

## MEJORAMIENTO DEL INDICADOR DE DISPONIBILIDAD A TRAVÉS DE LA DETERMINACIÓN DEL INDICADOR DE ESTADO DE SALUD DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN, CORRIENTE Y DESCARGADORES PARA LAS SUBESTACIONES DE 230KV DEL GRUPO ENERGIA BOGOTÁ

Juan Carlos Montoya Blanco  
Carrera 9 No. 73 – 44. PBX. 3268000 Ext. 1689  
Email: jmontoya@geb.com.co  
Bogotá, D.C. – Colombia

### Resumen

Dentro de un marco de gestión de activos, el papel de la condición de los activos y el análisis del rendimiento es fundamental para el éxito. Un Índice de salud de activos (AHI) es un puntaje de activos que está diseñado, de alguna manera, para reflejar la condición del activo. Para un AHI exitoso necesitamos vincular los datos sin procesar disponibles, ya sea el monitoreo de la condición o el historial de activos o los datos de mantenimiento y operacionales, a través de modos de falla probables o problemas que afectarán el rendimiento de los activos.

Inicialmente se muestra la definición de los indicadores de salud, la aplicación de los mismos en una subestación de la GEB, para evaluar la condición de los transformadores de tensión, corriente y descargadores de sobretensión.

Finalmente, se determinan los criterios para toma de decisiones con el fin de garantizar la disponibilidad de las subestaciones del Grupo de Energía Bogotá.

### Palabras Claves

Indicador de salud (AHI), degradación, envejecimiento, Transformador de Tensión, Transformador de Corriente, Descargador de sobretensión.

### Introducción

El Grupo de Energía de Bogotá S.A. ESP (GEB) es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, en 1994, por la composición y el origen de su capital, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP es una sociedad constituida con aportes estatales y capital privado, actualmente es la segunda empresa en transmisión de electricidad en Colombia, con una participación en el mercado del 12.5%. Desde sus inicios, la Empresa de energía de Bogotá, cuenta con equipos de potencia distribuidos en 22 subestaciones a lo largo del país, 10 de las cuales se encuentran en el área central de Colombia, con equipos puestos en servicio desde antes de 1981.

Aunado a lo anterior, a partir de 1999, la remuneración de la actividad de transmisión, ha migrado de modelos basados en costos reconocidos por el servicio COS/ROR (Cost of Service / Rate of return) a modelos basados en desempeño PBR (perfomance based rate marking); en los que el regulador no solo ha de usar para el control de la actividad instrumentos económicos como el precio (remuneración activos, AOM, nivel, estructura de tarifa, etc), sino otros como el tamaño de empresa, las entradas y salidas al mercado, la competencia, la posesión y la calidad.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), regulador de la actividad de transmisión en Colombia, ha considerado, que la tarifa por transmisión es integral, al reconocer costos de



inversión, rentabilidad, y gastos, y al atar a esta una calidad mínima o esperada. Ésta se asocia a la tarifa bajo el concepto de reposición, cuando el regulador reconoce como nuevos los activos que remunera cada periodo tarifario, reconoce gastos AOM y propone un esquema de incentivos y compensaciones en la regulación de la calidad del servicio, mecanismo este de orden simétrico, que reconocerá económicamente los esfuerzos del transmisor (incentivos) al mejorar la calidad del servicio respecto a los indicadores de referencia, lo cual, se reflejará en el cargo recibir por el transmisor (en este caso la GEB), y “penalizará” al transmisor cuando la calidad disminuya respecto a los indicadores de referencia, disminuyéndole su ingreso al reconocerle un menor valor en el cargo por la actividad de transmisión y obligando a la compensación por la mala calidad del servicio. Bajo este escenario se presenta para los operadores del Sistema de Transmisión Nacional (STN), la oportunidad para la búsqueda de prácticas eficientes en la reposición e intervención de las bahías y líneas de transmisión que permitan mejorar su desempeño, es decir, optimizar los tiempos de parada tanto por mantenimiento como por reposición de equipos. Para responder a éste reto, se plantea como objetivo desarrollar una metodología que permita determinar el estado de salud de los equipos de protección (Descargadores) y medida (transformadores de tensión y corriente en adelante Transformadores de Instrumentación) en una bahía típica de transmisión de energía eléctrica (Fig 1), que permita optimizar la disponibilidad de las subestaciones de la Empresa de Energía de Bogotá en el nivel de tensión de 230kV, la cual sustituya y/o complementa, métodos tradicionales como pueden ser, la reposición bajo el concepto de depreciación acumulada, la obsolescencia tecnológica, y las limitaciones de capacidad.

