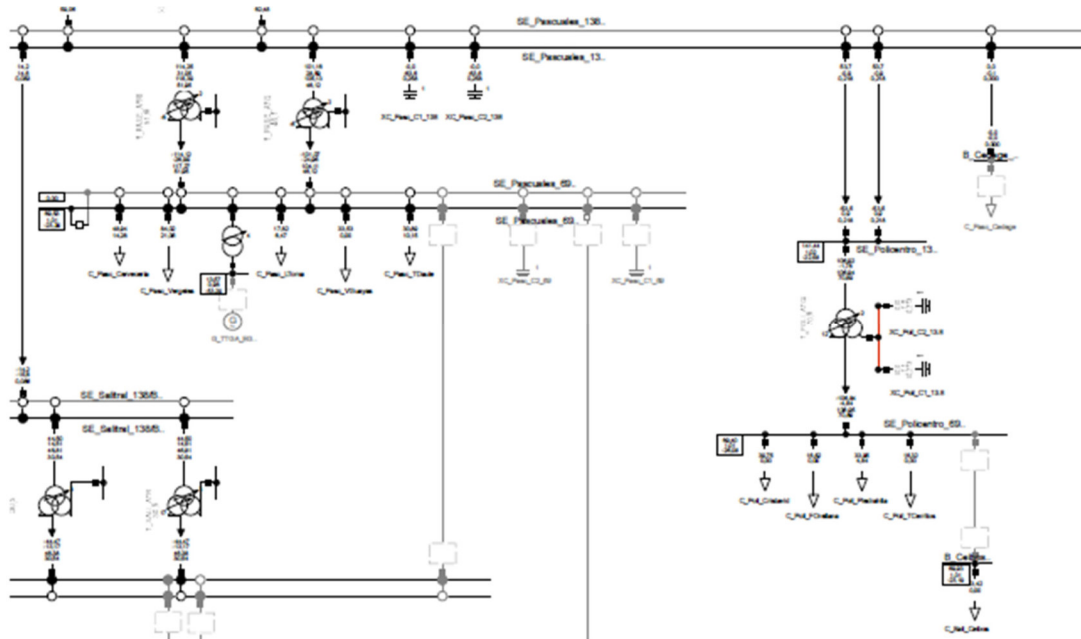


Figura 5.28 Subestación Policentro

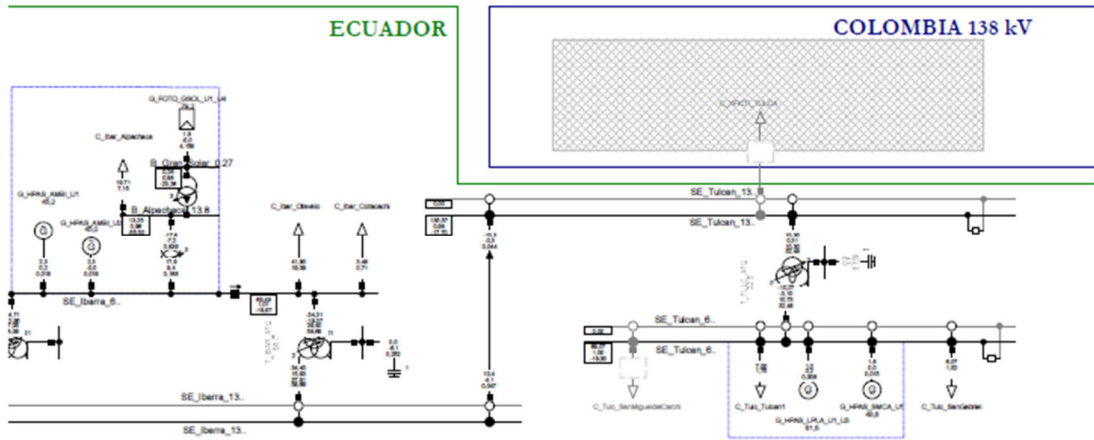


Figura 5.29 Subestación Tulcán

Con la información disponible en DigSILENT se realizó cortocircuitos para dos horarios distintos donde se presenta la mayor demanda según los datos históricos, a las 12 horas que es el instante de máxima demanda industrial y las 19 horas donde se tiene la máxima demanda doméstica.

Una vez determinado el valor de corriente de los distintos tipos de cortocircuitos que se pueden presentar en el sistema que afectan a estos interruptores, se realiza un promedio de las corrientes obtenidas para poder determinar el factor que va a multiplicar a las aperturas por cortocircuitos como se muestra en la ecuación (1), para ello el factor va a ser la relación de la corriente de cortocircuito con la corriente de carga

$$w = \frac{I_{cc}}{I_L} \quad (5)$$

Donde:

w: Factor de carga

I_{cc} : Corriente de cortocircuito

I_L : Corriente de carga

En la siguiente tabla se puede observar las corrientes obtenidas mediante simulación para cada uno de los interruptores.

Tabla 5.2 Análisis de corriente a demanda máxima industrial

Interruptor	12 horas				
	Corriente de carga [kA]	Corriente de falla [kA]			
		3F	2F	2F-T	F-T
Ibarra C1	0,244	0,639	0,641	0,320	0,640

Ibarra C2	0,252	0,661	0,329	0,658	0,662
Machala C1	0,253	0,670	0,669	0,668	0,604
Machala C2	0,210	0,882	0,879	0,875	0,540
Milagro C1	0,664	2,404	2,411	2,349	1,931
Policentro C1	0,273	0,736	0,725	0,630	0,735
Policentro C2	0,273	0,736	0,725	0,658	0,735
Tulcán C1	0,128	0,323	0,324	0,162	0,324

Tabla 5.3 Análisis de corriente a demanda máxima doméstica

Interruptor	19 horas				
	Corriente de carga [kA]	Corriente de falla [kA]			
		3F	2F	2F-T	F-T
Ibarra C1	0,244	0,645	0,641	0,320	0,641
Ibarra C2	0,254	0,670	0,664	0,667	0,332
Machala C1	0,252	0,673	0,664	0,665	0,600
Machala C2	0,211	0,882	0,876	0,538	0,870
Milagro C1	0,649	2,400	2,471	2,251	1,903
Policentro C1	0,274	0,742	0,737	0,725	0,639
Policentro C2	0,274	0,742	0,737	0,725	0,659
Tulcán C1	0,130	0,318	0,327	0,168	0,320

Como se puede observar en la Tabla 5.2 y Tabla 5.3 los análisis de corriente realizados reflejan un valor de corriente similar para ambos tipos de demandas, para determinar el factor de ponderación se realiza un promedio en función de la corriente que tiene más ocurrencia de suceder y del valor máximo de corriente que debe soportar entre todas las corrientes para determinar el factor que se va a utilizar en el Equipment Statistics como se observa en la Tabla 5.4

Tabla 5.4 Factor de ponderación aproximado

Interruptor	Corriente de carga	Corriente de falla promedio	Factor de ponderación
Ibarra C1	0.244	0.561	2
Ibarra C2	0.252	0.580	2
Machala C1	0.253	0.652	3
Machala C2	0.210	0.793	4
Milagro C1	0.644	2.265	4
Policentro C1	0.273	0.708	3
Policentro C2	0.273	0.714	3
Tulcán C1	0.128	0.283	2

Para un factor de ponderación más exacto se recomienda realizar un análisis más exhaustivo de los flujos de carga y las corrientes de cortocircuitos

5.2.3. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS EN INTERRUPTORES DE CAPACITORES DEL SNT

Durante todo el mes de octubre se realizó un seguimiento del número de operaciones efectuados por los interruptores de compensación capacitiva seleccionados del SNT ya sea por una falla o por la necesidad de regular el voltaje en la barra de la subestación.

En la siguiente tabla se puede observar el número de operaciones con carga y debido a fallas en el sistema, con estos dos valores se obtuvo el número de operaciones totales considerando el factor de ponderación obtenido en la Tabla 5.4.

Se puede observar que todos los interruptores tuvieron un número de operaciones total diferente, por lo que para los interruptores que menos operaciones realizaron no existe la necesidad de un mantenimiento continuo, a diferencia de los que más operaciones realizaron ya que estos son más propensos a un mayor desgaste.

Tabla 5.5 Número de operaciones de los interruptores de compensación capacitiva

Interruptor	Número de operaciones		Factor de ponderación	Operación total
	Carga	Falla		
Ibarra C1	4	0	2	4
Ibarra C2	42	0	2	42
Machala C1	58	1	3	61
Machala C2	53	1	4	57
Milagro C1	59	0	4	59
Policentro C1	44	0	3	44
Policentro C2	40	1	3	43
Tulcán C1	50	1	2	52

En la Tabla 5.6 podemos observar una categorización de los interruptores de compensación capacitiva de mayor a menor número de operaciones, con esta tabla se puede concluir que a los interruptores en cuestión se les debe realizar un mantenimiento en base al desgaste que tendrán debido al número de operaciones continuo que realizan, esta tabla los clasifica en nivel de importancia de mantenimiento para poder identificar los interruptores que más operan de los que no operan constantemente.

Tabla 5.6 Importancia del mantenimiento del interruptor

Interruptor	Importancia de mantenimiento
Machala C1	Alto
Milagro C1	Alto
Machala C2	Alto
Tulcán C1	Alto
Policentro C1	Medio
Policentro C2	Medio
Ibarra C2	Medio
Ibarra C1	Bajo

5.3. INTERFAZ DE USUARIO QUE APORTA A LA GESTIÓN DE TRANSFORMADORES

5.3.1. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Mediante la aplicación WS500 disponible en el SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC se realizó un análisis de la cargabilidad en los transformadores del SNT en la máxima hora de demanda (7:30 PM) como se puede observar en la Figura 5.30

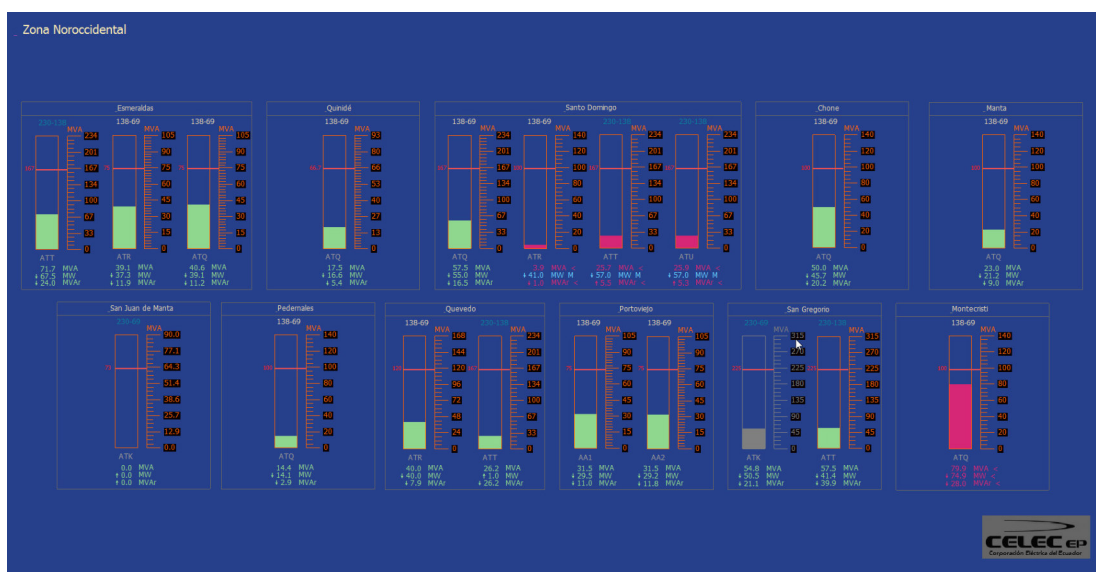


Figura 5.30 Cargabilidad de transformadores de la Zona Noroccidental.

Mediante este análisis se puede observar que el transformador ATQ de la subestación Montecristi tiene la mayor sobrecarga en el sistema, por lo que el estudio se va a orientar en este transformador para instaurar un mejor mantenimiento del equipamiento mediante la función Equipment Statistics.

El transformador de la subestación Montecristi tiene una capacidad de 100 MVA y niveles de voltaje de 138/69 [kV]. El centro de operaciones (COT) obtiene desde la subestación diferentes mediciones analógicas de este transformador, estos valores son de potencia (Activa, Reactiva, Aparente), las tres fases de voltaje, las tres fases de corriente, y temperatura.

Para efectos de cumplir el alcance de este trabajo se optó por utilizar la temperatura interna del transformador que se adquiere desde el sistema SCADA EMS para poder brindar un indicativo al personal de mantenimiento sobre el desgaste del sistema de refrigeración, el ATQ de Montecristi cuenta con dos etapas de refrigeración que se encenderán dependiendo de la temperatura interna del transformador para mantener la temperatura interna en niveles aceptables de operación para no comprometer su vida útil.

Actualmente se realiza un mantenimiento anual al sistema de refrigeración del transformador de Montecristi, este mantenimiento se lo realiza sobre los componentes del transformador que no han sido operados, con la funcionalidad Equipment Statistics se puede optimizar el mantenimiento que se realiza pasando de un mantenimiento rutinario a uno basado en las condiciones del equipamiento.

Según la opinión de los expertos en el área de mantenimiento, los contactores que encienden los ventiladores del sistema de refrigeración del transformador de la subestación Montecristi normalmente requieren de mayor mantenimiento ya que una falla de estos afecta la operación normal del transformador.

Con este ejemplo práctico de la funcionalidad Equipment Statistics se determinará el tiempo de operación de los dos grupos de ventiladores con los que cuenta el sistema de refrigeración del transformador dando así un indicativo al personal de mantenimiento que las dos etapas tienen un desgaste diferente, por lo que se debe enfocar el mantenimiento en el grupo de ventiladores que más se desgasta.

