

METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO  
EN CONFIABILIDAD PARA LAS SUBESTACIONES DE PROPIEDAD DE LA  
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ.

FREDY MEDRANO MARTINEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2010

METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO  
EN CONFIABILIDAD PARA LAS SUBESTACIONES DE PROPIEDAD DE LA  
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ.

FREDY MEDRANO MARTÍNEZ

Monografía de grado presentada como requisito para optar por el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento.

Director: MAURICIO PABLO ACEVEDO ARREDONDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2010

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mi esposa Yolima y a mis hijas Alejandra y Valeria, por su apoyo incondicional, comprensión por el tiempo que deje de dedicarles para el cumplimiento de esta meta y por brindarme su cariño, motor para continuar creciendo profesionalmente.

A todos los compañeros de la Vicepresidencia de Transmisión de la Empresa de Energía de Bogotá, a mi jefe Ernesto Moreno, al Ingeniero Mauricio Acevedo por su colaboración y en especial a los profesionales del área de Operación y Mantenimiento de Subestaciones por compartir sus conocimientos y experiencias que fueron pieza fundamental para llevar a cabo el proyecto.

## CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCION	14
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS	16
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.2 OBJETIVOS	17
1.2.1 Objetivos Generales	17
1.2.2 Objetivos Específicos	17
1.3 MARCO TEÓRICO	19
1.3.1 Historia de la EEB	19
1.3.2 Energía Eléctrica	23
1.3.3 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas	25
1.3.3.1 Subestaciones Encapsuladas en SF6	27
1.3.3.2 Subestaciones Eléctricas AIS	30
1.3.4 Principales Equipos que Conforman Una Subestación	31
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	35
2.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL DURANTE EL SIGLO XX	35
2.1.1 Primera Generación	36
2.1.2 Segunda Generación	37
2.1.3 Tercera Generación	39
2.2 TECNICAS PARA APLICAR RCM	43
2.3 EL OBJETIVO ECONOMICO DEL RCM	48
2.4 BENEFICIOS DE REDUCIR MANTENIMIENTO PREVENTIVO	49
3. EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO	53

3.1 SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES Y MERCADOS	56
3.2 SISTEMA DE POTENCIA	61
4. MODELO RCM PROPUESTO	63
4.1 APLICACIÓN MODELO RCM	64
4.1.1 Interruptor de Potencia Convencional	66
4.1.1.1 Definición de Las Fronteras	69
4.1.1.2 Modos de Falla de Interruptores de Potencia de Gas SF6	69
4.1.1.3 Modos de Falla del Mecanismo de Operación	70
4.1.2 Transformadores de Instrumentos	75
4.1.2.1 Definición de Las Fronteras	78
4.1.2.2 Definición de las Funciones	79
4.1.2.3 Modos de Fallas	79
4.1.3 Descargadores de Sobretensión (Pararrayos)	81
4.1.3.1 Definición de Las Fronteras	82
4.1.3.2 Definición de las Funciones	82
4.1.3.3 Modos de Fallas	82
4.1.4 Seccionadores	83
4.1.4.1 Definición de Las Fronteras	83
4.1.4.2 Definición de las Funciones	84
4.1.4.3 Modos de Fallas	85
4.1.5 Reactor	85
4.1.5.1 Definición de Las Fronteras	87
4.1.5.2 Definición de las Funciones	87
4.1.5.3 Modos de Fallas	87
4.1.6 Circuitos de Medida y Control	88
4.1.6.1 Definición de Las Fronteras	89
4.1.6.2 Definición de las Funciones	89
4.1.6.3 Modos de Fallas	89

4.1.7 Baterías y Cargadores de Baterías	90
4.1.7.1 Definición de Las Fronteras	91
4.1.7.2 Definición de las Funciones	91
4.1.7.3 Modos de Fallas	91
4.1.8 Relés de Protección de Bahías de Líneas y Bahías de Compensación	91
4.1.8.1 Definición de Las Fronteras	94
4.1.8.2 Definición de las Funciones	94
4.1.8.3 Modos de Fallas	94
4.1.9 Bancos de Condensadores	95
4.1.9.1 Definición de Las Fronteras	96
4.1.9.2 Definición de las Funciones	96
4.1.9.3 Modos de Fallas	97
4.2 RECOMENDACIONES RELEVANTES DE LA METODOLOGÍA RCM A LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO	97
5. CONCLUSIONES	100
BIBLIOGRAFIA	102
ANEXOS	103

## LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Grupo Empresarial Energía de Bogotá	22
Figura 2. Estructura Organizacional de la Empresa de Energía de Bogotá	23
Figura 3. Proceso de Generación, transmisión y distribución de la energía Eléctrica	25
Figura 4. Corte típico de una bahía GIS doble barra, disposición monopolar y salida con cable subterráneo.	28
Figura 5. Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV.	29
Figura 6. Evolución del mantenimiento	37
Figura 7. Curva de la bañera (probabilidad condicionada de fallo).	38
Figura 8. Patrones de fallo a lo largo de las distintas generaciones	42
Figura 9. Relación entre el RCM y todas las variantes existentes de Mantenimiento	44
Figura 10. Metodología de RCM	46
Figura 11. Principales fases para acometer el RCM	47
Figura 12. Sector Energético Colombiano	60
Figura 13. Ubicación Geográfica de la Infraestructura de Transmisión EEB	63
Figura 14. Interruptor de Potencia con Mando Tripolar	67
Figura 15. Mecanismo de operación tipo BLG para interruptores de Alta Tensión	68
Figura 16. Principales componentes de un Transformador de Tensión	77
Figura 17. Principales componentes de un Transformador de Tensión	78
Figura 18. Frecuencia de los Modos de Falla para Transformadores de Tensión Reportados por las Compañías de Energía Eléctrica	

en Brasil.	80
Figura 19. Principales componentes de un Descargador de Sobretensión	81
Figura 20. Principales componentes de un seccionador	84
Figura 21. Reactor de Potencia de la Subestación Betania	86
Figura 22. Componente de un capacitor	96
Figura 23. Banco de Condensadores 1 de la Subestación Tunal	97

## LISTA DE ANEXOS

	Pag
Anexo A. Modelo RCM Propuesto	103

## RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LAS SUBESTACIONES DE PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ<sup>1</sup>.

AUTOR: FREDY MEDRANO MARTÍNEZ<sup>2</sup>

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Subestación Eléctrica, Confiabilidad.

CONTENIDO: Esta monografía describe la relevancia que ha tomado la especialidad del mantenimiento en la industria y por consiguiente lo fundamental que resulta para una empresa en adoptar filosofías modernas que más se adapte al tipo de equipos o servicios que cada compañía tiene en su negocio.

El alcance de este documento plantea un modelo para la implementación del RCM para el mantenimiento de los principales equipos de las subestaciones de alta tensión de la infraestructura de transmisión de propiedad de la EEB, teniendo en cuenta la experiencia del personal de mantenimiento de subestaciones de la Empresa y la experiencia por empresas similares del sector eléctrico.

La implementación del modelo RCM propuesto va a permitir seleccionar las actividades de mantenimiento necesarias y la periodicidad adecuada de cada una de ellas tendientes a conservar las funciones operacionales de los equipos y eliminar actividades rutinarias que no aportan un valor agregado o que pueden ser sustituidas por otras más eficientes y eficaces.

Con el fin de acentuar y enriquecer los conocimientos sobre los activos que se les está realizando el mantenimiento se debe realizar reuniones con las diferentes personas que forman el grupo de mantenimiento y de operación, tendientes a evaluar el modelo planteado y establecer un mejoramiento continuo.

Se debe establecer indicadores que midan la optimización del mantenimiento y el aumento de la confiabilidad apuntando al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la compañía.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director Mauricio Acevedo.

## SUMMARY

TITLE: METHODOLOGY OF IMPLEMENTATION OF RELIABLY-CENTRED MAINTENANCE IN THE ENERGY OF BOGOTÁ ENTERPRISE' SUBSTATIONS<sup>3</sup>

AUTHOR: FREDY MEDRANO MARTINEZ<sup>4</sup>

KEY WORDS: Reliability Centred Maintenance, Electrical Substtion, Relability

CONTENT: This work describes the importance of the maintenance in Industry, because it is worthwhile to adopt modern ways of thinking, according to the kind of services and equipments an enterprise has.

This work wants to propose a model to implement the reliability-centred maintenance (RCM), it is going to be used with main equipments of the Energy of Bogotá enterprise, It is going to be taken into account the experience of both the staff of maintenance of the EEB and the electrical enterprises.

The implementation of the RCM model allows people to make maintenace activities which are going to keep the equipments work and eliminate odd actions. This process improves the management of the Vicepresidence of Transmision .

It is compulsory to check the proposed model up, in order to apply it in the planning and programming of maintenance. Making a continuous improvement, for this reason, some meetings with the people who are in charge of maintenance will be done and are going to be used to evaluate the model of this work

Some indicators should be established, in order to see not only how well the maintenance is but also the increasing of reliability, also they have to fulfil the objectives of the enterprise.

---

<sup>3</sup> Graduation project.

<sup>4</sup> Faculty of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director Mauricio Acevedo.

## INTRODUCCIÓN

El mantenimiento ha sido una especialidad que ha venido evolucionando, ultimamente han surgido nuevas filosofías en las prácticas de ejecución de mantenimiento debido al incremento del tipo de equipos, a los cuales es necesario conservar su correcto funcionamiento y al incremento de las exigencias a nivel de confiabilidad en todos los sistemas.

El RCM ha sido una filosofía desarrollada en principio para atender los requerimientos de la industria de aviación comercial, en donde es imprescindible la ejecución la definición de las actividades de mantenimiento necesarias para que la confiabilidad de sus equipos sea del 100%, ya que en esta industria no se puede dar la opción de que ocurra una falla ya que en la mayoría de los casos sus consecuencia van a ser catastróficas.

En el área del sector eléctrico a raíz de la privatización de las diferentes actividades como son la distribución, la generación y la transmisión no solamente a nivel nacional sino internacional, adicionalmente las exigencias regulatorías en cuanto a disponibilidad de la infraestructura y a las fuertes penalizaciones económicas establecidas por la CREG, han ocasionado que las Empresas estén pensando en modernizar sus prácticas de mantenimiento, con el fin de dar cumplimiento a dichas normas.

La Empresa de Energía de Bogotá, interesada en expandir el negocio de transmisión mediante la adquisición o participación en las convocatorias públicas para la construcción y operación de nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica a nivel nacional como internacional, se ha comprometido en

adoptar prácticas de clase mundial en todas las áreas relacionadas con la Vicepresidencia de Transmisión.

Es por esta razón que el área de Operación y Mantenimiento de Subestaciones está direccionando la estrategia del mantenimiento de subestaciones de la infraestructura de transmisión de la EEB hacia el RCM.

Este trabajo es un proyecto piloto para la implementación de la metodología RCM, es por esta razón que se han seleccionado los equipos más críticos de los activos de subestaciones de la EEB, para posteriormente generalizarlo a toda la infraestructura, con el fin de mejorar el mantenimiento.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa de Energía de Bogotá (EEB) en el año 1997 realizó el proceso de transformación y capitalización, lo que originó la segmentación de la Empresa en tres (3) sociedades las cuales son; negocio de generación, negocio de transmisión, y negocio de distribución y comercialización, adoptando el esquema de dos Empresas filiales y de una casa matriz, dejando el negocio de Transmisión de energía eléctrica a esta última<sup>5</sup>.

A partir de la escisión de los negocios de energía eléctrica, la EEB ha procurado ser una Empresa rentable con el fin de generar valor a sus accionistas dentro de los que se encuentra la ciudad de Bogotá Distrito Capital con un 81.5%.

Uno de los principales objetivos establecido en el plan estratégico de La Empresa de Energía de Bogotá, es consolidar el negocio de transporte de energía eléctrica mediante la expansión del negocio de transmisión a nivel nacional e internacional por medio de la adquisición o la participación en convocatorias públicas para la construcción, operación y mantenimiento de infraestructura de transporte de energía eléctrica a nivel latinoamericano.

Para lograr estos objetivos es necesario que la Empresa adopte las prácticas y procedimientos de clase mundial logrando que sus resultados sean cada vez más efectivos y eficientes con el fin de competir en el contexto internacional con grandes compañías del sector, expertos en la gestión integral de activos de transmisión de energía eléctrica.

---

<sup>5</sup> Universidad Externado de Colombia. Historia de La Empresa de Energía de Bogotá Volumen III (1959) (2000 :Bogotá, Colombia) P 323.

Adicionalmente las exigencias regulatorias tanto en Colombia como en el exterior se han vuelto cada vez más rigurosos en cuanto a los niveles de satisfacción del cliente y por supuesto en los índices de calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica, lo cual ha llevado a todas las Empresas del sector a buscar las mejores prácticas para gestionar el mantenimiento de su infraestructura y la ejecución de las actividades de operación y en algunos casos a rediseñar sus activos.

Es en este contexto donde la Empresa ha identificado dentro de las mejores prácticas la gestión de Mantenimiento Centrada en Confiabilidad denominada por sus siglas en Ingles como RCM.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivos Generales:

Implementar la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para las subestaciones de 230 KV de propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá, con el fin de minimizar los riesgos relacionados con la seguridad de los activos de subestaciones y con las personas que los mantienen y los operan, sin afectar la integridad del medio ambiente.

Direccionar los esfuerzos de mantenimiento a la estructura funcional de los equipos de subestaciones para lograr un mejor desempeño de los equipos en las actividades que se requieren.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Unificar criterios para la planeación de las tareas de mantenimiento en los equipos de subestaciones que componen los activos de de la infraestructura de transmisión.

- Documentar la forma de establecer los planes de mantenimiento y las estrategias en los equipos de criticidad importante en la infraestructura para establecer una metodología para extender el proyecto a toda la infraestructura enmarcada en sus condiciones operaciones y especificaciones propias.
- Identificar metodológicamente los equipos de mayor criticidad para aplicación de la metodología RCM
- Identificar los modos de falla que puede afectar a un determinado equipo teniendo en cuenta las condiciones ambientales y su función operacional.
- Minimizar la probabilidad de penalización económica debida a demanda dejada de suministrar con motivo de salidas forzadas de los activos de transmisión.
- Determinar el momento en el cual los equipos están cerca del final de su vida útil, con el fin de iniciar a programar su reemplazo. Las subestaciones en el área centro han sido construidas y puestas en operación comercial en la década de los 80's, lo que implica que los equipos llevan del orden de los 27 años en operación comercial, llegando al fin de su vida útil.
- Explorar la factibilidad técnico económica de sustituir algunas actividades de mantenimiento preventivo por un esquema de monitoreo continuo de los equipos críticos, lo que permite determinar puntos claves que se pueda evidenciar el surgimiento de fallas, ayudando al personal identificar oportunamente cuando un equipo costoso esté cerca a fallar, con el fin de ejecutar mantenimiento sin impactar la continuidad de su funcionamiento.
- Generación de la primera versión del plan de mantenimiento para los equipos seleccionados para gestionar mediante MCC.

## 1.3 MARCO TEÓRICO

### 1.3.1 Historia de la EEB<sup>6</sup>

- 1900
- Creación de la compañía por iniciativa privada (Familia Samper Brush) con las actividades de Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C) de electricidad.
- 1959
- La ciudad de Bogotá adquirió la totalidad de las acciones de la Compañía.
- 1980
- Bogotá se consolida como el mercado más importante del país: 5.240 GWh-año (32% de total nacional).
  - La capacidad instalada alcanza 690 MW (136 T y 554 H); 14% del total Nacional.
- 1984
- EEB aumenta su capacidad instalada a 1.294 MW con Paraíso – Guaca. A los 700 Km.
- 1990
- La Empresa entra en el negocio de Distribución y Comercialización de Gas Natural para atender el área de Bogotá. En electricidad EEB atiende una demanda de 8100 GWh – año, de línea en 115 kV EEB suma 163 Km. de línea a 230 kV, doble circuito. aproximadamente el 24% de la demanda nacional.

---

<sup>6</sup> Universidad Externado de Colombia. Historia de La Empresa de Energía de Bogotá, Tomo I, II y III

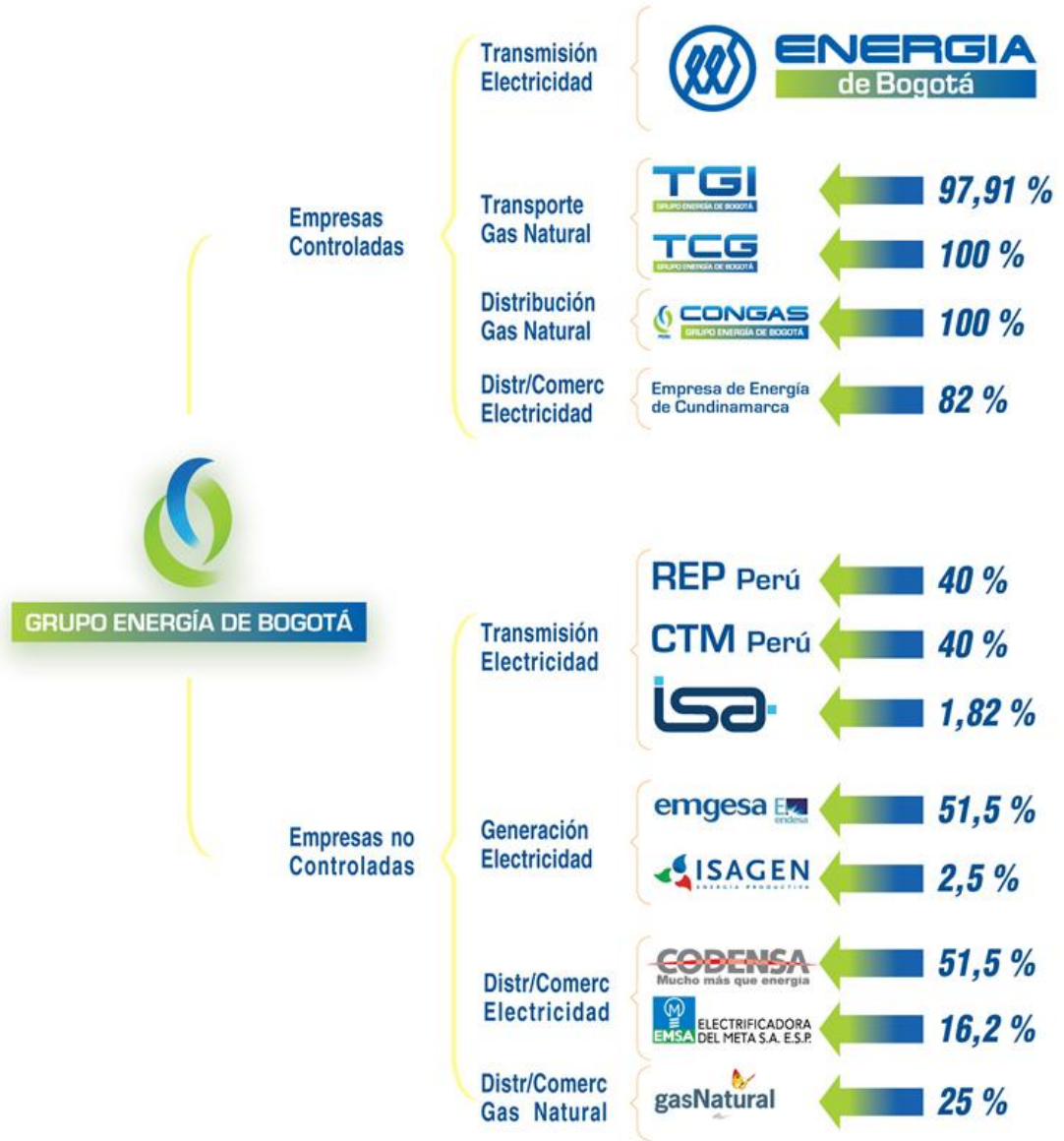
- 1993
  - EEB aumenta a 2196 MW su capacidad instalada de G (22% del total Nacional).
  - La demanda atendida por EEB llega a 8886 GWh-año (24% del total Nacional)
  - La malla en 115 kV suma 957 km. y en 230 kV suma 392 km.
  
- 1997
  - Manejo directo de transmisión y separación de las actividades de generación
  - (creación EMGESA) y de distribución/comercialización (creación CODENSA), ambas empresas con participación de ENDESA (España) 48,5% y EEB 51,5%.
  
- 2002
  - Vinculación como accionista con un en Red de Energía del Perú (REP), la empresa de transmisión más grande de Perú. La EEB se consolida en un holding financiero y energético.
  
- 2005
  - Se inicia participación en transporte de gas natural con la adquisición del 72% de TRANSCOGAS, empresa responsable por el transporte de gas natural hacia Bogotá y su área de influencia.

Expansión de la red de transmisión de electricidad de EEB:

- Adjudicación del Proyecto de Interconexión con Ecuador por parte de la UPME.
- Adquisición de los activos de transmisión de Termocandelaria.