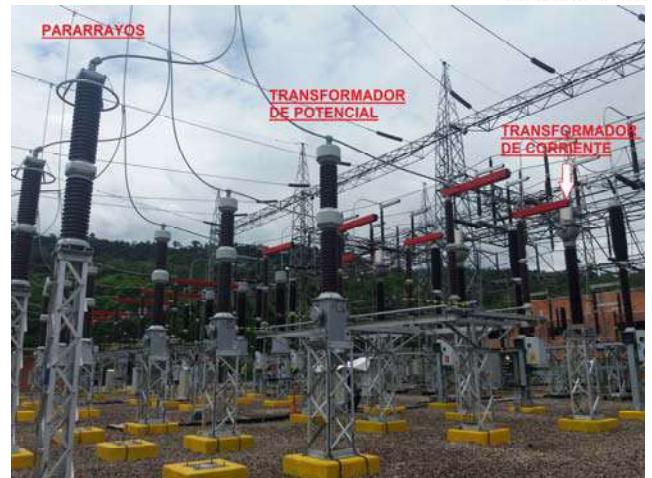


Fig 1. Bahía Típica de Transmisión del GEB

### Presentación Problema u Objetivo

La expansión de la red colombiana de transmisión es centralizada y planeada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que se encarga de realización y adaptación anual del plan de expansión de generación y transmisión. Un cierto grado de la participación de los agentes del sector energético es asumido por el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT), integrado por representantes de grandes consumidores, minoristas y empresas de transmisión y en menor medida de empresas de generación y transmisión [1].

La metodología para la elaboración del plan está basada en un modelo complejo que simula el funcionamiento del sistema en diferentes escenarios e identifica restricciones. Los diferentes escenarios de entrada consideran diferentes pronósticos de crecimiento de la demanda y comportamientos del precio de los combustibles, junto con diferentes planes de expansión de la generación. Los objetivos que impulsan el plan de expansión de la transmisión de energía son la reducción de los costes de congestión y mejorar de la estabilidad y fiabilidad del sistema [2]. Esto permite la identificación de proyectos de expansión “candidatos” mediante el análisis de costo-beneficio basado en las operaciones simuladas.

**3, 4 y 5 de abril de 2019. Bogotá - Colombia**

Estos proyectos son finalmente priorizados considerando tres horizontes de planificación: Corto plazo (5 años), mediano plazo (10 años) y largo plazo (15 años). El plan se actualiza y se adapta cada año.

Los proyectos seleccionados para implementación son entonces asignados mediante un proceso de licitación internacional, abierto tanto a inversionistas extranjeros como a las empresas de transmisión establecidas. La oferta en la subasta representa el ingreso anual esperado (Annual Expected Income), el cual deberá cubrir todos los costos incurridos por el agente. El ingreso anual esperado será la remuneración de la línea de transmisión sobre 25 años, tiempo después del cual el activo es remunerado de la misma manera que uno existente en la red.

**Remuneración de la Transmisión** Como ya se mencionó anteriormente, la remuneración de la transmisión es diferente para las instalaciones instaladas antes de 1999 (activos existentes) o después de 1999 (nuevos activos o activos adjudicados).

En cuanto a los activos existentes, los ingresos son administrativamente definidos como la suma de dos componentes de costos, uno relacionado con la inversión y otro relacionado con los costos de O & M. El valor anual remunerado para el costo de inversión es calculado a través de Valor de Reposición a Nuevo del activo. Este último se basa en los costes unitarios estándar del activo, diferentes ciclos de vida para diferentes activos, una tasa de rendimiento calculada a través de la metodología WACC (11,5% a partir de 2008) y una fórmula de indexación. El ingreso está indexado y establecido cada mes. La anualidad se calcula una vez y no es modificada a menos que la Autoridad Nacional de Regulación (ANR) modifique el costo unitario o el propietario de la línea de transmisión sustituya parte del activo.

Los costos de O & M se remuneran mediante la regulación de incentivos. De hecho, cada año

sólo los costos de O & M contabilizados en el año anterior (Excluyendo algunas partidas de costo no sujetas a reducción de costos) son reconocidos. Esto proporciona al transmisor un incentivo para reducir los costos con el fin de retener una ganancia de los ingresos fijos. No obstante, la ANR exige una auditoría llevada a cabo por un consultor externo para cada empresa de transmisión con el fin de verificar la información suministrada. Los costos de O & M se expresan como un porcentaje del valor anual reconocido para la bahía de transmisión.