5.3.2. DESGASTE EFECTIVO DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTI

Para obtener las mediciones de temperatura se utilizan termocuplas que se instalan en los devanados o sobre la tapa para medir la temperatura del aceite, también se puede realizar

una aproximación de la temperatura utilizando una relación de la corriente que fluye por los devanados y mediante modelos matemáticos determinar la temperatura de los bobinados. Existen distintas señales de temperatura que provienen del transformador y estas son de los devanados de Alto (H), Bajo (Y) y Medio(X) voltaje, adicionalmente también se tiene la medición de la temperatura del aceite.

El transformador de Montecristi cuenta con dos etapas de enfriamiento: Aceite Natural Aire Natural (ONAN) y Aceite Natural Aire Forzado (ONAF). Utiliza dos grupos de ventiladores que se van a encender en dos etapas, cuando la temperatura interna en los bobinados del transformador alcanza los 65 °C se enciende el primer grupo de ventiladores, cuando alcanza los 75 °C se enciende el segundo grupo de ventiladores.

Debido a que un grupo de ventiladores se enciende antes que el siguiente, se va a desgastar mucho más, esto solo es relevante para el caso en el que la temperatura no incremente exponencialmente hasta los 75 °C, ya que hay ocasiones en los que la temperatura incrementa rápidamente haciendo que ambos grupos de ventiladores deban encenderse con poca diferencia de tiempo.

Cuando el transformador se sobrecarga debido a las necesidades de alta demanda la temperatura puede alcanzar valores peligrosos que comprometen la vida útil del transformador, por lo que se han instalado alarmas y relés de disparo para proteger la integridad del transformador.

Cuando cualquiera de los devanados alcanza los 95 °C o cuando el aceite alcanza una temperatura de 85 °C se le advertirá al operador que se alcanzó niveles peligrosos de calor, la alarma se mostrará cuando cualquiera de los dos casos se presente.

Si la temperatura sigue aumentando hasta llegar a valores de 105 °C en cualquiera de los devanados o 95 °C en el aceite se dispara las protecciones para sacar de servicio al transformador y no comprometer la vida útil del mismo. En la Tabla 5.7 se puede observar los valores definidos donde se encienden los ventiladores, la alarma o el relé de disparo.

Tabla 5.7 Valores definidos para cada nivel de temperatura del ATQ

AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO ATQ 138/69 kV (60/80/100 MVA)	SETTING T (°C)			
	(VEN1/VEN2/ALA/DIS)			
BOBINADO DE ALTA TENSION (H)	65	75	95	105
BOBINADO DE MEDIA TENSION (X)	65	75	95	105

BOBINADO DEL Terciario (Y)	65	75	95	105
ACEITE 1			85	95
ACEITE 2			85	95

El primer grupo de ventiladores del transformador de Montecristi se activa como se observa en la Tabla 5.7 a los 65 °C, según los datos históricos del transformador, el régimen de operación de este grupo de ventiladores se encuentra entre las 18 – 20 horas diarias dependiendo de las necesidades de demanda, mientras que a los 75 °C se enciende el segundo grupo de ventiladores que, según los datos históricos, su régimen de operación se encuentra rondando las 4 – 6 horas diarias dependiendo de las necesidades de la demanda.

Este sistema de refrigeración se activa para estos niveles de temperatura únicamente para el transformador analizado, cualquier otro transformador va a requerir un análisis previo en base a las sugerencias del fabricante, los niveles de refrigeración que disponga y las condiciones ambientales a las que va a ser sometido. Para el caso del transformador de la subestación de Montecristi se encuentra en zonas costeras donde la temperatura ronda los 25 – 30 °C por lo que es propenso a calentarse más rápidamente afectando la planificación de mantenimiento.

El mantenimiento que se realiza en los transformadores del SNT es periódico (cada año), según la opinión de expertos al realizar este mantenimiento en algunos transformadores el desgaste que se encuentra es mínimo en unos y excesivo en otros, por lo que se desperdicia capital en la mano de obra o en repuestos por un mantenimiento periódico.

Para el caso de Montecristi los expertos indican que los componentes que más fallan son los del sistema de refrigeración, por lo que se va a programar la funcionalidad Equipment Statistics para que en función de la temperatura vaya midiendo el desgaste efectivo de los principales componentes del sistema de refrigeración y muestre una advertencia en el sistema SCADA EMS para la realización del mantenimiento al operador, como ya se explicó en la sección 5.1.2.2.

Con los datos de las horas de operación de los grupos de ventilación que proporciona la aplicación se puede determinar de manera efectiva cuanto tiempo los ventiladores están en operación en base al monitoreo de la temperatura, ya que esta variable es un indicativo de que etapa de enfriamiento esta activado.

5.3.3. APLICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD EQUIPMENT STATISTICS PARA QUE APORTE INDICATIVOS PARA MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE MONTECRISTI

En la Figura 5.31 y 5.32 se puede observar las mediciones analógicas de la temperatura de los bobinados y del aceite respectivamente [°C], en la Figura 5.33 y de la potencia aparente [MVA] del transformador de Montecristi, como se puede observar la temperatura aumente a medida que la carga aumenta, por lo que el desgaste será mayor si el tiempo en el pico de la demanda es mayor.

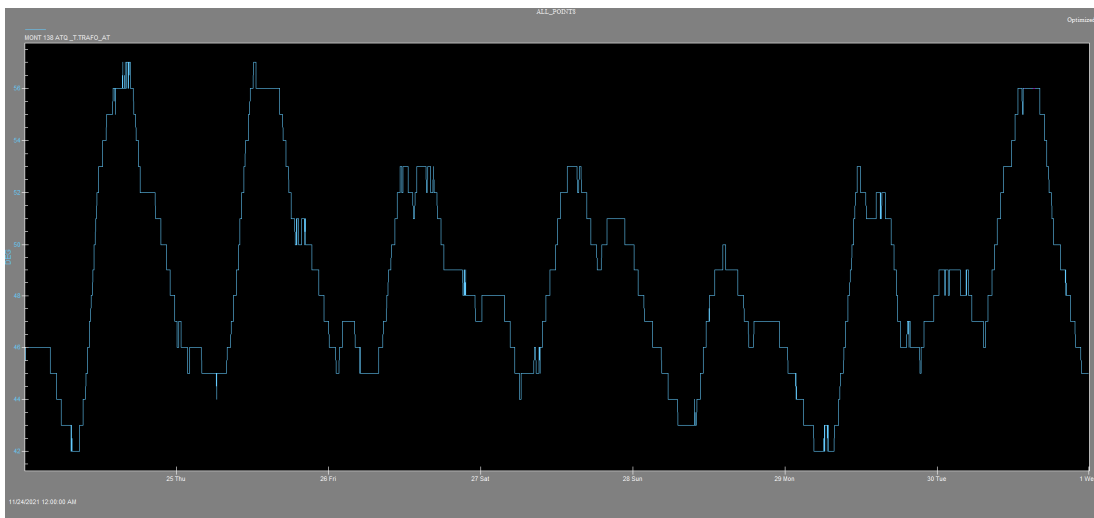


Figura 5.31 Medición analógica de la temperatura de los bobinados del ATQ de Montecristi.

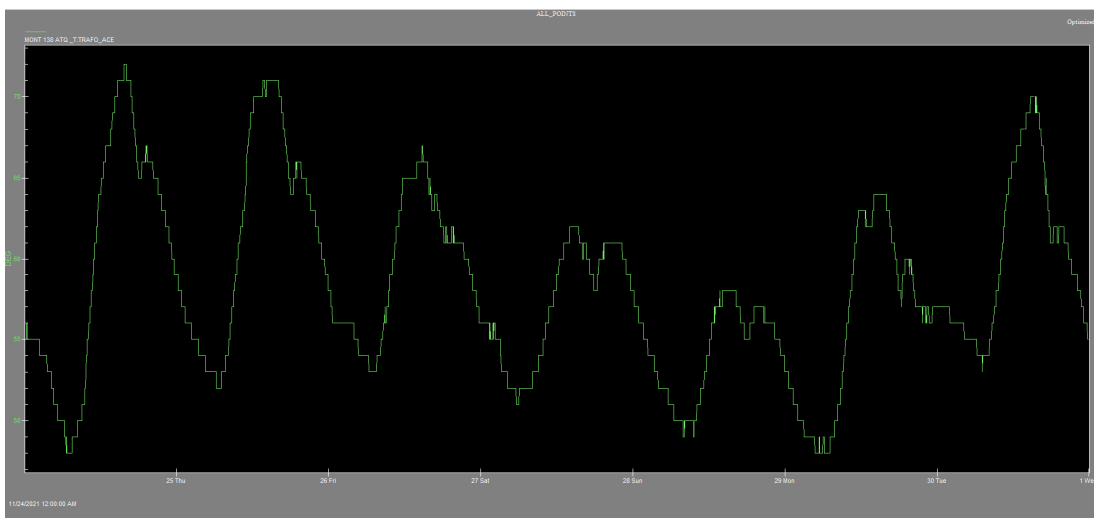


Figura 5.32 Medición analógica de la temperatura del aceite del ATQ de Montecristi.

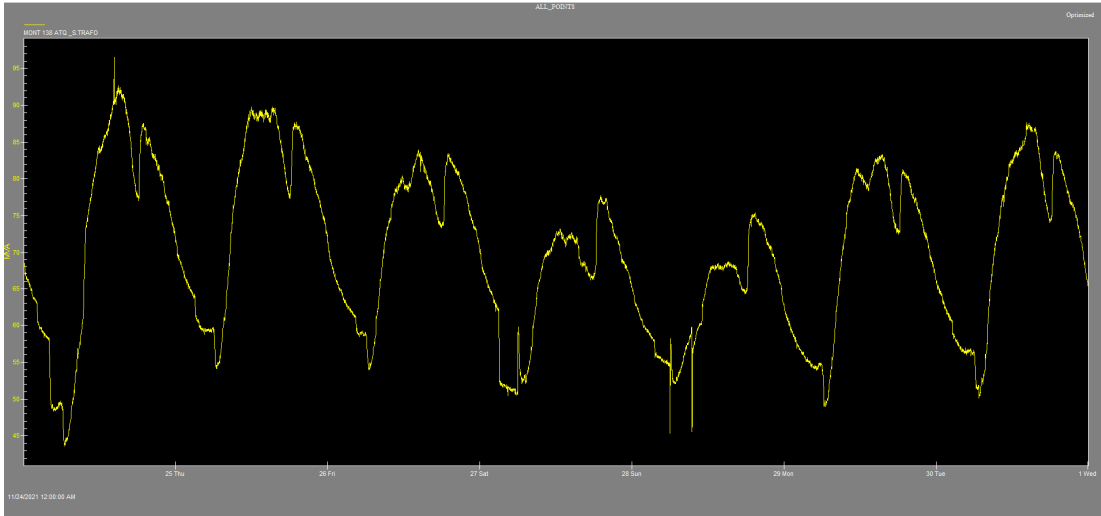


Figura 5.33 Medición analógica de la potencia aparente del ATQ de Montecristi

Debido a problemas con la captación de los datos en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC los valores de temperatura en las bobinas no corresponde a los valores correctos como se observa en la Figura 5.34 donde se tiene el despliegue de los datos reales de temperatura mensual obtenidos desde la subestación.

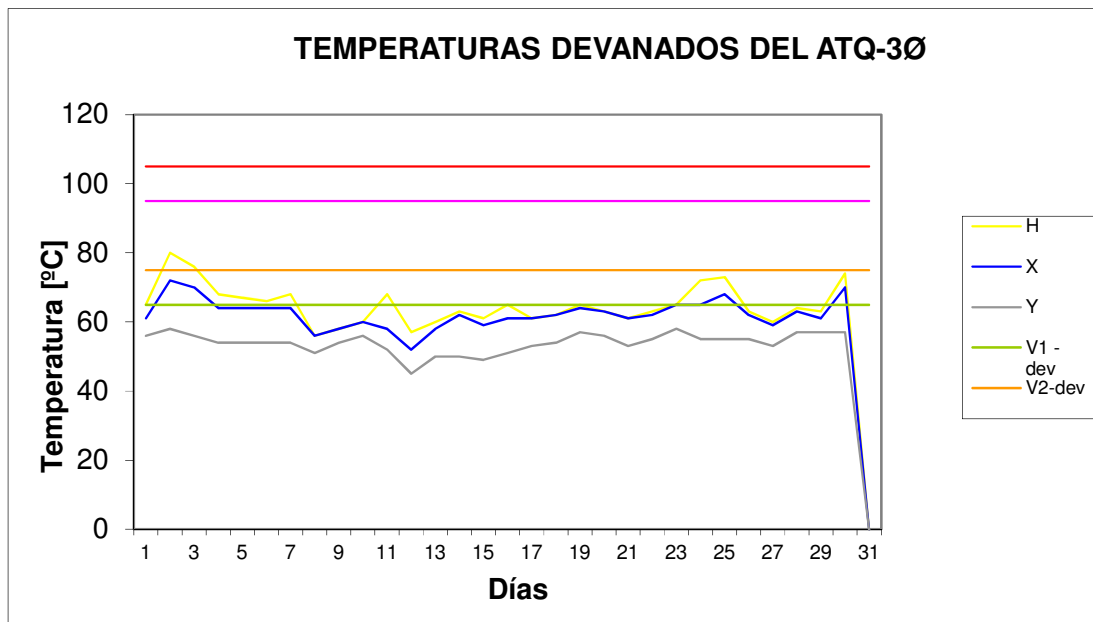


Figura 5.34 Valores diarios de temperatura de las bobinas del ATQ para el mes de noviembre.

Este inconveniente puede producirse por una mala calibración en las termocuplas del transformador o un desgaste en ellas, por lo que para poder realizar el análisis se utilizó la

temperatura del aceite que como se observa en la Figura 5.20. ya que estos datos sí coinciden con los de la Figura 5.35.