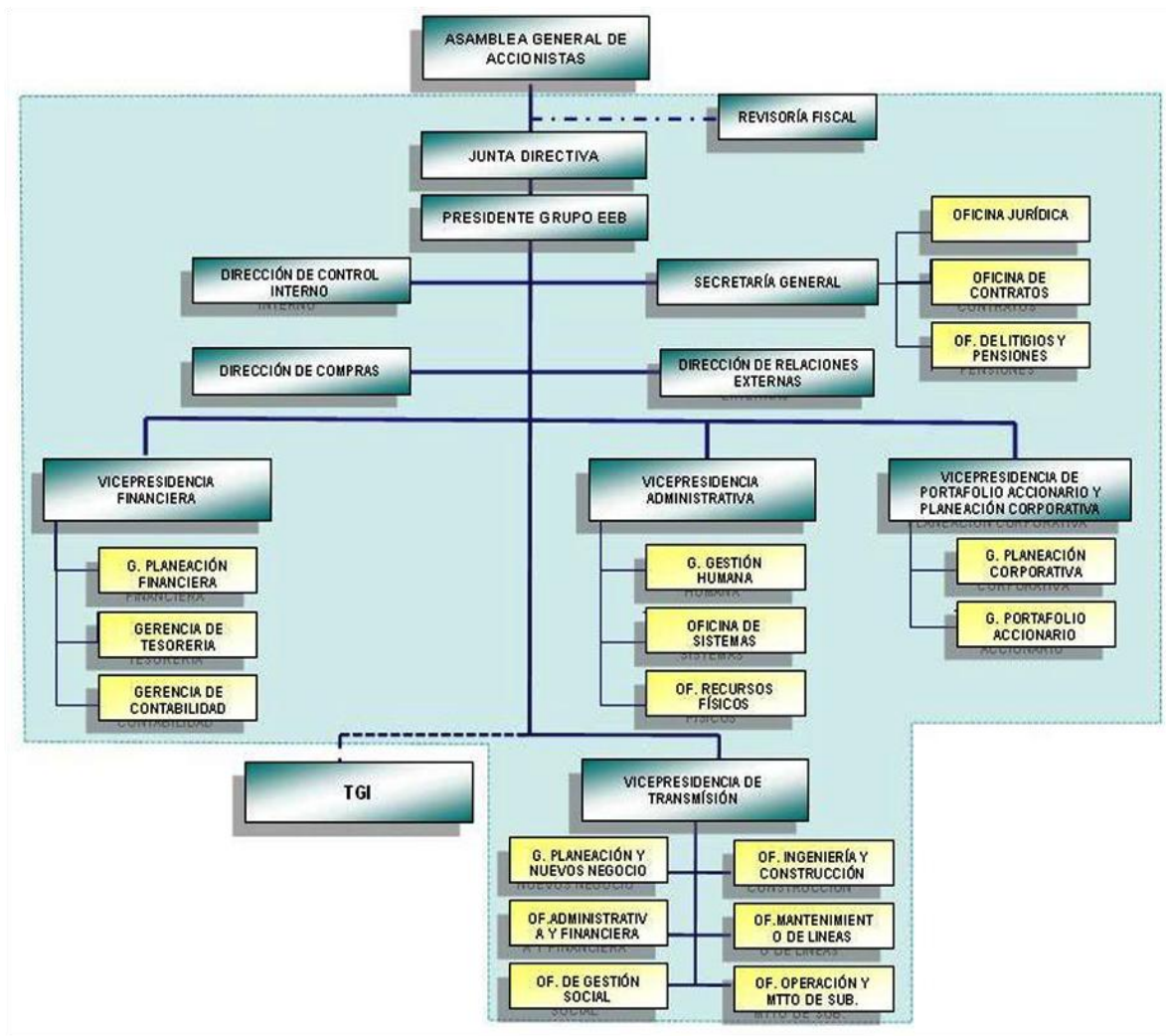
- Adjudicación de la Compensación en Tunal por parte de la UPME.
- 2006
- EEB es adjudicataria del negocio ECOGÁS, la mayor transportadora de gas del país en infraestructura.
  - EEB / ISA es adjudicataria del Consorcio Transmantaro, en Perú, País con visión de crecimiento en el latinoamericano.
- 2009
- EEB es adjudicataria de la construcción de 10 nuevas subestaciones, ampliación de 12 subestaciones y la construcción de 850 km de líneas de 230 kV. en Guatemala.
- Hoy
- Holding financiera y energética con inversiones en el sector eléctrico (G, T, D y C) y gas natural (T, D y C) con su área de influencia en el mercado más importante del y mercado nacional y latinoamericano infraestructura.

Figura 1, Grupo Empresarial Energía de Bogotá



Tomada de la página de internet de la Empresa de Energía de Bogotá.

Figura 2. Estructura Organizacional de la Empresa de Energía de Bogotá



Tomado de la página de internet de la Empresa de Energía de Bogotá

### 1.3.2 Energía Eléctrica<sup>7</sup>

A través del tiempo la energía eléctrica se ha convertido en un servicio público indispensable para el desarrollo de la vida de las personas en cualquier ambiente en que se encuentre, en su domicilio, en el trabajo, en los hospitales, en las vías publicas, en los sitios de descanso, es usada para el funcionamiento de

<sup>7</sup> Universidad Externado de Colombia. Historia de La Empresa de Energía de Bogotá, Tomo I, II y III

televisores, talleres, oficinas, alumbrado, quirófanos, etc. Esto nos conduce a que el servicio de energía debe ser continuo y de buena calidad y confiabilidad.

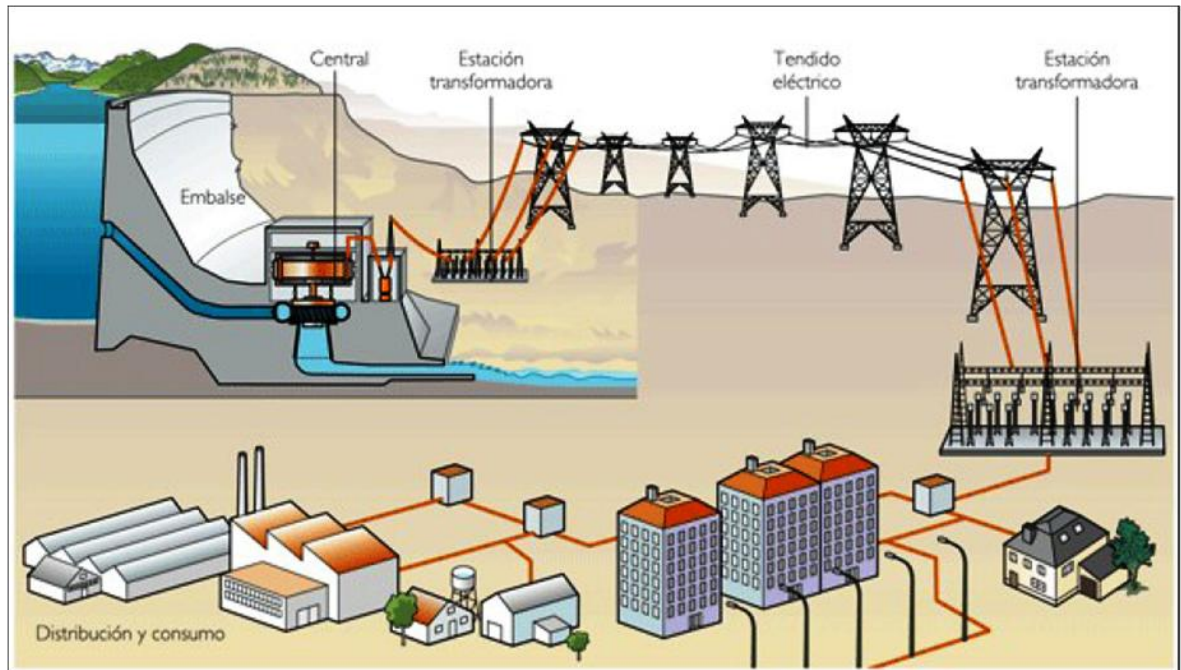
Concientes de esta situación los entes gubernamentales a través de las entidades reguladoras han establecido los parametros de calidad del servicio, los cuales su exigencia él cada vez mayor a los diferentes agentes a quienes se les ha encomendado la prestación del servicio de energía eléctrica como son:

- Generadores: Agente encargado de generar energía eléctrica por medio cualquiera de las tecnologías existentes, como son la hidráulica, térmica; la generación térmica puede ser usada por diferentes tipos de combustibles como el carbón, gas, diesel, etc, nuclear, eólica.
- Transmisores: Agente encargado de transportar la energía de las fuentes de generación y llevarla a los grandes centros de consumo, en Colombia la transmisión de energía comprende toda la infraestructura con tensiones iguales o superiores a 220 kV.
- Distribuidores: Agente encargado de tomar la energía del sistema de transmisión, y llevarla a los usuarios finales como la industria, centros comerciales, residencias y alumbrado público.
- Comercializadores: Agente encargado de ofrecer el servicio y de recaudar el pago por el servicio prestado de acuerdo con la energía consumida.

La infraestructura de transmisión consiste básicamente en líneas de transmisión y subestaciones, las líneas de transmisión interconectan los puntos de generación con los puntos donde existe la demanda debido a una gran conglomeración de personas o industria donde hay grandes consumos de energía, las subestaciones

eléctricas cuya función principal es la de interconectar líneas de transmisión y equipos de transformación, bancos de condensadores y reactores con las mismas características de tensión.

Figura 3, Proceso de Generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.



Tomado del documento de Proceso de Generación y transporte de electricidad. TRANSENER.

### 1.3.3 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas<sup>8</sup>

Las subestaciones juegan un papel muy importante en el buen funcionamiento del sistema tanto en la continuidad del servicio como en la calidad.

Las subestaciones se clasifican de acuerdo a su nivel de tensión, de acuerdo a su configuración y de acuerdo a su función.

<sup>8</sup> FINK, Donald G. Manual de Ingeniería Eléctrica Tomo I y II, Mc. Graw Hill.

De acuerdo al Nivel de Tensión:

De Extra Alta tensión ( $U_n > 400$  kV.), De Alta Tensión ( $220$  kV  $< U_n < 400$  kV.), De Distribución ( $6.6$  kV  $< U_n < 115$  kV.) y De Baja Tensión. ( $U_n > 6.6$  kV)

De acuerdo a la configuración:

De barra sencilla, doble barra, doble barra más by pass, doble barra más seccionador de transferencia, doble barra más Barra de Transferencia, interruptor y medio, en anillo y doble Anillo.

De acuerdo a su función:

De Generación, De Transformación, Mixta (Generación y Transformación) y De Compensación (Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo).

También se pueden clasificar como sigue:

➤ Por su operación:

- Corriente alterna.
- Corriente directa.

➤ Por la función que desempeñan:

- Elevadores (elevan la tensión)
- Reductores (reducen la tensión)
- Enlace para interconectar líneas.
- Rectificadores (convertir CA a CD)

➤ Por su composición:

- Tipo intemperie (para operación en el exterior)
- Tipo interior (para operar bajo techo)
- Tipo blindada (para operación en interiores o exteriores).

#### 1.3.3.1 Subestaciones Encapsuladas en SF6<sup>9</sup>

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este elemento para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras, etc.- de alta tensión.

Cuando se trata de alta tensión su denominación común es GIS (Gas-Insulated Switchgear). En media tensión se denominan MV-GIS (Medium Voltage-Gas-Insulated Switchgear).

Existen diferencias fundamentales con las Subestaciones clásicas aisladas en aire (AIS: Air-Insulated Switchgear). La más importante a favor de las GIS es que en éstas las dimensiones son muy reducidas.

El volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% de la que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

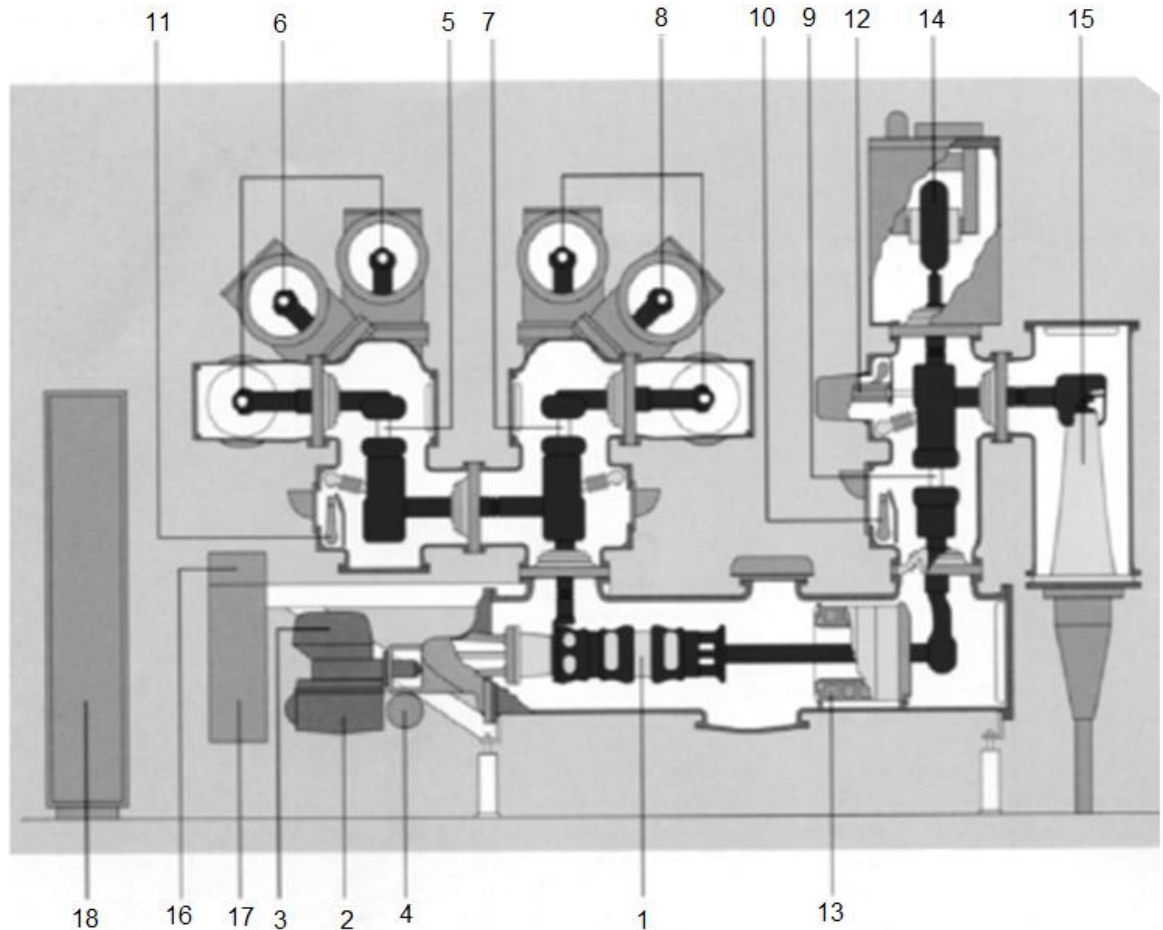
En las grandes ciudades densamente pobladas, cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión (132 kV en adelante), lo que hace imprescindible la instalación de Subestaciones para esas tensiones.

---

<sup>9</sup> SOSA, Julio. Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión Aisladas en Gas SF6. Octubre 2002

Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos en estas ciudades, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS, prácticamente desaconseja el uso de éstas.

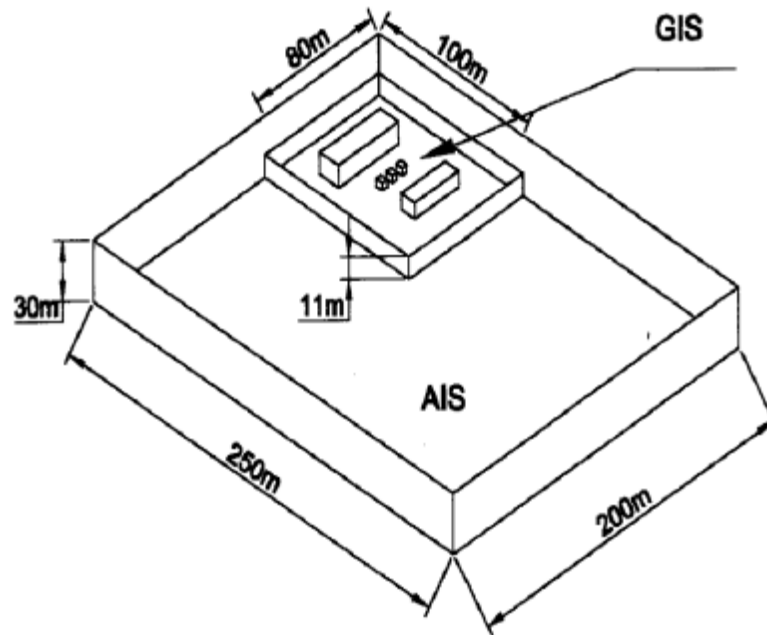
Figura 4, Corte típico de una bahía GIS doble barra, disposición monopolar y salida con cable subterráneo.



(1) interruptor, (2) (3) (4) componentes del mando del interruptor, (5) seccionador de barras I, (6) barras principales I, (7) seccionador de barras II, (8) barras principales II, (9) seccionador de línea, (10) (11) (12) seccionador de puesta a tierra, (13) transformador de corriente, (14) transformador de tensión, (15) terminal del cable subterráneo, (16) unidad de control del gas, (17) unidad de control del interruptor, (18) tablero de comando y control local.

En cambio, las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales.

Figura 5, Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 5,8 % del que ocupa la AIS.



También, en centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las subestaciones es sumamente reducido, las GIS encuentran una extendida aplicación. Lo mismo ocurre en instalaciones cercanas a industrias de alta polución.

Puede afirmarse que: “Si el problema es el espacio, la solución siempre es GIS”

Pero no sólo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

- Rápido montaje. Las GIS -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos.

Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).

- Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS<sup>10</sup>.

### 1.3.3.2 Subestaciones Eléctricas AIS

Las subestaciones eléctricas AIS (Air Insulation Substations), o subestaciones convencionales, son aquellas subestaciones que su medio de aislamiento es el aire, este tipo de subestaciones son las más comunes.

Las oficinas de planeamiento y de proposición de los proyectos de los sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, deben definir qué es mejor una subestación AIS o una GIS.

Para la comparación económica entre Subestaciones GIS y AIS, hoy en día se deben considerar dos aspectos muy importantes:

- Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, lo que ocurre generalmente en sitios distantes de las grandes ciudades, las AIS son más económicas que las GIS.
- Si se dispone de terrenos de superficies planas muy pequeñas y de alto costo, lo que ocurre generalmente en las grandes ciudades, las GIS son más económicas que las AIS.

---

<sup>10</sup> SOSA, Julio. Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas SF6. Octubre de 2002.

Para ambas soluciones -GIS / AIS- deben considerarse, además del costo propio de los equipos principales, los costos del terreno, del montaje, de las obras civiles asociadas, de la Ingeniería, de las inspecciones en fábrica y en obra y del mantenimiento, entre otros de menor cuantía.

El cuidado del medio ambiente reviste a veces una importancia tal que una instalación no está afectada por comparaciones de costos. En estos casos, las GIS son la solución más económica, ya que conceptualmente sus diseños se adaptan a esas circunstancias. Lo mismo ocurre en instalaciones con ambientes caracterizados por la alta polución. En estos casos, y pensando en AIS de tipo interior, la comparación con las GIS siempre favorecerá a estas últimas. También el ruido producido por los interruptores utilizados en las GIS es de un nivel muy bajo, lo que es muy apreciado cuando se trata de subestaciones urbanas. Cabe destacar también que desde el punto de vista del impacto visual las GIS presentan una menor contaminación.

El costo de las GIS se ha ido reduciendo con los años y para finales del siglo XX decreció a un nivel cercano al de las AIS, considerando únicamente el valor de los equipos solamente. Si a esto se le agregan a las GIS las otras ventajas mencionadas, puede asegurarse que su uso se extenderá cada vez más.

#### 1.3.4 Principales Equipos que Conforman Una Subestación.

El equipo eléctrico en una subestación típica puede incluir lo siguiente.

**Interruptor Automático de Potencia:** Dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito.

La operación puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado.

**Transformadores de Potencia:** Encargados de transmitir la energía eléctrica de un sistema con un nivel de tensión a otro sistema con nivel de tensión diferente.

**Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra:** Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. Su función es aislar tramos líneas o equipos de una forma visible.

Los elementos que debe aislar deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, se deben maniobrar en vacío. Sin embargo, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado<sup>11</sup>.

**Transformadores de Corriente:** Son dispositivos indispensables en todos los sistemas eléctricos tienen como función transformar grandes intensidades de corrientes, a corrientes manejables por instrumentos de medida y protección, separar eléctricamente los circuitos o equipos a medir de los instrumentos que requieren de su información.

**Transformadores de Potencial o Divisores Capacitivos de Tensión:** Es un transformador especial destinado a reducir las magnitudes de tensión existentes en una línea de transmisión o de alimentación de energía de alta tensión a valores apropiados para ser medidos o censados por medidores de energía, relés o circuitos de control<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> GOS, Mario Roberto; TALPONE Horacio; RAITI, Oswaldo. Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Universidad Tecnológica Nacional. Argentina.

<sup>12</sup> MERDER, Felipe; SASOWSKI Francisco. Medidor de Energía Activa. Universidad Nacional del Nordeste. Argentina.

**Bancos de Condensadores:** Es un conjunto de condensadores que tiene por objetivo suministrar energía reactiva para elevar el nivel de tensión en un nodo determinado.

**Pararrayos o Descargadores de Sobretensión:** Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer las descargas atmosféricas y canalizarlas hacia la tierra, de modo tal que no cause daños a los equipos, construcciones o personas en una subestación.

**Reactores de derivación:** Las líneas de transmisión en alta y extra alta tensión de largas longitudes generan grandes cantidades de potencia reactiva en condiciones de baja carga. Es decir, la capacitancia a tierra por unidad de longitud prevalece en la impedancia de la línea.

Esta energía reactiva debe ser controlada ya que pueden ocasionar grandes sobretensiones en los terminales de los equipos conectados al sistema de potencia. Los reactores en derivación de potencia absorben esta energía reactiva y por lo tanto regulan el voltaje del sistema.

**Trampas de Onda:** Considerando la existencia de la línea de transmisión que une entre sí dos lugares (subestaciones) y que requiere un intercambio de información, fue desarrollado el sistema de onda portadora por línea de alta tensión (PLC, del Inglés Power Line Carrier) que hace uso de la misma línea de alta tensión como medio de telecomunicaciones.

Las trampas de onda son dispositivos que se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial de tal forma que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> BRIONES, H. Sistemas Eléctricos. <http://www.hbse.cl/Documentos/5006.pdf>

Sistemas de puesta a tierra. Este sistema se utiliza para facilitar la conducción de una descarga atmosférica a tierra, equipotencializa todos los equipos de una subestación eléctrica, protege a las personas debido a la tensión de paso y tensión de contacto<sup>14</sup>.

Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante del sistema interconectado nacional, además de ser una infraestructura con un alto costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de la confiabilidad de cada uno de los equipos que la conforman; es necesario utilizar para estos sistemas (subestaciones) una adecuada Gestión de Mantenimiento.

---

<sup>14</sup> CID, Alejandro. Sistemas de Puesta a Tierra. CEC, Cuba.

## 2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

### 2.1. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL DURANTE EL SIGLO XX<sup>15</sup>

Durante los últimos treinta años el mantenimiento ha evolucionado, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambios se deben, principalmente, al importante aumento en el número y la variedad de los activos físicos y su impacto en la generación de valor de la organización y es entonces indispensable que sean preservadas sus funciones y por tanto mantenidos en sus diferentes jerarquías funcionales desde plantas industriales, equipamiento y edificaciones.

El mantenimiento también está respondiendo a expectativas cambiantes. Cada vez se tiene más cuidado en valorar si los fallos de los equipos tienen consecuencias sobre la producción y/o generación de valor, seguridad industrial y salud ocupacional y el medio ambiente, mayor conciencia de la relación que existe entre el mantenimiento y la calidad del producto y, además, también aumenta la presión por alcanzar mayor disponibilidad de los sistemas a una relación costo-beneficio óptima.

