

**Planes de Mantenimiento para Redes y Subestaciones Eléctricas de Media Tensión del Campo
Petrolero Casabe en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio, de la
Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A. Yondó, Antioquia.**

Laura Paola Amaya Patarroyo

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniera Electricista

Director

Hermann Raúl Vargas Torres

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Misael Acosta Cortés

Ingeniero Electricista

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

A mis padres Ramiro Antonio y Doris Amanda, y mi hermana Karen Julieth, quienes me apoyaron todo el tiempo durante mis estudios universitarios brindándome su amor incondicional.

A Jose Luis quien me apoyó y alentó para continuar, quien fue un gran apoyo emocional durante el tiempo en que escribía este trabajo de grado, por los momentos compartidos y los momentos que vendrán.

A Misael AC por su amistad, apoyo y conocimientos aportados para mi vida personal y profesional, quien ha sido mi mano derecha durante todo este tiempo, agradezco por su desinteresada ayuda y por echarme una mano cuando siempre la necesité.

A mis compañeros de estudio, a mis profesores y amigos, quienes sin esperar nada a cambio, compartieron sus conocimientos, alegrías y tristezas, y a todas aquellas personas que durante esta carrera universitaria estuvieron a mi lado apoyándome hasta llegar a la meta.

Agradecimientos

Expreso mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo de grado:

Al Doctor Hermann Vargas por su apoyo ofrecido en este trabajo, por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia y por impulsar el desarrollo de mi formación profesional.

Al Ingeniero Misael AC por acompañarme durante todo este arduo camino, por su constante y paciente seguimiento y asistencia compartiendo su tiempo de manera generosa durante el desarrollo del presente trabajo.

A los docentes de la Universidad Industrial de Santander, aquellos que marcaron cada etapa de mi camino universitario, y que me ayudaron en asesorías y dudas presentadas en la elaboración del trabajo de grado.

A ECOPETROL quien me brindó la oportunidad de iniciar mi etapa laboral como practicante en Ingeniería Eléctrica y donde elaboré este proyecto de grado.

A todas las personas que conforman el equipo del Taller Eléctrico del campo Casabe porque me dieron una grata bienvenida e hicieron que trabajar a su lado fuera muy agradable, por todas estas experiencias que han enriquecido mi vida y por su apoyo incondicional. Llegué a ECOPETROL como un practicante y me voy como un gran profesional y en gran medida se lo debo a ustedes.

Tabla de contenido

	Pag.
Introducción	21
Objetivos	24
Objetivo general	24
Objetivos específicos	24
Organización del documento	25
1. Generalidades.....	27
1.1 Referencias normativas.....	27
1.2 Intervención de personas competentes.....	30
1.3 Clasificación de los niveles de tensión	31
1.4 Trabajos en redes desenergizadas	32
1.4.1 Elementos de protección personal mínimos.	32
1.4.2 Reglas de oro.....	33
2. Fundamentos teóricos	37
2.1 Introducción al mantenimiento	37
2.1.1 Definición de mantenimiento.....	37
2.1.2 Objetivos del mantenimiento.	38
2.1.3 Funciones específicas.....	38

2.1.4 Tipos de mantenimiento.....	39
2.1.4.1 Mantenimiento periódico.....	39
2.1.4.2 Mantenimiento programado.....	40
2.1.4.3 Mantenimiento predictivo.....	40
2.1.4.4 Mantenimiento preventivo.....	40
2.1.4.5 Mantenimiento proactivo.....	41
2.1.4.6 Mantenimiento correctivo.....	41
2.1.4.7 Mantenimiento bajo condiciones.....	41
2.2 Componentes de las redes y subestaciones eléctricas de media tensión.....	42
2.3 Mantenimiento aplicado en media tensión	64
2.3.1 Procedimiento mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).....	65
2.3.1.1 Definición RCM.....	65
2.3.1.2 Siete preguntas del RCM.....	65
2.3.1.3 ¿Qué logra el RCM?	70
2.3.2 Jerarquización del riesgo – criticidad.....	71
2.3.2.1 Evaluación de las consecuencias.....	71
2.3.2.2 Evaluación de la frecuencia o probabilidad.....	72
2.3.2.3 Clasificación de los riesgos.....	72
2.3.2.4 Análisis del riesgo.....	75
3. Sistema eléctrico de media tensión en campo Casabe, propiedad de Ecopetrol.....	76