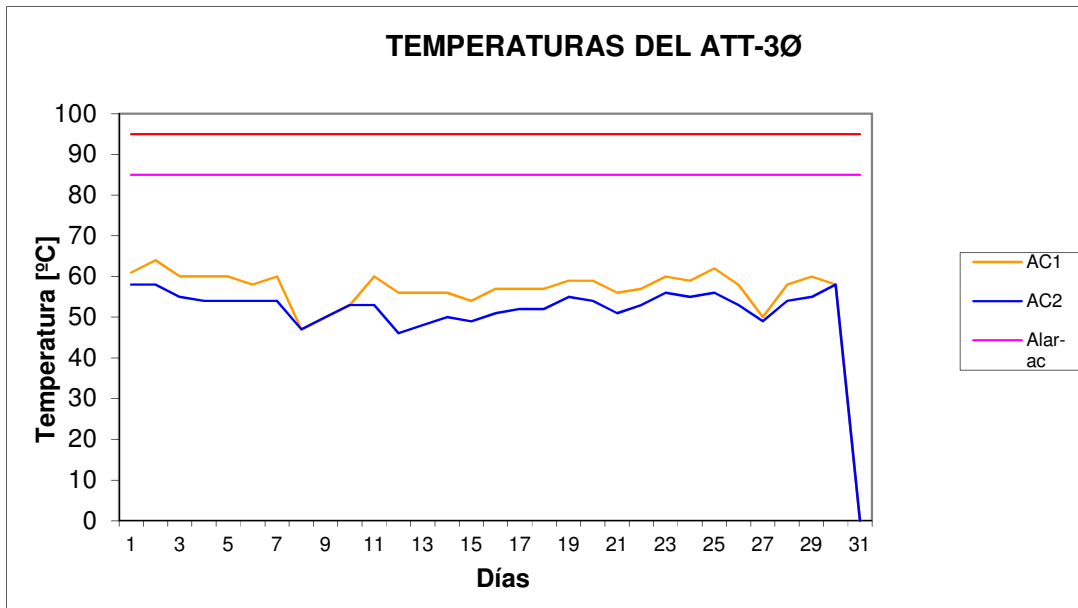


Figura 5.35 Valores diarios de temperatura del aceite del ATQ para el mes de noviembre

Al utilizar la temperatura del aceite, debido a que su nivel de calor es menor (aproximadamente 10 grados menor) que en los bobinados como puede observarse en las Figuras 5.36 y 5.37, se configura la funcionalidad Equipment Statistics para que vaya contando las horas de operación de los ventiladores para cada etapa de enfriamiento a 55 [°C] la primera etapa y 65 [°C] la segunda etapa como se observa en las Figuras 5.21 y 5.22 respectivamente.

El modelo de los ventiladores que se utilizan en el transformador de Montecristi son un modelo CFZ2-9Q de 550 W al cual se le realiza un mantenimiento según el manual brindado por el fabricante [19] y la opinión de los expertos cada 6000 horas de operación y la vida útil de estos ventiladores ronda las 200.000 horas (25 años) de operación dependiendo de si el mantenimiento predictivo fue eficiente, durante toda su vida útil será necesario el reemplazo de algunas de sus partes (generalmente las móviles), esto se determinará en cada instante que se requiera el chequeo.

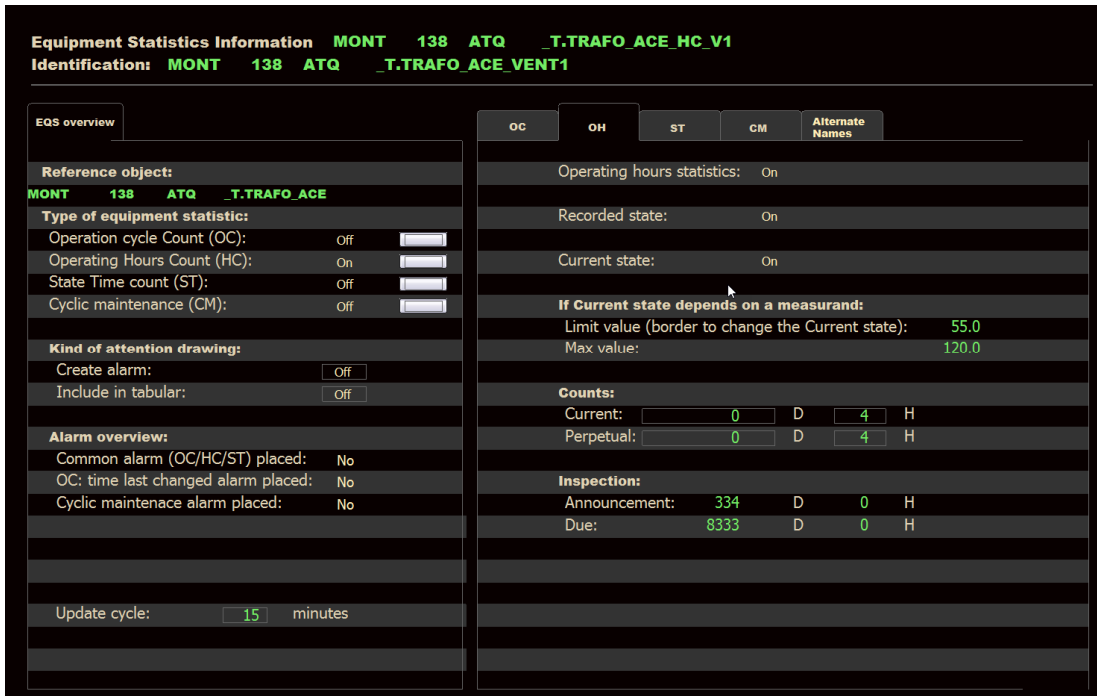


Figura 5.36 Estadística de horas de operación del primer grupo de ventiladores

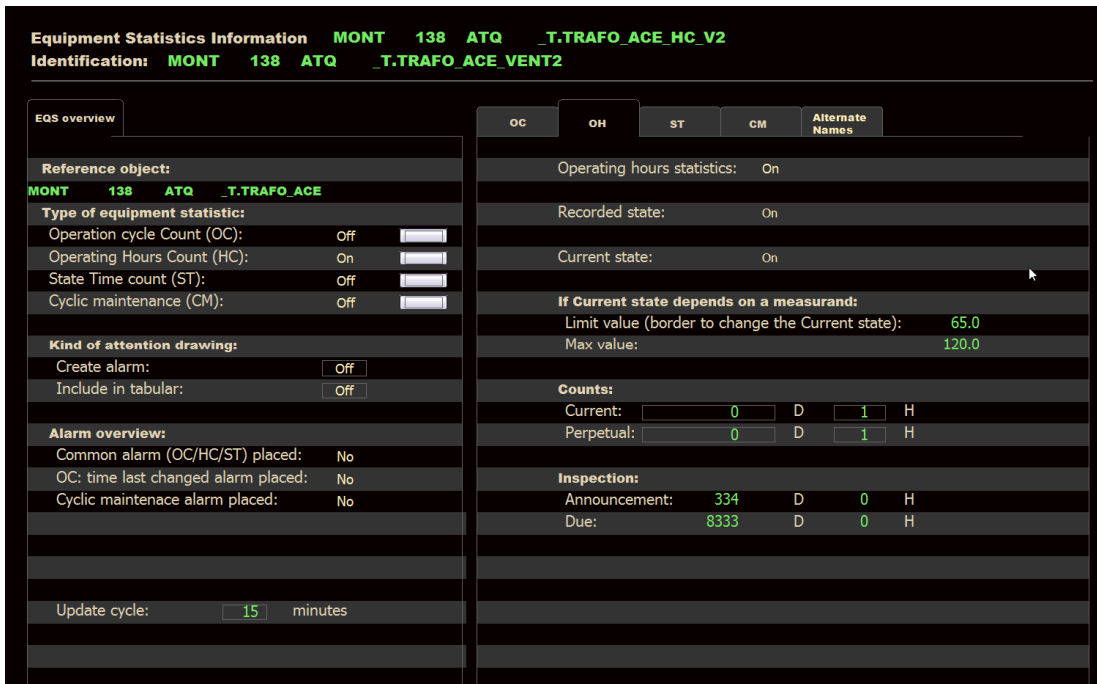


Figura 5.37 Estadística de horas de operación del segundo grupo de ventiladores

Los resultados que se obtuvieron 7 días después de poner en marcha el monitoreo de la temperatura del aceite del ATQ de Montecristi nos muestra que efectivamente el tiempo de

operación del grupo de ventiladores 1 es mucho más continuo que el grupo de ventiladores 2 como se observa en las Figuras 5.38 y 5.39 respectivamente.

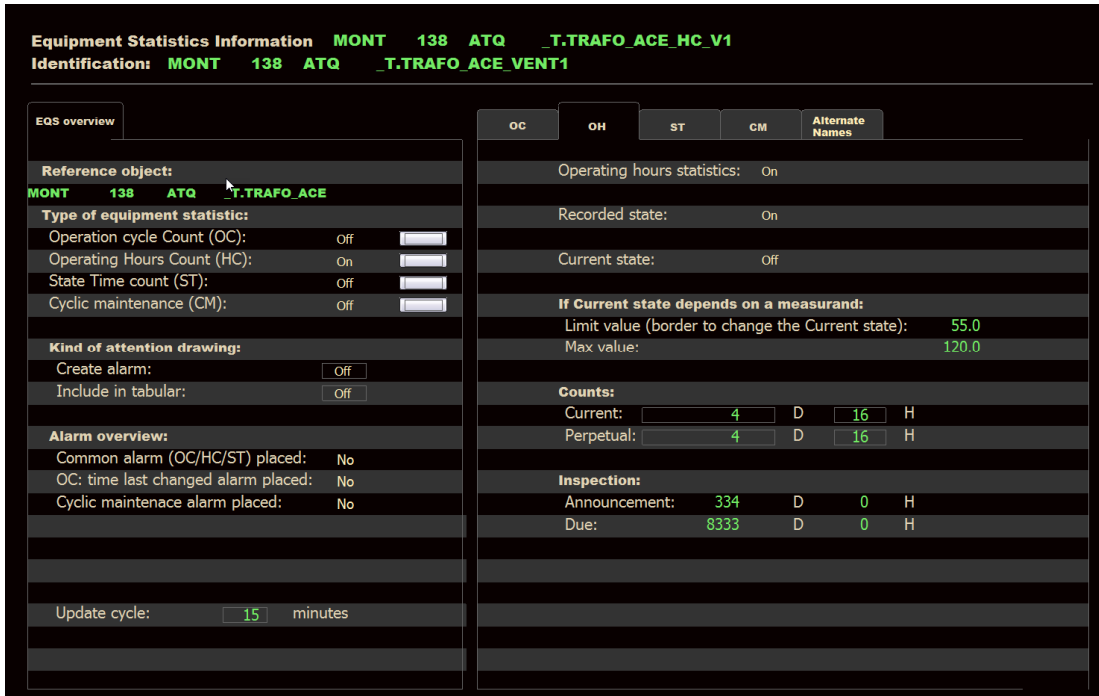


Figura 5.38 Horas de operación del primer grupo de ventiladores

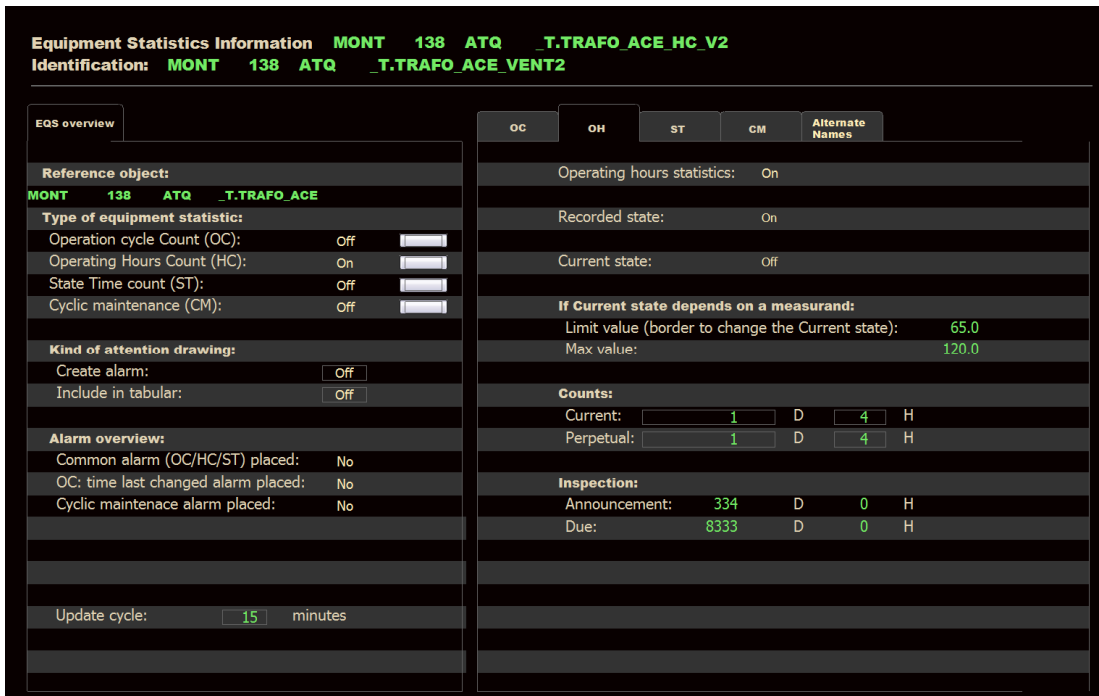


Figura 5.39 Horas de operación del segundo grupo de ventiladores.

Los valores obtenidos de horas de operación de cada uno de los grupos de ventilación pueden ser corroborados como se observa en la Figura 5.40 donde se tienen las mediciones de temperatura horaria obtenidas de la base de datos histórica en los 7 días de operación de la funcionalidad Equipment Statistics.