Finalmente, a los ingresos esperados, deben descontarse el valor debido a fallas en la calidad del servicio, el cual está asociado principalmente a la siguiente característica:

La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN, la cual no debe superar las máximas horas anuales de indisponibilidad.

Es por esto que toma importancia el desarrollo de una metodología para la determinación del estado de salud de descargadores y transformadores de instrumentación, ya que esta es una actividad inherente dentro de la gestión de activos, y es una práctica común dentro de las empresas del sector, que las actividades de reposición de equipos sean reactivas por averías en la red, los cuales ocasionan indisponibilidades en la unidades constructivas superiores a las permitidas, lo que va en detrimento de las utilidades de la compañía.

### **Descripción de la Propuesta**

La planeación y programación del mantenimiento en empresas de servicio público, específicamente en el sector eléctrico, es uno de los grandes retos para un país como Colombia, dado que se tienen dificultades en la obtención de recursos físicos, económicos y de inversión para la renovación de los equipos del STN, esto conlleva a que sea necesario realizar un mantenimiento eficaz en los equipos existentes, logrando una mejor disponibilidad y

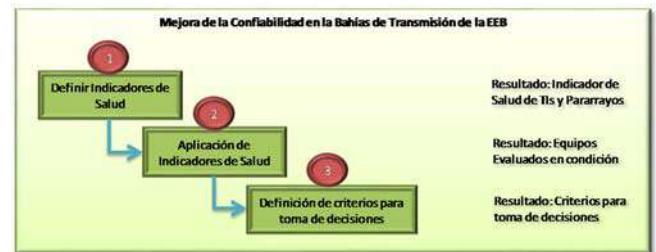
**3, 4 y 5 de abril de 2019. Bogotá - Colombia**

confiabilidad del servicio. Adicionalmente el crecimiento en la demanda en energía, el presupuesto reducido que se destina para el sector eléctrico por parte del estado y la demora en el desarrollo de los proyectos conducen a que indisponer los equipos para mantenimiento tenga cada vez mayores restricciones.

Las empresas de transporte de energía se ven sometidas a una gran exigencia por parte de los clientes y comisiones reguladoras para mantener y mejorar la confiabilidad en la prestación de servicio, dado que cuando se interviene un equipo se puede ver afectada una región, un departamento o un gran cliente con posibles efectos económicos. Lo anterior en el cumplimiento de un marco de actuación de costos eficientes, sin afectar la seguridad de las personas y minimizando el impacto sobre el medio ambiente.

Las tareas de mantenimiento durante su ciclo de vida para los equipos del sistema de transmisión -STN- están definidas a partir de las recomendaciones de fabricantes, la experiencia del personal de mantenimiento y el uso combinado de algunas metodologías como el mantenimiento centrado en confiabilidad, mantenimiento basado en tiempo, mantenimiento productivo total, entre otros. Estas entregan como resultado tareas de tipo periódico, las cuales se conocen como determinísticos, que sin realizar estudios más detallados de sí se requieren o no, el equipo se interviene sin considerar otros aspectos como la condición del equipo, el impacto a los clientes o la afectación del recurso.

El objetivo general del trabajo de investigación es el de proponer y validar una metodología de mantenimiento aplicada a transformadores de potencial, transformadores de corriente y descargadores basada en confiabilidad, condición y gestión del riesgo, para la toma en las decisiones. Las etapas para el desarrollo de esta metodología se muestran a continuación. (Fig 2).



**Fig 2. Metodología General**

**A. Definición de los indicadores de salud** El índice de salud del activo (AHÍ) se conoce comúnmente como una herramienta práctica que combina el resultado de las inspecciones operativas y pruebas de campo y/o de laboratorio [3].

El AHÍ juega un papel importante en la determinación de la condición. Sin lugar a dudas, el AHÍ es un excelente indicador para reflejar los resultados del equilibrio óptimo entre inversión de capital, coste de mantenimiento de los activos y el mantenimiento operativo. Para la elaboración de los AHIs en los equipos del Grupo Energía Bogotá, se utilizaron tres componentes, los cuales son: datos de entrada, ecuación matemática / algoritmo para el AHÍ y salida como se ilustra en la figura 3.