Todos estos cambios están llevando al límite las actitudes y habilidades en todas las ramas de la industria, de modo que el personal de mantenimiento se está viendo obligado a adoptar formas de pensar completamente nuevas, y a actuar como ingenieros y gerentes, simultáneamente.

Análogamente, las limitaciones de los sistemas de información de mantenimiento se hacen cada vez más evidentes, sin importar cuánto se hayan informatizado.

---

<sup>15</sup> MOUBRAY, John Mitchell. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II. United Kingdom, Editorial Aladon Ltda. 2004. P. 2, 3 y 4.

Frente a esta sucesión de grandes cambios, los gestores de mantenimiento de todo el mundo están buscando un nuevo enfoque para el mantenimiento, que sea una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para luego evaluarlo y aplicar el que mejor satisfaga sus necesidades y las de la organización.

Esta filosofía la proporciona el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, o RCM (Reliability Centered Maintenance) que aplicada correctamente, transforma las relaciones entre las empresas que lo usan, sus activos físicos y las personas que mantienen y operan sobre dichos activos.

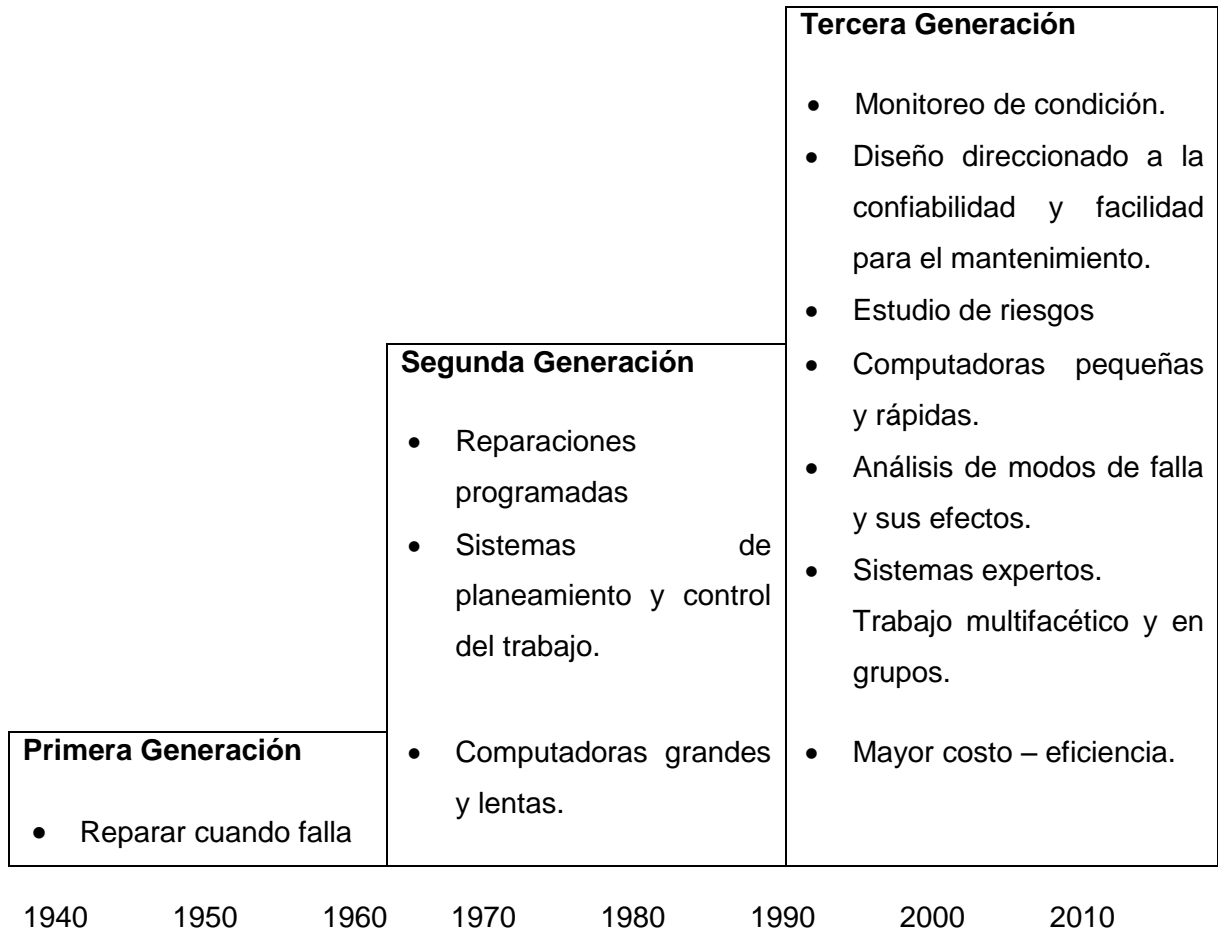
Antes de abordar el modelo RCM, es interesante revisar la historia de la gestión de mantenimiento, el cual los autores han identificado tres estadios de la evolución del mantenimiento durante el siglo XX, ver figura 6.

Por ejemplo, la aeronáutica ha sido pionera en la gestión de mantenimiento marcando el paso para los sectores industrial, naval y ferroviario, siendo en el sector de la aviación donde se han experimentado las primeras tecnologías predictivas y los primeros sistemas de monitorización.

#### 2.1.1. Primera Generación

Comprende el período del siglo XX hasta la Segunda Guerra Mundial. La industria de aquella época no estaba demasiado mecanizada, por lo que los tiempos de indisponibilidad de los activos (“downtime”) no tenían gran repercusión.

Figura 6 Evolución del mantenimiento



Debido a esto, la prevención del fallo de los equipos no era una de las prioridades de los gestores de mantenimiento. Por otro lado, la maquinaria era simple y estaba sobredimensionada, de modo que era fiable y sencilla de reparar. Las actividades de mantenimiento se ceñían a reparar aquello que se averiaba y a engrases, lubricaciones y limpiezas periódicas.

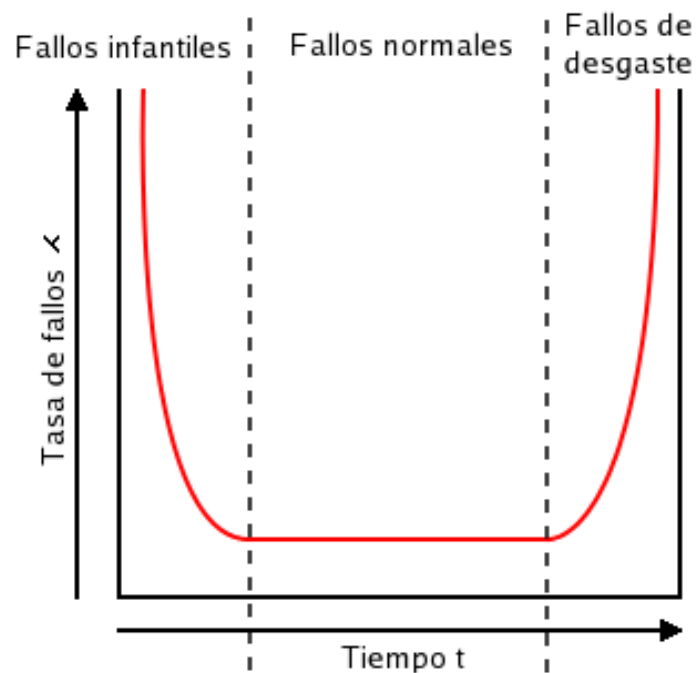
### 2.1.2. Segunda Generación

Es una etapa en la que se incrementa la mecanización y el equipamiento es más variado y complejo. La industria se hace más dependiente de la tecnología y se

marca como objetivo que los equipos duren lo máximo posible en condiciones operativas idóneas con los costos más bajos posibles.

Para conseguir lo anterior, se establece el primer paradigma que fomenta la idea de que los fallos del equipamiento deben prevenirse, y aparece lo que se conoció en su momento como el mantenimiento preventivo, que consiste en realizar revisiones cíclicas a los equipos e instalaciones, basándose en el concepto de la “curva de la bañera” (“bathtub curve”), que puede observarse en la Figura 7.

Figura 7 – Curva de la bañera (probabilidad condicionada de fallo).



Por aquel entonces, se entendió que la probabilidad de fallo de cualquier activo físico dependía estrechamente del momento de la curva de su vida útil.

De manera que la curva tiene la forma de una bañera, considerando una primera fase, denominada de mortalidad infantil, en la que la probabilidad de fallo es alta debido a los primeros ajustes y puestas en marcha, seguidamente aparecería un

período continuo de vida útil, de probabilidad aleatoria de fallo, en el que no es necesario intervenir en el elemento, salvo para subsanar pequeñas averías, ciertos reengrases, limpiezas o inspecciones puntuales, para dar lugar a una última fase, en la que la probabilidad de fallo vuelve a aumentar debido al desgaste por el uso. Las revisiones cíclicas se definen según cada equipamiento por el número de horas de trabajo, horas de vuelo, kilómetros recorridos, etc.

La verdadera mejora del mantenimiento de esta fase se fundamenta en avanzados sistemas de planificación de actividades y de control de los trabajos realizados, si bien, una vez optimizadas las periodicidades y consistencias de las citadas revisiones cíclicas y los sistemas de planificación y control, se entró en una situación de estancamiento; esto es, los índices más definitorios de cualquier actividad de mantenimiento (fiabilidad, disponibilidad y costos) se estabilizaron.

Se alcanzó un límite en el que cualquiera de los tres parámetros a mejorar implicaba el detrimento o empeoramiento de uno de los otros dos asociados.

Así pues, si se querían optimizar los costos, minimizando los insumos de repuestos o minimizando la mano de obra, la disponibilidad y/o la fiabilidad se veían reducidas; si se pretendía aumentar la disponibilidad, minimizando las paradas por revisión, la fiabilidad empeoraba, y si se quería mejorar la fiabilidad, mediante mayor estudio y análisis de las averías repetitivas o complejas, o mediante la implantación de reformas en los equipos o instalaciones, la disponibilidad empeoraba. Hay autores que representan este equilibrio como una silla de tres columnas (confiabilidad, disponibilidad y costos), en la que la disminución o exceso de cualquiera de las columnas, desequilibra la gestión global del mantenimiento.

### 2.1.3. Tercera Generación

Ante la situación imperante, el mantenimiento que empezó a surgir en los años 80 fundamentó sus objetivos en los tres anteriormente expuestos (fiabilidad, disponibilidad y costos), pero complementariamente también abordó otros aspectos relativamente poco analizados y perseguidos en etapas anteriores: la seguridad pasó a ser prioritaria, con gran tendencia a la emisión de normativas, reglamentaciones, leyes, etc., así como la protección del medio ambiente.

También empezó a tomar importancia la calidad del servicio. La duración de los equipos mediante el análisis detallado de los costos del ciclo de vida (LCC, life cycle cost) pasó a ser determinante en las decisiones de compra de los nuevos equipos.

Ya no era sólo importante que el sistema, instalación o equipo fuera fiable y fácil de mantener, sino que era necesario que su costo total del ciclo de vida, entendiendo como tal la primera inversión, y los costos financieros, de operación, mantenimiento y reemplazo, fuera el menor posible.

La filosofía y técnicas del mantenimiento de la Tercera Generación se basan en la incorporación de nuevos métodos para intervenir en los equipos e instalaciones sólo cuando sea necesario. Se inclina, en esta nueva forma de entender el mantenimiento, a no establecer actividades preventivas rutinarias, salvo que éstas sean de obligado cumplimiento o tengan una eficacia y rentabilidad contrastada.

Así pues, aparece el mantenimiento predictivo, encaminado a intervenir en la máquina antes de que se produzca el fallo o deterioro catastrófico, pero gracias al análisis de la evolución de una variable que realmente sea significativa y determine el estado de la máquina.

Herramientas como el análisis de riesgos se presentan como nuevas estrategias de mantenimiento. Según este análisis, si el fallo de un equipo no supone ningún

riesgo o si es mínimo y asumible, quizás puede ser rentable dejar que falle. Los sistemas expertos que ofrece el mercado se incorporan masivamente a los elementos eléctricos, electrónicos y electromecánicos.

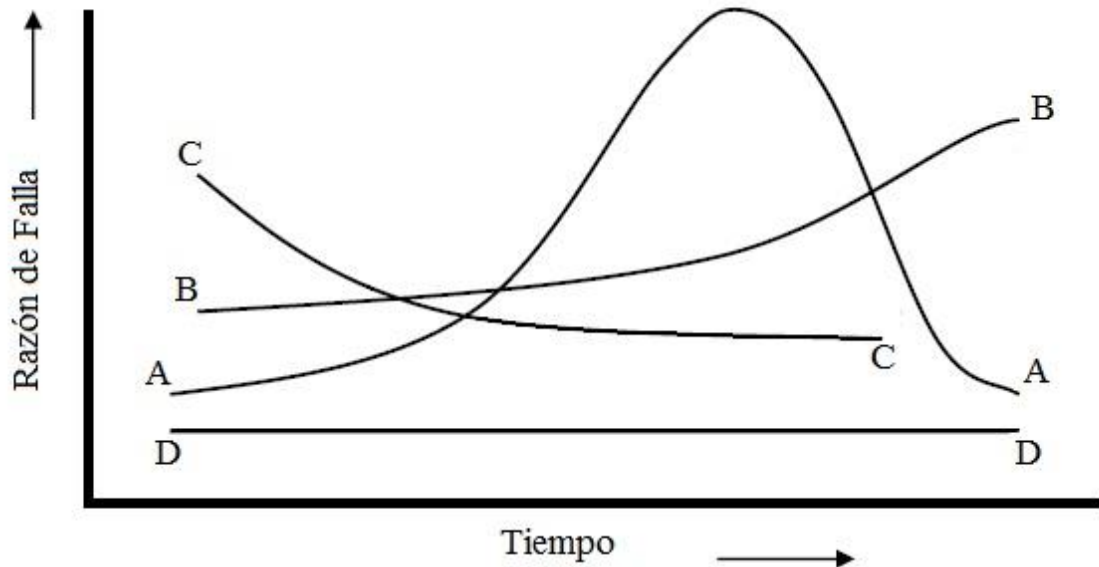
Dichos sistemas, ubicados en principio a pie de máquina, van integrándose en redes informáticas de control de plantas industriales e instalaciones, comenzando la etapa de descentralización de los sistemas de información. También surge el análisis de las causas y de los efectos de la falla (FMEA, Failure Modes and Effects Analysis), mediante el cual, no sólo hay que analizar la avería, sino que hay que estudiar sus causas dentro de un contexto operativo concreto (empresa, explotación o sistema), ya que los mismos equipos e instalaciones no fallan igual manera en un lugar que en otro y, como quiera que las causas son distintas, también han de serlo las acciones a tomar.

Durante esta tercera etapa se descubrió que la probabilidad de falla de la mayoría de los equipos obedece cada vez menos a su edad operativa y que, en la práctica, existen seis patrones distintos de comportamiento y no sólo uno como se pensaba en la anterior generación.

En la figura 8 se muestra cuatro patrones de falla.

- La línea A representa una falla por desgaste, para un elemento de vida finita. Como en el caso de un foco que está garantizando para durar 1000 horas, pero la mayoría se funde antes de alcanzar el doble de ese valor.

Figura 8, Patrones de fallo a lo largo de las distintas generaciones



- La línea B muestra un elemento con un patrón de falla de que esencialmente forma parte de las dos últimas secciones de la falla de las gráficas “tina de baño”. Este tipo de curvas son aplicables a muchas mecánicas en movimiento, sujetas a desgaste gradual.
- La línea C demuestra una trayectoria correspondiente al primer tercio de las gráficas de “tina de baño”, la llamada zona de mortandad infantil. Este tipo de fallas se presenta en componentes eléctricos generalmente.
- La línea D puede ser usada usualmente para representar partes que fallan raramente, pero que están sujetas a daños o pérdidas durante el uso o el mantenimiento.

Los mayores desafíos a los que se enfrentan los responsables del mantenimiento pueden resumirse en los siguientes:

- Además de aprender las técnicas, decidir cuáles son las más apropiadas.
- Tratar adecuadamente los distintos procesos de falla.
- Satisfacer las expectativas de los propietarios de los activos físicos, de los usuarios y de la sociedad en general.
- Hacerlo del modo más efectivo y perdurable en cuanto a costos.
- Contar con el apoyo y la cooperación de todas las personas involucradas.

RCM es una estrategia de mantenimiento orientada a preservar las funciones del equipo y del sistema y se configura como la piedra angular de esta generación, proporcionando un esquema que permite a los usuarios dar respuesta a estos desafíos de forma rápida y sencilla. Esto se debe a que en ningún momento se pierde de vista que el mantenimiento versa acerca de activos físicos, y que sin éstos no existiría la necesidad del mantenimiento. Una de las principales características de este modelo es que analiza los requerimientos de cada activo partiendo de cero y en base a su contexto operacional.

## 2.2. TECNICAS PARA APLICAR RCM<sup>16</sup>

El mantenimiento RCM consiste en preservar la funciones operacionales de los equipos y/o sistemas y establece la mejor estrategia basada en la mejor decisión a ser tomada. Se deben identificar aquellas acciones que una vez tomadas, reducirán la probabilidad de daño y se incrementará la rentabilidad.

---

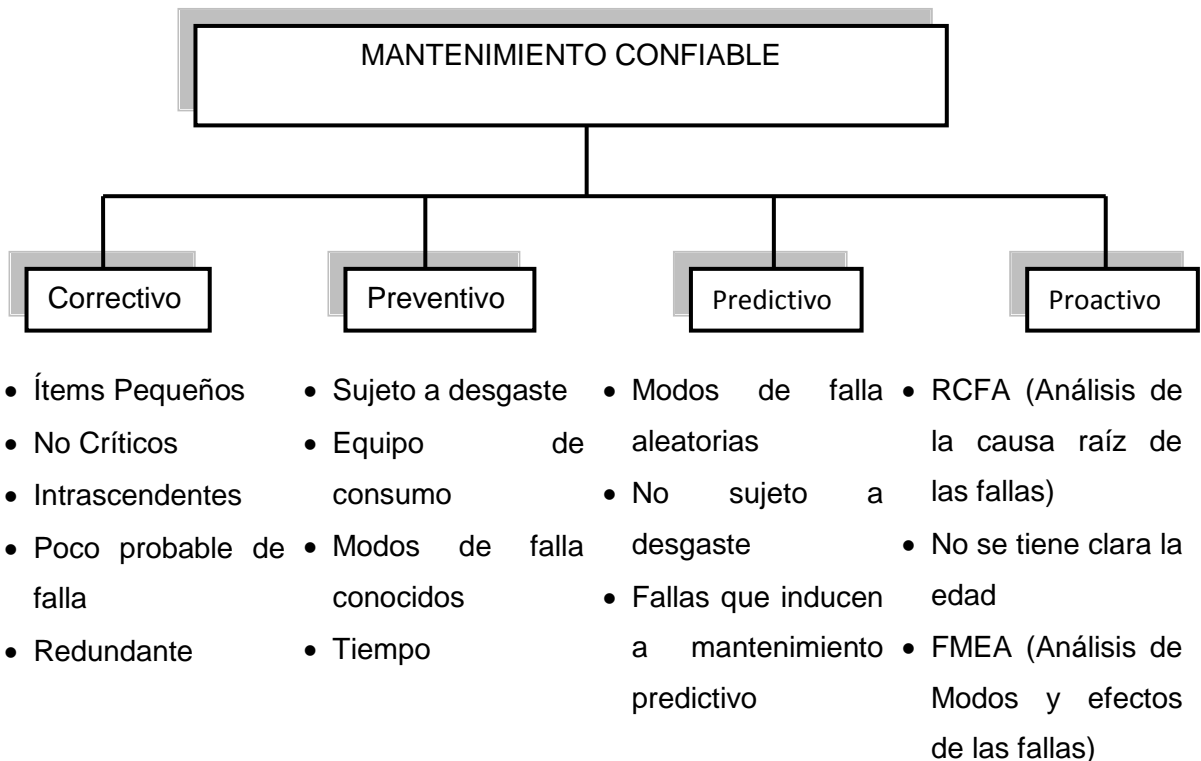
<sup>16</sup> MASCARELL, Eduardo Gurumeta. Reability Center Maintenance, CIDE ENDESA Network Factory Barcelona, Spain. 9 International, Electrical Power Quality and Utilisation.

El análisis del RCM se basa en analizar los modos de falla y sus efectos (FMEA), los cuales incluyen:

- Probabilidad de falla
- Cálculo de la confiabilidad del sistema,

Estos análisis son usados para determinar las tareas de mantenimiento que identifican los modos de falla y sus consecuencias.