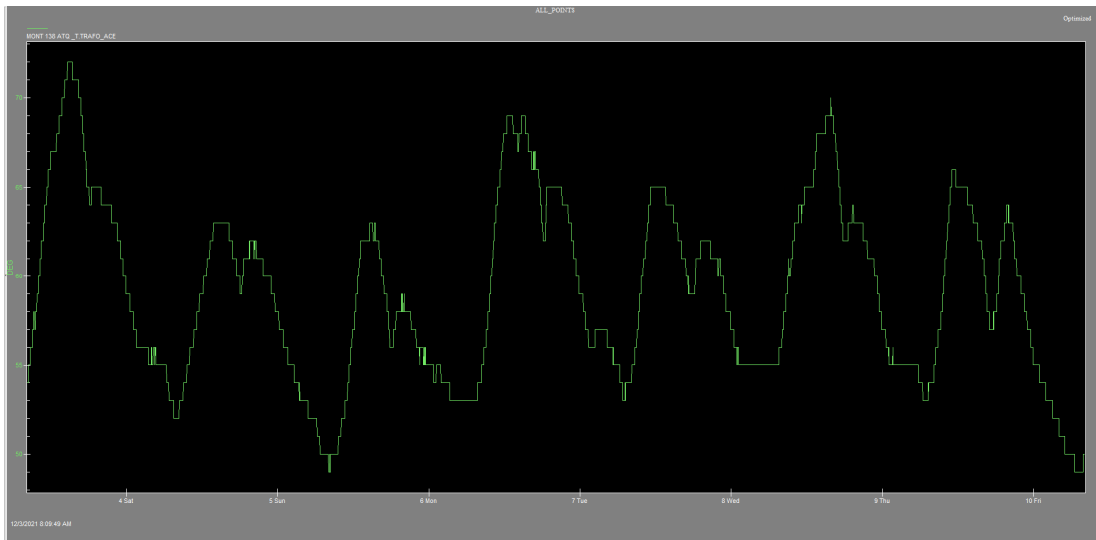


Figura 5.40 Mediciones analógicas horarias de la temperatura del aceite del ATQ de Montecristi.

Debido a que se realizó una aproximación de la temperatura real con la que operan los ventiladores se debe reparar las termocuplas del transformador para una lectura más exacta.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Se diseñó una arquitectura conceptual de gestión de información e interfaces de usuario para CELEC EP – TRANSELECTRIC en donde el sistema SCADA EMS del centro de control aporta con información adquirida de las diferentes subestaciones y a partir de ésta se realizó un análisis de los datos operacionales y no operacionales del principal equipamiento de transmisión que el sistema SCADA EMS procesa, para que aporte a una mejora en los procesos de mantenimiento de la empresa haciendo un seguimiento a las mejores prácticas de gestión de activos.
- Los principales datos a ser monitoreados del régimen de operación de los interruptores son el número de operaciones y la corriente con la que despejó el

interruptor para que aporten a los procesos de mantenimiento en CELE EP – TRANSELECTRIC haciendo seguimiento a las mejores prácticas de gestión de activos.

- Los principales datos a ser monitoreados del régimen de operación de los transformadores son la temperatura de los bobinados y del aceite para que aporten a los procesos de mantenimiento en CELE EP – TRANSELECTRIC haciendo seguimiento a las mejores prácticas de gestión de activos.
- Los nuevos datos no operacionales que el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC puede adquirir de los interruptores son el tiempo de operación en un estado determinado (abierto o cerrado), el tiempo de transición de un estado a otro para que aporten a la realización de un mantenimiento basado en la condición del activo.
- Los nuevos datos no operacionales que el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC puede adquirir de los transformadores son la medición de la presión interna, medición de los puntos calientes en el tanque, número de operaciones del OLTC, registro de mantenimientos y fallas para que aporten a la realización de un mantenimiento basado en la condición del activo.
- La arquitectura conceptual propuesta en el siguiente trabajo contempla alimentar de datos operacionales y no operacionales, con los sistemas tecnológicos existentes en la empresa, al centro Empresarial de Gestión de Información para que se realice una gestión de activos eficiente en la empresa.
- Se adaptó la funcionalidad Equipment Statistics disponibles en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC para que, en función del número de operaciones de un interruptor, dependiendo de las condiciones de operación ya sea en carga o cortocircuito, se pueda sugerir se realice una inspección al equipo y se realice un mantenimiento basado en su condición.
- Se adaptó la funcionalidad Equipment Statistics disponible en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC para que, en base a las mediciones de la temperatura en tiempo real de un transformador, se proporcione un indicativo para la realización del mantenimiento del sistema de refrigeración del transformador
- CELEC EP – TRANSELECTRIC debería implementar una base de datos, donde a través de registros y un análisis de los resultados de operación y desgaste de los interruptores se pueda realizar una lista de los interruptores que más desgaste tienen al año, para que el departamento de mantenimiento pueda mejorar la

efectividad en su estrategia de mantenimiento optimizando recursos y esfuerzos en interruptores que no se desgastan como otros anualmente.

- Los interruptores que comparten características similares de voltaje y corriente no van a tener el mismo factor de ponderación para determinar su desgaste, debido a que este factor depende del entorno operativo del interruptor, de sus condiciones medioambientales, así como las probabilidades de falla y la magnitud de cortocircuito, por lo que cada interruptor se desgastará de distinta manera.
- La funcionalidad Equipment Statistics se podrá aprovechar en el sistema SCADA EMS de CELEC EP – TRANSELECTRIC si los expertos en mantenimiento de la empresa aportan con su experiencia y conocimiento para poder parametrizar la funcionalidad y que sea de utilidad para el principal equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión

6.2. RECOMENDACIONES

- Para una gestión de activos, la información recolectada por los IEDs debe tener diferentes rutas de datos para poder separar los datos no operacionales de los datos operacionales ya que los datos operacionales son prioritarios y no deben ser interrumpidos por datos no operacionales. También evita que no se sobrecargue el sistema SCADA.
- Una gran cantidad de fallas en los transformadores de potencia se debe a la operación de los OLTCS, se debe monitorear a detalle su número de operaciones desde él es SCADA EMS, ya que en la mayoría de los transformadores se dispone del monitoreo de la posición de éstos en tiempo real.
- Con los datos de temperaturas disponibles de los distintos transformadores en el SCADA EMS se debe tener una hoja de vida con los registros de las desviaciones de temperatura mayores a los 95 grados, en un informe anual de operación para poder realizar un mantenimiento adecuado al transformador en cuestión.
- Mediante las funciones de aplicación del SCADA EMS con el que se dispone de los datos de corrientes de cortocircuito que afectaron a los transformadores del sistema, realizar un registro anual de las fallas sobre los transformadores para poder determinar la necesidad de incrementar los mantenimientos o tests al transformador afectado.
- La empresa debe tener una estadística similar a la de la Figura 2.9, la cual se la puede realizar con las funciones de aplicación del SCADA EMS para poder detectar

posibles deterioros de los interruptores y así tomar acciones preventivas para evitar fallos en su operación.

- Debido a que la estadística de número de operaciones de la funcionalidad Equipment Statistics solo funciona en el sistema de prueba y no en el SNT disponible en el SCADA EMS se recomienda arreglar la funcionalidad con sus proveedores.
- Debido a que el sistema SCADA EMS tiene la posibilidad de adquirir la información del instante de apertura y cierre en una determinada maniobra de un interruptor se recomienda adquirir estos tiempos ya que el tiempo de transición proporciona indicativos del desgaste de las partes mecánicas del interruptor.
- Realizar un análisis más profundo del factor de ponderación para mantenimiento de interruptores basados en estudios de cortocircuitos con diferentes condiciones de despacho dependiendo de la hidrología en demandas mínima, media y máxima.
- Disponer del historial de operaciones bajo falla de los interruptores, así como el año de fabricación y el año de puesta en servicio de cada uno para realizar una clasificación por fabricante y obtener cuales son más susceptibles de falla y en función de esto elaborar un plan para su mantenimiento.

7. Referencias Bibliográficas

- [1] S. Beyond, «Using SCADA software to Enhance Asset Management in an Organization,» *B-SCADA*, 2014.
- [2] E. Solís, Metodología para el desarrollo de interfaces de usuario de un SCADA EMS basada en alerta situacional para presentación de información de subestaciones automatizadas, Quito: EPN, 2016.
- [3] A. Rodríguez Penin, Sistemas SCADA, México D.F.: MARCOMBO, 2007.
- [4] A. Cerón, I. Orduña, G. Aponte y A. Romero, «Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia,» *Información Tecnológica*, nº 3, pp. 99-110, 2015.

- [5] L. Grimes, Water Infrastructure: Comprehensive Asset Management Has Potential to Help Utilities Better Identify Needs and Plan Future Investments, United States General Accounting Office (GAO), 2004.
- [6] D. Wong, «Unlocking the benefits of non-operational data for the maintenance and management of critical substation assets,» *IEEE*, pp. 98-98, 2009.
- [7] C. Brunner, «IEC 61850 for power system communication,» *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008.
- [8] J. Enrique y F. A. Herreño, «Caracterización de fenómenos de desgaste y deterioro en interruptores de potencia y su aplicación en la definición de la estrategia de mantenimiento,» *CIER*, vol. 52, p. 4, 2009.
- [9] T. Committe, IEEE Guide for Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers, New York: IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2017.
- [10] A. Y. Ramírez Rodríguez, Evaluación de la salud de activos de los transformadores de potencia de las subestaciones del área metropolitana del valle de Aburrá, Medellín - Colombia: Universidad EAFIT, 2018.
- [11] I. Rondón, V. Calvache and F. Rojas, "Metodología para estimar el tiempo de vida útil del transformador AT-400, 700 MVA de la Subestación Guayna," Universidad, Ciencia, Tecnología, 2013, pp. 57-67.
- [12] G. Enríquez Harper, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, México DC.: Limusa Noriega, 2011.
- [13] ABB, «Outdoor Vacuum Circuit Breaker - Type OVB-SDB,» ABB, Switzerland.
- [14] ABB, «Outdoor SF6 Circuit Breaker Type OHB,» ABB, Switzerland.
- [15] ABB, «Outdoor Vacuum Circuito Breaker Type VBF,» ABB, Switzerland.
- [16] J. P. Domínguez Flores, Mantenimiento mayor a mecanismo de operación de interruptores de potencia de 115 kV ABB y ALSTOM, Chiapas: Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutierrez, 2013.
- [17] L. Allahmanli, G. Chattopadhyay y G. Edwards, «Challenges of Asset Management in Power Transmission Network,» *IEEE*, pp. 561 - 565, 2008.

- [18] ABB, «Equipment Statistics Functional Description,» ABB, Switzerland , 2010.
- [19] CHINT Electric Co., Power Transformer Technical Data, Manta, 2006.
- [20] IEEE, IEEE Guide for Loading-Mineral-Oil-Immersed Transformers, Std C57, 91-1995, 1995.
- [21] A. Díaz, «Implantación de un sistema ERP en una organización,» RISI, 2005, pp. 30 - 37.
- [22] A. De la Torre y J. Cepeda, «Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI,» *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, vol. X, pp. 34 - 43, 2013.

ANEXOS

ANEXO 1. EQUIPMENT STATISTICS MANUAL DE USUARIO

CONVENCIONES

CM	Supervisión de mantenimiento continuo
DFK	Interruptor de función dinámica
EQS	Estadística de equipo
OC	Estadística de operación continua
OH	Estadística de operación horaria
ST	Estadística de tiempo de estado
TLC	Tiempo desde la última supervisión

1. Introducción

Equipment statistics (EQS) es una funcionalidad diseñada para reducir *costos de mantenimiento, servicio y optimizar mano de obra*. Registra individualmente el número de transiciones de estado de interruptores, al igual que sus horas de operación en sus diferentes estados (abierto, cerrado), así como también nos permite medir las horas de operación de: transformadores, generadores, bobinas y capacitores de compensación.

Utilizando las mediciones de carga de los equipos se puede calcular su desgaste efectivo en intervalos de tiempo cortos, al utilizando esta funcionalidad el mantenimiento ya no tiene que ser programado por intervalos de tiempo, sino por el desgaste efectivo del equipamiento.

Hay cuatro aplicaciones diferentes del EQS:

- **Conteo de ciclos de operación:**

Esta función se controla mediante eventos de transición de un estado a otro, se lo utiliza para el mantenimiento de seccionador/breakers/interruptores (dispositivos de protección). Las interrupciones de carga y cortocircuito son tratados por separado para calcular el desgaste efectivo del interruptor.

- **Conteo de horas de operación:**

Es una función continua que graba las horas de operación, se la utiliza especialmente para equipos que operan con carga como transformadores o generadores, y también para dispositivos como interruptor, seccionador o breaker. Esta funcionalidad va a determinar el tiempo en el que el dispositivo se encuentra abierto o cerrado dependiendo de lo que el operador requiera monitorear

- **Conteo clasificado del time of state:**

Es una función continua que calcula el desgaste efectivo de un equipamiento utilizando los valores medidos del mismo. El valor a ser medido se lo clasifica en distintos niveles predefinidos en el DE400, cada nivel individual se le proporciona un factor de ponderación que nos permite determinar el desgaste del equipamiento. A cada equipamiento se le clasifica un time of state que es calculado periódicamente.

- **Supervisión del periodo continuo de mantenimiento**

Es una función continua que recuerda al operador mantener un dispositivo después de definir previamente un periodo de tiempo. El periodo de tiempo puede ser

definido durante los datos de entrada en el DE400, así como también en línea, adicionalmente, la función de mantenimiento continuo puede ser activado en línea para las otras tres funcionalidades EQS.