**Fig 3. Elaboración de Índices de Salud**

**3, 4 y 5 de abril de 2019. Bogotá - Colombia**

Entradas del índice de salud: Los datos de entrada para AHI se obtiene usualmente a partir de las observaciones de operación, y pruebas de campo. Algunas pruebas de diagnóstico comunes que se usan para el cálculo de AHI son, la medida del factor de potencia o tangente delta (FP), medición de la resistencia del aislamiento, medida de resistencia de los devanados, medida de la relación de transformación, curvas de saturación. Otros parámetros pueden incluir, estado de bujes de alta y baja, historial de carga, datos de mantenimiento y edad. El número de parámetros utilizados en el cálculo de AHI puede variar.

El factor de ponderación representa el grado de importancia o contribución de cualquier parámetro en particular que afecta la condición de un transformador.

El factor de potencia es normalmente considerado como una de las entradas más importantes para el cálculo del AHI, esto es debido a que a través de esta prueba se pueden establecer defectos en el aislamiento interno del transformador de instrumentación y descargadores.

El segundo parámetro más importante es la medida de la resistencia del aislamiento, la cual puede ser usada como una medida de la degradación del aislamiento.

Como se puede deducir, la salud de estos equipos es altamente afectada por la condición del aislamiento.

Ecuación matemática / algoritmo del índice de salud: Investigaciones previas han desarrollado varias ecuaciones matemáticas o algoritmos para la formulación del AHI, las ecuaciones matemáticas abarcan métodos de puntuación y clasificación, método de matrices / índice de salud de peso de entropía (EWHI) y modelo de evaluación de factores de múltiples características, etc. Aunque utilizan la misma ecuación básica, algunas mejoras son

incorporadas de vez en cuando para hacer las ecuaciones más fiables y probadas científicamente.

Método de puntuación y clasificación: El factor de ponderación es asignado por el juicio subjetivo de un grupo de expertos de la gerencia de mantenimiento del Grupo Energía Bogotá. Las puntuaciones para ciertos parámetros se determinan utilizando el límite de recomendación de IEC y IEEE estándar. El valor obtenido de las pruebas en campo de cada i-esimo componente o sub-parte del activo es multiplicada por su i-esimo peso [4]. Este cálculo de factores se aplica a todos los componentes de las pruebas de campo e inspecciones visuales. La ecuación final del AHI, es la sumatoria de todos los componentes una vez se ha realizado la ponderación.

Salida del índice de salud: La salida final del AHI sumado a la aplicación de los criterios para toma de decisiones definirá el tipo de acción a tomar. Hay varios rangos presentados por los investigadores y no hay un estándar en la determinación de la gama y la acción preventiva tomada. En algunos textos se usa el rango 1-10 donde 1 muestra un buen estado del equipo mientras que 10 se refiere al mal estado del equipo. Otros usaron el rango de 100-0 donde 100 indican el buen estado mientras 0 indica el mal estado. Otros ejemplos de rango son de 1 (excelente) a 4 (pobre), 1 (excelente) a 5 (insatisfactorio), 0 (muy bueno) a >0.3 (pobre), 0 (muy pobre) a 1 (muy bueno) y 0 (excelente) a 4 (investigación adicional). Algunos investigadores también han añadido la tasa de falla o la probabilidad de falla a la descripción del rango.

B. Aplicación del indicador de salud en una bahía del Grupo Energía de Bogotá. Descripción de los activos: Los transformadores de instrumentación en la red son dispositivos que cambian parámetros del sistema a valores que pueden ser utilizados con seguridad por los sistemas de protección y control. No contienen partes móviles, pero experimentan tensiones

**3, 4 y 5 de abril de 2019. Bogotá - Colombia**

eléctricas estáticas y dinámicas, lo que lleva a la degradación del activo.

En general los transformadores de instrumentación consisten en un tanque, cabeza, buje, terminales, devanado secundario, núcleo y caja de terminales.

Los transformadores de instrumentación son elementos vitales para garantizar la seguridad

**Calificación de condición:** El proceso de calificación de condición incluye inspecciones de campo y revisión detallada de registros de mantenimiento e informes de prueba de la base de datos del software ERP de la empresa. Cada criterio representa un factor que es crítico para determinar la condición del componente en relación con una falla potencial.