Figura 9, Relación entre el RCM y todas las variantes existentes de Mantenimiento



Un programa de RCM satisfactorio requiere la disponibilidad de datos apropiados tales como vida útil, mantenimiento, hojas de vida de los equipos y sistemas. La

base para RCM es generalmente derivada de consideraciones cuidadosas de las siguientes siete (7) preguntas:

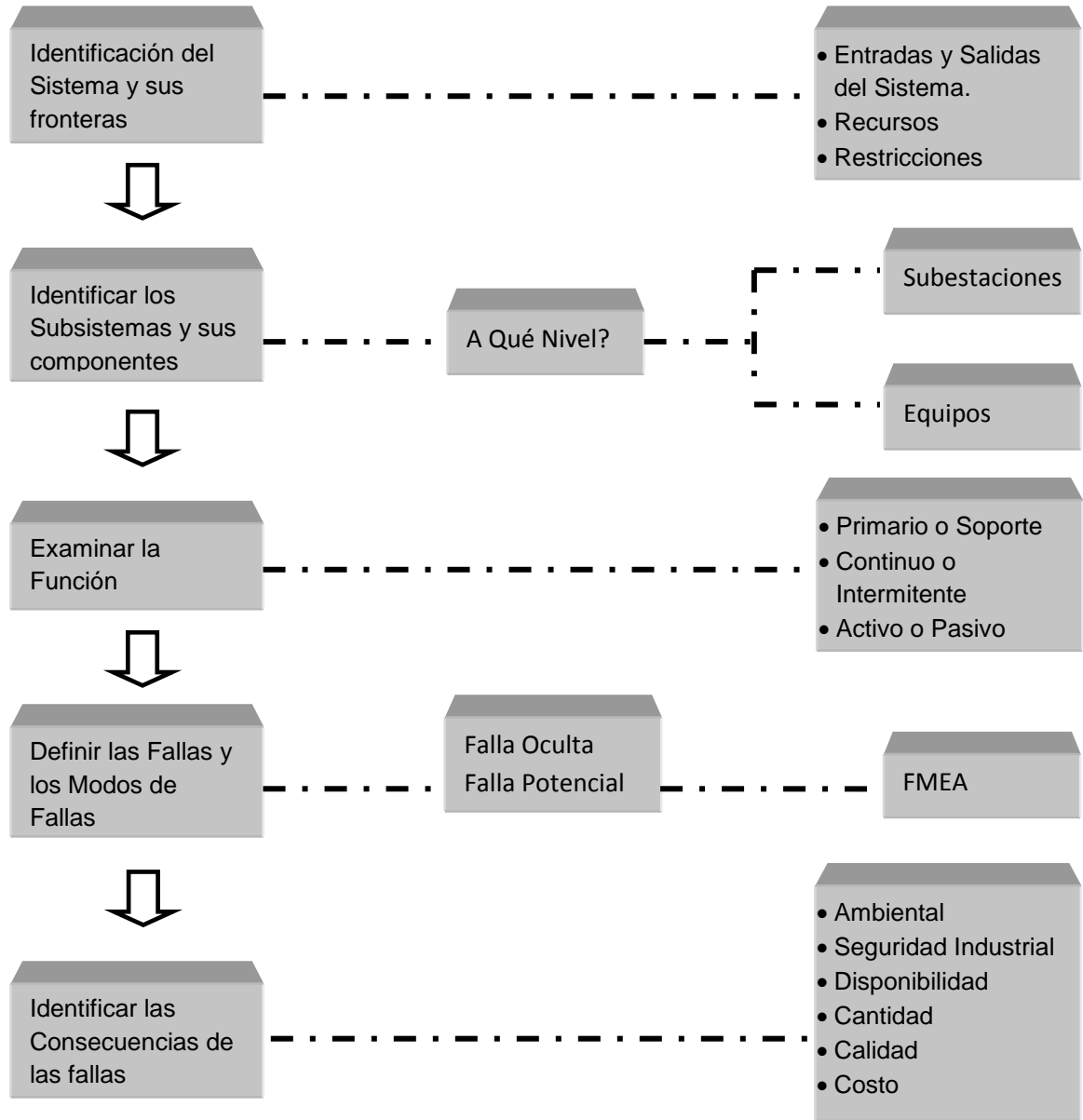
- Cuáles son las funciones y los estándares de desempeño asociados deseados del activos en su contexto operativo presente (funciones)?
- En qué forma puede fallar en el cumplimiento de sus funciones (fallas funcionales)?
- Qué causa cada falla funcional (modos de falla)?
- Qué sucede cuando ocurre cada falla (efecto de falla)?
- De qué manera afecta cada falla (consecuencia de falla)?
- Qué podría ser hecho para predecir o prevenir cada falla (tareas proactivos e intervalo de tareas)?
- Que podría ser hecho si no se encuentra una tarea proactiva utilizable (acciones por defecto)?

El punto de arranque de una filosofía RCM son los datos y el conocimiento. Es importante tener estas dos herramientas de su propio sistema.

Consecuentemente, un sistema de soporte para información y decisión que incluye los datos mencionados con anterioridad son valorados y beneficiados para el análisis de mantenimiento.

Para convertir la fila de datos en información significativa, técnicas y herramientas de software son requeridas en un programa RCM.

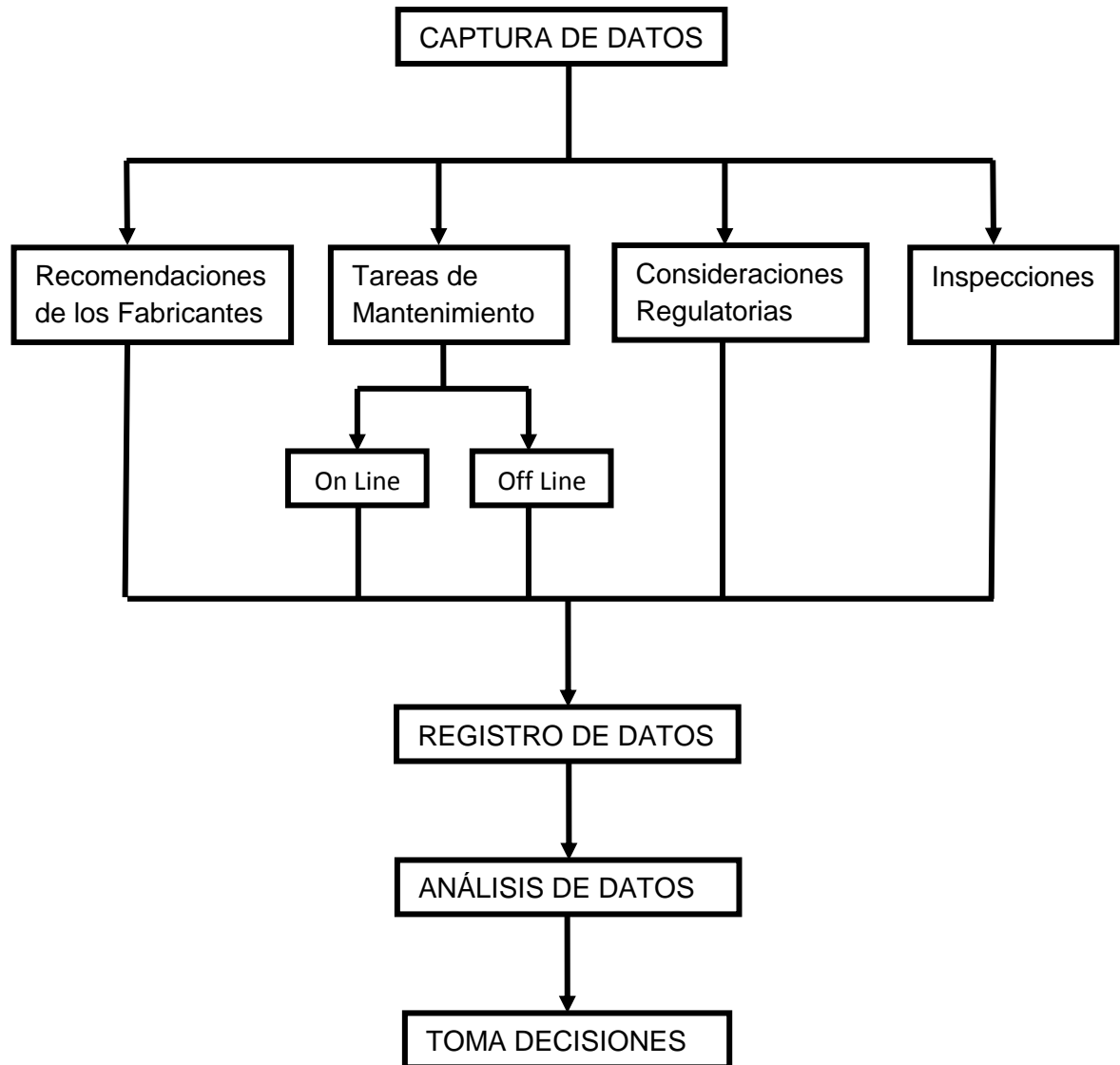
Figura 10, Metodología de RCM



Por ejemplo, procedimientos estadísticos o matemáticos ayudan en la decisión donde los recursos de mantenimiento deben ser ubicados para mejorar el uso de

los recursos de mantenimiento mientras se intenta mejorar la componente de confiabilidad.

Figura 11, Principales fases para acometer el RCM



### 2.3. EL OBJETIVO ECONOMICO DEL RCM

Los siguientes análisis evalúan el potencial de beneficios desde la reducción de costos de mantenimiento preventivo, costos de mantenimiento correctivo, y costos en la reposición de equipos, los costos de la confiabilidad del sistema. El objetivo económico para el mantenimiento de los equipos es minimizar la sumatoria de todos estos costos para un nivel de confiabilidad del sistema dado por medio de la optimización del mantenimiento.

La ventaja del RCM es proveer la información necesaria acerca de los requerimientos del mantenimiento que permita la optimización del mantenimiento preventivo.

El mantenimiento correctivo y los costos de capital son una función del mantenimiento preventivo. RCM provee información adicional que identifica en forma más cercana los costos que compensan entre los costos de mantenimiento preventivo, los costos de mantenimiento correctivo y los costos de capital.

El mantenimiento preventivo innecesario es el resultado de los ciclos de mantenimiento regular que son basados en la experiencia o reglas conservativas, por no detallar la información que puede ser generada por RCM.

De esta manera la información adicional generada por medio de ayudas de monitores para evitar algunos costos de mantenimiento preventivo innecesarios mientras que al mismo tiempo direcciona hacia otros mantenimientos preventivos más económicos, que son olvidados en un ciclo regular de programa de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo apropiado adicionalmente ayuda a reducir costos de capital evitando fallas catastróficas en los equipos dando mejor información acerca del estado del equipo y hace posible demorar su remplazo.

Los beneficios alcanzados por medio del RCM tenderán a incrementarse en el tiempo. Hay un intervalo de tiempo como información es generada por medio de

RCM y usada para optimizar el programa de mantenimiento. Esta información ayudará no solamente a dar bases para mejorar el mantenimiento sino que en forma adicional puede brindar mejores bases para las especificaciones de compra de nuevos equipos.

#### 2.4. BENEFICIOS DE REDUCIR MANTENIMIENTO PREVENTIVO

RCM puede reducir los costos de mantenimiento dando una programación de mantenimiento más precisa. Esto puede resultar en menores costos a través del incremento del promedio del intervalo de mantenimiento, con un incremento en el monitoreo.

Para estimar el ahorro de los costos atribuidos al desempeño del mantenimiento sobre la base del mantenimiento en el momento requerido, se asume que el intervalo del mantenimiento programado va a aumentar.

Esta gestión deberá tener en cuenta el mantenimiento preventivo, englobando al mantenimiento predictivo, para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, al mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, y al mantenimiento proactivo, para el análisis y revisión periódica de la gestión, y para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos.

Todo esto interrelacionado entre sí, conformando así al Mantenimiento Integrado. Al buscar una filosofía aplicable al mantenimiento en subestaciones, se puede encontrar que orientar el mantenimiento hacia la Disponibilidad de equipos es la más ajustable a los requerimientos y características de este componente de Sistemas de Potencia.

Se sabe que una subestación tiene la función de transmitir la energía eléctrica de un sistema a otro, y que cada componente de la misma cumple funciones únicas

relativas a ese equipo, por tanto, en caso de ausencia de uno de estos, sin importar la causa, no será posible reemplazar u obviar tal componente para que la transmisión de energía continúe porque esto podría llevar a fallas mayores, o paradas del sistema, que pudieron haberse evitado si el componente en cuestión hubiera estado cumpliendo sus funciones.

Esto lleva a buscar la Confiabilidad de una subestación, y según lo antes mencionado, para lograr esto deberá buscarse la Disponibilidad de los equipos de la misma, ya que 'equipos disponibles cumplen su función, y por tanto el sistema será confiable'. Para que los equipos estén disponibles, el mantenimiento preventivo jugará un papel importante, dejando de ese modo, la posibilidad de fallas debidas principalmente a factores externos.

RCM es una técnica que usa desarrollo de planes de mantenimiento y criterios para darle una continuidad en la capacidad operacional de los equipos. El objetivo del proceso RCM es enfocar la atención en el sistema de manera que permita la formulación de un óptimo plan de mantenimiento.

El proceso del RCM es inicialmente aplicado durante el diseño y la fase de desarrollo de los equipos o sistemas sobre la premisa que confiabilidad es una característica del diseño. Posteriormente es replicado en la etapa operacional para apoyar un óptimo programa de mantenimiento que provea un nivel operacional seguro y confiable con niveles de costo lo más bajo posibles.

Uno de los objetivos básicos es predecir o detectar fallas incipientes antes de que ocurran o antes que se desarrollen en defectos mayores, reducir la probabilidad de falla, detectar problemas ocultos y mejorar la efectividad del programa de mantenimiento.

El segundo objetivo es suministrar el soporte para decidir un mantenimiento preventivo, basadas sobre los criterios de mantenimiento, historia del

mantenimiento, experiencia con equipos similares, datos de tiempo real y restricciones de recursos. Identificar las recomendaciones del tipo de mantenimiento a ejecutar, tales como inspección, pruebas, mantenimiento de rutina o mantenimiento detallado, el programa de mantenimiento debe incluir los conceptos de prioridad del mantenimiento.

Para el acompañamiento de estos dos propósitos se debe contar con hardware y software que ayuda a analizar los datos con el fin de establecer el estado de cada uno de los equipos.

Los equipos son fabricados por diferentes compañías, sus diseños, materiales, fabricación y lotes diferentes, una vez colocado en operación comercial la edad de los equipos y las experiencias particulares de las condiciones operativas que varían de acuerdo con el nivel de voltaje, exigencias de carga y condiciones atmosféricas.

Considerando las características únicas de los equipos como la edad, diseño y la historia del mantenimiento y la operación, comparados con los equipos de características comunes con las experiencias de los equipos similares, confiabilidad, practicas de mantenimiento tradicionales y modos de fallas así como los recursos de mantenimiento, el trabajo puede comenzar determinando el estado de los equipos y después las necesidades de mantenimiento.

RCM puede ser visto de una manera sencilla como un proceso de entradas y salidas. La decisión del mantenimiento es basada con la siguiente información de entrada.

- Entendimiento del proceso físico de la parte interna del equipo
- Experticia en la ejecución del mantenimiento
- Experticia en la programación del mantenimiento
- Observaciones provenientes del monitoreo de los equipos
- Criterios de mantenimiento

- Recomendaciones de los fabricantes
- Tiempo transcurrido desde el último mantenimiento
- Experiencias de las condiciones operativas desde el último mantenimiento
- Económicas
- Confiabilidad
- Edad del equipo
- Datos históricos
- Presupuesto de mantenimiento
- Seguridad
- Filosofía de operación.

Las salidas de RCM son decisiones de mantenimiento. El mantenimiento incluye un rango de actividades tales como:

- Inspección interna y externa de los equipos
- Pruebas
- Mantenimiento preventivo basado en el tiempo
- Mantenimiento preventivo basado en la condición.
- Mantenimiento correctivo
- No requiere acciones de mantenimiento.

### 3. EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO

El sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de comercialización, distribución, generación y transmisión de energía. A continuación se presenta algunas de las entidades que conforman el sector y términos para facilitar su comprensión.

**CND:** Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros de Supervisión y Maniobras para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

**CNO:** Consejo Nacional de Operación. Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**COMERCIALIZACION:** Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

**Centro de Supervisión y Maniobras:** Centros a través de los cuales se supervisa la operación y las maniobras en las redes y subestaciones de propiedad del Transmisor Nacional, con sujeción a las instrucciones impartidas por el CND y teniendo como objetivo una operación segura y confiable del SIN, con sujeción a

la reglamentación vigente y los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación CNO.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, e integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

DISTRIBUCION: Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

GENERACION: Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

MME: Ministerio de Minas y Energía. Tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas.
- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio.
- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público.
- Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector

- Impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente.
- Y desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

ASIC: Dependencia, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

TRANSMISION: Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

UPME: Unidad de Planeación Minero – Energética, Organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas

y de precios de los recursos energéticos y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

### 3.1. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES Y MERCADOS

El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional.

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el Sistema Interconectado Nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de

distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

Ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora.

Para los efectos de este artículo el concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones.

Mercados:

Con relación al mercado, el marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías: Usuarios Regulados y No Regulados. La diferencia básica entre ambos, se relaciona con el manejo de los Precios o Tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad. Mientras en el primer caso, las Tarifas son establecidas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria, en el segundo caso los Precios de venta son libres y acordados entre las partes.

El Precio de Bolsa de Energía se establece con las mismas reglas vigentes para condiciones de operación "normal" del sistema al igual la liquidación de las transacciones.

Generación: Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

Generadores: son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

Plantas Menores: Son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la Resolución CREG - 086 de 1996.

Autogeneradores: Aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. La reglamentación aplicable a estos agentes, está contenida en la Resolución CREG - 084 de 1996.

Cogeneradores, Son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de Cogeneración y que puede ser o no, el propietario del sistema de Cogeneración. Entendiendo como Cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la resolución CREG - 085 de 1996.

Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: Empresa de Energía de Bogotá - EEB, Corelca, Empresas Públicas de Medellín - EPPM, Empresa de

Energía del Pacífico - EPSA, Electrificadora de Santander - ESSA, Distasa S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC, Centrales Eléctricas de Norte de Santander - CENS, Central Hidroeléctrica de Betania - CHB y Electrificadora de Boyacá - EBSA-.

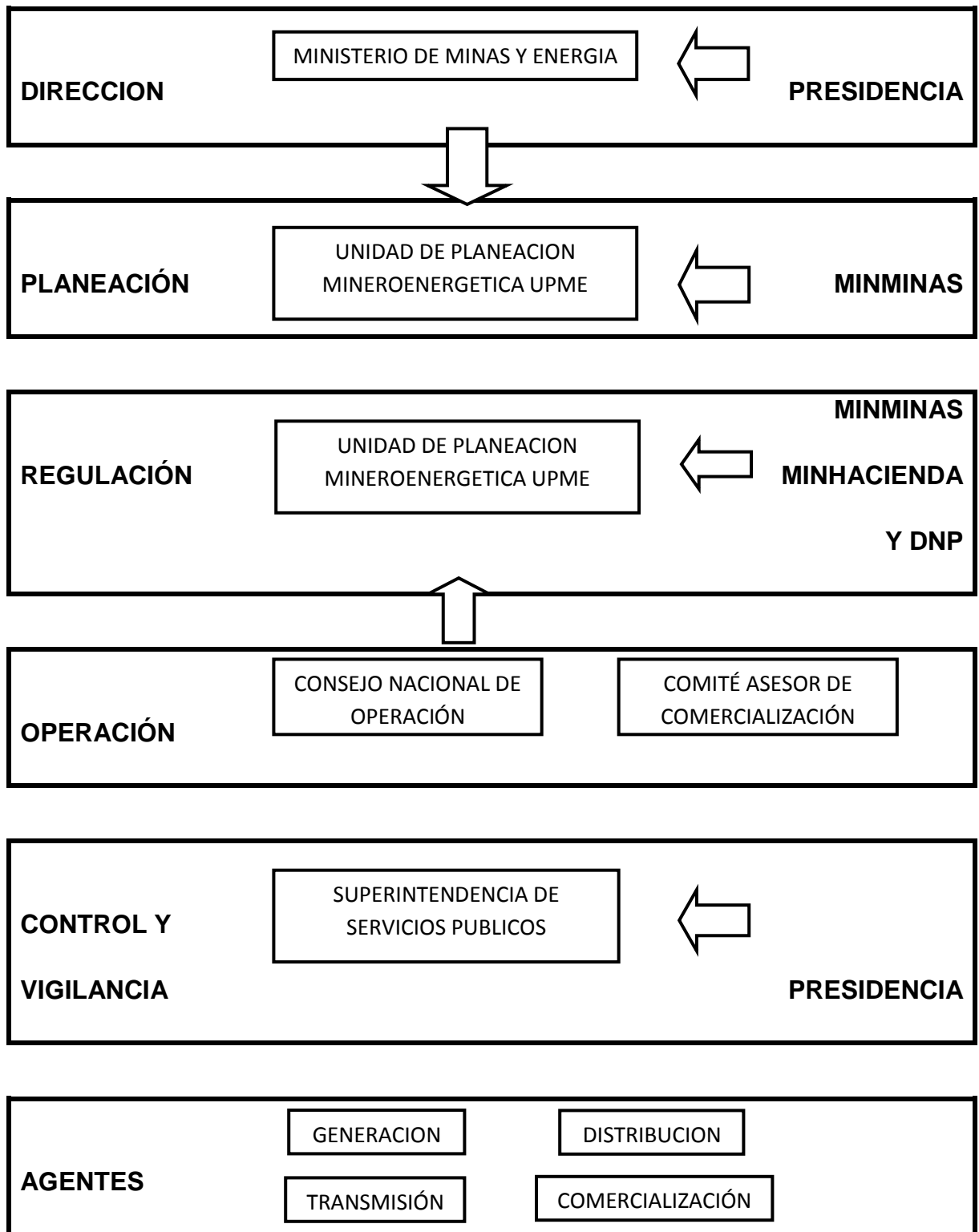
Distribución: Son los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).

Estos sistemas se definen como:

Sistema de Transmisión regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Figura 12, Sector Energético Colombiano



Tomado de la página de la Empresa de Energía de Bogotá, [www.eeb.com.co](http://www.eeb.com.co)

### 3.2. SISTEMA DE POTENCIA

La confiabilidad de un sistema de potencia es muy importante en el continuo proceso de desarrollo de una sociedad, es importante mantener un elevado nivel de confiabilidad ya que un corte del servicio así este sea por un corto tiempo, puede ocasionar pérdidas económicas y hasta la pérdida de vidas humanas.

Hoy en día hay una tendencia entre los organismos que realizan la planeación y determinan la expansión del sistema eléctrico a posponer la apertura de los procesos públicos para la construcción de nueva infraestructura para el mejoramiento del servicio de transmisión de energía eléctrica.

Esto ocasiona que los equipos sean expuestos a condiciones operativas más exigentes. Normalmente, cuando los equipos son sometidos a estas condiciones y al mismo tiempo se van convirtiendo en más antiguos es necesario realizar mantenimiento más frecuentemente.

Las actividades de mantenimiento pueden ser clasificadas como mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo. Generalmente, mantenimiento correctivo es catalogado con los problemas observados durante la etapa de operación comercial, mientras que mantenimiento preventivo se anticipa a los problemas e inicia acciones antes de que los problemas se presenten. Las técnicas de confiabilidad pueden ser aplicadas a los dos tipos de mantenimiento.