2. Aplicaciones del EQS

La funcionalidad del EQS se va a describir mediante distintos escenarios en los que se especifica cada una de las aplicaciones del EQS mediante capturas de pantalla que van a facilitar al usuario una mejor comprensión de la funcionalidad del EQS.

2.1. Objetos del sistema de referencia

El sistema que se ha utilizado para explicar la funcionalidad del EQS es de prueba y se encuentra disponible en el SCADA EMS de CELEC – EP TRANSELECTRIC, los objetos que se van a utilizar se los puede distinguir en la Tabla A1.

Tabla A1. Identificación de los objetos pertenecientes al Sistema de prueba

Nombre del Objeto del Sistema	Referencia de objeto
AMHE400BAY1 BREAK.E	Indicación 1
AMHE400BAY1 Operat.BREAK.E	Indicación 2
AMHE400BAY1 BE-Time Closed	Indicación 3
AMHEG1BUS GEN_P	Medida 1
AMHEG1BUS St.time Sta.1P	Medida 2
AMHEG1BUS Time ab.lev.1P	Medida 3
PSOV0101	Descripción general del sistema de energía
EQST1501	Información del EQS
AMHE0101	Subestación

2.2. Subestación utilizada

En el sistema eléctrico de prueba que se va a utilizar, todos los análisis se los realizaron en la subestación AMHE0101 como se muestra en la Figura A1.

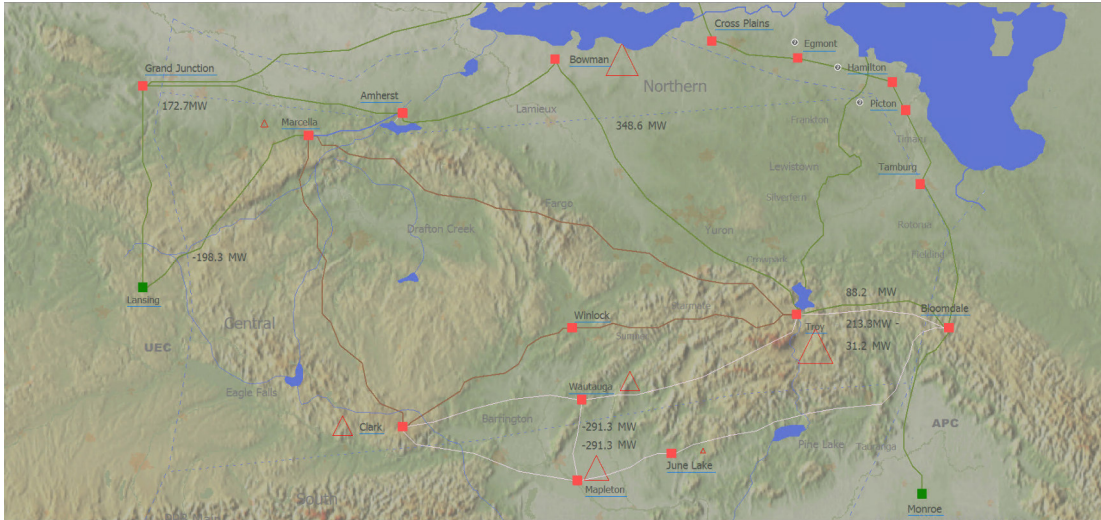


Figura A1. Sistema Eléctrico de Potencia para análisis y pruebas

2.3. “Start-up” del Equipment Statistics

El EQS empieza a funcionar automáticamente sin la necesidad de que el operador interfiera.

La función “start-up” se lleva a cabo:

- Cíclicamente (cada 15 minutos)
- Después de la transición de estado de un objeto supervisado por el EQS
- Después de una entrada manual del operador a datos específicos del EQS

3. EQUIPMENT STATISTICS PARA INDICACIONES

3.1. Estadísticas de operación horaria

Cuenta el número de horas y días que un equipo está en un estado predefinido. El conteo realizado es continuo y se activa los minutos que el operador requiera (los minutos se pueden modificar) e incluso se activa por eventos desencadenados por indicaciones entrantes al dispositivo.

Se puede elegir entre tres estados (ON, OFF, ALARM), la información del estado se adquiere directamente del propio dispositivo en cuestión o incluso desde mediciones. Para esta estadística se debe ingresar en el DE400 los siguientes datos:

- Tipo de estadística
- Referencia para la indicación del registro
- Estado del objeto que va a ser contado
- Límite para la advertencia
- Límite del tiempo de caducidad

3.1.1. Aplicación

En la subestación AMHERST, en el interruptor 1E abrimos la ventana Info dando click derecho, una vez dentro se obtiene la estadística horaria de funcionamiento del interruptor 1E en la pestaña EQS1 como se muestra en la Figura A2.

IndicationInformation **AMHE 400BAY1 BREAK.E**
Identification: **AMHERST 400 BAY1 BREAKER E**
Comment:

Process Info

Station: AMHERST
Subsystem: Production
Bay identification text: AMHERST 400 BAY1 Feeder
RTU: RTU Amherst
Test operation: No
Actual status: ■
▪ Open
▪ Closed Inhibit close No
▪ 00-State
▪ 11-State
TAG Type:
Alarm blocked MAGwise: Point Bay Subnet Station
Data acquisition blocked: No No No No
Alarm processing blocked: No No No No
Control blocked: No No No No
Audible alarm blocked: No
Updated: No
Manual entry: No
Implemented: Yes
Persistent alarm: No
Unacknowledged alarm: No
Calculation documentation:

Equipment Statistics 1 Equipment Statistics 2 Alternate Names Man.Act Date/Op

Indication Equipment statistics
AMHE 400BAY1 BR
Objectidentification:
AMHE400BAY1 BE-Time in 00 state
Revisiondate:
Operating Hours Counting: On Recorded State: .
Operating Cycle: Off Counted Direction: ALL
Objectidentification:
AMHE400BAY1 BE-Time Closed
Revisiondate:
Operating Hours Counting: On Recorded State: On
Operating Cycle: Off Counted Direction: ALL

Activate Win

Figura A2. Ventana informativa Equipment Statistics para indicadores del interruptor E1

Se desea el tiempo de operación en estado cerrado del interruptor, por lo que buscamos en “Object identification” el objeto “AMHE400BAY1 BE-Time closed” seleccionamos la opción Info dando click derecho donde se despliega las cuatro funcionalidades del EQS, en esta ocasión deseamos la estadística horaria de operación del tiempo que el interruptor se encuentra cerrado, por lo que seleccionamos la pestaña **OH** donde se puede observar estos datos estadísticos para el interruptor E1 como se observa en la Figura A3.

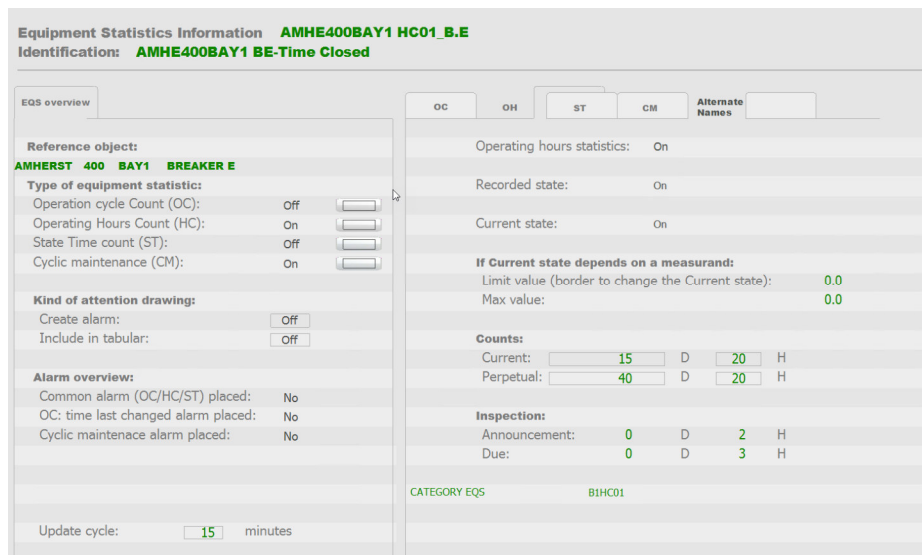


Figura A3. Datos estadísticos horarios de operación del interruptor E1.

Se pueden modificar los datos actuales (current) o acumulados (perpetual) dando doble click en el valor diario u horario. Existe una dependencia entre algunos valores, cambiar un valor puede causar que uno o varios valores también cambien, por lo que hay que tener cuidado al momento de modificar estos datos.

En la Tabla A2 se puede observar los datos que se pueden modificar

Tabla A2. Dependencia de los datos diarios y horarios

Causa	Efecto
Establecer el conteo instantáneo diario a cero	Establece el conteo instantáneo horario a cero
Establecer el conteo acumulado diario a cero	Establece el conteo acumulado horario a cero Establece el conteo instantáneo diario a cero Establece el conteo instantáneo horario a cero

3.2. Estadística cíclica de operación

Los indicadores de estado son los datos de entrada para esta aplicación en el EQS. También puede requerir valores de mediciones como variables de entrada que reflejen el estado de los equipos bajo consideración.

Cuenta el número de operación de los interruptores, también supervisa el tiempo de inactividad que se activa cada vez que una indicación de entrada cambia el estado del dispositivo, para esta estadística se debe llenar en el DE400 lo siguiente:

- Tipo de estadística
- Referencia para la indicación del registro
- El factor para despejes de cortocircuitos
- Tiempo límite para el anuncio de mantenimiento
- Tiempo límite de vencimiento del equipo
- Dirección del conteo (cuando se abre o se cierra o ambos)

Se puede calcular el desgaste efectivo de cada equipo, los despejes de carga y cortocircuitos son analizados por separado ya que se considera el factor de ponderación para el despeje de cortocircuitos, adicionalmente, el tiempo de inactividad del dispositivo de interrupción puede ser supervisado.

En el DE400 se elige el estado a ser contado, se puede elegir entre cualquier estado del interruptor (on, off, ambos). La supervisión del “tiempo de inactividad” puede ser activado durante el ingreso de datos en el DE400 o en línea.

3.2.1. Aplicación

En la subestación AMHERST en el interruptor 1E abrimos la ventana Info dando click derecho, en la ventana que se despliega se puede observar las estadísticas horarias de funcionamiento del interruptor. Dentro de la pestaña EQS2 se puede observar la ficha de operación cíclica.

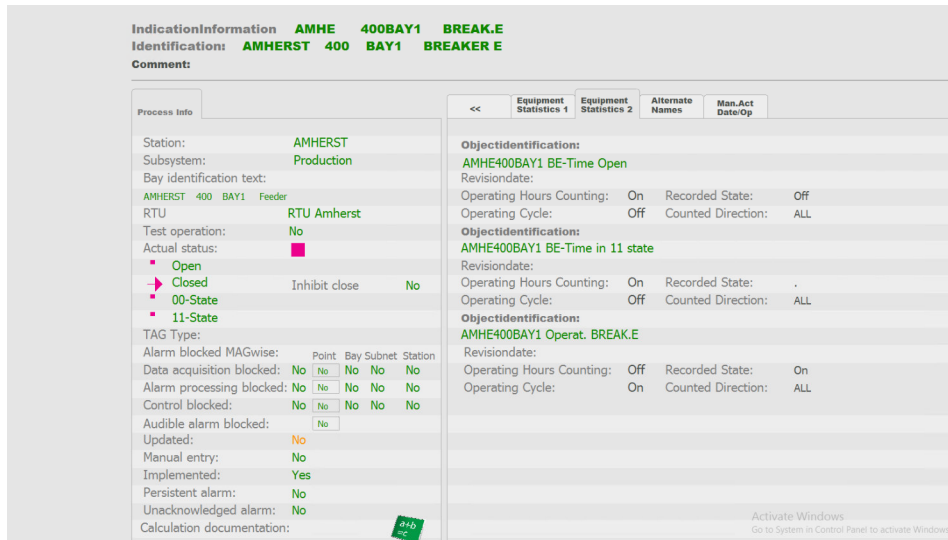


Figura A4. Ventana informativa Equipment Statistics para indicadores

Se desea la operación cíclica del interruptor, por lo que buscamos en “Object identification” el objeto “AMHE400BAY1 Operat. BREAK.E” seleccionamos la ventana info dando click derecho donde se despliega las cuatro funcionalidades del EQS, en esta ocasión deseamos la estadística cíclica de operación del interruptor, por lo que seleccionamos la pestaña **OC** donde se puede observar estos datos estadísticos para el interruptor E1 como se observa en la Figura A5.

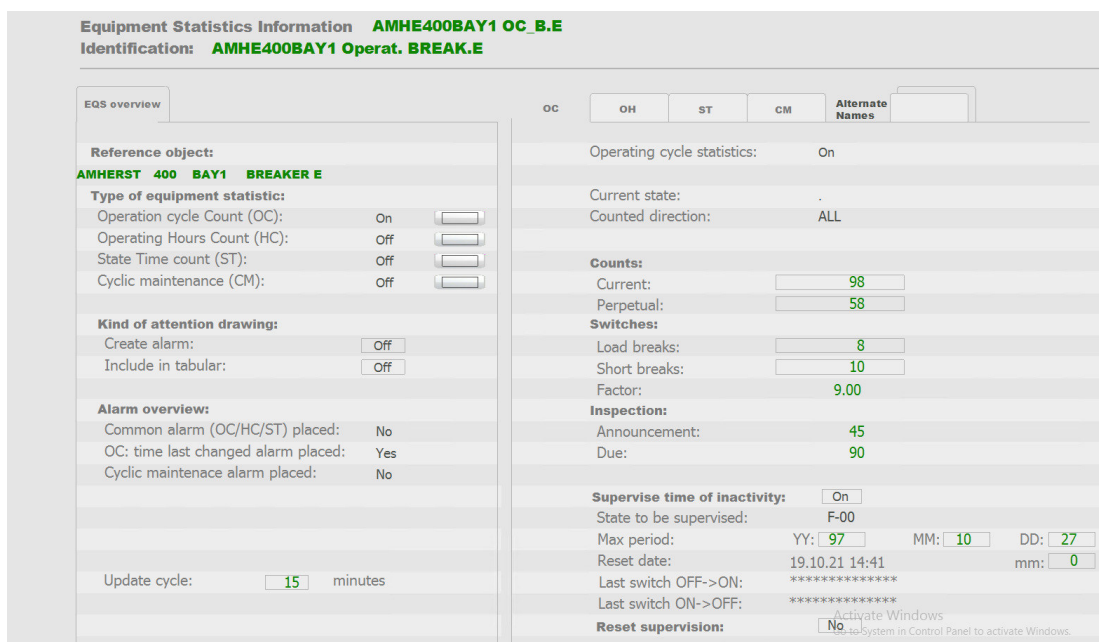


Figura A5. Datos estadísticos cíclicos de operación

El Network Manager-system distingue entre una interrupción de carga (LO) y una interrupción de cortocircuito (SC) de la siguiente manera:

LO se actualiza si la transición de estado fue realizada por un operador o si ocurrió mientras el “comando de bloqueo” se activó en la subestación (para mantenimiento). El contador de despejes de carga también se actualiza si el estado de transición del equipo fue ingresado manualmente por el operador.

