

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



“ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS PARA DIAGNOSTICAR TIPO DE FALLAS EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 120MVA”

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

CUEVA MEZA, CRISTOPHER ALEXANDER

ASESOR

MURILLO MANRIQUE, MARGARITA

Villa El Salvador

2021

DEDICATORIA

A mi madre Irma, a mi padre José, a mis hermanos José y Gian Piere y mi abuela Dora que me brindaron consejos y apoyo a lo largo de mis 5 años de estudio universitario.

AGRADECIMIENTO

A Dios por guiar mi camino.

A mi alma mater Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, a la facultad de Ingeniería y Gestión, a la escuela profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y a los docentes que contribuyeron en mi formación profesional.

A la Compañía Eléctrica El Platanal, por abrirme sus puertas y permitirme desarrollar todos los conocimientos adquiridos en mi etapa universitaria.

A mi familia, por estar siempre conmigo y ser el motivo que me impulsa a ser cada día mejor.

A la Dra. Margarita Murillo Manrique asesora de este trabajo de suficiencia profesional quien, con sus aportes académicos, dedicación, experiencia, paciencia, y compromiso contribuyó significativamente a la ejecución de este trabajo.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I. ASPECTOS GENERALES.....	3
1.1. Contexto.....	3
1.2. Delimitación temporal y espacial del trabajo.....	3
1.3. Objetivos	4
CAPITULO II. MARCO TEORICO	5
2.1. Antecedentes	5
2.2. Bases teóricas	8
2.2.1. Análisis de gases disueltos (DGA).....	8
2.2.2. Fallas en transformadores de potencia.....	11
2.3. Definición de términos básicos.....	20
CAPITULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL	22
3.1. Determinación y análisis del problema	22
3.2. Modelo de solución propuesto.....	26
3.3. Resultados	29
CONCLUSIONES	34
RECOMENDACIONES.....	36
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	37
ANEXOS	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de toma de decisiones DGA.....	12
Figura 2. Ubicación de falla en el triángulo de Duval.....	19
Figura 3. Fallas presentadas durante la operación de transformador de potencia UG1.	23
Figura 4. Máxima temperatura de aceite en transformador de potencia UG1.....	24
Figura 5. Promedio de temperatura de aceite en transformador de potencia UG1	24
Figura 6. Máxima temperatura del devanado en transformador de potencia UG125	
Figura 7. Promedio de temperatura del devanado en transformador de potencia UG1	25
Figura 8. Temperatura de aceite en periodo de avenida y estiaje del transformador de potencia UG1	26
Figura 9. Temperatura de devanado durante periodo de avenida y estiaje del transformador de potencia UG1	26
Figura 10. Diagrama de flujo de modelo de solución propuesto.	28
Figura 11. Resultado de ubicación de la falla en triángulo de Duval.....	32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Gases generados en transformadores de potencia.	10
Tabla 2. Fallas en transformadores de potencia.	11
Tabla 3. Status DGA en transformadores de potencia.	13
Tabla 4. Tabla 1 de IEEE C57.104 – 2019 Porcentaje de concentración de gas en función de O_2/N_2 y edad en ppm - percentil 90.	13
Tabla 5. Tabla 3 de IEEE C57.104 – 2019 Máxima variación de generación de gas entre muestras consecutivas DGA en ppm – percentil 95.	14
Tabla 6. Tabla 4 de IEEE C57.104 – 2019 Valores de análisis de velocidad multipunto.	14
Tabla 7. Tabla 2 de IEEE C57.104 – 2019 Porcentaje de concentración de gas en función de O_2/N_2 y edad en ppm - percentil 95.	15
Tabla 8. Criterios para el diagnóstico de fallas según método de Gases claves.	16
Tabla 9. Interpretación de origen de falla según Dornenburg.	17
Tabla 10. Interpretación de origen de falla según Rogers.	18
Tabla 11. Fallas presentadas en transformador de potencia UG1.	22
Tabla 12. Parámetros de operación transformador de potencia UG1.	23
Tabla 13. Valores de gases en ppm calculados para determinar status 1 DGA.	29
Tabla 14. Valores de gases en ppm calculados para determinar status 2 o 3 DGA.	30
Tabla 15. Cálculo de porcentaje de gas presente según método de Gases clave.	30
Tabla 16. Cálculo de relaciones de gases según método de Dornenburg.	31
Tabla 17. Cálculo de relaciones de gases según método de Rogers.	31
Tabla 18. Cálculo de porcentajes de gases según método de Duval.	32
Tabla 19. Identificación de falla según método propuesto.	33

RESUMEN

El trabajo de suficiencia profesional se desarrolló en la Central Hidroeléctrica El Platanal en la provincia de Cañete, en el que se evaluó las condiciones de operación y los gases generados en el transformador de potencia de la unidad de generación 1, siendo el propósito presentar una guía práctica para el análisis de gases disueltos en aceite mineral en transformadores de potencia. Para el desarrollo inicialmente se analizó el histórico de fallas presentadas, seguidamente se determinó las condiciones de operación en épocas de estiaje y avenida, finalmente se utilizó el estándar IEEE C57.104 – 2019 para diagnosticar fallas en el transformador de potencia. Los resultados obtenidos muestran que las fallas más representativas son elevación de temperatura en el aceite y devanado, luego se observa deltas en la temperatura de aceite y devanado entre los años 2018 a 2021 del transformador de potencia. Se concluyó que, aplicando los métodos de Gases clave, Dornenburg, Rogers y el triángulo de Duval para el análisis de gases disueltos, existió avería térmica con temperaturas mayores a 700°C en el transformador de potencia.

Palabras Clave: Transformadores de potencia, DGA, aceite mineral, fallas

INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo del trabajo de suficiencia profesional análisis de gases disueltos para diagnosticar tipo de fallas en un transformador de potencia de 120MVA, se considera los siguientes antecedentes: Mackenzie et al., (2010), en su investigación: On-line Monitoring and Diagnostics For Power Transformes Application to On-load Tap-changers, así mismo Abad, Gabriel y Huanca (2019), en su investigación: Diagnóstico de transformadores de potencia utilizando lógica difusa para el análisis de gases en aceite, finalmente la investigación de Parra (2004), Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia.

El trabajo de suficiencia se justifica porque permite diagnosticar tipo de fallas incipientes que reducen la vida útil del transformador de potencia e indisponen la unidad de generación, generando costos de lucro cesante y sanciones por parte ente regulador. Los objetivos planteados son analizar el histórico de fallas presentadas en el transformador de potencia de la unidad de generación 1 durante los 11 años de operación, luego determinar las condiciones de operación del transformador de potencia en épocas de estiaje y avenida, por último diagnosticar fallas en el transformador de potencia de 120MVA de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal, utilizando normativa internacional.

Así mismo para el desarrollo del trabajo de suficiencia se ha estructurado de la siguiente manera: Capítulo I, aspectos generales, luego capítulo II, marco teórico y finalmente capítulo III, desarrollo de trabajo profesional.

El referencial teórico se fundamenta en el concepto del estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, que sustenta los procedimientos para analizar gases en transformadores llenos de aceite. Los resultados evidencian incremento de monóxido de carbono y dióxido de carbono, superando los límites indicados en el referencial teórico. Concluyéndose que existe avería térmica con temperaturas mayores a 700°C en el transformador de potencia.

Para finalizar el trabajo de suficiencia profesional se redactan las conclusiones, recomendaciones y se describe la referencia bibliográfica utilizada, como también se consideran los anexos con información que valida el trabajo de suficiencia realizado.

CAPITULO I. ASPECTOS GENERALES

1.1. Contexto

La Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (CELEPSA), es una empresa privada peruana socialmente responsable que se dedica a la generación de energía eléctrica sostenible y contribuye a acelerar la descarbonización del Perú, gestionando responsablemente los recursos naturales y generando valor en las comunidades aledañas. CELEPSA gestiona la operación y mantenimiento de la Central Hidroeléctrica El Platanal (CHEP), central de generación eléctrica con una capacidad instalada de 220MW, ubicada en la provincia de Cañete.

La CHEP tiene dos unidades de generación cada una con una potencia instalada de 110MW, cada unidad de generación tiene un transformador de potencia de 120MVA y la energía eléctrica generada aporta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Así mismo, la CHEP tiene un plan de mantenimiento con frecuencias establecidas para el transformador de potencia en evaluación, sin embargo a lo largo de su operación se observa un incremento en las fallas, esta tendencia pone en riesgo el suministro continuo de energía eléctrica al SEIN, teniendo como consecuencia sanciones por parte del ente regulador. Es por ello, que a partir del análisis de los gases disueltos en aceite se realizará un diagnóstico de su condición para así tener conocimiento temprano de alguna anomalía y tomar las acciones preventivas necesarias.

1.2. Delimitación temporal y espacial del trabajo

Delimitación temporal

El presente trabajo de suficiencia profesional se desarrolló desde el 28 de agosto de 2021 al mes de diciembre de 2021.

Delimitación espacial

El presente trabajo de suficiencia profesional se ha desarrollado en la Central Hidroeléctrica El Platanal, que se encuentra ubicada en el departamento de Lima, provincia de Cañete, distrito de Zúñiga, centro poblado de San Juanito, aproximadamente en el kilómetro 66 de la vía de penetración San Vicente de Cañete – Yauyos, a una altitud aproximada de 900 msnm.

1.3. Objetivos

Objetivo general

Analizar los gases disueltos en aceite utilizando normativa internacional para diagnosticar fallas en el transformador de potencia de 120MVA de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal.

Objetivos específicos

- a) Analizar el histórico de fallas presentadas en el transformador de potencia de la unidad de generación 1 durante los 11 años de operación de la Central Hidroeléctrica El Platanal.
- b) Determinar las condiciones de operación del transformador de potencia de 120MVA de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal, en épocas de estiaje y avenida.
- c) Diagnosticar fallas en el transformador de potencia de 120MVA de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal, utilizando normativa internacional.

CAPITULO II. MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes

Internacionales

Zorrilla, Céspedes y García (2020), realizaron la investigación: *Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica*, presentado en Ingeniare. Revista chilena de ingeniería 28(2), 184-203. En esta investigación, se realizó la revisión de ocho principales técnicas de diagnóstico y monitoreo de transformadores, apoyándose en software y hardware especializados para el tratamiento de los datos y de normas internacionales como IEEE, IEC, ANSI y CIGRÉ. Concluyeron que las técnicas como termografía y emisiones acústicas presentan un alto potencial y permiten su integración a sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia.

Mackenzie et al., (2010), realizaron la investigación: *On-line Monitoring and Diagnostics For Power Transform Application to On-load Tap-changers*, presentado en IEEE International Symposium on Electrical Insulation, 2010, pp. 1-5. En esta investigación, se muestra como el análisis de gases disueltos (DGA) es un método bien establecido para el diagnóstico de transformadores de potencia, advirtiendo del 70% de fallas más comunes en transformadores de potencia. Se describe un ejemplo de evaluación del estado de un conmutador de tomas bajo carga utilizando mediciones DGA, concluyendo que el análisis de gases disueltos proporciona una buena base para el monitoreo del estado del transformador de potencia, alertando sobre fallas que se pudieran estar desarrollando dentro del transformador y así evitar costosas paradas no programadas.