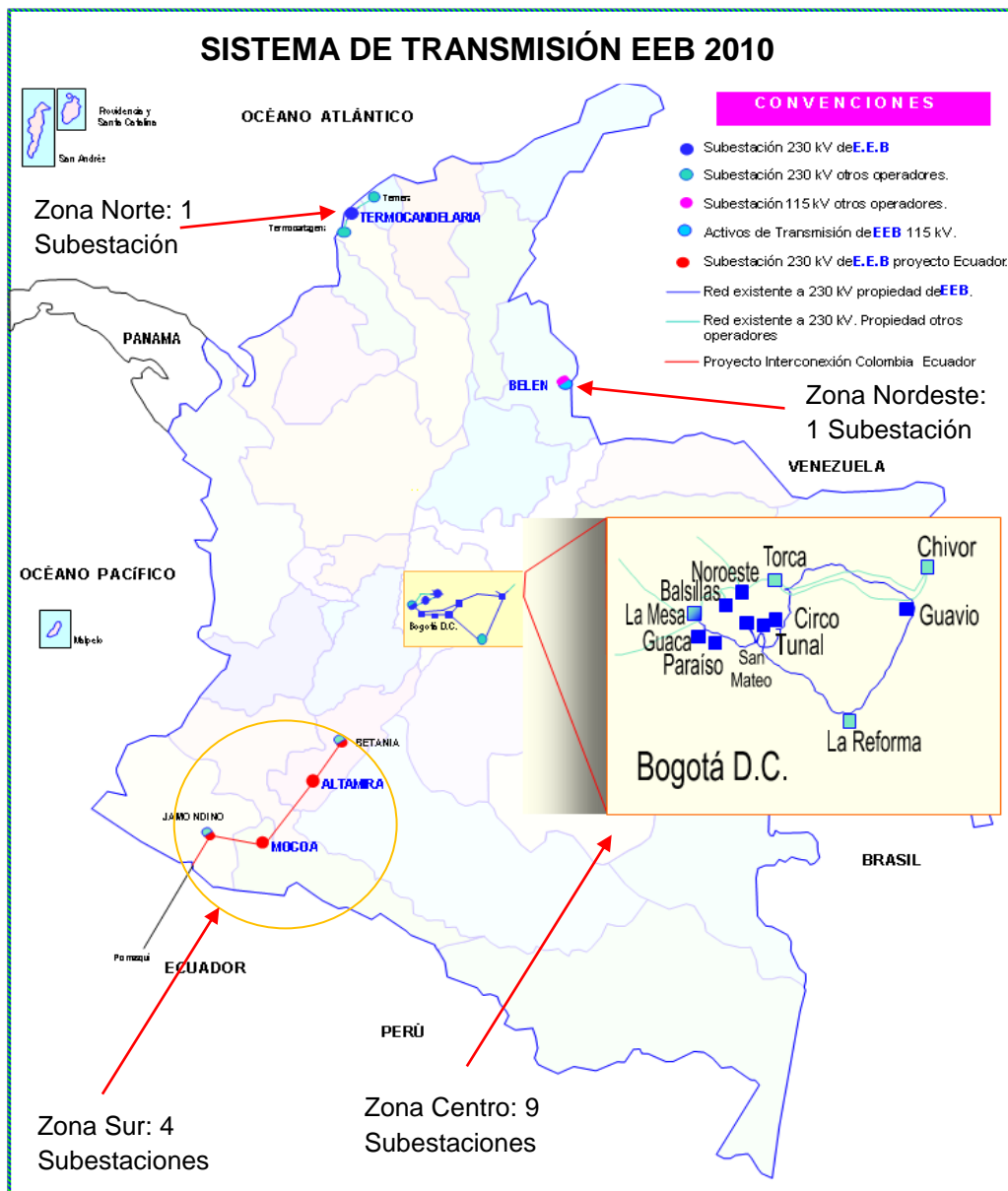
RCM puede ser usado para cumplir las metas de confiabilidad de los equipos individuales o del activo, bahía de línea, bahía de reactor o bahía de banco de condensadores. Cualquiera sea el esquema que sea adoptado apuntan hacia la maximización de la confiabilidad. Tradicionalmente RCM ha sido aplicado hacia la confiabilidad del sistema, a mantener su funcionalidad. Sin embargo el diseño de subestaciones es muy confiable, componentes críticos como los bancos de transformadores, los reactores, bancos de condensadores. Es por esta razón que

el RCM para subestaciones el objetivo deber orientarse a los equipos individuales más importantes, para minimizar los recursos de mantenimiento.

#### 4. MODELO RCM PROPUESTO

La Empresa de Energía de Bogotá cuenta con activos de transmisión en 15 subestaciones de 230 kV y 115 kV, distribuidos en 4 áreas geográficas tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 13 Ubicación Geográfica de la Infraestructura de Transmisión EEB



Tomado de La Vicepresidencia de Transmisión de la EEB

Zona Centro: Esta conformado por 9 subestaciones, Balsillas, Circo, Guavio, La Guaca, La Mesa, Noroeste, Paraíso, San Mateo y Tunal.

Zona Sur: Está conformado por 4 subestaciones, Altamira, Betania, Jamondino, Mocoa.

Zona Norte: Está conformado por una subestación, Termocandelaria.

Zona Nordeste: Está conformado por una subestación, Belén.

#### 4.1. APLICACIÓN MODELO RCM

El primer paso para desarrollar la metodología es definir un grupo de activos más representativos, en donde se encuentre la mayoría de los equipos que tiene actualmente la Empresa de Energía de Bogotá, con el fin de tener un proyecto piloto, con esta base se proyectará a los demás activos.

A continuación se muestra la lista de los equipos tipo más críticos en las subestaciones de propiedad de la EEB:

- Interruptor de potencia convencional.
- Transformadores de instrumentos.
- Descargadores de sobretensión.
- Seccionadores.
- Reactor en derivación.
- Circuitos de medida y control
- Baterías y cargadores de baterías
- Relés de protección de líneas y bahías de compensación.
- Bancos de condensadores

Los pasos requeridos para la implementación del sistema RCM se presentan a continuación. Estos pasos son secuenciales, cada actividad debe ser finalizada o cerca de ser finalizado antes de continuar con la siguiente actividad.

Establecer las Fronteras del Sistema: Es importante definir las fronteras con el fin de determinar cuáles son los modos de fallas que se relacionan con el sistema.

Definir las Funciones del Sistema: Identificar las funciones de los activos seleccionados como prototipo y definir las fallas funcionales que deben ser direccionadas. Las fallas de los equipos que ocasionen una indisponibilidad del activo deben contar con una atención especial por parte de RCM. El sistema RCM será diseñado para optimizar el mantenimiento preventivo y para mitigar fallas catastróficas en los equipos que puedan resultar costosas.

Identificar los Modos de Fallas: Identificar las fallas dominantes asociados con las fallas de los equipos. Se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La historia del mantenimiento de cada uno de los equipos que conforman los activos prototipo.
- Revisar las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- La experiencia del personal de mantenimiento de la Empresa y la experiencia de las demás empresas del sector, los análisis de las fallas presentadas.

Redefinir las Tareas de Mantenimiento Preventivo: El RCM debe proponer tareas, priorizando de acuerdo a las siguientes actividades:

- Inspección de Equipos
- Mantenimiento preventivo basado en el tiempo
- Pruebas de monitoreo.
- Mantenimiento preventivo basado en la condición.
- Decisión de no realizar ninguna actividad.
- Determinación de cambio de diseño.
- Determinar el cambio del equipo.

Estas últimas actividades serán mostradas en el Anexo 1 donde se muestra la base de datos del RCM para cada uno de los activos seleccionados en el proyecto piloto.

Evaluación del Desempeño de RCM: El sistema RCM debe ser basado en los principios de mantenimiento, las funciones a preservar, el impacto y consecuencias de las fallas y la experiencia de los gestores de mantenimiento. Es importante realizar una revisión del RCM para asegurar la calidad del esquema. Se requiere contar con mecanismos de control y evaluación para colocar en un lugar tangible para realizar la siguiente evaluación:

- Catalogo de fallas
- Número y severidad
- Costos de Mantenimiento
- Seguridad de impactos

#### 4.1.1. Interruptor de Potencia Convencional

El mantenimiento de un interruptor de potencia merece tener un especial cuidado debido a su importancia en las rutinas de maniobra y para la protección de otros equipos. En los sistemas de transmisión de energía eléctrica pueden ocurrir roturas y destrucción de diferentes equipos incluso con la probabilidad de que alguna persona salga lesionada si un interruptor falla debido a un mantenimiento inadecuado.

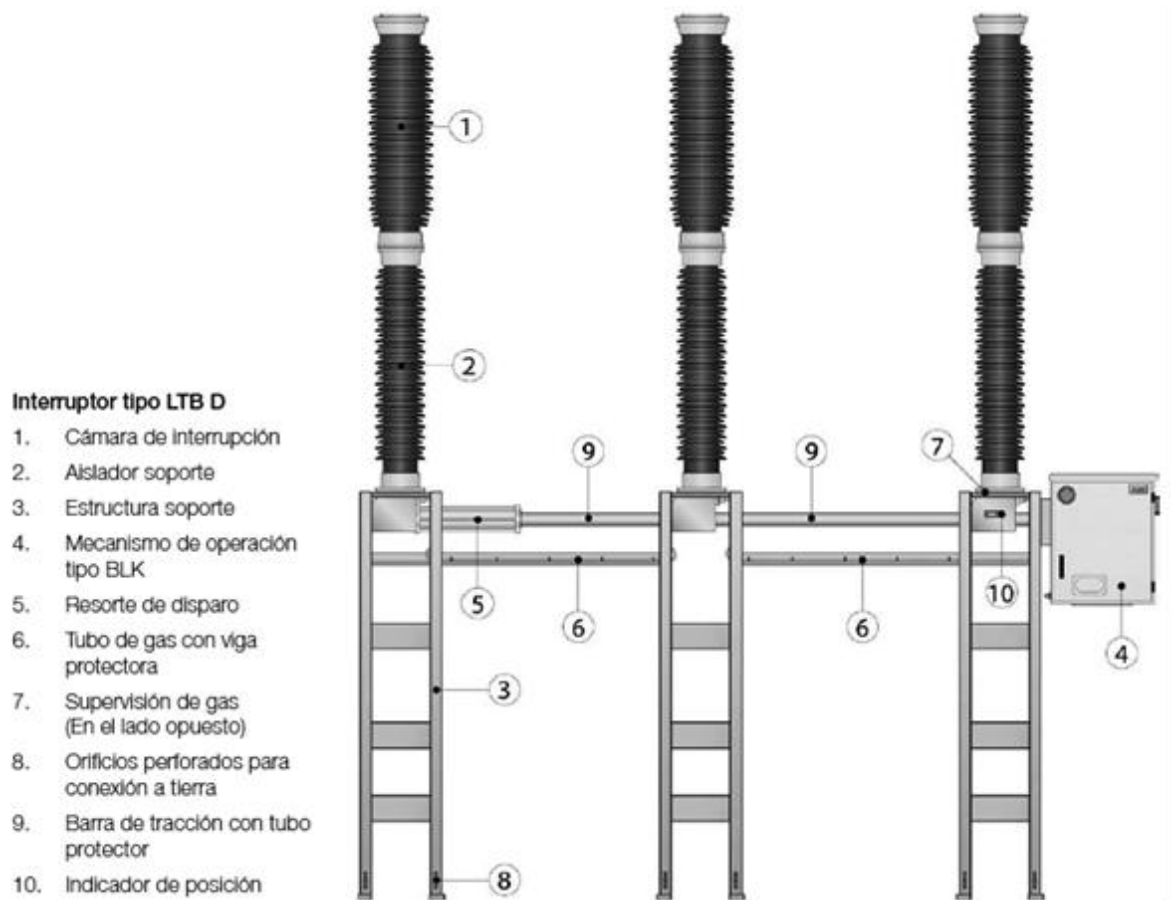
La necesidad de mantenimiento para un interruptor de potencia en algunas ocasiones no es tan obvia, debido a que estos equipos pueden permanecer durante un tiempo de 1 año o más en una sola posición, abierto o cerrado.

Se debe tener en cuenta dentro de las actividades de mantenimiento los Interruptores que permanecen por más de un año en una sola posición, programar la ejecución de algunas maniobras seguidas para verificar la correcta operación y remover la acumulación de polvo o partículas extrañas sobre las partes móviles.

Los interruptores de potencia dependiendo de la tecnología y del nivel de tensión tienen un medio de aislamiento y extinción del arco eléctrico diferente, dentro de los más comunes tenemos:

- Interruptores en aire
- Interruptores en vacío
- Interruptores de gran volumen de aceite
- Interruptores de pequeño volumen de aceite
- Interruptores de SF6

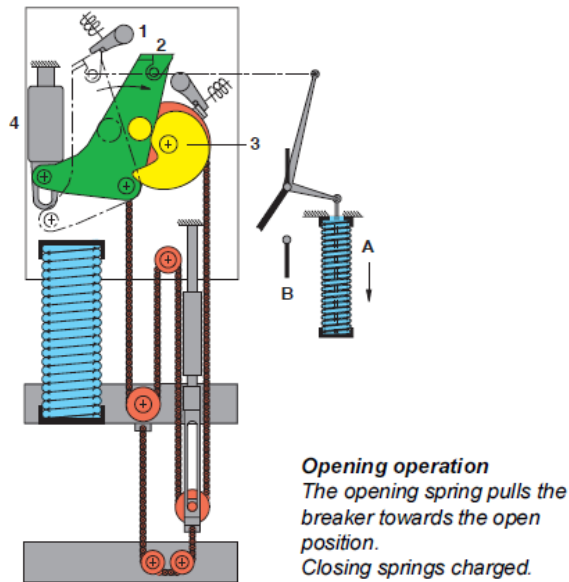
Figura, 14 Interruptor de Potencia con Mando Tripolar



Tomado de la Guía para la Compra de Interruptores de Tanque Vivo de ABB

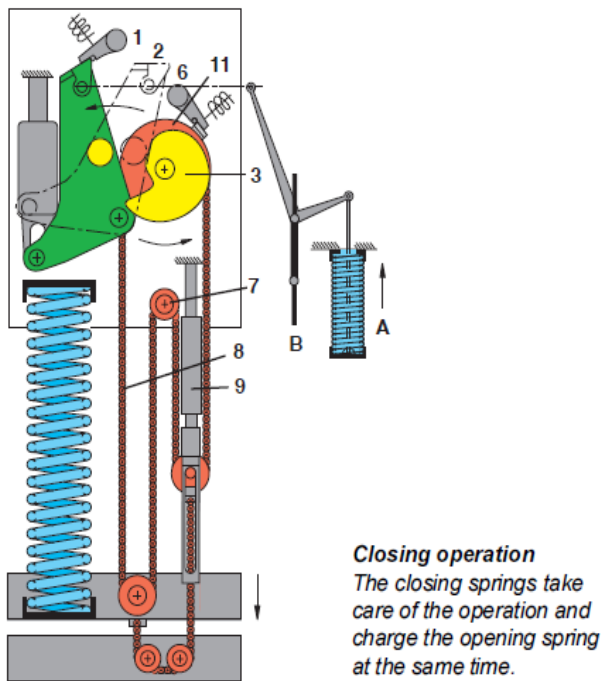
Dependiendo del tipo de interruptor es necesario contar con unas rutinas de mantenimiento diferentes.

Figura 15 Mecanismo de operación tipo BLG para interruptores de Alta Tensión



### Operación de Apertura

Cuando el interruptor está siendo abierto, el trinquete (1) es liberado por la bobina de disparo. El resorte de apertura (A) jala el interruptor (B) hacia la posición de apertura. La palanca de operación se mueve hacia la derecha y finalmente descansa sobre el embrague (3). El movimiento del sistema del contacto móvil es desplazado hasta que el golpe es amortiguado por un dispositivo lleno de aceite (4).



### Operación de Cierre

Cuando el interruptor está siendo cerrado, el trinquete de cierre (6) es liberado por la bobina de cierre. El piñón (7) es asegurado para evitar la rotación debido al energía de operación del resorte de cierre el cual es transferido vía la sección de cadena sinfín (8) hacia el piñón (11) que pertenece al embrague (3). El embrague jala la palanca de operación hacia la izquierda donde es asegurado en su posición final por el trinquete de disparo (1). La última parte de la rotación del embrague es disminuida por el dispositivo de amortiguación (9) y un trinquete que asegura en la palanca (11) nuevamente toma la posición inicial contraria al trinquete de cierre (6).

Tomado del Documento Técnico, Publ SESWG/B 2504 en Edition 3, 1998-12 ABB.

A continuación relacionamos las actividades de mantenimiento para los interruptores de gas SF6, ya que este es el único tipo de interruptores que tiene actualmente la Empresa de Energía de Bogotá.

#### 4.1.1.1. Definición de Las Fronteras

Aunque en algunas ocasiones es evidente cuáles son las fronteras de algunos sistemas, es importante definir las para evitar ambigüedades en la estructuración de tareas de mantenimiento y responsables de las mismas.

- Conectores cable de Potencia
- Puntos de conexión sistema de control, y servicios auxiliares
- Conexiones a sistema de puesta a tierra

#### 4.1.1.2. Modos de Falla de Interruptores de Potencia de Gas SF6

Las fallas de los interruptores de potencia pueden ser causadas por una variedad de situaciones, como se describen a continuación:

- Interruptor no abre en el momento de recibir una orden de disparo: Los contactos del interruptor no abren después de haber sido energizado el circuito de disparo por el esquema de control o protección. Esto puede ser causado por la apertura o un corto en el cableado del circuito o en la bobina de disparo. Adicionalmente puede ser el resultado de un problema mecánico en el interruptor de potencia que impide que los contactos abran.
- El interruptor no despeja la falla: En este caso los contactos del interruptor abre pero el arco no es extinguido por lo tanto la corriente continua fluyendo. Esto puede ser causado por problemas mecánicos (apertura incompleta); o debido a problemas del dieléctrico, pérdida del gas SF6 o pérdida de las características dieléctricas del gas SF6.

Hay adicionalmente otras situaciones donde un interruptor de potencia opera incorrectamente, pero no es clasificada como falla del interruptor. Estas deben ser consideradas en el diseño del sistema, y pueden ser incorporadas dentro del esquema de control o protección.

- **Perdida del Dieléctrico:** Durante condiciones de no falla pueden impedir la interrupción satisfactoria de corriente, esta es una de las principales fallas de un interruptor de potencia. La pérdida de presión del gas dieléctrico SF<sub>6</sub> puede ser detectado por medio del monitoreo de la densidad o de la presión. Para la pérdida completa de la presión, normalmente los fabricantes recomiendan bloquear el disparo del interruptor para prevenir fallas mecánicas o eléctricas. En este caso, el modo de falla del interruptor se presenta si estando en estas condiciones el interruptor opera.
- **Arco eléctrico en los contactos principales del interruptor:** En la apertura del interruptor este tipo de falla puede ocasionar efectos catastróficos. Este tipo de fallas puede ser ocasionado por un reencendido del arco eléctrico de un interruptor en la posición abierta, o una sobretensión entre los contactos principales del interruptor de potencia ocasionando el rompimiento del dieléctrico.
- **Falla del interruptor de potencia en el momento del cierre:** Este tipo de falla puede tener un impacto significativo sobre el sistema de potencia y necesita tener una consideración especial en el esquema de operación. Muchos esquemas de recierre incluyen fallas en la lógica del cierre.

#### 4.1.1.3. Modos de Fallas del Mecanismo de Operación

La mayoría de las fallas de interruptores, se deben a fallas del mecanismo de operación y generalmente son de los siguientes tipos:

- Falla del mecanismo en la posición cerrada debido a carga inadecuada de los resortes.
- Fallas a la apertura o al cierre debido a problemas o defectos en los bloqueos mecánicos, las bobinas de cierre, el relevador antibombeo, los interruptores de la alimentación auxiliar u otros componentes del sistema de control.
- Falla en el motor y bloqueo del mecanismo debido a fuga en el tanque de almacenamiento de aire del sistema neumático, o en el acumulador de aceite del sistema hidráulico.
- Falla al cerrar a la velocidad adecuada o falla de permanecer cerrado, debida a baja presión en el sistema aislante y de extinción de arco o en el sistema hidráulico o neumático de control, por resortes débiles, alta fricción en las juntas móviles, operación inadecuada de los bloqueos mecánicos.
- Falla cuando no abre o en la que permanece abierto, debido a defectos en los bloqueos mecánicos, los amortiguadores, la bobina de disparo, los interruptores de la alimentación auxiliar o a otros componentes del sistema de control.
- Falla por no abrir debido a una velocidad más baja que la requerida para abrir, causada regularmente por una baja presión de operación, resortes débiles o rotos o por un exceso de fricción en las juntas móviles.
- Fallas mecánicas debido al atascamiento de los contactos principales o las barras de los contactos.
- En los mecanismos de operación neumáticos, puede presentar fugas o pérdida de los ajustes pre-establecidos en los interruptores de presión, los

medidores de presión o las válvulas de seguridad y dar lugar a la operación del mecanismo en un momento en que no se tenga la velocidad adecuada.

- Excesiva fricción de los componentes mecánicos incluyendo los bloqueos. El excesivo esfuerzo mecánico causado por la fricción, puede llevar a la ruptura de partes y la falla del interruptor.
- Soltura de las partes de los mecanismos, estos se aflojan debido a vibración excesiva o golpes durante la operación, lo que ocasiona el daño de algunos componentes debido a ajustes incorrectos o cambios en los ajustes.

Fallas por la degradación de aislamiento sólido externo.

- Falla de la porcelana, aislamiento externo usado en interruptores de potencia debido a la “degradación” de la porcelana producida cuando su superficie se llena de contaminantes, tales como: cenizas, emisiones de automóviles, niebla salina, polvos industriales.
- Fallas debidas a animales.

Los animales que trepan a las partes energizadas son una fuente de fallas de línea a línea o línea a tierra.

Cuando estas fallas se presentan en subestaciones y muy cerca de las boquillas de interruptores, llegan a causar daños adicionales.

Se deberá revisar el animal muerto y registrar con la mayor exactitud posible la condición de la falla.

- Otras causas de fallas.

a) Objetos extraños en el interruptor.

- b) Puntas, rebabas o esquinas que puedan causar corona y ruptura del dieléctrico.

Las fallas causadas por errores en la manufactura o el mantenimiento no deben ser descartadas ya que estos errores pueden ser muy significativos, como el caso en que se deja un desarmador dentro del interruptor o como en el caso de que no se limpien las rebabas o asperezas de los electrodos anticorona. Este tipo de problemas son encontrados cerca de los daños causados por la falla principal.

- Fallas del dieléctrico y de las cámaras de interrupción.

Interruptores de SF<sub>6</sub>, presión simple tipo “puffer” Fallas por pérdida de SF<sub>6</sub>.

La pérdida de SF<sub>6</sub>, suficiente para ocasionar una falla en los interruptores de alta tensión, es rara, en especial si los interruptores tienen dispositivos compensadores de temperatura y presión que hacen sonar una alarma o disparan los interruptores antes de que se alcance una situación de daño inminente. Es claro que una pérdida grande y súbita de gas, puede ser demasiado rápida para ser detectada por dichos dispositivos. Una falla del “disco” relevador de presión, por ejemplo, va a causar una caída de presión más rápida que lo que el dispositivo detector pueda actuar.

- Fallas por degradación del SF<sub>6</sub>.

La degradación del SF<sub>6</sub> puede darse por la adición de vapor de agua, aire u otros gases producto de la descomposición del propio SF<sub>6</sub>.