3.1 Diagramas unifilares y georreferenciación	77
3.1.1 Línea 1, línea 2, interconexión pósito 1 – pósito 2.	79
3.1.2 Circuito 1.	80
3.1.3 Circuito 2.	81
3.1.4 Circuito 5.	82
3.1.5 Circuito H16 e interconexión PIA – Cóndor.	83
3.1.6 Circuito Casabe Sur.	84
3.1.7 Circuito Peñas Blancas.	85
3.1.8 Circuito 3 – zona industrial.....	86
3.1.9 Circuito 4.	87
3.1.10 Circuito 7.	88
3.1.11 Subestación de producción Cóndor.	89
3.1.12 Subestación planta de inyección de agua (PIA).....	90
3.1.13 Campo petrolero Casabe.	91
3.2 Inventario componentes de redes y subestaciones eléctricas.....	92
3.3 Actividades de mantenimiento actuales.....	95
3.3.1 Mantenimiento de líneas eléctricas.....	96
3.3.2 Mantenimiento de subestaciones eléctricas.	101
3.3.2.1 Subestaciones de distribución.....	103
3.3.2.2 Subestaciones de potencia.....	104

4 Propuesta y aplicación mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)	106
4.1 Equipo sistema eléctrico media tensión	107
4.2 Aplicación metodología RCM	110
5. Procedimientos para el desarrollo de los planes de mantenimiento	115
5.1 Especificaciones técnicas.....	115
5.1.1 Elementos de protección personal.	115
5.1.2 Reglas de oro.....	116
5.1.3 Factores de riesgo eléctrico más comunes.	117
5.1.4 Otros factores de riesgo.	121
5.1.5 Perfil mínimo del personal.....	123
5.2 Tareas de mantenimiento	129
5.2.1 Tareas de mantenimiento predictivas y preventivas.....	132
5.2.1.1 Inspección visual.....	132
5.2.1.2 Inspección con dron.	137
5.2.1.3 Inspección termográfica.....	142
5.2.1.4 Inspección con ultrasonido.	147
5.2.1.5 Limpieza de equipo.....	152
5.2.1.6 Limpieza de servidumbre.....	157
5.2.1.7 Lubricación.	163
5.2.1.8 Medida de aislamiento.	168

5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica.	173
5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores.....	178
5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra.	183
5.2.1.12 Medida de la relación de transformación.....	191
5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.	196
5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva.	204
5.2.2 Tareas de mantenimiento “a falta de”.....	209
5.2.2.1 Búsqueda de falla.....	209
5.2.2.2 Ningún mantenimiento programado.	212
5.2.2.3 Cambio de componente.....	215
5.2.2.4 Rediseño.....	218
5.3 Tareas de mantenimiento por sistema eléctrico.....	221
5.3.1 Líneas y circuitos eléctricos.....	223
5.3.2 Subestaciones eléctricas.....	228
6. Planes de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de media tensión, campo Casabe.....	234
6.1 Tareas de mantenimiento por cuadrilla de trabajo.....	235
6.1.1 Cuadrilla de mantenimiento basado en condición (CBM).....	235
6.1.2 Cuadrilla de mantenimiento servidumbre.....	236
6.1.3 Cuadrilla de mantenimiento día a día.	236

6.2 Prioridad mantenimiento circuitos y subestaciones eléctricas.....	236
6.2.1 Criterio 1: Indicadores de densidad de falla.	237
6.2.2 Criterio 2: Circuitos potenciales operativos de producción.	239
6.3 Consideraciones prioridad tareas de mantenimiento	244
6.4 Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas media tensión	247
6.4.1 Planes de mantenimiento cuadrilla mantenimiento basado en condición.....	248
6.4.2 Planes de mantenimiento cuadrilla servidumbre.	258
6.4.3 Planes de mantenimiento cuadrilla día a día.....	260
Conclusiones y observaciones	263
Glosario.....	267
Referencias bibliográficas.....	278
Apéndices.....	285

Lista de tablas

	Pag.
Tabla 1. Matriz de valoración de riesgos (RAM).	74
Tabla 2. Análisis del riesgo.....	75
Tabla 3. Resumen equipos redes y subestaciones eléctricas campo Casabe	94
Tabla 4. Rutina actual inspección visual líneas eléctricas media tensión.	97
Tabla 5. Rutina actual inspección termográfica líneas eléctricas media tensión	98
Tabla 6. Rutina actual inspección por ultrasonido líneas eléctricas media tensión.	99
Tabla 7. Rutina actual medición del sistema de puesta a tierra (SPT) en líneas eléctricas media tensión.	100
Tabla 8. Categorización redes y subestaciones eléctrica MT	109
Tabla 9. Modos de falla equipos eléctricos.....	112
Tabla 10. Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Estructura de retención.	223
Tabla 11. Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Estructura de suspensión.....	224
Tabla 12. Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Pórticos eléctricos.	225
Tabla 13. Tareas de mantenimiento por equipo. Líneas de transmisión: Torres eléctricas.	227
Tabla 14. Tareas de mantenimiento por equipo. Subestaciones de potencia.....	228
Tabla 15. Tareas de mantenimiento por equipo. Subestaciones de distribución	231
Tabla 16. Indicadores de densidad de falla por circuito.	238

Tabla 17. Circuitos de producción de barriles de petróleo por día campo Casabe.....	240
Tabla 18. Prioridad circuitos potenciales operativos de producción.	241
Tabla 19. Tabla resumen: Prioridad circuitos según criterios.....	242
Tabla 20. Prioridad circuitos y subestaciones. Planes de mantenimiento.....	243
Tabla 21. Tiempos improductivos y efectivos día.	247