Utami et al., (2009), realizaron la investigación: *Evaluation Condition of Transformer Base don Infrared Thermography Results*, presentado en Proceedings of the 9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials. Esta investigación estudia la capacidad de conocer de manera temprana anomalías en el transformador y evitar daños en el mismo, a través de la termografía, observando el tanque del transformador, el cambiador de tomas, el radiador y el buje. El proceso de prueba para el tanque del transformador, el radiador y el buje se comparten en tres lados, superior, medio e inferior, en

condiciones normales, el patrón térmico de los radiadores y el tanque del transformador es más frío en la parte inferior y gradualmente más cálido en la parte superior, cualquier alteración en el patrón térmico indica anomalías en el transformador. Se concluye que la termografía resulta muy útil como primera medida para identificar comportamientos anómalos en el transformador.

Saldivia, Acevedo y Pérez (2013), realizaron la investigación: Estrategias de mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una empresa eléctrica, presentado en el Eleventh LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCE'2013), Cancun, México. Esta investigación, apoyándose en normas internacionales, recomendaciones de los fabricantes y bibliografía actualizada desarrolla el análisis modal de las fallas, con ello se plantea definir las estrategias que mantenimiento predictivo a ser implementadas en el plan de mantenimiento de la empresa eléctrica. Se concluye que con las Matriz AMFE realizada se establece un procedimiento para determinar la variabilidad de las propiedades físico-químicas del aceite dieléctrico como función de la falla del elemento del transformador de potencia.

García y Gaspar (2010), realizaron la investigación: Diagnóstico y Mantenimiento de transformadores de Gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13,8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria), presentado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador. En esta investigación, los autores presentaron una guía para realizar el mantenimiento en transformadores sumergidos en aceite, basándose en datos históricos recopilados durante la operación de la central térmica, datos de técnicas predictivas aplicadas al transformador de potencia, como el análisis físico-químico, cromatografías, pruebas eléctricas, pruebas de emisiones acústicas y la termografía, todas ellas rigiéndose de las normas ASTM. Se concluye que se determina la vida útil del transformador de potencia enfriado en aceite mineral, con la degradación del sistema aislante y del papel, así se plantea que análisis de aceite permite conocer el estado del transformador y será incluido en el plan de mantenimiento con el fin de evitar fallas intempestivas.

Celedón (2020), realizó la investigación: Análisis de la política de mantenimiento para transformadores de poder, presentado en el Departamento de Industrias, Universidad Técnica Federico Santa María, en Chile. Esta investigación, establece paso a paso la metodología que permite el desarrollo de una política de mantenimiento aplicada a transformadores de poder, utilizando datos entregados por una empresa eléctrica, determinando las características más relevantes para calcular y graficar la confiabilidad condicional, vida útil remanente y curva de decisión, a través de un modelo de Weibull PHM. Se concluye que es necesario pre procesar los datos y determinar aquellos que resulten útiles para así evitar errores en la generación de la política de mantenimiento, sin menor importancia se resalta que el monitoreo de condiciones se hace vital para el desarrollo de las políticas y el estado del activo estudiado.

Atherfold y Van Zyl (2020), realizaron la investigación: A Method for Dissolved Gas Forecasting in Power Transformers Using LS-SVM, presentado en IEEE 23rd International Conference on Information Fusion (FUSION), 2020, pp. 1-8. En esta investigación, se consolida las técnicas de predicción de series de tiempo con el propósito de mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, entre las técnicas de pronóstico evaluadas se utilizó Máquina de Vector de Soporte de Mínimos Cuadrados (LS-SVM), Regresores de vectores de soporte, Pronósticos ingenuos, Previsiones medias, Media móvil integrada auto-regresiva o ARIMA y suavizado exponencial, Se evalúa el rendimiento de modelos únicos en múltiples transformadores, con datos en forma de series de tiempo de análisis de gas disuelto, obteniendo resultados aplicables de forma genérica a transformadores de potencia.

Nacionales

Abad, Gabriel y Huanca (2019), realizaron la investigación: Diagnóstico de transformadores de potencia utilizando lógica difusa para el análisis de gases en aceite, presentado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional del Callao, en Perú. En esta investigación, se realizó el análisis de gases disueltos en aceite utilizando lógica difusa aplicada a métodos convencionales Rogers e IEC y se comparó los resultados con los métodos convencionales, técnica de Duval,

Rogers e IEC. Se concluyó que, lógica difusa presenta ventajas sobre los métodos convencionales, reduciendo los errores de diagnóstico.

Parra (2004), realizó la investigación: Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, presentado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional del Callao, en Perú. Esta investigación, presenta un estudio detallado de distintas técnicas de mantenimiento predictivo aplicadas a transformadores de potencia para determinar su condición y diagnosticar el funcionamiento. Se concluye que, con el análisis realizado se determinará las acciones preventivas a realizar y así extender la vida útil del transformador.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Análisis de gases disueltos (DGA)

Según Sarria, Guerrero y Rivas (2014), los materiales aislantes presentes en los transformadores de potencia, debido a condiciones anormales de operación, se van degradando y ello provoca la liberación de gases dentro de la cuba, realizando el análisis de la distribución y tasa de estos gases podemos, a través del DGA, identificar el tipo de avería que se está presentando.

Según Parra (2004), esta técnica se empieza a desarrollar en 1956 y se basa en el muestreo de los gases en el relevador Buchholz, analiza determinados gases que se generan en el transformador de potencia en consecuencia a la presencia de esfuerzos térmicos y eléctricos anormales. Es importante resaltar que debido al envejecimiento normal de los materiales aislantes presentes en el transformador se producen cantidades extremadamente pequeñas de gases, a diferencia de la presencia de una falla que produce cantidades importantes y permite su identificación.

2.2.1.1. Aislamiento en transformadores de potencia

Según Rivas J. (2016), la vida útil de los transformadores de potencia se encuentra muy relacionada con el estado de su aislamiento, siendo su función principal aislar las bobinas entre sí, de las fases y de la cuba, también participar como medio de refrigeración

y portador de información. Existen distintos tipos de aislamiento para transformadores de potencia, aislamiento sólido (papel aislante, cartón prensado, algodón), aislamiento inmerso en gases dieléctricos y aislamiento inmerso en líquidos dieléctricos; el aislamiento a utilizar en un determinado transformador dependerá de las condiciones de operación, características de la zona a instalarse y costos de inversión.

2.2.1.2. Sistema de aislamiento en aceite

Según Rivas J. (2016), sus especiales características, aislador eléctrico, buena refrigeración, buen lubricador, alta rigidez dieléctrica, su propiedad auto regenerativa después de eventos de rupturas dieléctricas y su menor costo en comparación con otros materiales aislantes, lo posicionan como el material de mayor aplicación en transformadores eléctricos, sin embargo como todos los materiales presentes en la industria, el sistema de aislamiento en aceite tiene sus desventajas, es inflamable y ante arcos eléctricos o sobrecalentamientos que superen su límite de ruptura se producirá la combustión del mismo, exponiendo a altos riesgos a la instalación y sus operadores. Sus principales funciones son, aislar eléctricamente los componentes del transformador, actuar como agente refrigerante, evitar la acumulación de lodo en el interior del transformador, evitar el ataque químico en el núcleo y las bobinas, actuar como portador de información y en algunos casos extinguir arcos eléctricos.

2.2.1.3. Factores que influyen en la degradación del sistema de aislamiento.

Según Rivas J. (2016), los transformadores de potencia se diseñan con una expectativa de vida de entre 20 y 25 años, y hablar de la vida útil del transformador es hablar del tiempo vida de su aislamiento interno (papel-aceite), siendo la humedad, oxígeno, calor y la contaminación interna los factores que influyen en la reducción de la vida útil de un transformador sumergido en aceite.

Según Flores J. (2009) resulta de vital importancia monitorear la presencia de humedad en el transformador de potencia, como ejemplo indica que duplicar de valor de humedad reduce a la mitad la vida útil del transformador.

2.2.1.4. Gases generados en transformadores

Según Crespo G. (2015), las condiciones anormales presentes en transformadores de potencia producen gases, estos gases indican el tipo de falla en proceso. Los gases típicos generados ante una falla presentada, generalmente son Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO₂), Hidrógeno (H₂), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄) y Acetileno (C₂H₂), ordenados por el nivel de energía que requieren para ser liberados, siendo el Acetileno (C₂H₂) el gas que requiere mayor energía para ser liberado. La detección de estos gases indica la presencia de una falla y el grado de la falla se determinará conociendo la tasa de crecimiento de cada gas por día. En la Tabla 1 se observa los gases generados ordenados de menor a mayor energía necesaria para ser liberados y una descripción adicional.

Tabla 1.
Gases generados en transformadores de potencia.

Fórmula	Gas	Descripción
O ₂	Oxígeno	Clasifica tipo de respiración en transformador según relación O ₂ /N ₂
N ₂	Nitrógeno	Clasifica tipo de respiración en transformador según relación O ₂ /N ₂
CO	Monóxido de carbono	Generado desde papel aislante Baja energía
CO ₂	Dióxido de carbono	Generado desde papel aislante Baja energía
H ₂	Hidrógeno	Generado desde aceite aislante Alta energía
CH ₄	Metano	Generado desde aceite aislante Alta energía
C ₂ H ₆	Etano	Generado desde aceite aislante Alta energía
C ₂ H ₄	Etileno	Generado desde aceite aislante Alta energía
C ₂ H ₂	Acetileno	Generado desde aceite aislante Alta energía

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

2.2.2. Fallas en transformadores de potencia

2.2.2.1. Transformador de potencia

Según García y Gaspar (2010) el transformador es una máquina eléctrica estática que a través del fenómeno de inducción electromagnética permite transformar valores iniciales de tensión y corriente alterna en valores finales de tensión y corriente alterna, generalmente distintos, sin variar la frecuencia y con pérdidas mínimas en la potencia. Este elemento elimina las restricciones existentes para la transmisión de energía eléctrica, que se realiza desde los puntos de generación hasta los puntos de utilización que generalmente se encuentran muy alejados. En el punto de generación se utiliza un transformador elevador para elevar la tensión y reducir la corriente, con ello se reducen las pérdidas generadas en las líneas de transmisión, en el punto de utilización se utiliza un transformador reductor para reducir la tensión a valores de utilización, generalmente 220V, 380V, 440V.

2.2.2.2. Fallas en transformador de potencia

Según el estándar IEEE C57.104 – 2019, existen distintas fallas en transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral, en la Tabla 2 se observa la falla, su descripción y el método más apropiado a utilizar para identificar la falla.

Tabla 2.
Fallas en transformadores de potencia.