SC se actualiza solo si ha habido una transición repentina de estado. Esto se da cuando el operador no realizó ningún comando y cuando el “comando de bloqueo” no se activó en el sistema central.

El desgaste del interruptor puede ser calculado mediante la fórmula:

$$EW = LO + w * SC \quad (6)$$

Donde

EW: Desgaste efectivo del interruptor

LO: Número de despejes de carga

SC: Número de despejes de cortocircuito

w: Factor de ponderación

El factor de ponderación depende de estudios previos de la corriente de cortocircuito que debe soportar el interruptor y se lo puede modificar únicamente al ingresar los datos en el DE400.

Un contador adicional registra la información sobre la suma de los cambios de estado del interruptor (SC y LO) durante toda su vida útil, esta función se llama “perpetual” (total), el desgaste efectivo no utiliza un factor de ponderación y se lo calcula de la siguiente manera:

$$PW = (LO_1 + SC_1) + (LO_2 + SC_2) + \dots + (LO_n + SC_n) \quad (7)$$

Donde:

PW: Desgaste efectivo total (perpetual)

LO_n: Número de despejes de carga hasta el total (n) de periodos de operación

SC_n: Número de despejes de cortocircuito hasta el total (n) periodos de operación

Los datos que se pueden modificar en línea son:

- Conteo continuo (al realizar un mantenimiento de interruptor)

Nota: Solo es posibles el reseteo

- Conteo acumulado (al reemplazar un interruptor/seccionador)
- Número de aperturas de carga y de cortocircuito
- Activación de “supervise time of inactivity”
 - Cambiar el máximo periodo
 - Restear a supervisión

De igual forma existen dependencias entre valores, si se cambia uno pueden alterarse otros como se muestra en la Tabla A3.

Tabla A3. Dependencia de datos de operación de interruptores

Causa	Efecto
Reiniciar conteo instantáneo a cero	Pone despeje de carga en cero
	Pone despeje de corto circuito en cero
Reiniciar conteo acumulado a cero	Pone conteo instantáneo a cero
	Pone despeje de carga en cero
	Pone despeje de corto circuito en cero
Reiniciar despeje de carga a cero	Pone conteo instantáneo a cero
	Pone despeje de corto circuito en cero

3.2.2. Supervisión de tiempo de inactividad

Adicionalmente al contador de operaciones, se puede medir y supervisar el tiempo de inactividad. Se necesita definir el estado a ser supervisado (ON/OFF). La duración permitida de la inactividad puede ser de años, meses o días, esto no define una fecha absoluta, solo una duración relativa.

La supervisión puede ser reseteada manualmente en “reset supervision”. El reseteo del conteo instantáneo o acumulado causado por un mantenimiento programado solo se lo puede realizar si el tiempo de inactividad no ha expirado.

Para cada equipo, el tiempo de inactividad puede ser activado tanto en el DE400 como en línea. Se debe definir el estado del objeto a ser supervisado (On, Off, ambos) y el máximo tiempo que el objeto está en ese estado. Si el máximo tiempo se cumplió, se presentará al operador una advertencia. Al superar el tiempo máximo de inactividad, el reseteo se puede hacer de dos formas:

- Manualmente por el operador

- Un reseteo a causa de la ejecución de un mantenimiento (poniendo a cero el conteo actual o total). Esto solo se puede realizar si el tiempo de inactividad aún no expira

4. EQUIPMENT STATISTICS PARA MEDICIONES

4.1. Estadística de operación horaria

Para este tipo de estadística se debe definir los siguientes datos por separado para cada equipo que pertenece a mediciones:

- Tipo de estadística
- Referencia al archivo de medición
- Estado del equipo que será contado
- Medición máxima que determina el estado
- Límites que determinan un cambio de estado
- Límite para la advertencia
- Límite de tiempo de caducidad

4.1.1. Aplicación

En la subestación AMHERST seleccionamos la medición de potencia activa (GEN_P) del generador 1, abrimos la ventana Info dando click derecho, en la ventana que se despliega se puede observar la ficha estadística de operación horaria para mediciones de potencia activa del generador 1 en la pestaña Equipment Statistics 1.

The screenshot displays the 'Equipment Statistics' application interface. At the top, it shows 'Measurand Information' for 'AMHE G1 BUS GEN_P' and 'Identification: AMHERST G1 BUS GEN_ACPOWER'. Below this, there are tabs for 'Equipment Statistics 1', 'Equipment Statistics 2', 'Delayed Events', 'Rate-of-Change', 'Setpoint Raise/Low', and 'Param.'. The main area is divided into two columns. The left column, titled 'Process Info', contains fields for Station (AMHERST), Subsystem (Production), RTU (RTU Amherst), Track, Test operation (No), Current value (350.00 MW), Alarm blocked MAGwise (No), Data acquisition blocked (No), Alarm processing blocked (No), Audible alarm blocked (No), Updated (No), Manual entry (No), Persistent alarm (No), Unacknowledged alarm (No), Implemented (Yes), Invalid (Yes), Tagged, Substituted (No), Stale (No), Stale Blocked (No), Calculation documentation, and Status calculation (No). The right column, titled 'Object Identification', shows three entries for 'AMHEG1BUS Time ab. lev. 1P', 'AMHEG1BUS Time ab. lev. 2P', and 'AMHEG1BUS St. time Sta.1P', each with fields for Revisiondate, Operating Hours Counting, Record State, and Classified State Time.

Figura A6. Ventana de información del aplicativo Equipment Statistics para medición

Se desea el tiempo de operación de la potencia activa del GEN1, por lo que buscamos en "Object identification" el objeto "AMHEG1BUS Time.ab.lev.1P" seleccionamos la ventana

info dando click derecho donde se despliega las cuatro funcionalidades del EQS, en esta ocasión deseamos el tiempo horario de operación de potencia activa del generador, por lo que seleccionamos la pestaña **OH** donde se puede observar estos datos estadísticos de operación del GEN1 como se observa en la Figura A7.

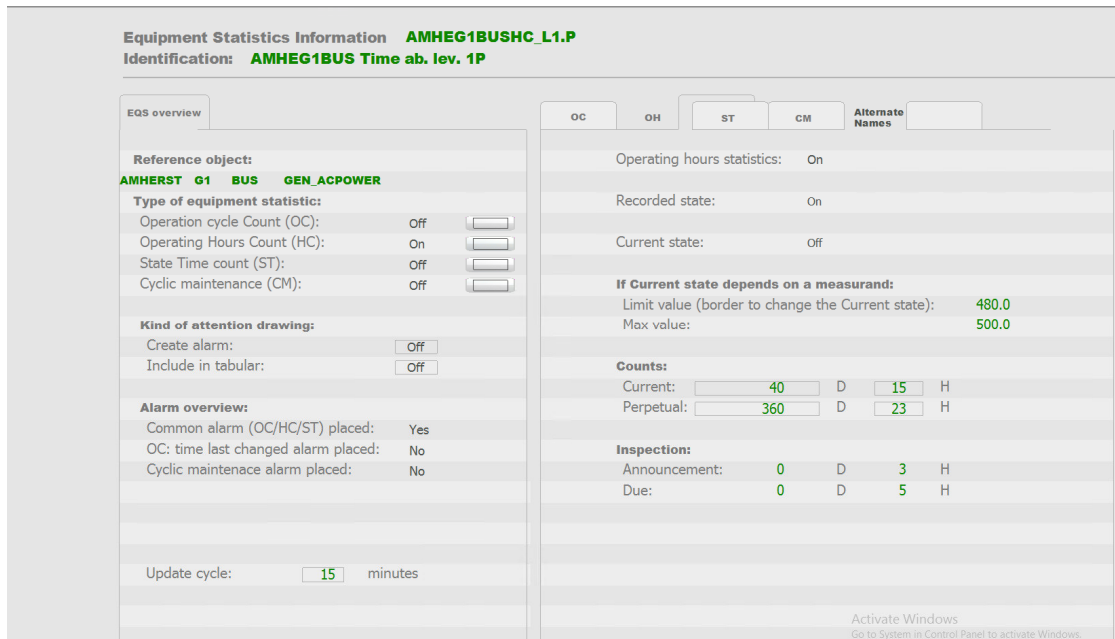


Figura A7. Datos estadísticos de horas de operación

Las mediciones pueden modificar los mismos parámetros que en indicaciones y tienen las mismas dificultades al momento de realizar una alteración de su valor como se mostró en la tabla 3.1.

La información del estado se adquiere directamente del propio dispositivo en cuestión o desde dispositivos asignados a ese objeto y para que se contabilice una medición horaria en el “current count” como se observa en la figura 4.2, se debe sobrepasar un valor límite establecido por el usuario en el DE400.

4.2. Clasificación de estado de desgaste

Esta aplicación del EQS requiere mediciones como variables de entrada que reflejen el estado del dispositivo.

Durante el ingreso de datos en el DE400, existe un intervalo de 8 niveles en el que cada nivel cuenta con un factor de ponderación para cada valor medido durante el día como se observa en la Figura A8. Los bordes de estos niveles son definidos al ingresar los datos en el DE400 y se debe definir como un valor porcentual o absoluto del valor nominal

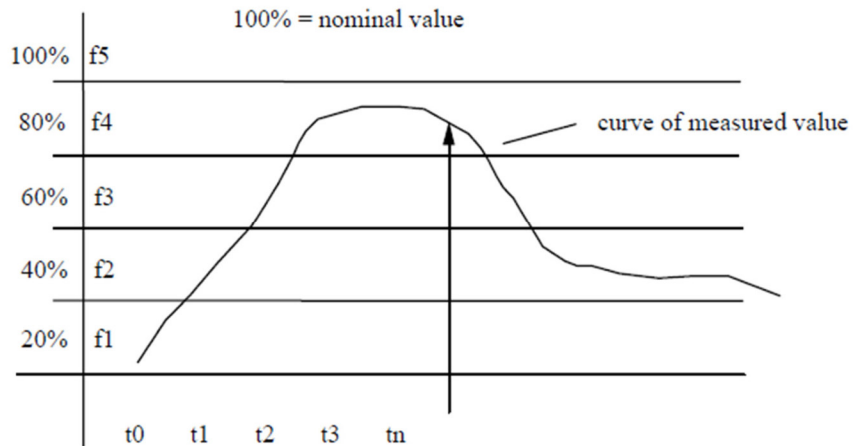


Figura A8. Curva diaria de valores medidos.

El factor de ponderación depende del nivel del valor medido en el tiempo t_n . El desgaste efectivo se calcula utilizando este dato y es parte de esta funcionalidad del EQS. El desgaste efectivo (W_n) junto al periodo de mantenimiento se calcula como:

$$w_n = w_{n-1} + T_{cycl} * f(t_n) \quad (8)$$

Donde:

w_n : Desgaste efectivo después de el intervalo n

w_{n-1} : Desgaste efectivo después del intervalo n-1

T_{cycl} : El tiempo en el que la medición está en un intervalo

$f(t_n)$: Factor de peso al tiempo n

Un contador adicional supervisa el desgaste de un objeto durante su vida útil desde que se empezó a grabar. Este contador se llama “perpetual wear” (desgaste acumulado) y se calcula como:

$$W_{all} = w_1 + w_2 + \dots + w_n \quad (9)$$

Donde:

w_{all} : Desgaste total (perpetual) durante el ciclo de vida

w_n : Desgaste efectivo después de un periodo de mantenimiento n

4.2.1. Aplicación

En la subestación AMHERST seleccionamos la medición de potencia activa (GEN_P) del generador 1, abrimos la ventana Info dando click derecho, se desplegará la ficha de

clasificación de estados presionando en la pestaña EQS1 como se observa en la Figura A6.

Se desea la clasificación de estado del de desgaste del GEN1, por lo que buscamos en “Object identification” el objeto “AMHEG1BUS St. time Sta.1P” seleccionamos la ventana info dando click derecho donde se despliega las cuatro funcionalidades del EQS, en esta ocasión deseamos los datos estadísticos del tiempo de estado de potencia activa del generador, por lo que seleccionamos la pestaña **ST** donde se puede observar estos datos estadísticos de operación del GEN1 como se observa en la Figura A9.