**Definición de criterios para toma de decisiones:** La puntuación obtenida para el índice de salud calculado de un activo se evalúa según la escala de condición del índice de salud con base en el modelo de toma de decisiones AHP, el cual pide a quien toma las decisiones señalar una preferencia o prioridad con respecto a cada criterio, teniendo la información sobre la importancia relativa y las preferencias. Esta

**Tabla 1.** Criterios para Toma de decisiones según el índice de salud

Índice de Salud (%)	Condición	Acción a Tomar
100 – 85	Muy Buena	Mantenimiento normal según plan
85 – 70	Buena	Mantenimiento normal según plan
70 – 50	Cuestionable	Aumentar las pruebas de diagnóstico, evaluar el posible reemplazo del equipo según análisis de criticidad.
50 – 0	Pobre	Alta probabilidad de falla del equipo, y del incremento de las consecuencias en los aspectos de seguridad, confiabilidad de la red, respuesta ante fallas y daños a otros equipos. Se deben desarrollar una estrategia de gestión de activos para el reemplazo del activo.

**Tabla 2.** Rango de condición del buje (cerámica)

Rango de Condición	Descripción
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los bujes no están rotos y no hay virutas visibles, grietas y quemaduras por impacto.</li> <li>El cementado y los sujetadores están seguros.</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los bujes no están rotos, sin embargo, pequeñas virutas y grietas son visibles.</li> <li>El cementado y los sujetadores están seguros.</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los bujes no están rotos, sin embargo, las virutas importantes, las grietas y algunas quemaduras por flameos son visibles.</li> <li>El cementado y los sujetadores están seguros.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los bujes están rotos / dañados.</li> <li>El cemento y los sujetadores no son seguros</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los casquillos, la cementación o los sujetadores están rotos / dañados más allá de la reparación</li> </ul>

escala es la base para el proceso general de toma de decisiones en la gestión de activos. La tabla 1 la escala de prioridades de condición del índice de salud y las posibles acciones a tomar:

## Resultados

**Indicador de Salud de un descargador** En las tablas 2 a 7 se muestran las definiciones específicas usadas para rango de condición para cada componente evaluado en un descargador, la información para transformadores de instrumentación es similar

**Cálculo del índice de salud para el descargador** El descargador se clasifica según los criterios establecidos para cada parámetro de condición. Las calificaciones se convierten a un factor y se multiplican por el peso dado para obtener una puntuación de índice de salud. La tabla 7 contiene el peso asociado para cada criterio de condición:

Todas las  $i$  puntuaciones se introducen en la siguiente fórmula para convertir a una calificación de 100:

$$HI = \left( \frac{\sum_{i=1}^N (S_i \times W_i)}{\sum_{i=1}^N T_i} \right) \times 100 \quad (1)$$

**Tabla 3. Rango de condición del Terminal primario**

Rango de Condición	Descripción
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>El terminal primario está apretado, libres de corrosión y no muestran evidencia de sobrecalentamiento.</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>El terminal primario muestra signos de desgaste normal.</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Algo de corrosión y evidencia de sobrecalentamiento.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosión severa y evidencia de sobrecalentamiento.</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>El terminal primario está dañado / degradado más allá de la reparación.</li> </ul>

**Tabla 4. Rango de Condición general del descargador**

Rango de Condición	Descripción
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>El descargador de tensión esta externamente limpio y libre de corrosión.</li> <li>No hay evidencia externa de sobrecalentamiento.</li> <li>Soporte de acero y/o tornillos de anclaje están seguros y libres de corrosión.</li> <li>Las conexiones de puesta a tierra son seguras, libres de corrosión y hechas directamente a tanques, cubículos y soportes, sin ninguna pintura intermedia o corrosión.</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>El descargador muestra signos normales de desgaste.</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta algo de corrosión y evidencia de sobrecalentamiento.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta Corrosión severa y evidencia de sobrecalentamiento.</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>El descargador está dañado / degradado más allá de la reparación.</li> </ul>

**Tabla 5. Rango de condición terminales secundarios**

Rango de Condición	Descripción
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; IRmin y + 10% del resultado previo de la prueba IR</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; IRmin y entre 10 – 20% del resultado previo de la prueba IR</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; IRmin y entre 20 – 30% del resultado previo de la prueba IR</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; IRmin y mayor al 30% del resultado previo de la prueba IR</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>&lt; IRmin</li> </ul>