Falla	Descripción	Método
T3	Térmica $T > 700^{\circ}\text{C}$	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
T2	Térmica $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
T1	Térmica $< 300^{\circ}\text{C}$	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
PD	Descargas parciales tipo efecto corona	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
D1	Descargas de baja energía	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
D2	Descargas de alta energía	Triángulo de Duval 1 Pentágono de Duval 1
S	Gases primarios en aceite $< 200^{\circ}\text{C}$	Triángulo de Duval 4 y 5

O	Sobrecalentamiento < 250 °C	Pentágono de Duval 2 Triángulo de Duval 4 y 5 Pentágono de Duval 2
C	Posible carbonización del papel > 300 °C	Triángulo de Duval 4 y 5 Pentágono de Duval 2
T3- H	T3 solo en el aceite	Triángulo de Duval 4 y 5 Pentágono de Duval 2

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

2.2.2.3. Norma aplicable

El estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, proporciona una serie de pasos detallados para interpretar DGA, en la Figura 1, se observa el proceso de toma de decisiones.

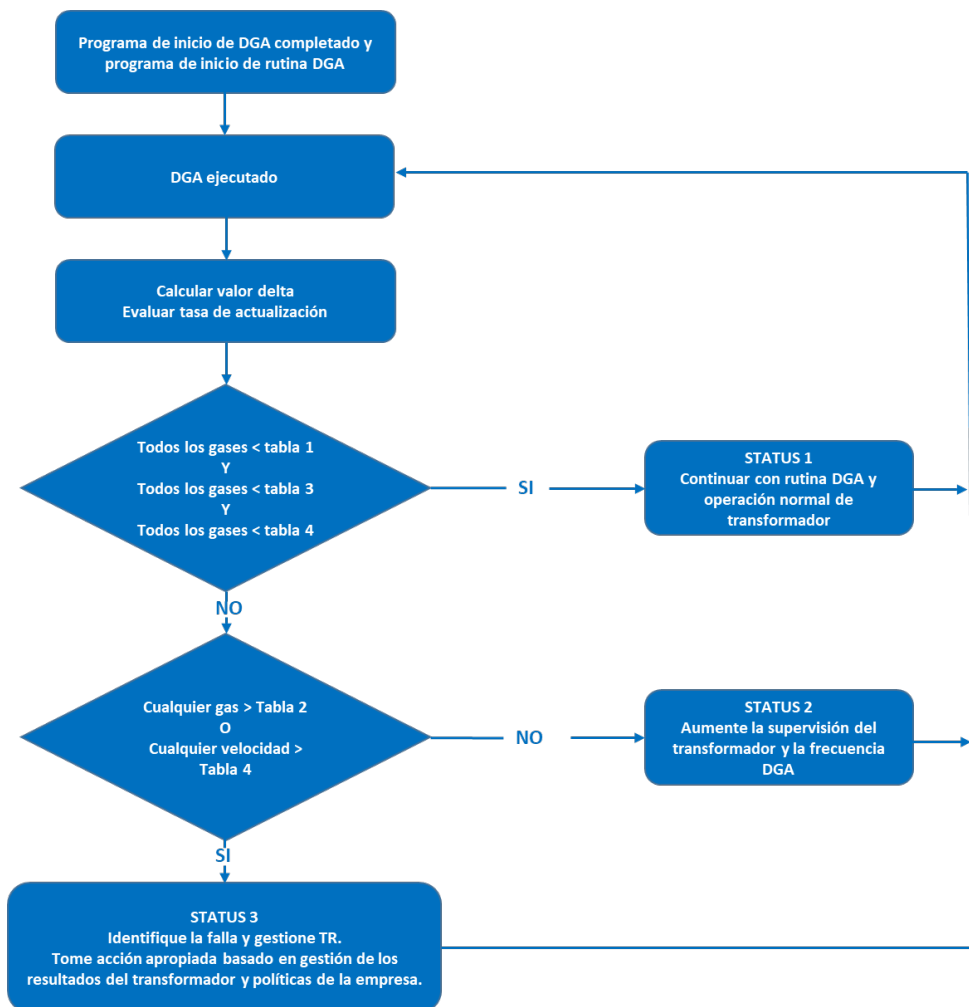


Figura 1. Proceso de toma de decisiones DGA.

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Según el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, a partir del análisis de gases presentes en el transformador de potencia se determina uno de tres status que proporcionarán indicadores de nivel de gas, gasificación y recomendaciones de acciones a realizar para garantizar su operatividad, es importante resaltar que los status indican la condición DGA y no la condición del transformador. En la Tabla 3 se observa los status y sus indicadores.

Tabla 3.
Status DGA en transformadores de potencia.

	Nivel de gas	Gasificación	Recomendación
Status 1	Bajo	ninguna	continuar rutina DGA
Status 2	Intermedio	posible	Incrementar frecuencia DGA
Status 3	Alto	probable	Identificar falla Pruebas adicionales

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Según el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, el proceso inicia con la rutina de adquisición de datos, luego se calcula los valores delta y la velocidad de generación de los gases, con los valores obtenidos y si todos ellos son menores que los indicados en las Tablas 4, 5 y 6 se determina status 1, resultando que existe un bajo nivel de gases y ninguna indicación de anomalía en la generación de gases.

Tabla 4.
Tabla 1 de IEEE C57.104 – 2019 Porcentaje de concentración de gas en función de O₂/N₂ y edad en ppm - percentil 90.

O ₂ /N ₂ <= 0.2	O ₂ /N ₂ > 0.2
Años del transformador	Años del transformador

	Desconocido	1 -9	10 - 30	>30	Desconocido	1 -9	10 - 30	>30
Hidrógeno	80		75	100	40		40	0
Metano	90	45	90	110	20		20	
Etano	90	30	90	150	15		15	
Etileno	50	20	50	90	50	25	60	
Acetileno	1		1		2		2	
Monóxido de carbono	900		900		500		500	
Dióxido de carbono	9000	5000	10000		5000	3500	5500	

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Tabla 5.

Tabla 3 de IEEE C57.104 – 2019 Máxima variación de generación de gas entre muestras consecutivas DGA en ppm – percentil 95.

	Máxima variación entre muestras consecutivas	
	O ₂ /N ₂ ≤ 0.2	O ₂ /N ₂ > 0.2
Hidrógeno	40	25
Metano	30	10
Etano	25	7
Etileno	20	
Acetileno	sin incremento	
Monóxido de carbono	250	175
Dióxido de carbono	2500	1750

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Tabla 6.

Tabla 4 de IEEE C57.104 – 2019 Valores de análisis de velocidad multipunto.

	Máxima proporción en función del primer y último periodo de muestra (3 - 6)			
	O ₂ /N ₂ ≤ 0.2		O ₂ /N ₂ > 0.2	
	Periodo entre la primera y la última muestra de la serie			
	4 - 9meses	10 - 24meses	4 - 9meses	10 - 24meses
Hidrógeno	50	20	25	10
Metano	15	10	4	3
Etano	15	9	3	2
Etileno	10	7	7	5
Acetileno	sin proporción de incremento		sin proporción de incremento	
Monóxido de carbono	200	100	100	80
Dióxido de carbono	1750	1000	1000	800

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Siguiendo el proceso de toma de decisiones de la Figura 1, asumiendo que alguno de los valores analizados supera los límites indicados en las Tablas 4, 5 y 6, se procede a comparar los valores de gases con la Tabla 7 y las velocidades de generación de gases con la Tabla 6 y si ninguno de los valores analizados es mayor que los límites impuestos, se determina status 2, esto indica que se tiene niveles intermedios de gases con posibles fallas tipo PD, T1, se recomienda incrementar la frecuencia de muestreo e implementar monitoreo online. Caso contrario se determina status 3, resultando en un alto nivel de gases, se recomienda pruebas adicionales, identificar la falla y tomar acciones de acuerdo a políticas de la empresa.

Tabla 7.
Tabla 2 de IEEE C57.104 – 2019 Porcentaje de concentración de gas en función de O2/N2 y edad en ppm - percentil 95.

	O2/N2 ≤ 0.2				O2/N2 > 0.2			
	Años del transformador				Años del transformador			
	Desconocido	1 -9	10 - 30	>30	Desconocido	1 -9	10 - 30	>30
Hidrógeno	200		200		90		90	
Metano	150	100	150	200	50		60	30
Etano	175	70	175	250	40	30		40
Etileno	100	40	95	175	100	80		125
Acetileno	2		2	4	7			7
Monóxido de carbono	1100		1100		600		600	
Dióxido de carbono	12500	7000	14000		7000	5000		8000

Fuente: IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

2.2.2.4. Métodos para el análisis de gases disueltos en aceite

Según Sarria J., Guerrero N. y Rivas E. (2014) existen distintos métodos para el diagnóstico de averías en transformadores de potencia en funcionamiento, entre los que se encuentran los siguientes:

Método de Gases clave

Se empieza a utilizar en 1973 en los laboratorios de Doble, estableciéndose oficialmente en 1974 y analiza los gases individualmente, en la Tabla 8 se indica los criterios para el diagnóstico de fallas con este método.

Tabla 8.
Criterios para el diagnóstico de fallas según método de Gases claves.

Origen de falla	Gas clave	Porcentaje de gas presente
Arco	Acetileno (C ₂ H ₂)	CO : <0.1%
		H ₂ : 60%
		CH ₄ : 5%
		C ₂ H ₆ : 1.6%
		C ₂ H ₄ : 3.3%
		C ₂ H ₂ : 30%
Corona (descargas parciales)	Hidrógeno (H ₂)	CO : 0.2%
		H ₂ : 86%
		CH ₄ : 13%
		C ₂ H ₆ : 0.5%
		C ₂ H ₄ : 0.2%
		C ₂ H ₂ : 0.1%
Sobrecalentamiento del aceite	Etileno (C ₂ H ₄)	CO : <0.01%
		H ₂ : 2%
		CH ₄ : 16%
		C ₂ H ₆ : 17%
		C ₂ H ₄ : 63%
		C ₂ H ₂ : 2%
Sobrecalentamiento de la celulosa	Monóxido de carbono (CO)	CO : 92%
		H ₂ : 6.7%
		CH ₄ : 1.2%
		C ₂ H ₆ : 0.01%
		C ₂ H ₄ : 0.01%
		C ₂ H ₂ : 0.01%

Fuente: Sarria J., Guerrero N. y Rivas E. (2014).

Método de Dornenburg

Se establece en 1970 y se basa en las concentraciones de gases diferenciando las averías por origen, térmico o eléctrico. A continuación se describe las ecuaciones de las relaciones de gases que determinan el tipo de avería presentada y en la Tabla 9 se indica la interpretación del origen de la falla.

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}$$

$$R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$$

Dónde:

$CH_4 = \text{Metano}$

$H_2 = \text{Hidrógeno}$

$C_2H_2 = \text{Acetileno}$

$C_2H_4 = \text{Etileno}$

$C_2H_6 = \text{Etano}$

Tabla 9.

Interpretación de origen de falla según Dornenburg.

Origen de falla	R1	R2	R3	R4
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Corona (descargas parciales de baja intensidad)	<0.1	No significativa	<0.3	>0.4
Arco (descargas parciales de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

Fuente: Sarria J., Guerrero N. y Rivas E. (2014).