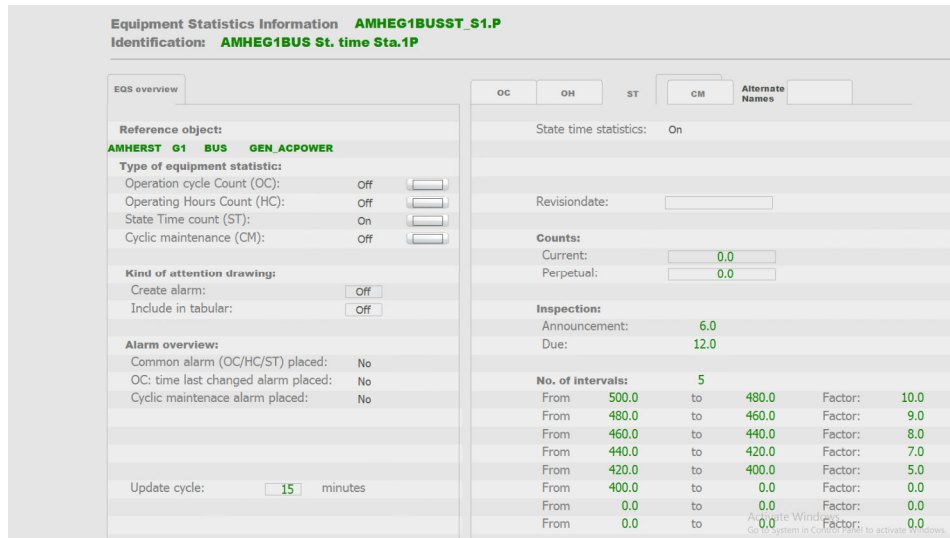


Figura A9. Datos de la clasificación del estado de desgaste

El “count current” se actualiza cada 15 minutos, para determinar qué valor va a obtenerse se debe resolver la ecuación (3). Por ejemplo, si en 15 minutos el valor de potencia se mantuvo en el intervalo de 440 – 420 el factor multiplicador será 7, sea 15 minutos el 25% de 1 hora y al mantenerse en un único factor $w_{n-1} = 0$ se tiene:

$$\begin{aligned}
 w_1 &= w_0 + T_{cycl} * f(T_n) \\
 w_1 &= 0 + 0,25 * 7 \\
 w_1 &= 1,75
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Como se observa en la Figura A10 y en la ecuación (5), en un intervalo de 15 minutos los valores son los mismos, pero en la interfaz al tener un solo decimal, se aproxima al inmediato superior.

OC OH ST **CM** Alternate Names

State time statistics: On

Revisiondate:

Counts:
 Current:
 Perpetual:

Inspection:
 Announcement:
 Due:

No. of intervals:

From	500.0	to	480.0	Factor:	10.0
From	480.0	to	460.0	Factor:	9.0
From	460.0	to	440.0	Factor:	8.0
From	440.0	to	420.0	Factor:	7.0
From	420.0	to	400.0	Factor:	5.0
From	400.0	to	0.0	Factor:	0.0
From	0.0	to	0.0	Factor:	0.0
From	0.0	to	0.0	Factor:	0.0

Figura A10. Actualización de datos de clasificación del estado de desgaste

Debido a que el sistema es dinámico las mediciones no se mantienen constantes en un solo rango, por lo que se debe ir acumulando el desgaste efectivo w_{n-1} con el factor correspondiente y el tiempo en el que la medición se mantuvo en ese rango en por unidad, siendo 60 minutos 1 [p.u]

Los datos que pueden ser modificados son:

Conteo actual (para poner el valor en cero después del mantenimiento de un transformador)

Conteo continuo (como para poner en cero después de reemplazar el transformador)

Fecha de revisión (revision date), máximo 8 caracteres (puede ser la última fecha del mantenimiento)

Tabla A4. Dependencia de datos de estado de desgaste

Causa	Efecto
Poner recuento continuo a cero	Coloca recuento de corriente a cero

5. SUPERVISIÓN DE PERIODO DE CICLO DE MANTENIMIENTO.

Esta funcionalidad permite recordar al operador sobre el mantenimiento del dispositivo periódicamente. Puede funcionar con las otras tres funcionalidades del EQS, se la activa en la pestaña CM.

Esta funcionalidad puede trabajar sola, si se opta por esta opción la funcionalidad se debe definir durante el ingreso de datos en el DE400. Si se necesita agregar a otro objeto EQS, la funcionalidad puede ser activada también en línea desde el WS500

Si transcurre el tiempo definido, se presenta una alarma. Todos los objetos que tengan el ciclo de mantenimiento activo, se presentan en la lista de estados en el ciclo de mantenimiento. Después de que se supere el periodo de tiempo máximo, la alarma se encenderá y se podrá empezar un nuevo periodo

Como se puede observar en la Figura A11 el periodo de mantenimiento cíclico puede ser definido para años, meses y días. De igual forma la alarma puede ser definida para que se le alerte al operador en horas laborables.

Todos los objetos con el ciclo de mantenimiento activado aparecen en la lista de “cyclic maintenance status”

Se puede iniciar un nuevo periodo una vez terminado el mantenimiento respectivo.

The screenshot displays the 'Equipment Statistics Information' window for 'AMHEG1BUSST S1.P'. The 'Identification' is 'AMHEG1BUS St. time Sta.1P'. The interface is divided into two main sections: 'EQS overview' and 'CM' (Cyclic Maintenance).

EQS overview:

- Reference object: AMHERST G1 BUS GEN_ACPOWER
- Type of equipment statistic:
 - Operation cycle Count (OC): Off
 - Operating Hours Count (HC): Off
 - State Time count (ST): On
 - Cyclic maintenance (CM): On
- Kind of attention drawing:
 - Create alarm: Off
 - Include in tabular: Off
- Alarm overview:
 - Common alarm (OC/HC/ST) placed: No
 - OC: time last changed alarm placed: No
 - Cyclic maintenance alarm placed: No
- Update cycle: 15 minutes

CM (Cyclic Maintenance):

- Cyclic maintenance: On
- Activate / deactivate cyclic maintenance: Yes
- Date of next CM: 22.03.23 00:00:00
- Date of prev. CM: 21.10.21 10:33:38
- CM period:
 - YY: 1 MM: 5 DD: 1
- Time for alarming:
 - hh: 10 mm: 30
- Start new period: No

Figura A11. Datos del ciclo de mantenimiento

Después del mantenimiento de un dispositivo, el conteo instantáneo debe ser reseteado manualmente para el siguiente periodo. Cuando se reemplaza el objeto el conteo acumulado debe ser reseteado también

6. LISTAS DE ESTADO (STATUS LIST) del EQS.

La lista de estados del EQS puede ser mostrada en una presentación o ser impresa para su presentación al departamento de mantenimiento de la empresa. La presentación puede ser de datos de todo el sistema, o ser limitada a, por ejemplo, datos de una subestación o parte del sistema, por lo que preseleccionar una subestación o parte del sistema da un extracto de estos datos desde la lista de estado. El filtrado limita la gran cantidad de datos de todo el sistema a información que sea relevante para el operador en ese momento.

Los siguientes datos se despliegan en el Status List del Equipment Statistics

- Estado de tiempo de anuncios
- Estado de tiempo de la fecha de vencimiento
- Horas de conteo ann.
- Horas de conteo DD
- Conteo de operación ann.
- Conteo de operación DD
- Ciclo de mantenimiento
- EQS: Lista común de alarmas
- EQS: Lista de alarmas TLC
- EQS: Lista de alarmas CM

6.1. Lista de estado para las alarmas del EQS

La lista de estado de las alarmas del EQS muestra todos los objetos donde la alarma está activa y si actualmente hay una alarma activa.

Alarmas para el estado de desgaste, conteo de horas y conteo de operaciones se van a presentar en el "EQS: Lista común de alarmas", mientras que para TLC (Supervisión del tiempo de inactividad) y CM (Mantenimiento cíclico) existen listas separadas.

6.2. Desplegar una presentación de la lista de estados

Los objetos o valores que son desplegados en la lista de estados dependen de la subestación, subsistema o sistema en el que la lista de estados había sido predefinida

inicialmente. En este escenario queremos mostrar solo objetos que pertenecen a la subestación “AMHERST”.

Por esa razón se debe seleccionar primeramente el diagrama simple lineal de la subestación “AMHERST”.

Seleccione lista de estado desde la lista de menú. Una forma alternativa es presionando *Ctrl+7*. Un menú de lista de estados disponibles se despliega como se observa en la Figura A12.

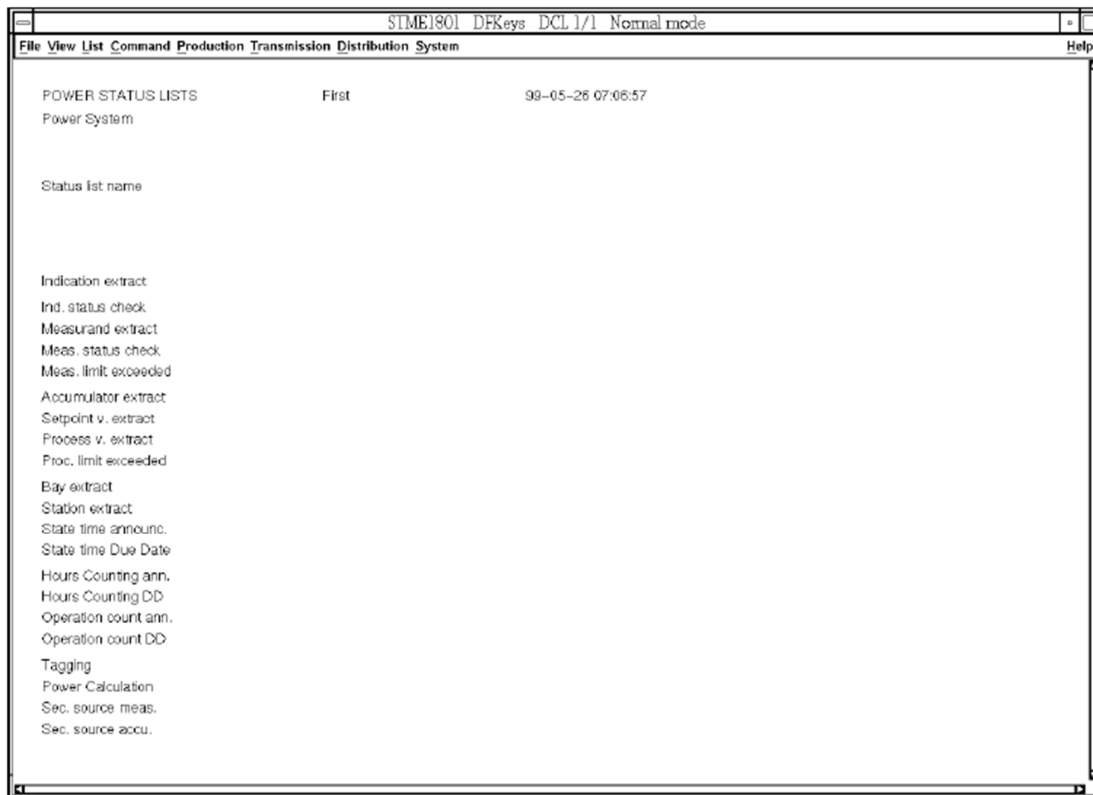


Figura A12. Menú de lista de estados

Seleccione la lista de estado de recuento de horas anual (ann) dando click derecho en el nombre de la lista de estado esta resaltado, seleccione la lista de muestra DFK. La lista de estadísticas de estado del recuento de horas se despliega (Figura A13).

La presentación solo incluye objetos o valores pertenecientes a la subestación “AMHERST”. El valor actual del contador de días y horas (el tiempo de operación expira hasta la última inspección) de estos objetos excede el valor inspección anual diaria horaria (se debe definir un valor límite para anunciar la inspección).

La lista de estado **no** se actualiza automáticamente. Para desplegar la lista reciente se lista manualmente, seleccione *Refresh* desde el menú *View* para mostrar una imagen actualizada. La página puede hacerse desde el menú dando click derecho.

Ident text	Current day hour	Insp. ann. day hour	Insp. die day hour	Perpetual day hour	Insp. date	Recorded state
AMHE 400 EAY1 IB-Time n00	5 19	0 04	0 05	5 19	- -	00-POS
AMHE 400 EAY1 IA-Time n00	5 19	0 01	0 02	5 19	- -	00-POS
AMHE 400 EAY1 IC-Time n00	5 19	0 01	0 02	5 19	- -	00-POS
AMHE 400 EAY1 ID-Time n00	62 14	0 04	0 05	62 14	- -	00-POS
AMHE 400 EAY1 BE-Time Closed	44 06	0 02	0 03	44 06	- -	ON
AMHE 400 EAY1 IA-Time Closed	45 07	0 02	0 03	45 07	- -	ON
AMHE 400 EAY1 IC-Time Closed	45 07	0 02	0 03	45 07	- -	ON
AMHE 400 EAY1 BE-Time Open	12 12	0 03	0 04	12 12	- -	OFF
AMHE 400 EAY1 IA-Time Open	11 11	0 03	0 04	11 11	- -	OFF
AMHE 400 EAY1 IB-Time Open	56 16	0 06	0 07	56 16	- -	OFF
AMHE 400 EAY1 IC-Time Open	11 11	0 03	0 04	11 11	- -	OFF
AMHE 400 EAY1 BE-Time in 00	5 19	0 01	0 02	5 19	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 BE-Time in 00	5 19	0 04	0 05	5 19	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 IA-Time n00	62 14	0 01	0 02	62 14	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 IB-Time n00	62 14	0 04	0 05	62 14	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 IC-Time n00	62 14	0 01	0 02	62 14	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 ID-Time n00	62 14	0 04	0 05	62 14	- -	00-POS
AMHE 400 EAY2 BE-Time Closed	45 07	0 05	0 06	45 07	- -	ON
AMHE 400 EAY2 BE-Time Open	11 11	0 06	0 07	11 11	- -	OFF
AMHE 400 EAY3 BE-Time in 00	13 21	0 01	0 02	13 21	- -	00-POS
AMHE 400 EAY3 BE-Time Closed	28 22	0 02	0 03	28 22	- -	ON

Figura A13. Lista de estados (ejemplo)

6.2.1. Imprimir la lista de estados

Los objetos o valores que son incluidos para imprimir en la lista de estado dependen de la subestación, subsistema o sistema con el que la lista de estado se inicializó. En este escenario nosotros queremos desprender todos los objetivos que pertenezcan al Sistema de Potencia. Por lo que primero se debe seleccionar primero la imagen general del sistema de potencia "PSVOV0101".