La presencia de vapor de agua en el SF<sub>6</sub>, que ha sido sujeto a arqueo o corona, puede degradar rápidamente muchos tipos de aislamiento sólido.

El agua en la superficie de un aislador puede reducir la manera importante su capacidad dieléctrica a causa de la combinación con los átomos libres de flúor, otros componentes de flúor del SF<sub>6</sub>, y compuestos metálicos de flúor producidos por arqueos, los cuales aparecen como polvos de color oscuro en las cámaras de

interrupción. Estos compuestos se combinan rápidamente con el agua, en forma de vapor o líquido, para formar ácidos fluorídicos muy fuertes, los cuales son muy buenos conductores.

El hielo no ha producido ningún efecto en los aisladores con SF<sub>6</sub>; no obstante no es deseable la presencia de hielo, a causa de que rápidamente se convierte en agua líquida sobre el aislador.

El análisis de fallas debida a la presencia de agua, ya sea líquida, sólida o como vapor, no puede ser determinada después de una falla de arqueo. Sólo la revisión y medición periódicas del contenido de humedad es la única forma de concluir sobre la presencia de cantidades importantes de agua que provocarían la falla.

El aire mezclado en concentraciones mayores al 20% puede reducir significativamente la rigidez del SF<sub>6</sub>. El aire tiene un gran efecto en el comportamiento a la interrupción.

- Fallas debida a la licuefacción del SF<sub>6</sub>.

La rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> en casi todas las aplicaciones, es directamente proporcional a la densidad del gas y cuando este empieza a licuarse y se condensa como líquido, entre -30°C a -40°C, la densidad del gas remanente se reduce y puede presentarse una falla.

- Fallas debidas a la degradación del aislamiento sólido interno.

El aislamiento sólido en interruptores de presión simple, se selecciona para soportar el ambiente interno, incluyendo los productos derivados del arqueo en SF<sub>6</sub>. Algunos de los aisladores sintéticos no son resistentes al "tracking" en atmósferas de SF<sub>6</sub>.

Todo el aislamiento reforzado con fibra de vidrio, es susceptible de "tracking", a menos que la fibra de vidrio esté completamente sellada y alejada de los productos del arqueo. De igual manera los aisladores sintéticos rellenos de

cuarzo, también son susceptibles de “tracking” con los productos del arqueo en SF6.

Al analizar estas fallas, es fácil encontrar los caminos carbonizados y/o erosiones en los aislamientos, y concluir sobre este tipo o modo de falla.

- Fallas de las cámaras de interrupción.
  - a. Las tolerancias de fabricación inadecuadas de los contactos principales, de los contactos de arqueo, así como de las toberas, pueden ser una causa de falla.
  - b. Si la velocidad de apertura está fuera de tolerancia puede ser causa de falla. En este caso la búsqueda de la falla se debe dirigir al daño causado por el arco, así como a la medición del viaje de contactos antes y después de la falla.
  - c. Otra causa de falla puede ser una baja de presión en el gas de extinción.
  - d. El desgaste excesivo de contactos y toberas, puede también causar la falla de la cámara de extinción.

#### 4.1.2. Transformadores de Instrumentos<sup>17</sup>

Son equipos que miden las variables eléctricas de corriente y tensión en un sistema de potencia, los valores de salida suministrados por los transformadores de instrumentos (transformadores de tensión y transformadores de corriente) son los parámetros de entrada para las funciones de monitoreo y protección de los sistemas de potencia.

---

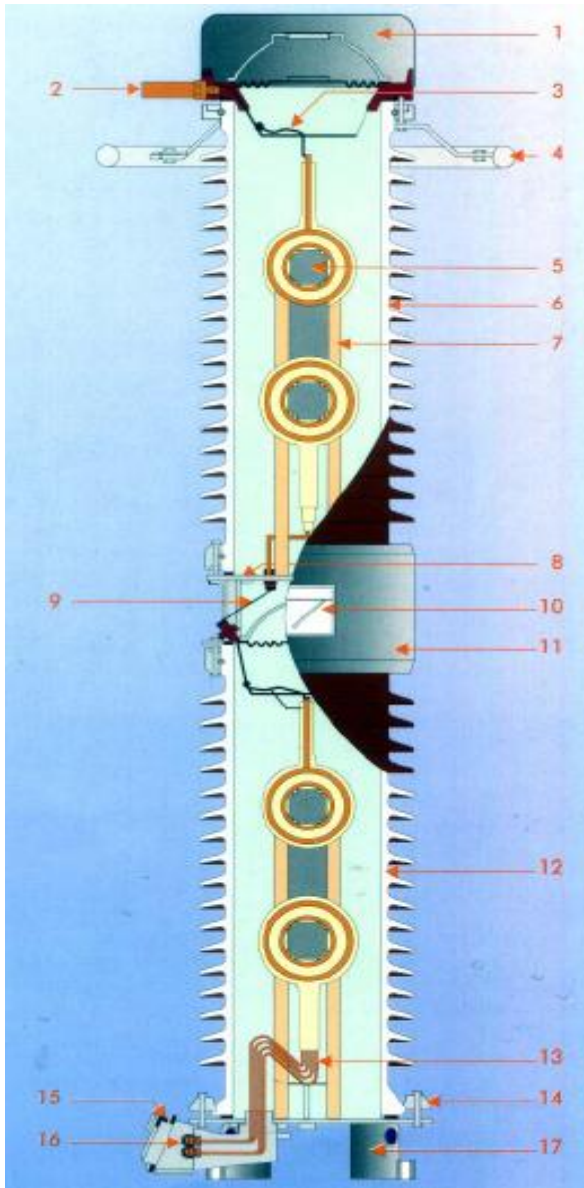
<sup>17</sup>MORAIS, Diego R.; ROLIM, Jacqueline G; COSER, Joni; ZURN, Hans H.. Reability Center  
Confiability for Instruments Transformers. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to  
Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006.

Transformadores de Tensión: Es el transformador cuya tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria y difiere en fase por un ángulo el cual es aproximadamente igual a cero para una apropiada dirección de las conexiones. Esto significa que el transformador de voltaje tiene que ser muy cercano a un transformador ideal. En un transformador ideal el secundario de la tensión es igual a la tensión primaria multiplicado por la relación de transformación.

Sin embargo la magnitud y el ángulo de fase tienen errores esperados y son especificados por la clase de precisión.

Transformadores de Corriente: Un transformador de corriente es definido como un transformador de instrumentos el cual su corriente secundaria es sustancialmente proporcional a la corriente primaria (bajo condiciones normales de operación) y difiere en fase de esta por un ángulo el cual es aproximadamente igual a cero para una apropiada dirección de las conexiones.

Figura 16, Principales componentes de un Transformador de Tensión

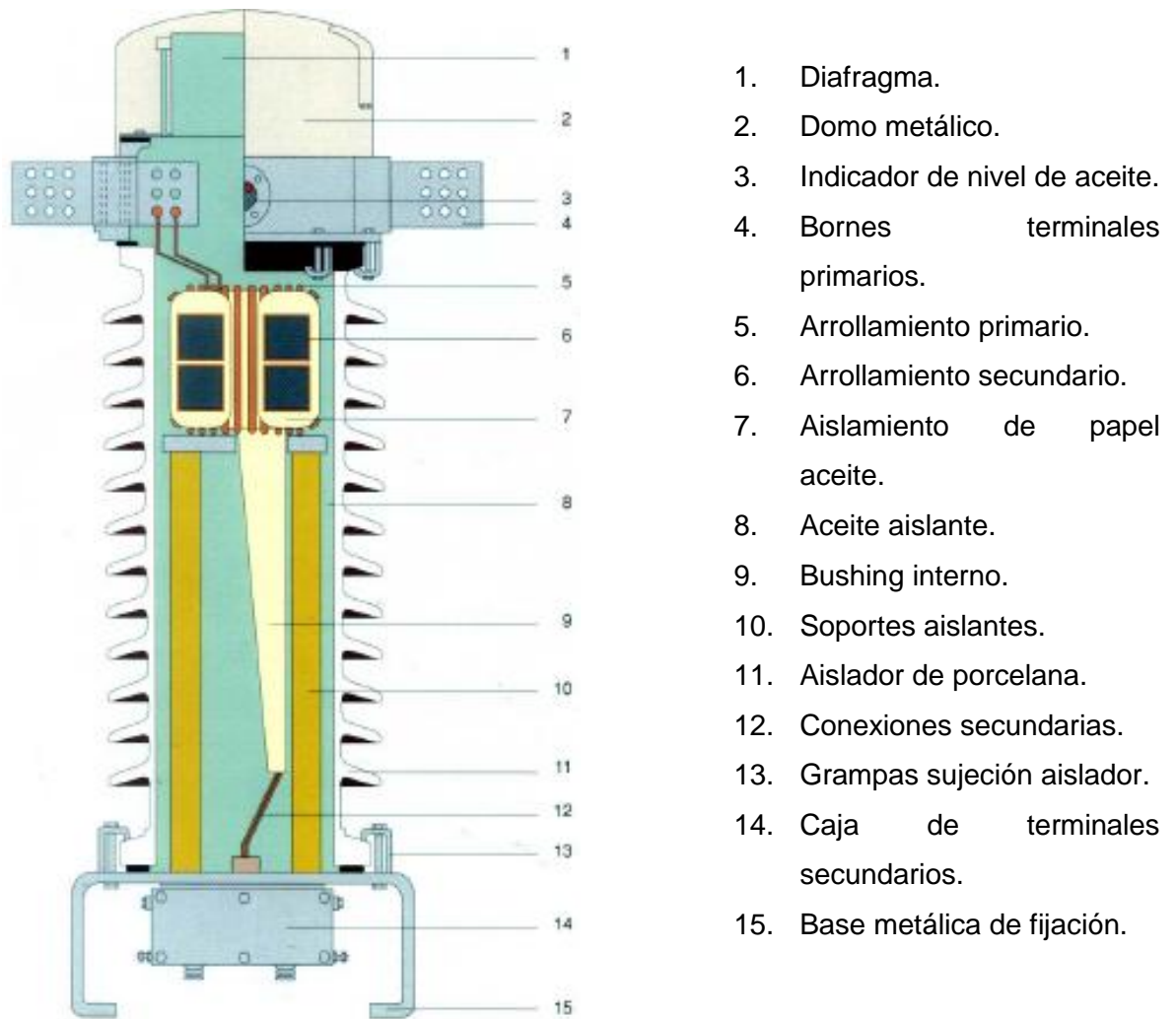


1. Tapa o domo
2. Borne terminal primario
3. Vinculo interior de alta tensión
4. Anillo equipotencial para atenuar efecto corona
5. Núcleos magnéticos y bobinados
6. Aislador porcelana superior
7. Barras aislantes que soportan los núcleos
8. Soporte metálico de la unidad superior.
9. Conexiones de baja tensión entre las dos unidades
10. Indicador nivel de aceite
11. Envoltente de aluminio
12. Aislador porcelana inferior
13. Conexiones secundarias
14. Grampas de fijación del aislador inferior a la base
15. Caja de bornes secundarios
16. Bornes secundarios
17. Base metálica

Tomado del Modulo II de Transformadores de instrumentos, Universidad Tecnológica Nacional de Argentina

Esto destaca la importancia de los requerimientos de precisión para los transformadores de corriente sin olvidar lo fundamental que es la función de aislamiento.

Figura17, Principales componentes de un Transformador de Tensión



1. Diafragma.
2. Domo metálico.
3. Indicador de nivel de aceite.
4. Bornes terminales primarios.
5. Arrollamiento primario.
6. Arrollamiento secundario.
7. Aislamiento de papel aceite.
8. Aceite aislante.
9. Bushing interno.
10. Soportes aislantes.
11. Aislador de porcelana.
12. Conexiones secundarias.
13. Grampas sujeción aislador.
14. Caja de terminales secundarios.
15. Base metálica de fijación.

Transformador de corriente CTA 145 serie Balteau de Alsthom.

#### 4.1.2.1. Definición de Las Fronteras

- Conectores cable de Potencia.

- Puntos de conexión sistema de control, y servicios auxiliares
- Conexiones a sistema de puesta a tierra

Para definir el modelo RCM de los transformadores de instrumentos se van a definir las diferentes funciones y fallas funcionales

#### 4.1.2.2. Definición de Las Funciones

Basado en el conocimiento de los especialistas de la Empresa y de otras empresas del sector y los registros de las fallas.

- Generar las señales de corriente en el secundario que reflejen la corriente primaria del sistema de acuerdo con la relación de transformación.
- Mantener la hermeticidad del equipo con el fin de evitar la pérdida del aceite dieléctrico y la entrada de humedad con el fin de mantener el aislamiento entre la parte activa y tierra.
- Indicación visual del nivel del aceite.
- Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.

#### 4.1.2.3. Modos de Fallas<sup>18</sup>

Cada falla funcional tiene muchos efectos, los cuales son a menudo reportados por el personal de campo. Los diferentes modos de las fallas fueron obtenidos de analizar todos los registros de los eventos.

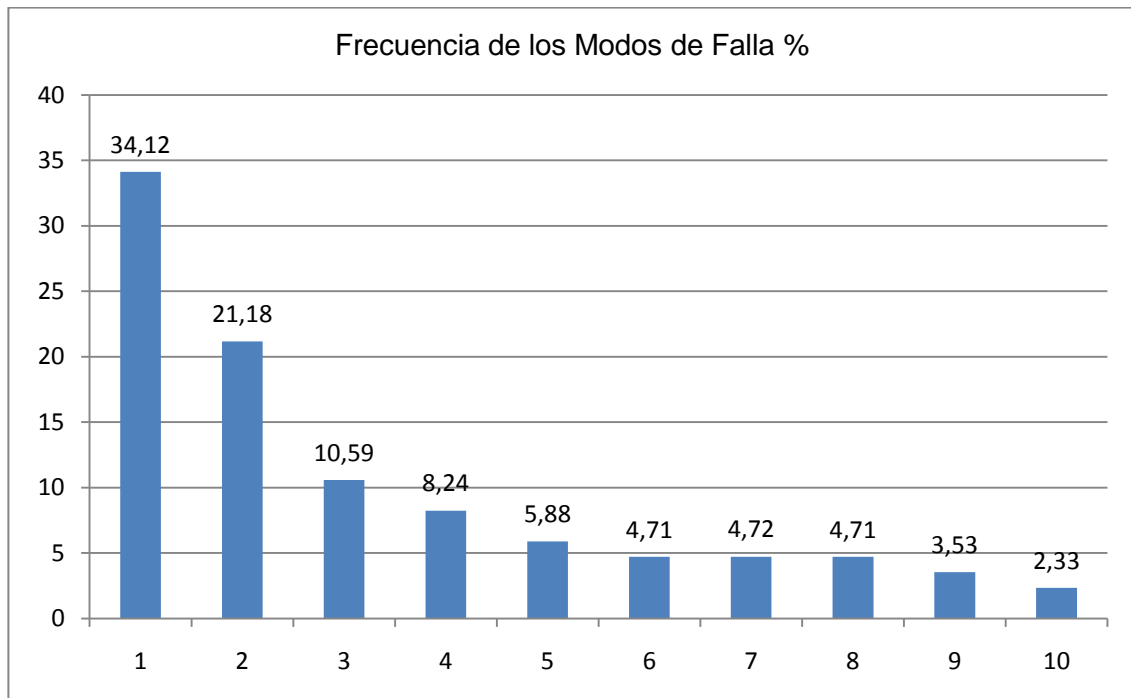
Esto permite listar los síntomas de las principales fallas funcionales. Los diferentes modos de falla fueron obtenidos por medio del análisis de tres mil (3.000) registros

---

<sup>18</sup> MORAIS, Diego R. ROLIM, Jacqueline G. COSER, Joni and ZÜRN Hans H.. Reability Center Maintenance for Capacitor Voltage Transformer. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006

de eventos de una base de datos de modos de falla para transformadores de tensión reportados por las compañías de energía eléctrica en el Brasil.

Figura 18. Frecuencia de los Modos de Falla para Transformadores de Tensión Reportados por las Compañías de Energía Eléctrica en Brasil.

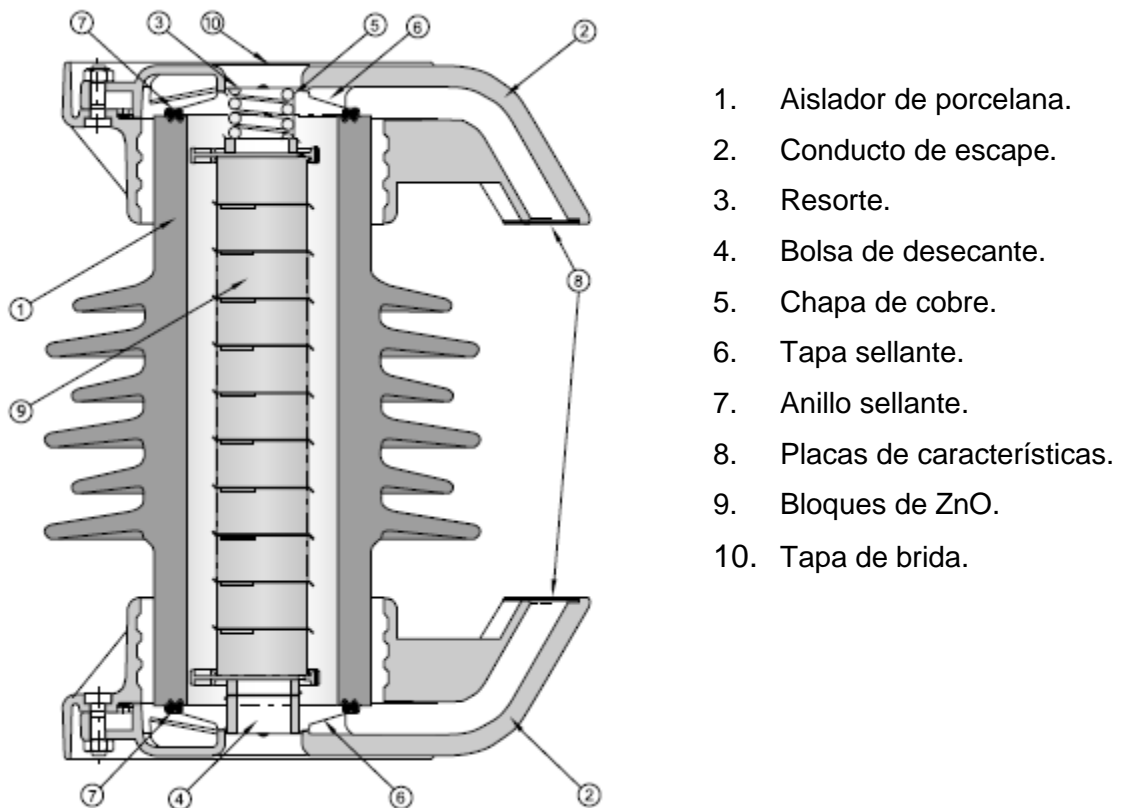


1. Fugas del aceite dieléctrico.
2. Factor de Potencia por encima de lo normal.
3. Corrosión en la estructura.
4. Error en la relación de transformación.
5. Baja tensión de interface.
6. Alto nivel de pérdida de la rigidez dieléctrica.
7. Mala indicación del nivel del aceite.
8. Explosión externa cerca al transformador.
9. Porcelana agrietada o rota.
10. Explosión del Equipo.

#### 4.1.3. Descargadores de Sobretensión (Pararrayos)

Los descargadores de sobretensiones constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas para los equipos de potencia de una subestación eléctrica. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente. Los elementos activos (bloques de ZnO) de los descargadores de sobretensiones están fabricados con un material de resistencia cerámico altamente alineal, compuesto principalmente por óxido de cinc mezclado y sinterizado con otros óxidos metálicos.

Figura 19, Principales componentes de un Descargador de Sobretensión



Tomado del documento Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje

#### 4.1.3.1. Definición de Las Fronteras

- Conectores de potencia.
- Conexiones a malla de puesta a tierra.
- Se incluye en el equipo el contador de descargas atmosféricas.

#### 4.1.3.2. Definición de Las Funciones

- Eliminar las sobretensiones que se presenten en el sistema para proteger los demás equipos de potencia.
- Registrar el número de descargas que se presente.
- Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.
- Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.

#### 4.1.3.3. Modos de Fallas

En general los descargadores de sobretensión modernos con bloques de ZnO, son equipos muy confiables con una baja tasa de falla. De acuerdo con un estudio realizado en los años 2002 y 2003, existe una probabilidad de falla del 0,1% por año para equipos de distribución, mientras que los equipos de alta tensión la tasa es inferior.

A continuación se muestran algunos posibles modos de falla de los descargadores de sobretensión:

- Sobrecarga de los elementos activos por la disipación de energía o de corriente.
- Pérdida de la hermeticidad lo cual permite el Ingreso de humedad.

- Descargas parciales de una o algunas unidades de un descargador ocasionado por contaminación, palomas, o grandes sobretensiones.
- Inestabilidad térmica debido a los efectos de una gran polución externa.
- Daño de algunos bloques en uno o varias unidades debido a la energía y corriente de descargas que conducen la sobrecarga de potencia de la parte remanente del descargador.
- Sobrecarga mecánica debido a una falla eléctrica, falla debida durante la descarga eléctrica a sobrecargas o problemas de la calidad de los bloques de ZnO, pobre adhesión del electrodo al material, superficie insuficiente, aislamiento. Sobrecargas instantáneas pueden resultar en perforar, fisurar o realizar una descarga eléctrica a través de los bloques ZnO.
- La cámara de porcelana o polimérica del descargador es el punto de mayor probabilidad de falla debido a una descarga entre los bloques y la columna<sup>19</sup>

#### 4.1.4. Seccionadores

Los seccionadores son elementos esenciales en los sistemas de transmisión de potencia eléctrica, ya que garantizan seguridad a las personas que se encuentran trabajando en la red de alta tensión, suministrando en forma visual un aislamiento de aire, confiable de las líneas y demás equipos energizados en una subestación.

Son equipos relativamente sencillos en su parte constructiva y que requieren muy pocas actividades de mantenimiento.