Método de Rogers

Se establece en 1978 y parte de la observación en la concentración de cada gas, que varía con la temperatura de la falla. A diferencia del método de Dornenburg introduce una relación entre la concentración de gases (Acetileno y Etileno) también asevera que el metano y el etano no aportan en la determinación de la falla y por lo tanto elimina las relaciones entre estos gases. En la Tabla 10, se observa los criterios para el diagnóstico de falla con este método.

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Dónde:

$CH_4 = \text{Metano}$

$H_2 = \text{Hidrógeno}$

$C_2H_2 = \text{Acetileno}$

$C_2H_4 = \text{Etileno}$

$C_2H_6 = \text{Etano}$

Tabla 10.
Interpretación de origen de falla según Rogers.

Diagnóstico	R1	R2	R3
Unidad Normal	< 0.1	< 0.01	< 1.0
Descarga de baja energía	≥ 0.1 y < 0.5	≥ 1	≥ 1
Descarga de alta energía	≥ 0.1 y < 1	≥ 0.1 y < 3	≥ 2
Falla térmica < 300°C	≥ 1	< 0.01	< 1
Falla térmica < 700°C	≥ 1	< 0.1	≥ 1 y < 4
Falla térmica > 700°C	≥ 1	< 0.2	> 4

Fuente: IEEE C57.104 – 2008 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral.

Método de Duval

Se establece en 1974, a diferencia de Dornenburg utiliza solo tres de los seis gases, el diagnóstico de fallas se realiza a través de interpretaciones gráficas, un triángulo equilátero donde los vértices son los porcentajes de CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 presentes en el transformador de potencia. A continuación se muestra las ecuaciones para determinar los porcentajes de gases, siendo las variables X , Y y Z las concentraciones en ppm de CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 y en la Figura 2 se grafica una muestra de gases de un transformador eléctrico que tiene 30% de Metano, 10% de Etileno y 60% de Acetileno, la ubicación de una falla recae en la zona color celeste, esto corresponde a avería tipo D1 (Descargas de baja energía) en el triángulo de Duval.

$$\%CH_4 = 100 \frac{X}{X + Y + Z}$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{Y}{X + Y + Z}$$

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{Z}{X + Y + Z}$$

Dónde:

$X =$ Concentración en ppm de CH_4

$Y =$ Concentración en ppm de C_2H_4

$Z =$ Concentración en ppm de C_2H_2

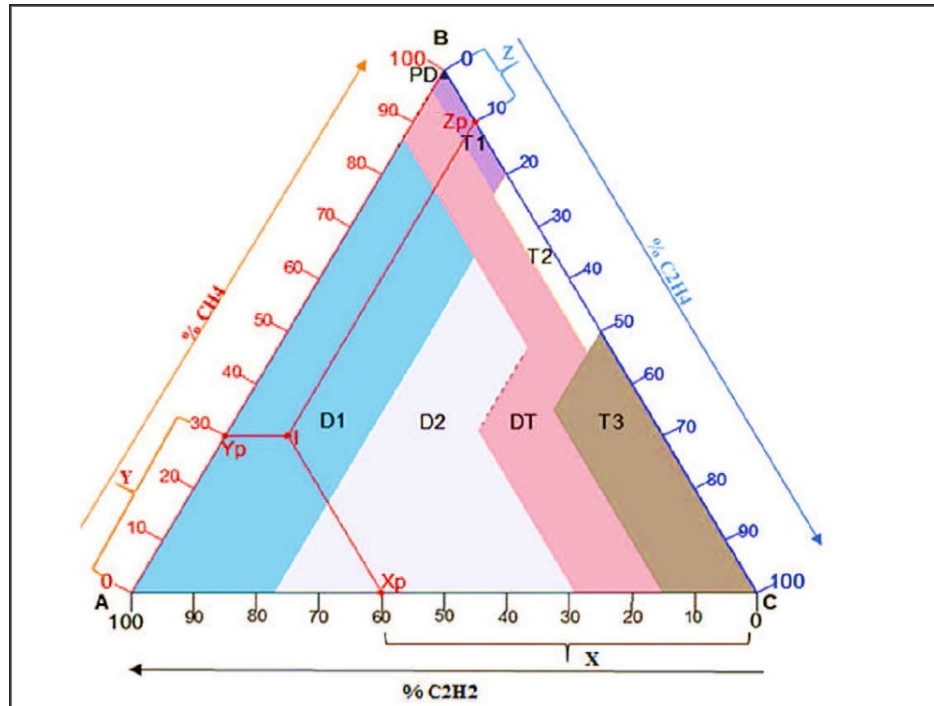


Figura 2. Ubicación de falla en el triángulo de Duval.

Fuente: Sarria J., Guerrero N. y Rivas E. (2014).

Dónde:

$PD =$ Descargas parciales (zona color negro)

$D1 =$ Descargas de baja energía (zona color celeste)

$D2 =$ Descargas de alta energía (zona color plomo)

$T1 =$ Averías térmicas a $T^\circ < 300^\circ\text{C}$ (zona color morado)

$T2 =$ Averías térmicas a $300 < T^\circ < 700^\circ\text{C}$ (zona color blanco)

$T3 =$ Averías térmicas a $T^\circ > 700^\circ\text{C}$ (zona color marron)

$DT =$ Mezcla de averías térmicas y eléctricas (zona color rosado)

2.3. Definición de términos básicos

Aceite dieléctrico: Elemento aislante utilizado en transformadores eléctricos.

Aislamiento: Propiedad dieléctrica de un material para obstaculizar la conducción de corriente eléctrica sobre su superficie.

Arco eléctrico: Haz luminoso que produce gases calientes y radiación y es generado por un flujo de corriente eléctrica a través de un material aislante.

ASTM: American Society for Testing and Materials / Pruebas americanas para productos en proceso.

Central de generación: Conjunto de equipos e instalaciones cuyo fin es la producción de energía eléctrica.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Conductor: Partes de un equipo destinadas a la transmisión de electricidad.

Cromatografía de gases: Técnica necesaria para detectar fenómenos como arco eléctrico, descargas parciales y sobrecalentamiento del aislamiento, dentro del transformador de potencia.

Descargas parciales: Descarga eléctrica que une parcialmente el aislamiento de conductores.

Falla: Pérdida de la capacidad de un equipo para realizar lo que es requerido.

Función: Lo que el propietario o usuario desea que el activo realice.

Frecuencia: número de periodos por segundo de una onda, se mide en ciclos por segundo o en Hertz.

Gases clave: Gases generados en transformadores llenos de aceite que se utilizan para determinar fallas.

Gasificación: Proceso termoquímico que en presencia de un agente gasificante y alta temperatura transforma biomasa sólida en gas combustible.

IEC: International Electrotechnical Commission / Comisión Electrotécnica Internacional.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers / Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación que impide realizar su función.

Inducción: Fenómeno que consiste en transmitir a través de un campo magnético energía de un cuerpo a otro, a pesar de que se encuentren separados por un material dieléctrico.

Mantenimiento: Acciones de gestión y técnicas que permiten retener o restaurar un ítem para que pueda realizar lo que es requerido.

Mantenimiento predictivo: Monitoreo de variables de operación con el objetivo de prevenir eventos de falla en el ítem.

Mantenimiento correctivo: Actividad humana que se desarrolla luego de presentada una falla que ha interrumpido la calidad del servicio.

Mantenimiento preventivo: Actividad humana que se desarrolla sobre un ítem para garantizar que entregue las funciones para las que fue previsto con la calidad esperada.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Periodo de avenida: Periodo con precipitaciones pluviométricas que permite el almacenamiento de reservorios en generación hidroeléctrica, comprendido entre noviembre y mayo.

Periodo de estiaje: Periodo con reducción de precipitaciones pluviométricas que consecuentemente reduce los caudales naturales, comprendido entre junio y octubre.

PPM: Partes por millón.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Sobrecarga: Funcionamiento de un equipo por encima de su capacidad nominal.

Sobretensión: Tensión superior a la tensión nominal de un equipo o sistema.

TCG: Gas combustible total.

TDCG: Gas combustible disuelto total.

Vida útil: Tiempo durante el cual el equipo cumple la función que es requerida.

CAPITULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL

3.1. Determinación y análisis del problema

En la Figura 3, se observa la frecuencia de fallas presentadas en el transformador de potencia de la unidad de generación 1 de la CHEP y se evidencia que las fallas presentadas debido a sobrecalentamiento en el bobinado y aceite (F1) y debido al incremento de CO y CO₂ (F2), clasificación según la Tabla 11, representan un porcentaje mayoritario, 16% y 10% respectivamente.

Tabla 11.

Fallas presentadas en transformador de potencia UG1.

Falla	Descripción	Frecuencia
F1	Sobrecalentamiento en el bobinado y aceite del transformador	5
F2	Incremento de CO y CO ₂	3
F3	Delta de temperatura borne X2-6 transformador de corriente AT fase S tablero de control	1
F4	Falla en contacto de válvula de alivio de presión	1
F5	Resumen de aceite por toma de muestra para Gas Guard	1
F6	Delta de temperatura en el contactor de la Electrobomba 2	2
F7	Activación alarma Falta Tensión 440V	2
F8	Fuga Aceite Electrobomba 1	3
F9	Fuga de aceite en fase S	1
F10	Fuga de aceite en válvula EE.	1
F11	Resumen aceite respirador de aire Transformador	1
F12	Evaluar Indicación Remota Operación	1
F13	Perdida medición de temperatura aceite y devanado	1
F14	Inspección, evaluación, limpieza tablero transformador	2
F15	Delta de temperatura en conexiones	1
F16	Fugas de aceite	1
F17	Lagrimo de aceite transformador	1
F18	Gas O ₂ descalibrado Gas Guard	1
F19	Delta temperatura cables de entrada guardamotor B2	1

Fuente: Elaboración propia.

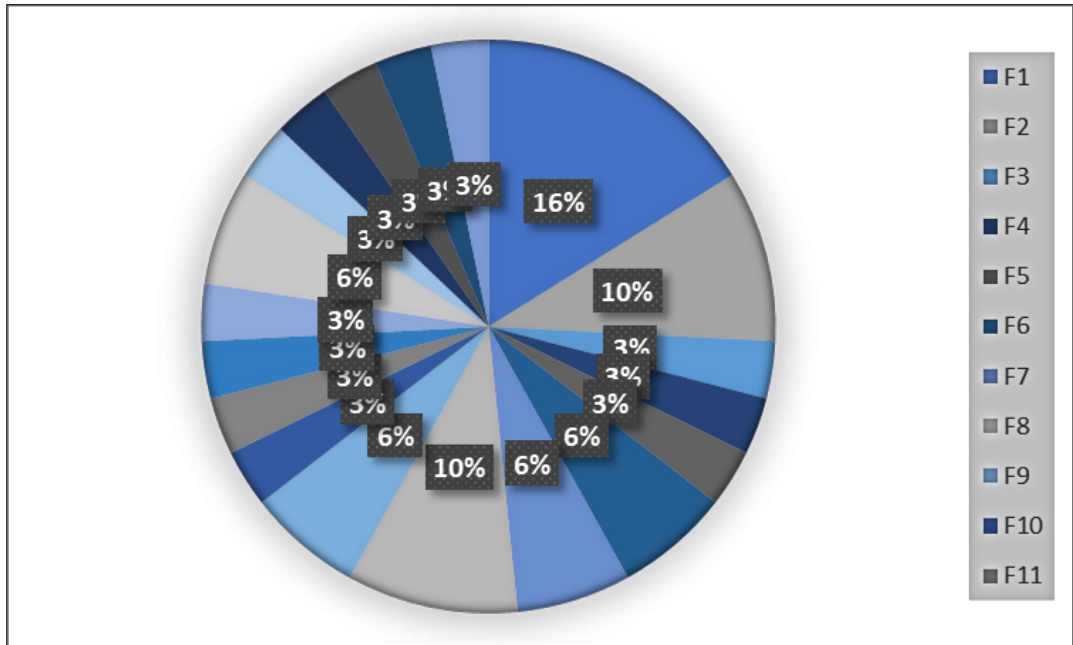


Figura 3. Fallas presentadas durante la operación de transformador de potencia UG1.