**Tabla 6. Rango de condición factor de pérdidas**

Rango de Condición	Descripción
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menor o igual al valor de puesta en servicio (si está disponible) o dentro del límite del fabricante o <math>\leq 30</math> mW.</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menos de un 30% de aumento del valor de puesta en servicio (si está disponible) o dentro del límite del fabricante o entre 30 – 50 mW.</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entre un 30 - 70% de aumento del valor de puesta en servicio (si está disponible) o dentro del límite del fabricante o entre 50 – 70 mW.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entre 70 - 100% de aumento del valor de puesta en servicio (si está disponible) o dentro del límite del fabricante o entre 70 - 100 mW.</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor que 100% de aumento desde el valor de puesta en servicio (si está disponible) o excede el límite del fabricante o <math>\geq 100</math> mW.</li> </ul>

**Tabla 7. Pesos asociados a cada entrada del AHI**

#	Criterio de Condición	Peso (W <sub>i</sub> )	Rango de Condición	Factor (S <sub>i</sub> )	Máxima Puntuación (T <sub>i</sub> )
1	Condición del Buje	15	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0	60
2	Terminales primarios	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0	20
3	Condición General del Descargadores	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0	40
4	Resistencia del Aislamiento	20	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0	80
5	Factor de Perdidas	50	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0	200
		<b>100</b>			<b>400</b>

Dónde:

$$\sum_{i=1}^N T_i = 400 \text{ Para Todos los equipos}$$

N = 5 para descargadores y 7 para Transformadores de Instrumentación

Calificación de la condición El proceso de calificación de condición incluye inspecciones de campo y revisión detallada de registros de mantenimiento e informes de prueba de la base de datos del software ERP de la empresa. Cada criterio representa un factor que es crítico para determinar la condición del componente en relación con una falla potencial.

Las tablas anteriores contienen las definiciones específicas usadas para cada calificación de condición para cada componente o prueba evaluada.

### **Conclusiones**

Al evaluar qué hacer con respecto a una situación en un equipo, un gestor de activos puede tener en cuenta muchos parámetros, incluso sin pensarlo demasiado. Sin embargo, difícilmente ese gestor de activos puede ser pragmático y no olvidar algunos de los parámetros más pequeños. Aún más difícil, le será comparar diferentes problemas y saber cómo priorizar. Un índice de salud bien estructurado no solo es capaz de eso, sino que también puede tomar tantos parámetros como sean necesarios y siempre hacer los cálculos de la misma manera, siendo tan sistemáticos como puede ser una herramienta.

Las mayores demandas de energía eléctrica (crecimiento de la carga) están “empujando” los equipos existentes a sus límites. Al desarrollar estos índices de salud, la empresa estará mejor equipada para comprender las limitaciones de los equipos existentes y permitir una mayor visibilidad para planificar y operar sus redes de forma adecuada, optimizando los equipos existentes.

El desarrollo de los índices de salud en los equipos de subestaciones permitirá al Grupo Energía Bogotá pronosticar con precisión la inversión a largo plazo requerida para garantizar que los activos se mantengan en condiciones aceptables; maximizando el rendimiento y la vida esperada de los mismos.

La metodología por sí misma no responde a todas las posibles situaciones que se deben considerar en las inversiones por reposición; solo se incluye el criterio de confiabilidad de componentes, otras consideraciones como la seguridad eléctrica, desempeño eléctrico (capacidad de transporte, tensión, perdidas), etc. No se han considerado y pueden ser parte de trabajos futuros para complementar la metodología desarrollada.

Finalmente, se puede concluir que este modelo de metodología se puede ampliar fácilmente a otros equipos del Grupo Energía Bogotá, como transformadores de potencia e interruptores, proporcionando la base para un mantenimiento más automatizado en la empresa.

### **Referencias**

- [1] CIER, Comisión de Integración Energética Regional, 2013. Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución – Año 2013.
- [2] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, 2013. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029.
- [3] T Hjartarson, B. Jesus, D. T. Hughes, R. M. Godfrey, 2003, “Development of health indices for asset condition assessment, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition.
- [4] I C. M. Shrivastava & T. S. R. Murthy. Transformers 2nd edition Ch 27, ‘Condition monitoring, residual life assessment and refurbishment of transformers.’ Tata McGraw-Hill Co. New Delhi India 2008.

### **Juan Carlos Montoya Blanco**

Ingeniero eléctrico de la Universidad de Valle Master en Gestión de Activos Físicos de la Universidad de Católica de Murcia Actualmente se desempeña como asesor de la Gerencia de Mantenimiento en el área de confiabilidad.