##### 4.1.4.1. Definición de Las Fronteras

- Conectores cable de Potencia
- Puntos de conexión sistema de control, y servicios auxiliares

---

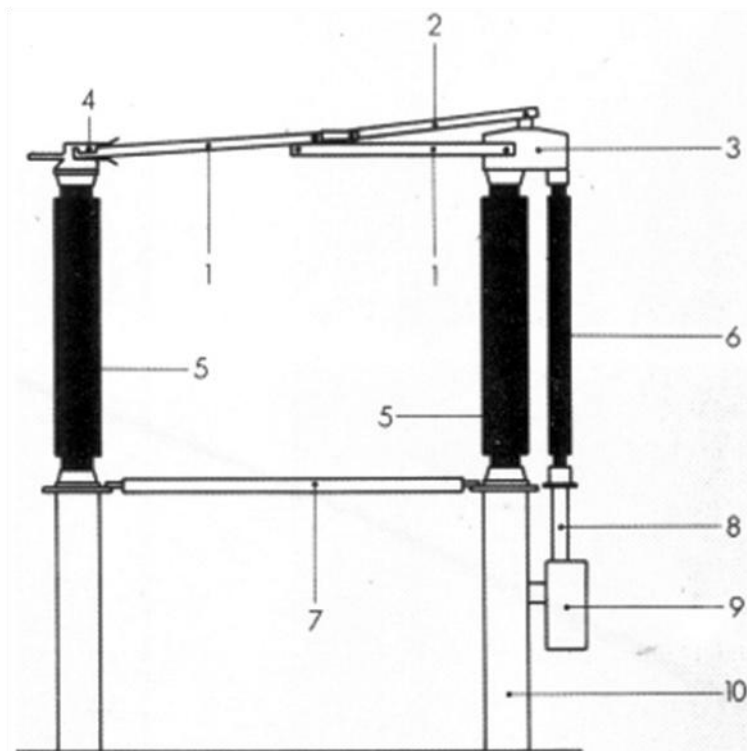
<sup>19</sup> SMEETS, R.P.P., BARTS H., VAN DER LINDEN W.A., STENSTRÖM L. Modern ZnO Surge Arresters Under Short-Circuit Current Stresse: Test Experiences and Critical Review of the IEC Standard, Stockholm, CIGRE Sweden – June 11-15, 2006.

- Conexiones a sistema de puesta a tierra

#### 4.1.4.2. Definición de Las Funciones

- Aislar interruptor, segmentos de barra y conexiones de potencia entre equipos creando zonas de seguridad.
- Permitir cerrar el circuito eléctrico para condición de operación normal.
- Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.
- Generar señal de estado operacional (abierto, cerrado, falla mecanismo de operación)
- Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.

Figura 20, Principales componentes de un seccionador



1. Contacto móvil
2. Guía
3. Mecanismo de giro
4. Contacto fijo
5. Aisladores de soporte
6. Aislador rotativo
7. Barra estabilizadora
8. Tubo de acople (eje de mando)
9. Caja de mando
10. Estructura de soporte

Tomado del Modulo II de Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra, Universidad Tecnológica Nacional de Argentina

#### 4.1.4.3. Modos de Fallas

- Resistencia de los contactos principales elevado: Ocasionado por la contaminación ambiental, por el sol y la lluvia.
- Falla mecánica en el varillaje de mando del seccionador
- Falla mecánica del mecanismo de operación.

#### 4.1.5. Reactor

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costes de ciclo de vida para reducir los costes de transmisión y aumentar los beneficios.

En un sistema de transmisión es práctica normal la instalación de reactores en derivación para aumentar el flujo de potencia en estado estable y reducir el perfil de voltaje, a lo largo de la línea, controlado mediante una apropiada compensación reactiva. El propósito de esta compensación reactiva es el de cambiar las características eléctricas naturales de la línea para hacerla más compatible con la demanda de carga predominante. Por lo tanto se utilizan reactores conectados en derivación fijos o mecánicamente accionados para

minimizar los sobrevoltajes en condiciones de baja carga y capacitores conectados en derivación fijos o mecánicamente conmutados para mantener los niveles de voltaje bajo condiciones de alta carga. En el caso de líneas de transmisión largas, se utiliza a menudo compensación serie capacitiva para establecer una línea corta virtual mediante la reducción de la impedancia inductiva de línea y por lo tanto la longitud eléctrica de esta.

Figura 21, Reactor de Potencia de la Subestación Betania



Tomado de la base de datos de la Vicepresidencia de Transmisión

- Los reactores en derivación cercanos a las unidades generadoras proporcionan una forma simple y conveniente de mejora en la estabilidad transitoria. Estos normalmente permanecen conectados a la red.
- La carga reactiva resultante demanda que el voltaje interno de los generadores se incremente, lo cual resulta conveniente para mejorar la estabilidad.
- Después de una falla el reactor se desconecta con lo que se mejora aún más la estabilidad.

#### 4.1.5.1. Definición de Las Fronteras

- Conectores cable de Potencia
- Puntos de conexión sistema de control, y servicios auxiliares
- Conexiones a sistema de puesta a tierra

#### 4.1.5.2. Definición de Las Funciones

- Compensar el incremento de tensión por el efecto capacitivo de la línea, por medio de la absorción de 25 MVAR.
- Generar las señales de disparo o alarma por actuación de cualquiera de sus protecciones mecánicas.
- Generar las señales de indicación de las temperaturas de los devanados y del aceite
- Generar las señales de indicación de las temperaturas de los devanados y del aceite.
- Generar las señales de indicación del nivel de aceite de la cuba del reactor
- Generar las señales de indicación del nivel de aceite de los bujes de transición del reactor

- Generar las señales de corriente a través de los transformadores de corriente de buje en la caja de conexiones secundaria del equipo.
- Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra y/o entre espiras.

#### 4.1.5.3. Modos de Fallas

- Reactor con pérdidas de potencia por calentamiento de sus devanados
- Contactos relés protecciones mecánicas sulfatados o aislados eléctricamente
- Termómetros dañados
- Termocuplas dañadas
- Aceite de los compartimentos de las termocuplas con presencia de humedad o vacíos
- Diafragma válvula de sobrepresión en mal estado
- Indicadores de nivel de aceite dañados
- Bajo nivel de aislamiento en la cuba del reactor.
- Conexiones a bornes sueltas o mal ponchadas.
- Bornes de conexiones rotos, sueltos, o sulfatados.
- Aceite con presencia de humedad o descompuesto
- Aislante entre espiras descompuesto
- Porcelanas de los bujes de transición rotas o deterioradas
- Porcelana de los bujes de transición sucias
- Material aislante deteriorado

#### 4.1.6. Circuitos de Medida y Control

Los circuitos de control, 125 Vdc para los equipos de la EEB, proporcionan el camino para todas las funciones de control y medida para los principales equipos de las subestaciones eléctricas.

Verificar la integridad de los dispositivos de control, medida y el alambrado de interconexión, requiere de pruebas funcionales de estos circuitos. Se deben considerar la ejecución de estas pruebas para la normal operación de la subestación eléctrica, en forma periódica.

#### 4.1.6.1. Definición de Las Fronteras

- Puntos de conexión a cajas de equipos de potencia.
- Puntos de conexión a transformadores de corriente y a transformadores de tensión.
- Barrajes de conexión AC y DC.
- Puntos de conexión a equipos de protección.

#### 4.1.6.2. Definición de Las Funciones

- Transmitir comandos de apertura y cierre a equipos de potencia cumpliendo los enclavamientos para cada equipo ante acciones voluntarias del operador.
- Transmitir disparos y cierres a equipos de potencia cumpliendo los enclavamientos para cada equipo ante actuación del sistema de protección.
- Enviar señales para la supervisión de la condición de cada uno de los equipos de potencia.
- Mantener los niveles de control de operación para la maniobra de un equipo de potencia.
- Realizar la conversión de la medida de las señales de corriente y tensión secundarias del activo a medidas primarias con una precisión.
- Informar los valores primarios de corriente y tensión.
- Realizar los cálculos de potencia.
- Informar los valores de transmisión de potencia.

#### 4.1.6.3. Modos de Fallas

La confiabilidad de estos circuitos es fundamental. Aunque durante la puesta en servicio han sido probados, en el transcurso del tiempo estos circuitos pueden fallar debido a:

- Modificaciones y construcción de nuevos activos, durante los cuales pueden involuntariamente dañar la integridad o introducir errores de alambrado.
- La vida útil y deterioro del cableado pone en riesgo la no funcionalidad del sistema.
- Conexiones que pierden el ajuste.
- Fallas de los dispositivos individuales de control y protección debido al mal uso, antigüedad o daños inadvertidos.

#### 4.1.7. Baterías y Cargadores de Baterías

Sistema de baterías suministran la última fuente de potencia para alimentar las comunicaciones, anunciadores, control, y los reles de protección cuando otras fuentes de potencia fallan. El mantenimiento del sistema de baterías debe tener una prioridad bastante importante. Es importante revisar la posibilidad de hacer un monitoreo online a las baterías, lo cual puede reducir el mantenimiento requerido al sistema de baterías e incrementar su vida útil. Recuperación del sistema de baterías ha habido una experiencia positiva, y estas han sido considerados un suplemento al programa de mantenimiento.

Los cargadores de baterías es importante para su correcto estado y disposición del sistema de baterías, este también requiere un mantenimiento rutinario.

##### 4.1.7.1. Definición de Las Fronteras

- Puntos de conexión a tableros de control, protección, cajas de mando de equipos, tableros de comunicaciones, tableros de anunciadores.

#### 4.1.7.2. Definición de Las Funciones

- Mantener las tensiones en 125 Vdc para la alimentación de todos los equipos de control, protección, medida, cajas de mando de equipos de potencia las 24 horas del día durante los 365 días del año.
- En caso de ausencia de los servicios auxiliares de corriente alterna, mantener las tensiones en 125 Vdc para la alimentación de todos los equipos de control, protección, medida, cajas de mando de equipos de potencia 8 horas en forma continua.

#### 4.1.7.3. Modos de Fallas

- No hay tensión de salida y/o de corriente
- Tensión de salida demasiado baja pero el cargador entrega el máximo de corriente.
- Corriente de carga demasiado baja
- Baterías no totalmente cargadas
- Las baterías se descargan más rápido que lo indicado en sus características nominales.
- Las baterías tienen una temperatura más elevada de lo normal, liberan gases

#### 4.1.8. Relés de Protección de Bahías de Líneas y Bahías de Compensación

Cada sistema debe contar con un esquema de pruebas periódicas a los sistemas de protección y tomar acciones remediales a los esquemas ya que su confiabilidad impactan en la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión nacional.

El monitoreo de las variables mecánicas y eléctricas e iniciar las medidas correctivas de los relés de protección cada vez que ellas detecten una violación de los límites especificados.

Los relés de protección deben operar correctamente en el momento en que existan condiciones anormales así lo requieran, y no deben operar en cualquier otro momento.

Los relés de protección para sistemas eléctricos son calibrados con parámetros obtenidos de estudios de falla y de flujo de carga del sistema. Los parámetros iniciales son suministrados cuando los relés son instalados o reemplazados. Sin embargo, los cambios en los sistemas de potencia como nuevas unidades de generación, líneas de transformación, bancos de transformación son adicionados o modificados. Esto puede significar que los parámetros ya no son apropiados.

Parámetros de relés antiguos pueden ser peligrosos para el personal, para la integridad de la subestación y del sistema de potencia, y la del mismo activo que están protegiendo.

Por esta razón es necesario realizar en forma periódica los estudios necesarios para verificar los parámetros de los relés de protección para confirmar la seguridad y la confiabilidad de la operación.

Los relés de protección actuales que tiene la Empresa de Energía de Bogotá en operación comercial son de tecnología Electromecánicos, electrónicos de estado sólido y equipos basados en microprocesadores. La calibración y las recomendaciones de mantenimiento difieren en cada uno de los tipos debido a sus diferencias en el diseño, características de operación y facilidades de supervisión en forma remota.

Calibración: Este proceso usualmente incluye retirar el relé de operación comercial para ubicarlo en un ambiente de prueba. Inyectar corrientes y tensiones en el relé y observar su respuesta de acuerdo con el procedimiento de pruebas del fabricante se verifica los parámetros ajustados.

Es recomendable revisar la calibración para los relés electromecánicos frecuentemente ya que los mecanismos de operación pueden sufrir desgaste y estar desajustados.

Los relés de estado sólido y los relés basados en microprocesadores no requieren realizar una calibración en forma tan continua ya que hay menos probabilidad de que ellos pierdan su calibración.

Pruebas Funcionales de los Relés: Este proceso verifica que las salidas de los relés de protección (cierre de los contactos) realmente operan como es esperado. En la mayoría de los casos esto puede ser acompañado como parte del proceso de calibración, pero las pruebas funcionales del relé deben ser verificadas de acuerdo al programa de mantenimiento.

Los relés de protección operan en los circuitos de protección acompañada de la acción de protección deseada. Similar a los circuitos de control, la integridad del circuito de protección puede ser puesta en riesgo por la construcción, modificación, deterioro o daño inadvertidos. Un circuito de protección comprometido no puede suministrar a la subestación la protección deseada.

Pruebas Funcionales de los Circuitos de Protección: Este proceso verifica que el camino de disparo desde el relé de protección hasta el interruptor de potencia (u otro equipo de protección) funcionalmente está intacto. Esto requiere una operación confiable del circuito, para verificar la correcta operación de todos sus componentes.

#### 4.1.8.1. Definición de Las Fronteras

- Puntos de Conexión de los circuitos de control y anunciación.
- Barrajes de alimentación DC.
- Puntos de conexión sistema de comunicación.

#### 4.1.8.2. Definición de Las Funciones

- Realizar la conversión de la medida de las señales de corriente y tensión secundarias del banco de condensadores de transmisión a medidas primarias con una precisión.
- Informar los valores primarios de corriente y tensión.
- Realizar los cálculos de potencia del banco de condensadores de transmisión.
- Informar los valores de potencia del banco de condensadores de transmisión.
- Generar disparos y cierres para operación de interruptores ante la presencia de fallas en el sistema de acuerdo a los ajustes de cada uno de los relés y del esquema de teleprotección existente.
- Generar las señales de falla en la subestación y/o en el banco de condensadores de transmisión.

#### 4.1.8.3. Modos de Fallas

- Relé de protección descalibrado.
- Display de los relés de protección roto, fracturado o pérdida de nitidez.
- Falla en la fuente de alimentación de los Relés de protección.
- Daño físico en el Hardware de los relés de protección.
- Programación de los ajustes de los relés desconfigurada.
- Tarjeta de entradas análogas y/o digitales quemadas.
- Salidas digitales de comando quemadas.

- Leds de indicación quemados.

#### 4.1.9. Bancos de Condensadores

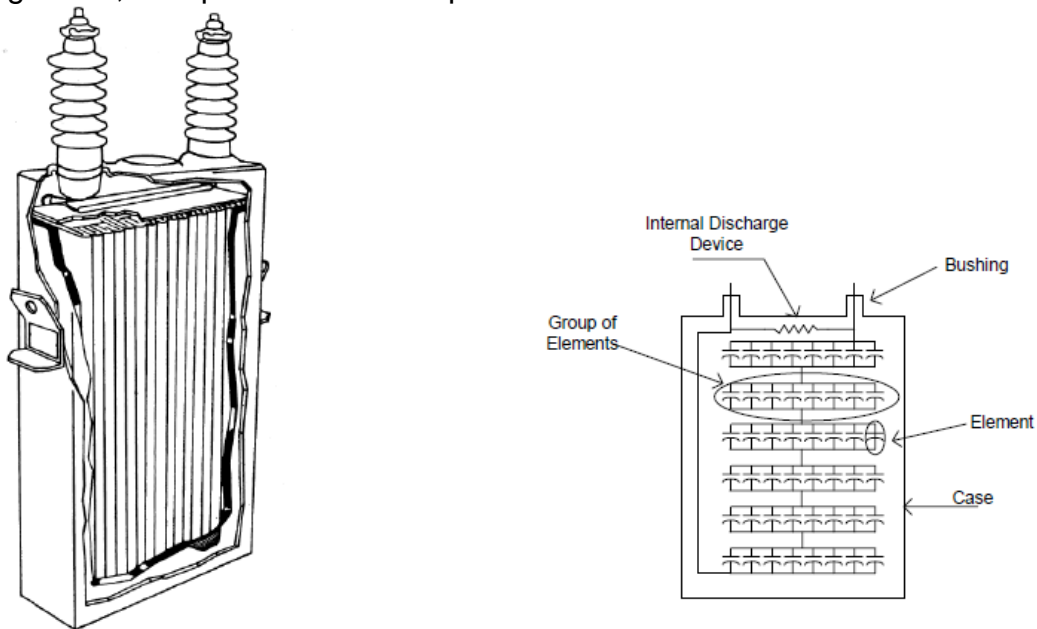
Bancos de condensadores en derivación son instalados principalmente para suministrar una compensación reactiva capacitiva con el fin de corregir el factor de potencia. El uso de los bancos de condensadores se ha incrementado debido a que estos equipos son relativamente económicos, fáciles y rápidos de instalar y pueden ser utilizados en cualquier sitio de la red del sistema de potencia.

Su instalación tiene otros efectos que benefician al sistema tales como el mejoramiento del nivel de tensión en aquellos puntos donde hay una gran concentración de carga, mejora la regulación de la tensión (en caso de que sea realizado un adecuado diseño), reduce las pérdidas y reduce o pospone las inversiones en el sistema de transmisión.

La principal desventaja de los bancos de condensadores es que la potencia reactiva de salida es proporcional al cuadrado de la tensión y por consiguiente cuando el nivel de tensión es bajo y es el momento que el sistema más necesita de dicha potencia, el banco se vuelve menos eficiente.

El capacitor unitario de la figura 23, es uno de los bloques que conforma el banco de condensadores en derivación. El capacitor unitario está fabricado por una serie de capacitores individuales, en arreglos en serie y en paralelo conectados en grupos.

Figura 22, Componente de un capacitor



Tomado del documento Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection, 2003 Conference for Protective Relay Engineers - Texas A&M University April 8-10, 2003, College Station (TX)

#### 4.1.9.1. Definición de Las Fronteras

- Conectores de potencia.
- Conexión de neutro aislado en donde se arma la doble estrella aislada.

#### 4.1.9.2. Definición de Las Funciones

- Suministrar una potencia de 75 MVAR al sistema de transmisión con el fin de

compensar la caída de tensión.

- Mantener un nivel mínimo de aislamiento entre la parte activa y tierra.
- Mantener la hermeticidad de cada una de las celdas capacitivas con el fin de evitar la pérdida del aceite dieléctrico y de ingreso de humedad en su interior.

Figura 23, Banco de Condensadores 1 de la Subestación Tunal



Tomado de la base de datos de la Vicepresidencia de Transmisión

#### 4.1.9.3. Modos de Fallas

- Celdas explotadas o quemadas por fugas de aceite.
- Celdas explotadas o quemadas por sobretensiones en la red
- Celdas fuera de servicio por apertura de sus fusibles internos
- Celdas fuera de servicio por corto de los condensadores internos
- Pérdida de aislamiento de las celdas debido a contaminación o por rotura en sus aisladores.

#### 4.2. RECOMENDACIONES RELEVANTES DE LA METODOLOGÍA RCM A LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

Los demás pasos recomendados para la implementación del RCM fueron desarrollados para cada uno de los equipos, donde se logró establecer frecuencias de tareas de mantenimiento y contrastarlas con la metodología convencional llevada en la EEB, los aspectos más relevantes se muestran en el Anexo 1. Per se resalta que del proceso de análisis de las actividades y frecuencia de ejecución de cada una de ellas se destacó:

- Para los seccionadores se estaban ejecutando actividades de limpieza de los contactos principales y de los aisladores con una frecuencia de cada tres (3) años, de acuerdo con el análisis realizado esta actividad se va a realizar únicamente cuando exista un reporte por parte de las inspecciones termográficas de la existencia de un punto caliente en las uniones de los contactos principales.
- Las actividades de mantenimiento para descargadores de sobretensiones se estaban ejecutando cada tres (3) años. Debido a que la experiencia de la Empresa muestra que estos equipos son muy confiables, se estima que estos equipos se les debe hacer una inspección visual a los aisladores y a los contadores de descargas atmosféricas en forma rutinaria por parte de los operadores de las subestaciones, los descargadores que cuenten con un medidor de corriente de fuga se tomará el reporte de esta medida, en el momento que exista alguna variación se reporta al área de mantenimiento para hacer pruebas de estado.
- Se detectó la conveniencia de cambiar todos los reles de protección electromecánicos ya que el valor de mantenimiento es bastante elevado dadas los modos de falla y la frecuencia que es necesario realizar.
- Se estaban realizando pruebas de factor de potencia a los interruptores de potencia para verificar la calidad del aislamiento, esta prueba va a ser reemplazada por la verificación de la calidad del gas SF6.

- Los transformadores de instrumentos, se va a realizar un seguimiento a las señales que son almacenadas en el centro de control las cuales son originados de estos equipos, con el fin de detectar posibles problemas que se puedan estar presentando, esto disminuye la frecuencia de las pruebas de estado.
- En los reactores en derivación se mantienen las rutinas de mantenimiento que hasta el momento se están desarrollando, debido a que son equipos nuevos por lo tanto a medida que se observe variaciones en su comportamiento o se determine que se pueda realizar alguna variación en las rutinas se hará la respectiva modificación.

## 5. CONCLUSIONES

- La filosofía de mantenimiento RCM es una herramienta adecuada para la programación y organización del mantenimiento de las subestaciones eléctricas de alta tensión.
- La metodología permite documentar la construcción del Plan de mantenimiento de los equipos más críticos y establecer la base de una adecuada gestión del conocimiento de los técnicos de la organización de mantenimiento,
- Provee los elementos de juicio para determinar si las actividades de mantenimiento que se deben realizar a un determinado equipo o sistema es conveniente que se ejecute de manera periódica, a condición o simplemente no es relevante y se debe esperar a que el equipo falle.
- RCM optimiza las actividades y los costos de mantenimiento requeridos para garantizar una buena disponibilidad y cumplir con las exigencias regulatorias establecidas por la CREG
- RCM promueve la participación de las personas especialistas en el mantenimiento en campo, planeadores y operadores de las subestaciones; brinda un mayor conocimiento acerca del comportamiento y de los modos de falla de los equipos, por consiguiente tomar una mejor y oportuna decisión en la ejecución de las actividades de mantenimiento y en la adecuada forma de operar las subestaciones.
- RCM identifica necesidades de entrenamiento al personal de las diferentes disciplinas.
- RCM proporciona las herramientas para determinar si las características técnicas de los equipos son las adecuadas para la funcionalidad requerida por

el sistema y/o identifica las modificaciones en el diseño para un mejor comportamiento del sistema.

- Es muy importante contar con una herramienta que pueda llevar toda la información del mantenimiento de los equipos, con el fin de poder llevar estadísticas y tener bases para tomar decisiones importantes como cambio de equipos.

## BIBLIOGRAFIA

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas Colombianas para la elaboración de trabajos de investigación. Quinta actualización. Santa Fé de Bogotá D.C.: ICONTEC. 1996, 126 p. NTC 1486.