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 12, se describe los parámetros de operación del transformador de potencia de la UG1 de la CHEP, y en las Figuras 4, 5, 6, 7, 8 y 9 cada uno de los parámetros analizados y su relación con la potencia activa, evidenciándose que los valores superan los límites permitidos. Estos periodos serán objeto de análisis, inspeccionando los gases generados para identificar la falla incipiente que se está presentando.

Tabla 12.

Parámetros de operación transformador de potencia UG1.

Descripción	Unidad	Seteo	Referencia
Potencia activa	MW	20 - 110	20 / 110
Temperatura de aceite	°C	Alarma = 75 Trip = 85	<= 64
Temperatura de devanado	°C	Alarma = 85 Trip = 95	<= 64
Caudal de salida de agua	M3/h	>0.3	> 45 - 50
Nivel de aceite	----	Min = 0 Max = 100	>= 35

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4, se observa que la temperatura de aceite del transformador de potencia en los años 2018, 2019 y 2020 supera los 64°C de temperatura nominal y la potencia activa generada supera los 110MW de

potencia nominal, indicados en la Tabla 12, y en la Figura 5 se observa que el promedio de la temperatura de aceite se ha incrementado durante los años de operación, obteniendo un delta mayor a 5°C solo entre los años 2018 – 2021.

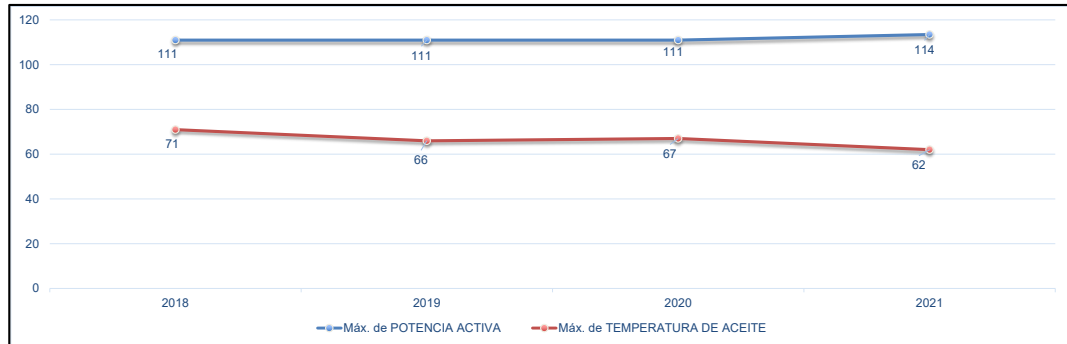


Figura 4. Máxima temperatura de aceite en transformador de potencia UG1
Fuente: Elaboración propia.

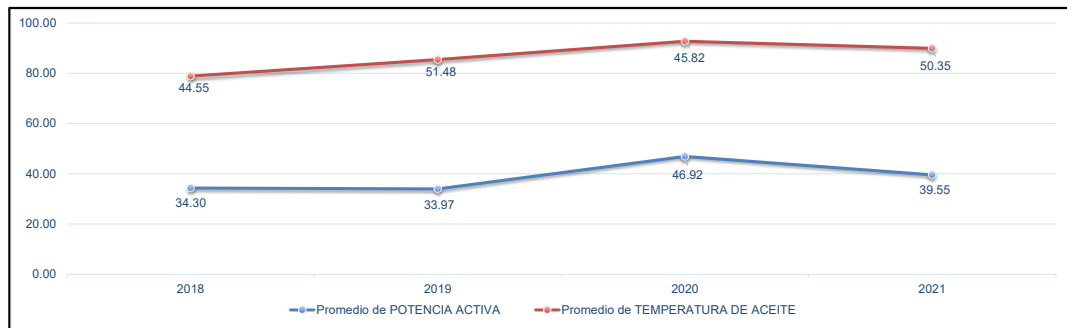


Figura 5. Promedio de temperatura de aceite en transformador de potencia UG1
Fuente: Elaboración propia.

Presentando el mismo comportamiento, en la Figura 6, se observa que la temperatura del devanado supera los 64°C y la potencia activa generada supera los 110MW de potencia nominal, indicados en la Tabla 12, y en la Figura 7 se observa que el promedio de la temperatura del devanado se ha incrementado durante los años de operación, obteniendo un delta mayor a 14°C solo entre los años 2018 – 2021.

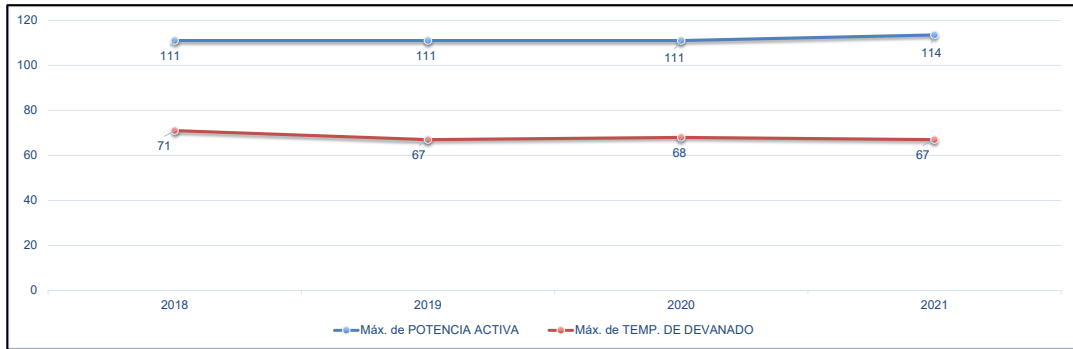


Figura 6. Máxima temperatura del devanado en transformador de potencia UG1

Fuente: Elaboración propia.

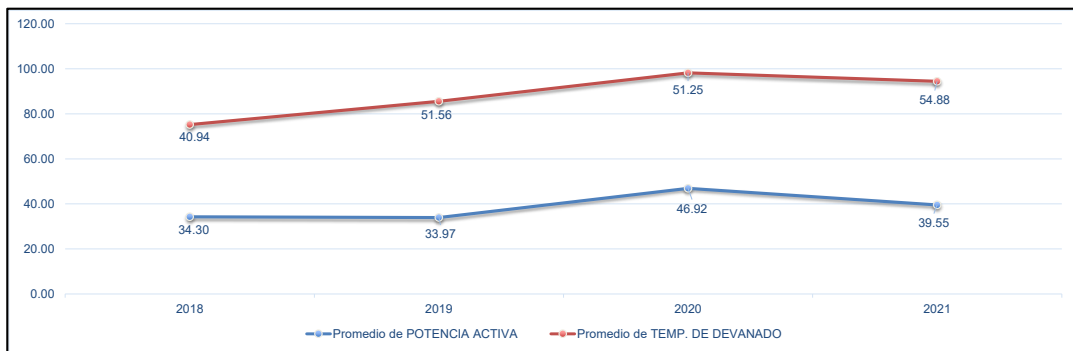


Figura 7. Promedio de temperatura del devanado en transformador de potencia UG1

Fuente: Elaboración propia.

En las Figuras 8 y 9, se observa que la potencia activa generada es mayor en el periodo de avenida, comprendido entre noviembre y mayo, que en el periodo de estiaje, a pesar de esta condición la temperatura del aceite del transformador se mantiene constante y la temperatura del devanado presenta una ligera reducción.

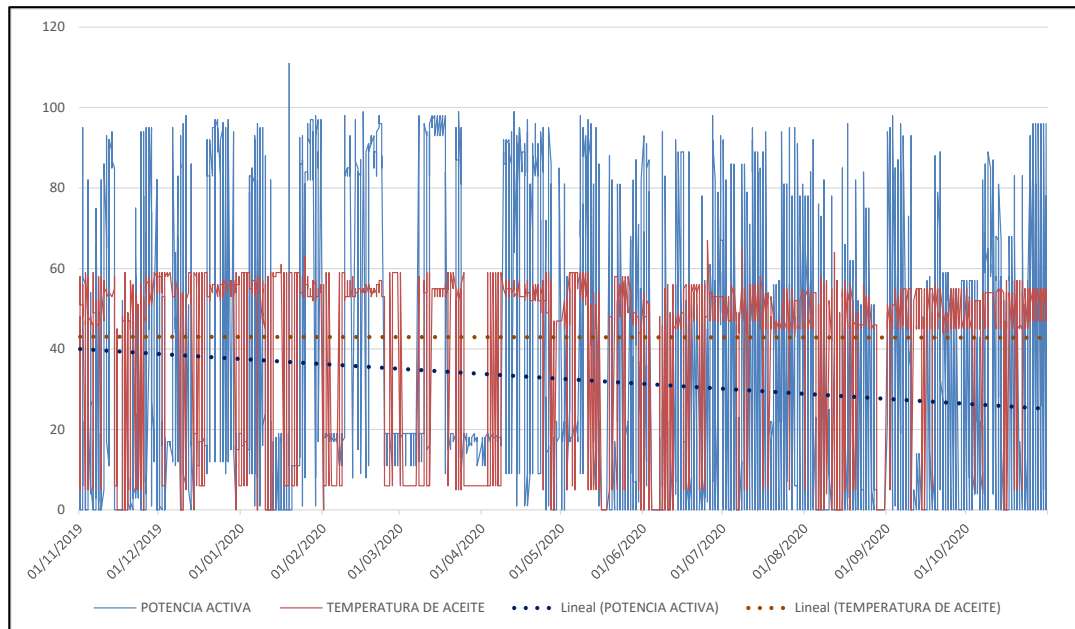


Figura 8. Temperatura de aceite en periodo de avenida y estiaje del transformador de potencia UG1
 Fuente: Elaboración propia.