Seleccione lista de estado desde el menú de lista. Un método alternativo es presionar *Ctrl+7*. Un menú de listas de estado disponibles se despliega (Figura A12). Seleccionar la lista de estados del conteo operación DD (diaria) dando click izquierdo.

Seleccione la lista DFK para imprimir. La impresión incluye todos los objetos pertenecientes a "PSOV0101" cuyo desgaste efectivo actual exceda la fecha de vencimiento de la inspección.

7. DATOS DE ENTRADA PARA EL DE400

Los siguientes datos de entrada deben ser ingresados utilizando el DE400 para poder utilizar la función Equipment Statistics:

- El dispositivo a ser monitoreado
- El tipo de advertencia que se va a desplegar

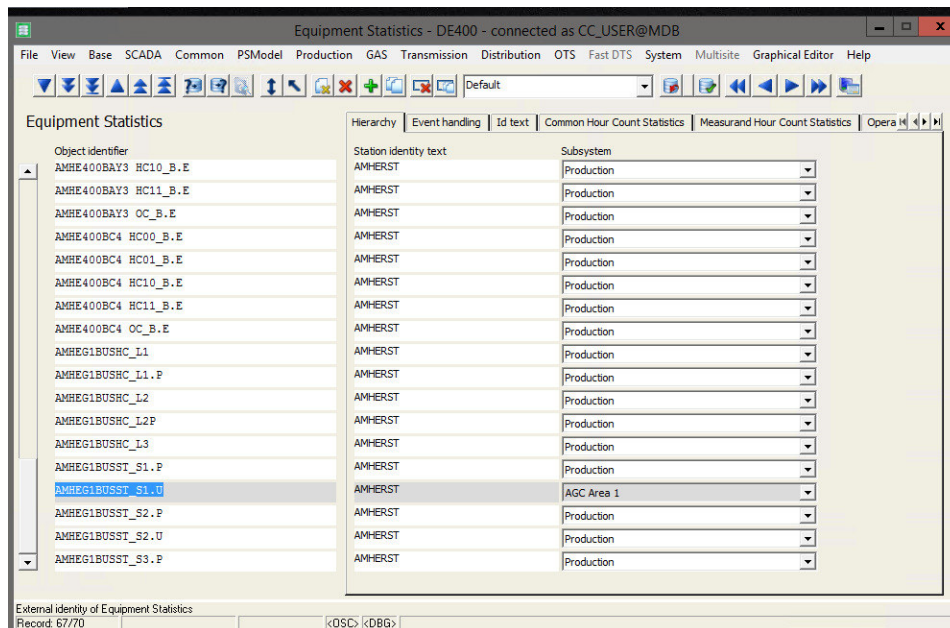


Figura A14. Identificación del objeto en el Equipment Statistics

- Tipo de aplicación del EQS que se va a utilizar

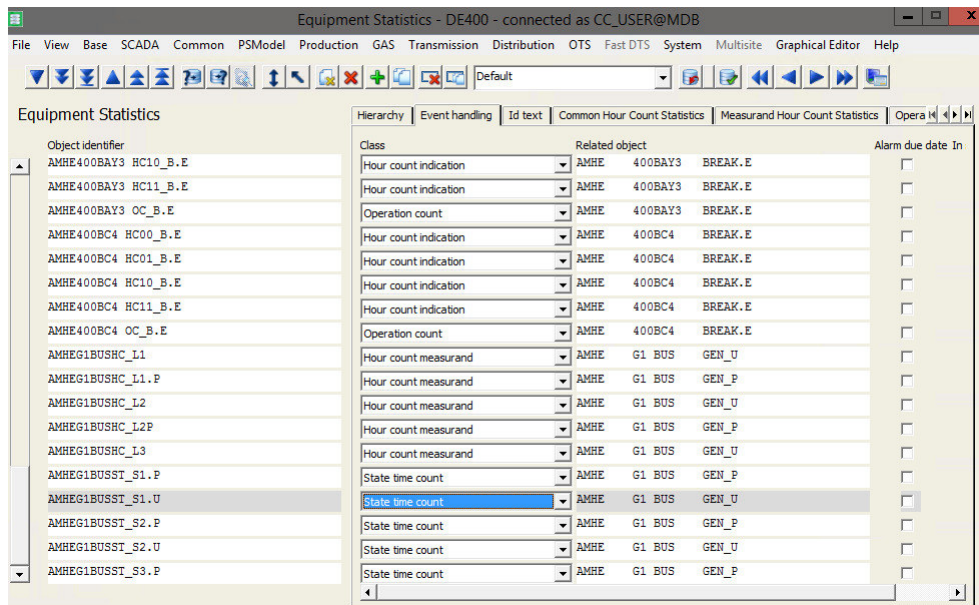


Figura A15. Identificación del tipo de aplicación

- El conteo de ciclos de operación
 - Factor de peso para cortocircuitos
 - Transición de estado del equipo (de “on” a “off” y viceversa o solo “on” y “off”)
 - Anuncio de mantenimiento
 - Fecha de vencimiento del mantenimiento
 - Supervisión de periodo de inactividad, estado a ser supervisado y el máximo periodo

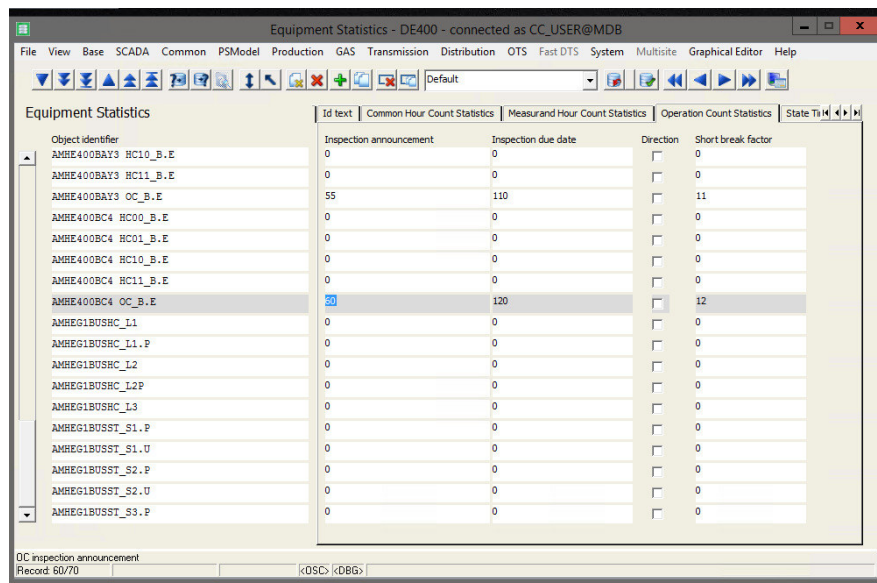


Figura A16. Identificación del conteo de ciclos de operación y factor de ponderación

- Conteo de horas de operación
 - Estado del dispositivo a considerar (“on” “off” y/o “alarma”)
 - Valores activados por valores medidos (porcentaje del valor nominal)
 - Anuncio de mantenimiento
 - Fecha de vencimiento del mantenimiento

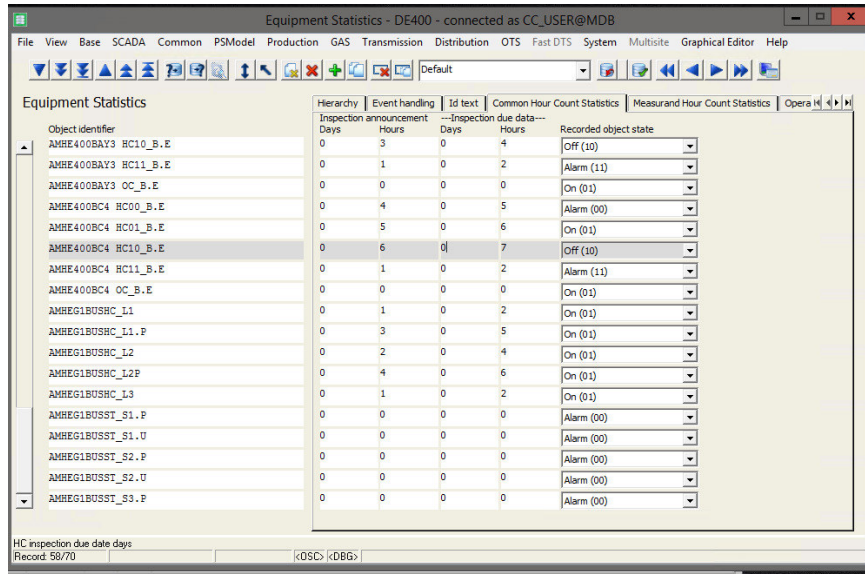


Figura A17. Identificación de conteo de horas de operación

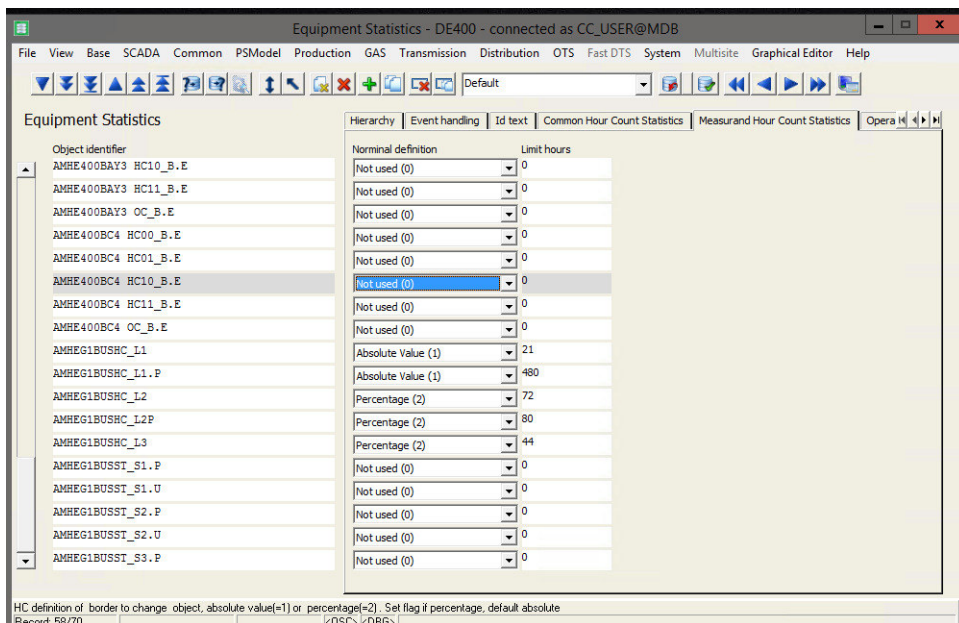


Figura A18. Identificación del valor que cambia el estado actual de conteo

- Conteo de la clasificación del time of state
 - Rango de valores (del 1 al 8) (porcentaje o absoluto)
 - Factor de ponderación (del 1 al 8)

Object identifier	Level definition	Level	Factor	Border 1	Border 2
AMHE400BAY3 HC10_B.E		0	0	0	0
AMHE400BAY3 HC11_B.E		0	0	0	0
AMHE400BAY3 OC_B.E		0	0	0	0
AMHE400BC4 HC00_B.E		0	0	0	0
AMHE400BC4 HC01_B.E		0	0	0	0
AMHE400BC4 HC10_B.E		0	0	0	0
AMHE400BC4 HC11_B.E		0	0	0	0
AMHE400BC4 OC_B.E		0	0	0	0
AMHEG1BUSHC_L1		0	0	0	0
AMHEG1BUSHC_L1.P		0	0	0	0
AMHEG1BUSHC_L2		0	0	0	0
AMHEG1BUSHC_L2P		0	0	0	0
AMHEG1BUSHC_L3		0	0	0	0
AMHEG1BUSST_S1.P		500	10	460	9
AMHEG1BUSST_S1.U		25	2.5	80	2
AMHEG1BUSST_S2.P		500	10	460	8
AMHEG1BUSST_S2.U		25	4	84	3
AMHEG1BUSST_S3.P		500	20	460	18

Figura A19. Identificación de rangos, niveles y factor de ponderación para mediciones

- Anuncio de mantenimiento
- Fecha de vencimiento del mantenimiento

Object identifier	Inspection announcement	Inspection due date
AMHE400BAY3 HC10_B.E	0	0
AMHE400BAY3 HC11_B.E	0	0
AMHE400BAY3 OC_B.E	0	0
AMHE400BC4 HC00_B.E	0	0
AMHE400BC4 HC01_B.E	0	0
AMHE400BC4 HC10_B.E	0	0
AMHE400BC4 HC11_B.E	0	0
AMHE400BC4 OC_B.E	0	0
AMHEG1BUSHC_L1	0	0
AMHEG1BUSHC_L1.P	0	0
AMHEG1BUSHC_L2	0	0
AMHEG1BUSHC_L2P	0	0
AMHEG1BUSHC_L3	0	0
AMHEG1BUSST_S1.P	6	12
AMHEG1BUSST_S1.U	2	4
AMHEG1BUSST_S2.P	8	16
AMHEG1BUSST_S2.U	4	8
AMHEG1BUSST_S3.P	10	20

Figura A20. Identificación de datos para el anuncio de mantenimiento.

- Supervisión del periodo del ciclo de mantenimiento

- Periodo de tiempo
- Estado a ser supervisado

ORDEN DE EMPASTADO