MASCARELL, Eduardo Gurumeta. Reability Center Maintenance, CIDE ENDESA Network Factory Barcelona, Spain. 9 International, Electrical Power Quality and Utilisation.

MEJIA VILLEGAS S.A., Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.

MORAIS, Diego R.; ROLIM, Jacqueline G; COSER, Joni; ZURN, Hans H.. Reability Center Confiability for Instruments Transformers. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006.

MOUBRAY, John Mitchell. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II. United Kingdom, Editorial Aladon Ltda. 2004.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. Bucaramanga. 2008 CD. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander.

SMEETS, R.P.P., BARTS H., VAN DER LINDEN W.A., STENSTRÖM L. Modern ZnO Surge Arresters Under Short-Circuit Current Stresse: Test Experiences and Critical Review of the IEC Standard, Stockholm, CIGRE Sweden – June 11-15, 2006.

ANEXO A

MODELO RCM PROPUESTO

Cod. Func.	Función	Cod. FF	Descripción Falla Funcional	Cod. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	ER RA	ER RH	ER RE	ER OR	TIPO DE DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FRECUENCIA (meses)
BCBC01	Interrumpir y restablecer el paso de corriente en ciclos de operación de O-0,3s-CO-3min-CO ante comando por una falla o interrumpir y/o restablecer el paso de corriente ante comandos por operación.	FF001	No interrumpir el paso de corriente ante el recibo de las señales sistema de control y/o protección		Contactos principales de interruptor desgastados por operación	No operatividad de interruptor o actuación protecciones electricas, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahia. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 4 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Cambio	Cambio contactos	150000 operaciones del interruptor bajo carga o 20 años de servicio
					Trinquetes mecánicos trabados por falta de lubricación y/o corrosión.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahia. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y lubricación a mecanismos de operación interruptor inspecciones rutinarias de calefacción.	36

					Bobinas de operación quemadas o en mal estado.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Verificación estado operativo bobinas.	0'033
					Motor con rodamientos desgastados, pérdida de aislamiento del devanado o escobillas desgastadas.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
					Relés auxiliares caja de mando con bobina quemadas o contactos desgastados.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada en horas pico. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8	B5	B5	B3	B3	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

					horas, costo de reparación 2000000 de pesos, lucro cesante y penalizaciones 900 y 2500 millones de pesos.							
				Bornes sulfatados o conexiones aisladas eléctricamente en caja de mando.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Push Bottom o perillas de comando rotos, oxidadas o con contactos sueltos.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

				Presostatos Descalibrados.	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Calibrar presostatos	24
				Varillaje de acople de mandos desajustado o descalibrado	No operatividad de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del varillaje del seccionador y medida de corriente de consumo del motor	36

BCBC02	Mantener una presión nominal de gas SF6 de 0,5 Mpa	FF002	Disminuir la presión de las cámaras del interruptor sobrepasando los límites del fabricante.	Empaques con vida útil cumplida o deteriorados	No operatividad del interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
				Racores, tubería, conexiones de sistema de supervisión de gas dañados	No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección visual del sistema de supervisión de gas y toma de lectura de los presostatos	0'033

				Tornillería de tapas y juntas de sellamiento con torque menor de 300 Nm.	No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Aplicación de torque de acuerdo a catalogo y manual de mantenimiento de equipos	72
BCBC03	Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.	FF003	Pérdida de aislamiento entre las partes activa del interruptor y tierra.	Calidad del gas deteriorada (Densidad inferior al 98%, descomposición mayor a 15 ppm y humedad mayor a 50 ppm)	No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de descarga en el compartimento. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de calidad y punto de rocío del gas	24
				Baja presión de gas SF6	No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de descarga en el compartimento. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Toma de lectura de las presiones de los compartimentos e inspección visual de tuberías.	0'033
				Porcelanas rotas o deterioradas	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Porcelanas sucias	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36

BCBC04	Generar señal de estado operacional abierto, cerrado, baja presión de gas, discrepancia de polos, falla mecanismo de operación.	FF004	No generar señales de estado operacional.	<p>Contactos auxiliares interruptor descalibrados, desgastados o aislados eléctricamente</p>	<p>No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.</p>	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				<p>Contactos auxiliares de los presostatos desgastados o aislados eléctricamente</p>	<p>No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.</p>	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Calibrar presostatos	24
				<p>Relés auxiliares caja de mando con bobina quemadas, contactos desgastados o led's quemados.</p>	<p>No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.</p>	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				<p>Indicadores de posición desgastados, oxidados.</p>	<p>No operatividad del interruptor. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.</p>	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		

BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF005	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas	Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
BCBC06	Aislar interruptor, segmentos de barra y conexiones de potencia entre equipos creando zonas de seguridad.	FF006	No aislar los equipos de potencia	Varillaje del mecanismo de operación oxidado o con desgaste en sus partes.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del varillaje del seccionador y medida de corriente de consumo del motor	36
				Mecanismo de operación descalibrado	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del varillaje del seccionador y medida de corriente de consumo del motor	36
				Sistema de engranaje oxidado o piñonería rota	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del engranaje del seccionado	36

										r.		
				Motor con rodamientos desgastados, pérdida de aislamiento del devanado o escobillas desgastadas.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
				Relés auxiliares o contactores de la caja de mando rotos, con bobinas quemadas o contactos desgastados.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Contactos Principales desgastados o rotos	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección Termográfica	12

				Bornes sulfatados o conexiones aisladas eléctricamente en caja de mando.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Push Bottom o perillas de comando rotos, oxidadas o con contactos sueltos.	No apertura de interruptor, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Switches finales de carrera rotos, descalibrados o sueltos.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC07	Permitir cerrar el circuito eléctrico para condición de operación normal	FF007	No permitir cerrar el circuito eléctrico ante una operación normal	Varillaje del mecanismo de operación oxidado o con desgaste en sus partes.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del varillaje del seccionador y medida de corriente de consumo del motor	36

	Mecanismo de operación descalibrado	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del varillaje del seccionador y medida de corriente de consumo del motor	36
	Sistema de engranaje oxidado o piñonería rota	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza, engrase, calibración y/o remplazo de partes del engranaje del seccionador.	36
	Motor con rodamientos desgastados, pérdida de aislamiento del devanado o escobillas desgastadas.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		

	Relés auxiliares o contactores de la caja de mandos, con bobinas quemadas o contactos desgastados.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
	Contactos Principales desgastados o rotos	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Inspección Termográfica	12
	Bornes sulfatados o conexiones aisladas eléctricamente en caja de mando.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
	Push Bottom o perillas de comando rotos, oxidadas o con contactos sueltos.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

				Switches finales de carrera rotos, descalibrados o sueltos.	Indisponibilidad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC03	Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.	FF008	Pérdida de aislamiento entre las partes activas del seccionador y tierra del compartimento.	Porcelanas rotas o deterioradas	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Porcelanas sucias	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
BCBC08	Generar señal de estado operacional (abierto, cerrado, falla mecanismo de operación)	FF009	No generar señales de estado operacional.	Contactos auxiliares Seccionador descalibrados, desgastados o aislados eléctricamente	No operatividad del seccionador, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Indicadores de posición desgastados, oxidados.	No operatividad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		

BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF010	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas		Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
BCBC09	Aterrizar el banco de condensadores, interruptor o seccionadores ante una orden de cierre manual para equipos desenergizados, manteniendolos al mismo potencial del sistema de tierra de la subestación.	FF011	No aterrizar el banco de condensadores, interruptor o seccionadores ante una orden de cierre manual para equipos desenergizados, manteniendolos al mismo potencial del sistema de tierra de la subestación.		Motor con rodamientos desgastados, pérdida de aislamiento del devanado o escobillas desgastadas.	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
					Relés auxiliares o contactores de la caja de mandos, con bobinas quemadas o contactos desgastados.	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
					Contactos Principales desgastados o rotos	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Limpieza, ajuste y lubricación de contactos principales	36

				Bornes sulfatados o conexiones aisladas eléctricamente en caja de mando.	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Push Bottom o perillas de comando rotos, oxidadas o con contactos sueltos.	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Switches finales de carrera rotos, descalibrados o sueltos.	Indisponibilidad de la CPAT. Afectación en el corto plazo al STN y tiempo Máximo de reparación 12 horas, costo de reparación despreciable, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC03	Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.	FF012	pérdida de aislamiento entre las partes activas del seccionador y tierra del compartimento.	Porcelanas rotas o deterioradas	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Porcelanas sucias	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36

BCBC09	Generar señal de estado operacional (abierto, cerrado, falla mecanismo de operación )	FF013	No generar señales de estado operacional.	Contactos auxiliares Seccionador o CPT descalibrados, desgastados o aislados eléctricamente	No operatividad del seccionador, pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Indicadores de posición desgastados, oxidados.	No operatividad del seccionador. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF014	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas	Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
BCBC10	Generar las señales de corriente en el secundario que reflejen la corriente primaria del sistema de acuerdo con la	F0015	No generar las señales de corriente en el secundario de acuerdo con la relación de transformación	Núcleo secundario abierto.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Toma de lecturas de corriente	0'033

relación de transformac ión.				Núcleo secundario en corto.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Toma de lecturas de corriente	0'033
				Bajo nivel de aislamiento núcleo secundario.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas de aislamiento de los Transformadores de corriente y verificación de niveles	36
				Conexiones a bornes sueltas o sueltas.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste o remplazo de conexiones	36
				Bornes caja de secundario rotos, sueltos, o sulfatados.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste de conexiones secundarios del transformador de corriente	36

BCBC03	Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.	FF016	Pérdida de aislamiento entre las partes activas de los transformadores de corriente y tierra	Fuga por empaques con vida útil cumplida o deteriorados	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
				Porcelanas rotas o deterioradas	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Porcelanas sucias	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF017	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas	Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
BCBC11	Generar las señales de tensión en el secundario que reflejen las tensiones primarias del sistema acorde con la relación de transformación	FF018	No generar las señales de tensión en el secundario de acuerdo con la relación de transformación	Núcleo secundario abierto.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Toma de lecturas de tensión	0'033
				Núcleo secundario en corto.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Toma de lecturas de tensión	0'033

				Bajo nivel de aislamiento Núcleo secundario.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas de aislamiento Transformadores de tensión	24
				Conexiones a bornes sueltas o sueltas.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste o remplazo de conexiones	36
				Bornes caja de secundario rotos, sueltos, o sulfatados.	Indisponibilidad del equipo y de la bahía. Alto riesgo de explosión del compartimento y de desenergización de la subestación. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación hasta 100 millones de pesos, penalizaciones hasta 900 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste de conexiones secundarios del transformador de tensión	36
BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF019	Pérdida de aislamiento entre las partes activas del transformador de tensión y tierra	Fuga por empaques con vida útil cumplida o deteriorados	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
				Porcelanas rotas o deterioradas	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36

					Porcelanas sucias	Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
BCBC05	Cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF020	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas		Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
BCBC12	Eliminar las sobretensiones que se presenten en el sistema para proteger los demás equipos de potencia..	FF021	No eliminar las sobretensiones del sistema.		Deterioro del material aislante (óxido de zinc)	Alto riesgo de daño a los equipos de potencia. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 20 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Medición de las corrientes de fuga	36
					Conector de potencia suelto, roto o fracturado.	Alto riesgo de daño a los equipos de potencia. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 20 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección Termográfica	12
					Conector de cable de malla a tierra suelto, roto o fracturado.	Alto riesgo de daño a los equipos de potencia. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 20 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	24

BCBC13	Registrar el numero de descargas que se presente.	FF022	No registrar las descargas realizadas.	Contador de descargas roto, descalibrado, bobina quemada.	No afectación al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, Ningun costo por lucro cesante o penalización.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
BCBC03	Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra.	FF023	Pérdida de aislamiento entre las partes activas de los pararrayos conexión a tierra del equipo.	Porcelanas rotas o deterioradas	Alto riesgo de falla de el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Porcelanas sucias	Alto riesgo de falla de el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Reacondicionamiento	Limpieza y reparación de porcelanas	36
				Material aislante deteriorado	Alto riesgo de falla de el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de aislamiento Pararrayos	36
BCBC05	Cumplir con los limites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable.	FF024	Generar variaciones de potencial que pongan en riesgo la vida de las personas	Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36

BCBC14	Reducir la presencia de armónicos en la red	FF025	No reducir la presencia de armónicos en la red		Bobina quemada, o deteriorado	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección termográfica y medida de inductancia	12
BCBC15	Limitar la corriente durante la energización del banco de condensadores	FF026	No limitar la corriente durante la energización del banco de condensadores		Bobina quemada, o deteriorado	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección termográfica y medida de inductancia	12
BCBC16	Compensar la caída de tensión por la presencia de reactivos en la red	FF027	No compensar la caída de tensión por la presencia de reactivos en la red		Celdas explotadas o quemadas por fugas de aceite	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Inspección visual estado de las celdas	0'033
					Celdas explotadas o quemadas por sobretensiones en la red	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
					Celdas fuera de servicio por apertura de sus fusibles internos	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas capacitancias celdas	12

					Celdas fuera de servicio por corto de los condensadores internos	No operatividad del sistema del banco de compensación. Afectación en el mediano plazo al STN, tiempo máximo de reparación 24 horas, costo de reparación hasta 300 millones de pesos, lucro cesante entre hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas capacitancias celdas	12
BCBC17	Trasmitir comandos de apertura y cierre a equipos de potencia cumpliendo los enclavamientos para cada equipo ante acciones voluntarias del operador.	FF028	No transmitir comandos de operación a los equipos de potencia generados por acciones voluntarias del operador		Perillas o push bottoms rotos	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
					Borneras rotas o sulfatadas	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
					relés Auxiliares con bobinas quemadas, abiertas o con contactos desgastados	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
					Cables de conexión rotos	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

				Cables de conexión sueltos	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Terminales de conexión rotos	Indisponibilidad de la bahía, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min). Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante entre y penalizaciones 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC18	Transmitir disparos y cierres a equipos de potencia cumpliendo los enclavamientos para cada equipo ante actuación del sistema de protección.	FF029	No transmitir comandos de operación a los equipos de potencia generados por las protecciones	Perillas o push bottoms rotos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36





				Terminales de conexión rotos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de manbiobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC19	Enviar señales para la supervisión de la condición de cada uno de los equipos de potencia.	FF030	No generar señales para la supervisión de cada uno de los equipos	Perillas o push bottoms rotos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de manbiobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Borneras rotas o sulfatadas	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de manbiobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

				Relés Auxiliares con bobinas quemadas, abiertas o con contactos desgastados	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Cables de conexión rotos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Cables de conexión sueltos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36

				Terminales de conexión rotos	Indisponibilidad del sistema de control, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Apertura de interruptores de otras bahías. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
BCBC20	Mantener los niveles de control de operación para la maniobra de un equipo de potencia.	FF031	No mantener los niveles de control de operación para la maniobras de equipos	Perilas local remoto dañadas	Alto riesgo de operación indebida de equipos. Alto riesgo de daño de equipos en etapa de mantenimiento. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Relés repetidores local remoto con bobinas quemadas o contactos dañados	Alto riesgo de operación indebida de equipos. Alto riesgo de daño de equipos en etapa de mantenimiento. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones hasta 300 millones.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas de control de la bahía	36
				Aplicación desarrollada en el SINAUT desconfigurada	Alto riesgo de operación indebida de equipos. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Verificación de la correcta señalización ante la ocurrencia de eventos y/o operación de los equipos en las	

												subestaciones	
BCBC21	Realizar la conversión de la medida de las señales de corriente y tensión secundarias de el banco de condensadores de transmisión a medidas primarias con una precisión .	FF032	No realizar la conversión de la medida de las señales de corriente y tensión secundaria a valores primarias	Medidores descalibrados	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla			
				Medidor quemado o roto	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla			
BCBC22	Informar los valores primarios de corriente y tensión.	FF033	No informar los valores de corriente y tensión	Display roto o fracturado	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla			
				Indicadores análogos con agujas dañadas, vidrios rotos o opacos o información no legible	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla			

BCBC24	Informar los valores de potencia de el banco de condensadores de transmisión.	FF035	No informar los valores de potencia	Display roto o fracturado	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
				Indicadores análogos con agujas dañadas, vidrios rotos o opacos o información no legible	Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
BCBC25	Generar disparos y cierres para operación de interruptores ante la presencia de fallas en el sistema de acuerdo a los ajustes de cada uno de los relés y del esquema de teleprotección existente.	FF036	No generar disparos y cierres de los interruptores de potencia ante la presencia de fallas en el sistema.	Relés de protección apagados	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

					Hardware relés de protección con daños	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
					Programación de los ajustes de los relés desconfigurada	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

					Entradas análogas y/o digitales quemadas	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
					Salidas digitales de comando quemadas	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

BCBC26	Generar las señales de falla en la subestación y/o en el banco de condensadores de transmisión.	FF037	No generar los indicación de las fallas registradas en la subestación y/o las líneas	relés de protección apagados	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
				Hardware relés de protección con daños	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

				Programación de los ajustes de los relés desconfigurada	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
				Led's de indicación quemados	Afectación en el largo plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificantes, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
BCBC27	Informar la condición operativa de sus componentes de formar visual en el equipo y a través de su contacto de vida al scada.	FF038	No informar la condición operativa de sus componentes	Hardware relés de protección con daños	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

					2500 millones de pesos.								
					Entradas análogas y/o digitales quemadas	Indisponibilidad del sistema de protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia. Apertura de interruptores de otras bahías. Indisponibilidad de la subestación. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36
					Led's de indicación quemados	Afectación en el largo plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificantes, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas del sistema de protecciones	36

BCBC28	Mantener las tensiones de control de 125 VDC para todos los equipos de control, protección, cajas de mando de equipos de potencia las 24 horas del día durante los 365 días del año.	FF039	No mantener las tensiones de control de 125 VDC para todos los equipos de control, protección, cajas de mando de equipos de potencia las 24 horas del día durante los 365 días del año.	Rectificados y Cargadores de Baterías en mal estado	Indisponibilidad del sistema de control y protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia ante ocurrencia de una falla. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas rectificadores y cargadores de baterías de 125 VDC	36
				Bancos de baterías dañadas	Indisponibilidad del sistema de control y protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia ante ocurrencia de una falla. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Pruebas rectificadores y cargadores de baterías de 125 VDC	36

					Conexiones a barrajes de DC desajustados	Indisponibilidad del sistema de control y protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia ante ocurrencia de una falla. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 125 DC subestación	36
					Conexiones en bornes sueltas	Indisponibilidad del sistema de control y protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia ante ocurrencia de una falla. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 125 DC subestación	36

					Bornes rotos o fracturados	Indisponibilidad del sistema de control y protección, superación de tiempo mínimo de maniobras (10 min), pérdida de la disponibilidad de esta bahía. Alto riesgo de daño en equipos de potencia ante ocurrencia de una falla. Alto riesgo de desenergización de otras subestaciones y/o líneas. Alto riesgo de no suministro de energía demandada. Afectación en el corto plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Inspección correcto funcionamiento cargadores de baterías	0'033
BCBC29	Mantener las tensiones de anunciación y comunicaciones de 48 VDC las 24 horas del día durante los 365 días del año a todos los equipos de comunicación y anunciación.	FF040	No mantener las tensiones de anunciación y comunicaciones de 48 VDC las 24 horas del día durante los 365 días del año a todos los equipos de comunicación y anunciación.	Rectificadores y Cargadores de Baterías en mal estado	Indisponibilidad del sistema de anunciación, supervisión y teleprotecciones. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas rectificadores y cargadores de baterías de 48 VDC	24	
				Bancos de baterías dañadas	Indisponibilidad del sistema de anunciación, supervisión y teleprotecciones. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas rectificadores y cargadores de baterías de 48 VDC	24	
				Conexiones a barrajes de DC desajustados	Indisponibilidad del sistema de anunciación, supervisión y teleprotecciones. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificantes.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 48 DC subestación	24	

				Conexiones en bornes sueltas	Indisponibilidad del sistema de anunciación, supervisión y teleprotecciones. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 48 DC subestación	24
				Bornes rotos o fracturados	Indisponibilidad del sistema de anunciación, supervisión y teleprotecciones. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
BCBC30	Mantener la tensión de auxiliares de 220/120 VAC para todos los tableros, cajas de mando, sistemas de calefacción, sistemas de iluminación, tomacorrientes las 24 horas del día durante los 365 días del año.	FF041	No mantener la tensión de auxiliares de 220/120 VAC para todos los tableros, cajas de mando, sistemas de calefacción, sistemas de iluminación, tomacorrientes las 24 horas del día durante los 365 días del año.	Transformador de servicios auxiliares fallado	Indisponibilidad del sistema AC de la subestación. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Pruebas del transformador de auxiliares	24
				Conexiones a barrajes de AC desajustados	Indisponibilidad del sistema AC de la subestación. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 120 VAC subestación	24
				Conexiones en bornes sistema AC sueltas	Indisponibilidad del sistema AC de la subestación. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Ajuste conexiones sistema 120 VAC subestación	24

				Bornes en sistema AC rotos o fracturados	Indisponibilidad del sistema AC de la subestación. Afectación en el mediano plazo al STN, ambiente y tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, lucro cesante y penalizaciones insignificante.	B5	B5	B4	B4	Correr a Falla		
BCBC31	Mantener el flujo de potencia a través de los equipos, líneas y barrajes.	FF042	No mantener el flujo de potencia a través de los equipos, líneas y barrajes.	Conectores de Potencia rotos o fracturados	Alto riesgo de falla en el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Revisión conectores de potencia, Inspección termografica	24
				Cables rotos	Alto riesgo de falla en el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Revisión conectores de potencia, Inspección termografica	24
				Conexiones con alto almacenamiento de suciedad	Alto riesgo de falla en el banco de condensadores. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.	B5	B5	B4	B4	Monitoreo	Revisión conectores de potencia, Inspección termografica	24
BCBC32	Descargar corrientes de falla que se presenten en cada uno de los equipos,	FF043	No descargar corrientes de falla que se presenten en cada uno de los equipos.	Conexiones a tierra sueltas, oxidadas o sulfatadas	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36

protegiendo las personas y los mismos equipos				Conectores de cables de puesta a tierra rotos o fracturados	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
				Cables de conexión al sistema de puesta a tierra rotos o fracturados	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36
				Puntos de conexión a la malla de puesta a tierra sueltos	Alto riesgo de descarga a personas. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo máximo de reparación 8 horas, costo de reparación insignificante, penalizaciones entre 900 y 2500 millones de pesos.	B5	B5	B3	B4	Monitoreo	Limpieza y ajuste de conexiones a tierra con cambio de tornillería si es necesario.	36