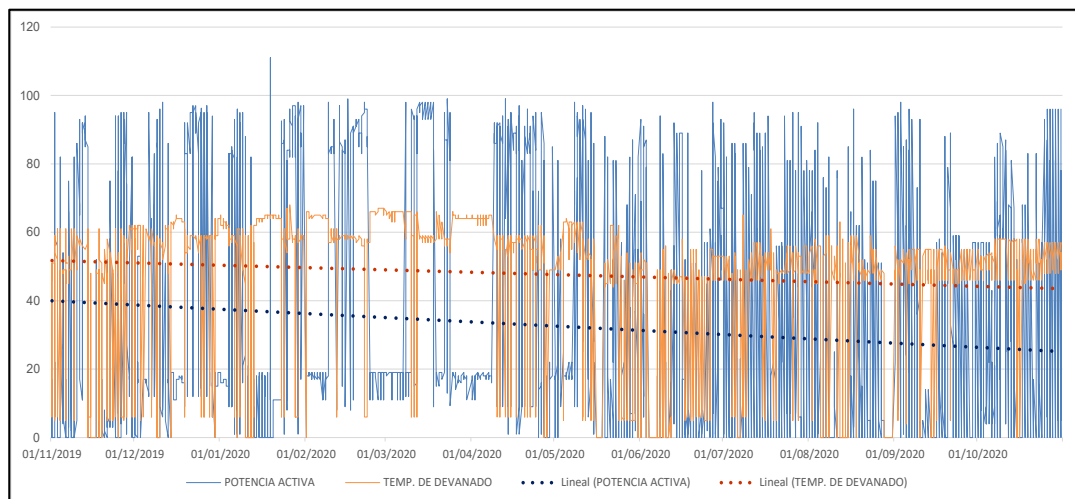


Figura 9. Temperatura de devanado durante periodo de avenida y estiaje del transformador de potencia UG1
 Fuente: Elaboración propia.

3.2. Modelo de solución propuesto

CELEPSA alineado con los procedimientos técnicos de OSINERGMIN y del COES, tiene planes de mantenimiento para los equipos operados en la CHEP orientados a incrementar la confiabilidad. La elaboración de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo se encuentra a cargo del área de Ingeniería, que monitorea y analiza las condiciones de operación de los equipos definidos como críticos.

Para el monitoreo y análisis del transformador de potencia se propone utilizar datos de concentraciones de los gases generados y sus condiciones de operación, con ello y basado en el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, y en métodos de análisis de gases disueltos, se plantea identificar el tipo de falla.

Para el desarrollo del proceso de análisis de gases disueltos en aceite en el transformador de potencia de la UG1, se propone el diagrama de flujo indicado en la Figura 10, este diagrama de flujo comprende desde la recolección de datos, pasando por la aplicación de normativa internacional y métodos de análisis reconocidos en la industria, hasta la identificación de la falla.

El proceso inicia con la recopilación de datos, se propone adquirir datos de concentraciones de gases generados y los rangos operativos del transformador de potencia, con los datos adquiridos se calculan las variaciones entre concentraciones de gas durante el tiempo y la tasa de actualización.

Luego basado en el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, se determina el status DGA. Para status 1 se continua con la rutina de monitoreo, para status 2 se incrementa rutina DGA, incrementando la frecuencia de toma de muestras, y para status 3 se utiliza los métodos de Gases clave, Dornenburg, Rogers y Duval para identificar la falla.

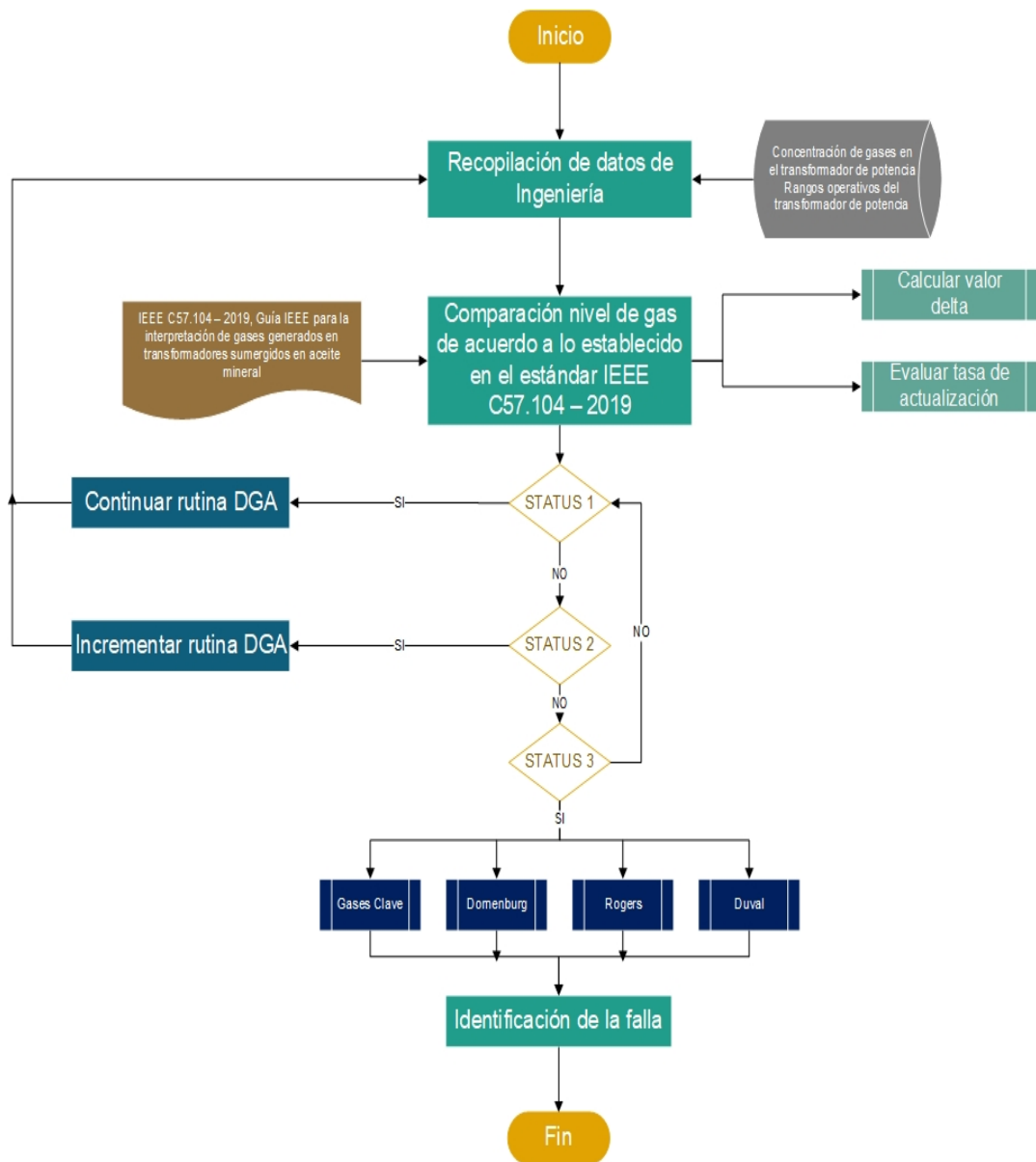


Figura 10. Diagrama de flujo de modelo de solución propuesto.
 Fuente: Elaboración propia.

3.3. Resultados

Para el desarrollo del diagrama de flujo de la Figura 10 se procedió a calcular el máximo delta de cada uno de los gases generados, que es el valor máximo de la diferencia entre valores de dos muestras consecutivas, de igual forma se calculó la tasa de actualización, que es la diferencia entre el valor de la última muestra y el valor de la primera muestra de la serie, de un total de 5 muestras en un periodo de 24 meses, los resultados se observan en la Tabla 13, también se observa el valor de muestra, que es la cantidad de cada gas en ppm de la última muestra adquirida, y para efectos comparativos se observa los valores límite de las Tablas 4, 5 y 6 basados en las características del transformador de potencia de la UG1, que básicamente son la edad del transformador y la relación oxígeno / nitrógeno.

En la Tabla 13 se evidencia que la cantidad de acetileno es igual a la cantidad límite indicada en la Tabla 4, el máximo delta del monóxido de carbono es mucho mayor que el valor límite indicado en la Tabla 5, y las tasas de actualización del monóxido de carbono y del dióxido de carbono son mayores que los valores límite indicados en la Tabla 6, estas diferencias, según el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, evidencia que no se cumple con las condiciones para status 1.

Tabla 13.

Valores de gases en ppm calculados para determinar status 1 DGA.

Gas	Valor de muestra	Máximo delta	Tasa de actualización	Valor Tabla 4	Valor Tabla 5	Valor Tabla 6
Hidrógeno	16	15	5	75	40	20
Metano	5	6	1	90	30	10
Etano	2	2	1	90	25	9
Etileno	8	4	5	90	20	7
Acetileno	1	1	0	1	0	0
Monóxido de carbono	853	871	506	900	250	100
Dióxido de carbono	4133	1720	1851	10000	2500	1000
Relación O ₂ /N ₂	0.11	-	-	≤ 0.2	≤ 0.2	≤ 0.2

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 14, se observa que los valores de muestra de los gases generados en el transformador no superan los valores límite indicado en la Tabla 7, y las tasas de actualización del monóxido de carbono y del dióxido de carbono son mayores que los valores límite indicados en la Tabla 6, estas condiciones, según el estándar IEEE C57.104 – 2019 Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite mineral, indican que se tiene condiciones para status 3.

Tabla 14.
Valores de gases en ppm calculados para determinar status 2 o 3 DGA.

Gas	Valor de muestra	Tasa de actualización	Valor Tabla 6	Valor Tabla 7
Hidrógeno	16	5	20	200
Metano	5	1	10	150
Etano	2	1	9	175
Etileno	8	5	7	95
Acetileno	1	0	0	2
Monóxido de carbono	853	506	100	1100
Dióxido de carbono	4133	1851	1000	14000
Relación O ₂ /N ₂	0.11	-	≤ 0.2	≤ 0.2

Fuente: Elaboración propia.

Realizado el análisis de datos de gases generados y características de operación en base al estándar IEEE C57.104 – 2019, se determinó status 3 DGA y se continuó con el diagrama de flujo de la Figura 10, se procedió a utilizar los métodos de análisis de gases disueltos en aceite indicados en el Capítulo II.

En la Tabla 15, se observa el porcentaje de gas presente, evidenciando un porcentaje del 96.38% de monóxido de carbono, basado en la Tabla 8, Criterios para el diagnóstico de fallas según gases claves, se determina que el gas clave es el monóxido de carbono y el origen de la falla presente es sobrecalentamiento de la celulosa.

Tabla 15.
Cálculo de porcentaje de gas presente según método de Gases clave.

Gas	Valor de muestra	Porcentaje de gas presente calculado	Porcentaje de gas presente teórico
Hidrógeno	16	1.81%	6.70%
Metano	5	0.56%	1.20%

Etano	2	0.23%	0.01%
Etileno	8	0.90%	0.01%
Acetileno	1	0.11%	0.01%
Monóxido de carbono	853	96.38%	92.00%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 16, se procedió a calcular las razones R1, R2, R3 y R4 según el método de Dornenburg y en base a la Tabla 9 Interpretación de origen de falla según Dornenburg, no se logró identificar la falla con este método.

Tabla 16.
Cálculo de relaciones de gases según método de Dornenburg.

Gas	Valor de muestra	R1	R2	R3	R4	Origen de falla
Hidrógeno	16					
Metano	5					
Etano	2	0.31	0.13	0.20	2.00	No definido
Etileno	8					
Acetileno	1					

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 17, se procedió a calcular las razones R1, R2 y R3 según el método de Rogers y en base a la Tabla 10 Interpretación de origen de falla según Rogers, se determinó que la falla presente es descarga de alta energía.

Tabla 17.
Cálculo de relaciones de gases según método de Rogers.

Gas	Valor de muestra	R1	R2	R3	Diagnóstico
Hidrógeno	16				
Metano	5				
Etano	2	0.31	0.13	4.00	Descarga de alta energía
Etileno	8				
Acetileno	1				

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 18, se observa los cálculos realizados para obtener el porcentaje de CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 presentes en el transformador, se determinó

35.71% de Metano (CH_4), 57.14% de Etileno (C_2H_4) y 7.14% de Acetileno (C_2H_2), y con los resultados se ubicó la falla en la zona T3 del triángulo de Duval (zona marrón), en la Figura 11 se observa gráficamente la ubicación de la falla, se determinó que la falla presente corresponde avería térmica a una temperatura mayor de $700^\circ C$.

Tabla 18.

Cálculo de porcentajes de gases según método de Duval.

Gas	Valor de muestra	%CH ₄	%C ₂ H ₄	%C ₂ H ₂	Diagnóstico
Metano	5				T3 Averías térmicas a $T^\circ > 700^\circ C$
Etileno	8	35.71	57.14	7.14	
Acetileno	1				

Fuente: Elaboración propia.

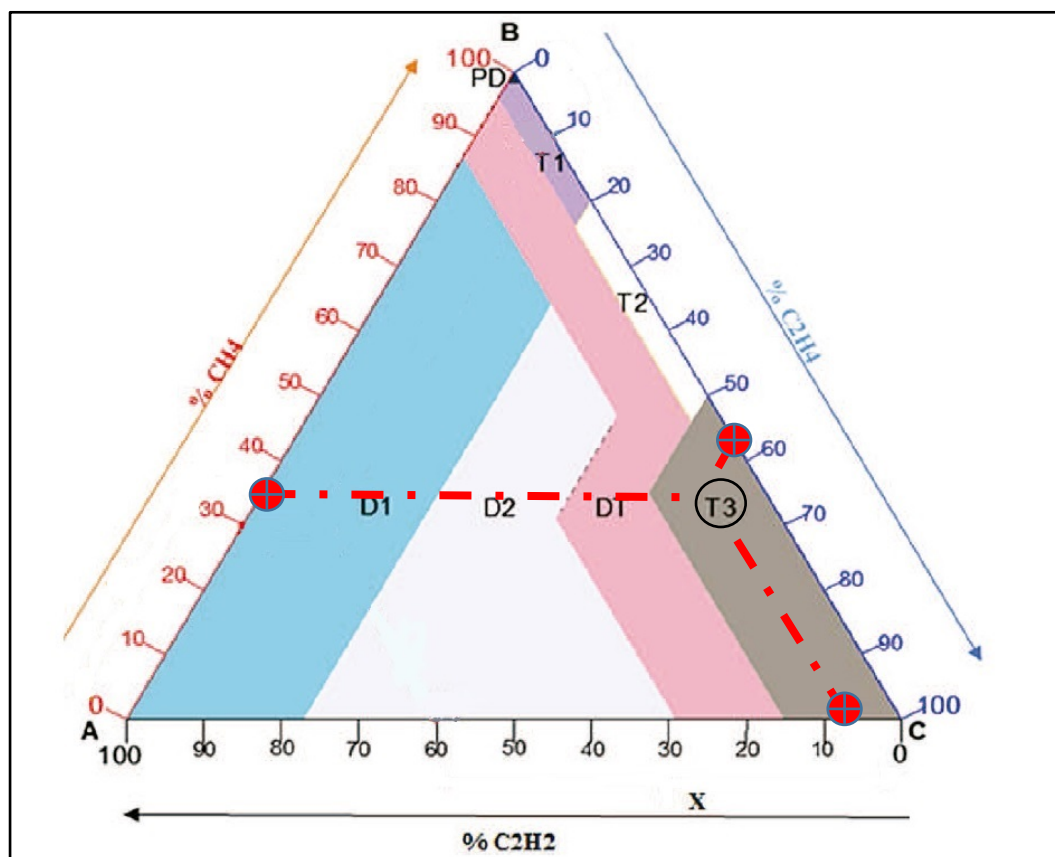


Figura 11. Resultado de ubicación de la falla en triángulo de Duval.

Fuente: Adaptado de Sarria J., Guerrero N. y Rivas E. (2014).

Siguiendo el diagrama de flujo de la Figura 10, se determina que análisis de gases disueltos en el transformador de la UG1 se encuentra con

STATUS 3, siguiendo el proceso propuesto y utilizando los métodos de Gases clave, Dornenburg, Rogers y Triángulo de Duval se determinó el tipo de falla incipiente presente.

En la Tabla 19, se observa el resultado del análisis realizado a las concentraciones de gas en el transformador de potencia de la UG1, en base a los métodos indicados en el Capítulo II de este trabajo de suficiencia profesional, y con base en la Tabla 2 Fallas en transformadores de potencia, se identifica la falla presente, tipo T3 Averías térmicas a temperaturas superiores a 700°C.

Tabla 19.
Identificación de falla según método propuesto.

Gases clave	Dornenburg	Rogers	Triángulo de Duval
Sobrecalentamiento de la celulosa	No definido	Descarga de alta energía	T3 Averías térmicas a T° > 700°C

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

En el análisis de fallas del transformador de potencia de la UG1, se concluye que las fallas debido a sobrecalentamiento del bobinado y aceite del transformador representan el 16% del total de fallas presentadas durante los 11 años de operación, esto evidencia que la temperatura límite del aceite, 64°C según la Tabla 12, es superada en reiteradas ocasiones como se observa en las Figura 4. Estas elevaciones de temperatura en el aceite del transformador de potencia, a pesar de no mantenerse constante, según el antecedente García E. y Gaspar C. (2010), afectan de manera directa y significativa la vida útil del aceite aislante y por tanto de la vida útil del transformador.

En el análisis temporal de las condiciones de operación del transformador de potencia de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal, se concluye que la generación de energía en época de avenida es mayor que en época de estiaje como se observa en las Figuras 8 y 9, y no existe dependencia entre el incremento de la temperatura del aceite del transformador de potencia y el incremento de potencia activa generada, sin embargo el promedio anual de la temperatura del aceite en el transformador presenta un delta de temperatura de 5°C solo entre los años 2018 – 2021, como se muestra en la Figura 5. Durante la operación se observa que la temperatura del aceite y devanado del transformador de potencia, entre los años 2018 – 2021 ha llegado a 71°C, este valor supera las condiciones nominales de operación y si bien aún no representa una condición de alarma 75°C para la temperatura del aceite y 85°C para la temperatura del devanado, según la Tabla 12, presenta un delta que sigue incrementando.

Al utilizar el diagrama de flujo de la Figura 10 y analizar las concentraciones de gases en el transformador de potencia, se determinó, con base en el estándar IEEE C57.104 – 2019, status 3 DGA para el transformador de potencia y esto se fundamenta en los 853 ppm de monóxido de carbono y 4133 ppm de dióxido de carbono presentes en el transformador de potencia; se observa que al utilizar el método de Gases clave para calcular el porcentaje de gases presentes se obtuvo 96.38% de monóxido de carbono determinando, con base en la Tabla 8, que existe sobrecalentamiento de la celulosa, luego al utilizar el método Dornenburg no se

pudo determinar la falla presente ya que los valores calculados en la Tabla 16 de las relaciones de gases no están comprendidos en los límites indicados en la Tabla 9; el diagnóstico al utilizar el método de Rogers determina que las relaciones de gases calculados en la Tabla 17 y con base en la Tabla 10, corresponden a una falla debido a descarga de alta energía; y al utilizar el triángulo de Duval se determina que los porcentajes calculados en la Tabla 18, 35.71% de Metano, 57.14% de Etileno y 7.14% de Acetileno recaen gráficamente en la zona T3 de la Figura 2. Con los resultados obtenidos que se observan en la Tabla 19, y debido a los altos niveles de concentración de monóxido de carbono y dióxido de carbono, 853 ppm y 4133 ppm respectivamente, y en base a la Tabla 1, que indica que la generación de monóxido de carbono y dióxido de carbono se genera a partir del papel aislante, se diagnostica que existe avería térmica con temperaturas mayores a 700°C en el transformador de potencia de la UG1.

RECOMENDACIONES

Se recomienda mejorar el control de la temperatura del aceite y devanado en el transformador de potencia, para evitar operar con valores de temperatura mayores a los 64°C indicados en la Tabla 12, los picos de temperatura son por tiempos reducidos pero afectan significativamente las condiciones del sistema aislante.

Se recomienda complementar el diagnóstico realizado con los resultados de pruebas adicionales, como termografía y ultrasonido acústico, que según el antecedente Zorrilla, Céspedes y García (2020) presentan un alto potencial para el diagnóstico de fallas en transformadores eléctricos, de igual forma realizar análisis de aceite dieléctrico, consulta al fabricante y al especialista.

Se recomienda realizar el proceso de termovacío al aceite dieléctrico del transformador de potencia de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Platanal, con ello reducir la generación de gases, particularmente monóxido de carbono y dióxido de carbono.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Abad Garcia, W., Gabriel Anyosa, F., & Huanca Colos, E. (2019). Diagnóstico de transformadores de potencia utilizando lógica difusa para el análisis de gases en el aceite. *Universidad Nacional del Callao*.
- Atherfold, & Van Zyl. (2020). A Method for Dissolved Gas Forecasting in Power Transformers Using LS-SVM. *IEEE 23rd International Conference on Information Fusion (FUSION)*.
- Bustamante, S., Manana, M., Arroyo, A., Martinez, R., & Laso, A. (2020). Una metodología para el cálculo de valores típicos de concentración de gas e intervalos de muestreo en los transformadores de potencia de un operador de sistema de distribución. *Escuela de Ingeniería Industrial, Universidad de Cantabria*.
- Celedón Briceño, C. I. (2020). *Análisis de política de mantenimiento predictivo para transformadores de poder*. Valparaiso: Universidad Técnica Federico Santa María.
- Crespo Sánchez, G. (2015). ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS PARA MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE FUERZA EN SERVICIO. *Ingeniería energética*.
- Flores Busto, J. P. (2009). PROPUESTA DE GUÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE DIELECTRICO, PARA LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA - MANAGUA. *Universidad Nacional de Ingeniería*.
- García Vélez, E. O., & Gaspar España, C. O. (2010). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13,8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria)*. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.
- Mackenzie, E. A., Crossey, J., dePablo, A., & Ferguson, W. (2010). On-line Monitoring and Diagnostics For Power Transformers. *IEEE*.
- Mendiola, A., Aguirre, C., Aguilar, Ó., Castillo, S., Giglio, G., & Maldonado, W. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?* Lima: esan ediciones.

- Orille Fernández, Á. L. (1995). *Centrales eléctricas II*. Barcelona: Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, SL.
- Parra Huamán, J. L. (2004). *Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia*. Callao: Universidad Nacional del Callao.
- Rivas Cano, J. L. (2016). ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DIELECTRICO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE CROMATOGRAFÍA DE GASES. *UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL*.
- Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R. (2013). Estrategias de mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una empresa eléctrica. *Eleventh LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2013)*.
- Sarria Arias, J. T., Guerrero Bello, N. A., & Rivas Trujillo, E. (2014). Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia. *Facultad de ingeniería*, 105-122.
- Sociesty, I. P. (2019). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. *IEEE*.
- Utami, N. Y., Pharmatrisanti, A., Gumilang, H., Tamsir, Y., Cahyono, B., & Siregar, R. (2009). Evaluation Condition of Transformer Based on Infrared Thermography Results. *Proceedings of the 9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*.
- Zorrilla Henao, J. D., Céspedes Fernández, A., & García Gómez, D. F. (2020). *Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica*. Santiago de Chile: Ingeniare. Revista chilena de ingeniería. Recuperado el 12 de 09 de 2021

ANEXOS

ANEXO 01: Ficha técnica de la Central Hidroeléctrica El Platanal.



Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

[Regresar](#)

Datos de Central Hidroeléctrica

Empresa: CELEPSA

Central: C.H. EL PLATANAL

1 DATOS DE LA CENTRAL			
1.1	Código de la Central		12600
1.2	Número de unidades de generación		2
1.3	Tipo		Hidráulic
1.4	Potencia efectiva de la central	[MW]	222.498
1.5	Consumo de servicios auxiliares	[MW]	0.585
1.6	Rendimiento	[MW/m ³ /s]	5.4281
1.7	Batimetría		
1.8	Información de hidrología mensual	[m ³ /s]	
1.9	Modos de operación		
1.10	Potencia garantizada	[MW]	222.498
1.11	Potencia Mínima	[MW]	20.00
2 DATOS HIDRAULICOS			
2.1	Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales		
2.2	Reservorio de regulación anual	2.2.1	Volumen máximo [hm ³]
		2.2.2	Volumen mínimo [hm ³]
		2.2.3	Caudal máximo de descarga [m ³ /s]
		2.2.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central [h]
2.3	Reservorio de regulación estacional	2.3.1	Volumen [hm ³]
		2.3.2	Volumen mínimo [hm ³]
		2.3.3	Caudal máximo de descarga [m ³ /s]
		2.3.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central [h]
2.4	Reservorio de regulación semanal	2.4.1	Volumen [hm ³]
		2.4.2	Volumen mínimo [hm ³]
		2.4.3	Caudal máximo de descarga [m ³ /s]
		2.4.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central [h]
2.5	Reservorio de regulación diario/horario	2.5.1	Volumen [hm ³]
		2.5.2	Volumen mínimo [hm ³]
		2.5.3	Caudal máximo de descarga [m ³ /s]
		2.5.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central [h]
2.6	Restricciones de caudal mínimo para riego, agua potable y otros		[m ³ /s]
2.7	Restricciones de caudal máximo para riego, agua potable y otros		[m ³ /s]
2.8	Requerimiento de caudal promedio	2.8.1	Mensual [m ³ /s]
		2.8.2	Semanal [m ³ /s]
2.9	Reservorio de compensación: Características Técnicas		
3 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO			
3.1	Diagramas unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN		

Unidades de Generación

Generadores			
Código	Nombre	Abreviatura	
12601	CH EL PLATANAL G1	G1	Detalle
12602	CH EL PLATANAL G2	G2	Detalle

ANEXO 02: Ficha técnica de unidad de generación 1 la Central Hidroeléctrica El Platanal.



Regresar

Datos de Unidad de Generación : CH EL PLATANAL G1

Empresa: CELEPSA
Central: C.H. EL PLATANAL

1 DATOS DE LA UNIDAD						
1.1	Código de la Central			12600		
1.2	Código del grupo			CH EL PLATANAL		
1.3	Datos de placa, de pruebas en fábrica y de puesta en servicio, de las unidades de las turbinas y de los generadores eléctricos.					
1.4	Fecha de Ingreso en operación comercial			31/03/2010		
2 TURBINA						
2.1	Tipo			Peltón		
2.2	Fabricante					
2.3	Modelo					
2.4	Serie					
2.5	Potencia	2.5.1	Efectiva	[MW]	112.292	
		2.5.2	Instalada	[MW]		
		2.5.3	Nominal	[MW]	110	
		2.5.4	Nominal aparente	[MVA]	120	
		2.5.5	Máxima	[MW]	108.66	
		2.5.6	Mínima	[MW]	20.00	
		2.5.7	De sincronización	[MW]		
2.6	Velocidad	2.6.1	Rotación	[rpm]	450	
		2.6.2	Toma de carga	[MW/min]	10	
		2.6.3	Reducción de carga	[MW/min]	10	
2.7	Tiempo	2.7.1	Desde el arranque hasta la sincronización	[min]	7	
		2.7.2	Desde sincronización hasta la potencia efectiva	[min]		
		2.7.3	De sincronización luego de salir por una perturbación	[min]		
		2.7.4	De arranque en negro (black start)	[min]		
		2.7.5	Desde la potencia efectiva hasta	[min]		
		2.7.6	Desde fuera de sincronización hasta la parada	[min]		
		2.7.7	Mínimo entre arranques sucesivos	2.7.7.1 En situaciones normales 2.7.7.2 En situaciones de emergencia	[min]	1
		2.7.8	Máximo de operación a la potencia mínima		[h]	Sin restricción
		2.7.9	Mínimo de operación		[h]	
2.8	Energía producida	2.8.1	Desde sincronización hasta la potencia efectiva	[kWh]		
		2.8.2	Desde la potencia efectiva hasta fuera de sincronización	[kWh]		
2.9	Caudal	2.9.1	Mínimo turbinable	[m³/s]	1.43	
		2.9.2	Máximo turbinable	[m³/s]	22.90	
2.10	Rendimiento	2.10.1	A condiciones de potencia efectiva	[MW/m³/s]	5.534	
		2.10.2	2.10.2.1	Curva de rendimiento a condiciones de potencia efectiva	Coficiente a	
			2.10.2.2	Coficiente b		
2.10.2.3	Coficiente c					
2.11	Costos	2.11.1	Costo de mantenimiento debido al desgaste ocasionado por los sólidos en suspensión del agua (en un plazo máximo de dos años para unidades nuevas)	[\$./kWh]		
		2.11.2	2.11.2.1	Limitaciones en la concentración de sólidos en suspensión máximo para operar	[g/l]	4
			2.11.2.2	Concentración de sólidos en suspensión mínimo para ingresar	[g/l]	
2.12	Consumo de servicios auxiliares			[MW]	0.4	
2.13	Salto neto máximo			[m]		
2.14	Salto neto mínimo			[m]		
2.15	Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, constante de tiempo del agua de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis dinámicos.					
Nota: Los valores definitivos de 2,14 corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.						
3 GENERADOR ELÉCTRICO						
3.1	Potencia			[MVA]		
3.2	Velocidad de rotación			[rpm]		
3.3	Velocidad de embalamiento			[rpm]		
3.4	Número de polos					

3.5	Curva de capacidad de las unidades de generación (MW-MVAR)				Archivo (http://)		
3.6	Capacidad de generación reactiva	3.6.1	Capacitiva	3.6.1.1	En mínimo técnico	[MVar]	103.2
				3.6.1.2	Al 50 % de la potencia efectiva	[MVar]	90.12
				3.6.1.3	Al 100 % de la potencia efectiva	[MVar]	55.2
		3.6.2	Inductiva	3.6.2.1	En mínimo técnico	[MVar]	76.8
				3.6.2.2	Al 50 % de la potencia efectiva	[MVar]	70.8
				3.6.2.3	Al 100 % de la potencia efectiva	[MVar]	51.6
3.7	Tensión	3.7.1	Generación	3.7.1.1	Nominal	[kV]	13.8
				3.7.1.2	Mínima	[kV]	13.1
				3.7.1.3	Máxima	[kV]	14.5
		3.7.2	Excitación	3.7.2.1	Mínima de excitación VDC	[V]	
				3.7.2.2	Máxima de excitación VDC	[V]	192
		3.7.3	Servicios Auxiliares	3.7.3.1	Mínima	[V]	
				3.7.3.2	Máxima	[V]	
3.8	Factor de Potencia					0.9	
3.9	Arranque en negro (Black Start)				[si/no]	si	
3.10	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.10.1	Reactancia transitoria de eje directo (X'd)			0.31	
		3.10.2	Reactancia subtransitoria de eje directo (X''d)			0.26	
		3.10.3	Reactancia de armadura de secuencia negativa (X2)			0.25	
		3.10.4	Reactancia de armadura de secuencia cero (X0)			0.1	
		3.10.5	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (T'd)			2.11	
		3.10.6	Cte. de tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (T'qo)				
		3.10.7	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (T''qo)			0.01	
		3.10.8	Constante de tiempo de la componente de segundo armonico de cortocircuito (Ta)			0.28	
		3.10.9	Reactancia de Potier				
		3.10.10	Reactancia de dispersion				
		3.10.11	Momento de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina				
		3.10.12	Resistencia de armadura sec. Positiva (Ra)				
		3.10.13	Relación de potencia de cortocircuito			0.96618	
		3.10.14	S(1.0)				
		3.10.15	S(1.2)				
		3.10.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (T''q)				
		3.10.17	Sobrefrecuencia				
		3.10.18	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (T'q)				
		3.10.19	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.0 p.u.				
		3.10.20	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.2 p.u.				
		3.10.21	Resistencia de armadura de secuencia negativa (R2)				
		3.10.22	Resistencia de neutro (reflejada al estator: 3*Rn)				
		3.10.23	Reactancia de neutro (reflejada al estator: 3*Xn)				
		3.10.24	Cte. de tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (T''do)			0.07	
		3.10.25	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina				
		3.10.26	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)			0.72	
		3.10.27	Reactancia transitoria de eje cuadratura (X'q)			0.72	
		3.10.28	Cte. de tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (T'do)			7.51	
		3.10.29	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (X''q)			0.25	
		3.10.30	Resistencia de armadura de secuencia cero (R0)				
		3.10.31	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (T''d)			0.06	
		3.10.32	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)			1.1	
		3.11	Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios.				
Nota: Los valores definitivos de 3.10 y 3.11 corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable							
4	OTROS						
4.1	Tasa de salida forzada				[%]		
4.2	Programa de mantenimiento mayor y menor con un horizonte de 12 meses						
4.3	Regulador de velocidad de la máquina (Si/No)						
	4.3.1	Trabaja en modo [Automático/Manual]					
	4.3.2	Modo de control en [Carga Frecuencia/Potencia Constante]					
	4.3.3	La banda de variación de frecuencia (Banda Muerta)			[Hz]		
4.3.4	Estatismo	4.3.4.1	Valor actual		[%]	5	
		4.3.4.2	Valor en sistemas aislados		[%]		
		4.3.4.3	Rango de variación		[%]		