Lista de figuras

	Pag.
Figura 1. Corte visible.....	34
Figura 2. Condenación o bloqueo.	34
Figura 3. Verificar ausencia de tensión en cada fase	35
Figura 4. Puesta a tierra y en cortocircuito	35
Figura 5. Señalizar la instalación a intervenir y delimitar la zona de trabajo.	36
Figura 6. Componentes redes de media tensión.....	43
Figura 7. Estructura de retención en R, RH y RHH.....	44
Figura 8. Estructura de suspensión en S y SH.	45
Figura 9. Pórtico eléctrico.....	46
Figura 10. Subestación de distribución tipo.....	47
Figura 11. Herrajes.....	48
Figura 12. Aisladores.....	49
Figura 13. Conductores eléctricos.....	50
Figura 14. Cable de guarda.	51
Figura 15. Poste eléctrico.....	51
Figura 16. Malla de puesta a tierra.....	52
Figura 17. Dispositivo de protección contra Sobretensiones (DPS).....	53
Figura 18. Pararrayo desionizante.....	54
Figura 19. Templetes o retenidas.....	55
Figura 20. Seccionador.	56

Figura 21. Reconectador.	57
Figura 22. Transformador.	58
Figura 23. Interruptor.	59
Figura 24. Transformadores de potencial (PT's)	60
Figura 25. Transformadores de corriente (CT's)	61
Figura 26. Cajas cortacircuitos.	62
Figura 27. CCM (Centro control de motores) o tableros de distribución.	63
Figura 28. Torre de transmisión eléctrica.	64
Figura 29. Ubicación geográfica campo Casabe. Yondó, Antioquia.	76
Figura 30. Georreferenciación línea 1 (naranja), línea 2 (verde) e interconexión pórtico 1 – pórtico 2 (rosa). Casabe – Ecopetrol.	79
Figura 31. Georreferenciación circuito 1. Casabe – Ecopetrol.	80
Figura 32. Georreferenciación circuito 2. Casabe – Ecopetrol.	81
Figura 33. Georreferenciación circuito 5. Casabe – Ecopetrol.	82
Figura 34. Georreferenciación circuito H16 (amarillo) e interconexión PIA - Condor (naranja). Casabe – Ecopetrol.	83
Figura 35. Georreferenciación circuito Casabe Sur. Casabe – Ecopetrol.	84
Figura 36. Georreferenciación circuito Peñas Blancas. Casabe – Ecopetrol.	85
Figura 37. Georreferenciación circuito 3. Casabe – Ecopetrol.	86
Figura 38. Georreferenciación circuito 4. Casabe – Ecopetrol.	87
Figura 39. Georreferenciación circuito 7. Casabe – Ecopetrol.	88
Figura 40. Georreferenciación subestación Condor. Casabe – Ecopetrol.	89
Figura 41. Georreferenciación subestación PIA. Casabe – Ecopetrol.	90

Figura 42. Georreferenciación campo Casabe – Ecopetrol.	91
Figura 43. Esquema simplificado reconector.....	93
Figura 44. Equipo sistema eléctrico media tensión campo Casabe	108
Figura 45. Procedimiento RCM y jerarquización del riesgo.	111
Figura 46. Montaje medición resistencia de puesta a tierra.....	187
Figura 47. Medición de la tensión de paso.	188
Figura 48. Medición de la tensión de contacto.	189
Figura 49. Indicadores de falla: frecuencia por circuito.	237
Figura 50. Modos de falla campo Casabe 2017	244
Figura 51. Pérdidas de producción mensual histórico campo Casabe.	246

Lista de procedimientos

	Pag.
Procedimiento 1. Tarea de mantenimiento 1: Inspección visual.	132
Procedimiento 2. Tarea de mantenimiento 2: Inspección con dron.	137
Procedimiento 3. Tarea de mantenimiento 3: Inspección termográfica.	142
Procedimiento 4. Tarea de mantenimiento 4: Inspección con ultrasonido.	147
Procedimiento 5. Tarea de mantenimiento 5: Limpieza de equipo.	152
Procedimiento 6. Tarea de mantenimiento 6: Limpieza de servidumbre.	157
Procedimiento 7. Tarea de mantenimiento 7: Lubricación.	163
Procedimiento 8. Tarea de mantenimiento 8: Medida de aislamiento.	168
Procedimiento 9. Tarea de mantenimiento 9: Medición de la calidad de la energía eléctrica....	173
Procedimiento 10. Tarea de mantenimiento 10: Medida de continuidad en conductores.	178
Procedimiento 11. Tarea de mantenimiento 11: Medida del sistema de puesta a tierra.	183
Procedimiento 12. Tarea de mantenimiento 12: Medida de la relación de transformación.	191
Procedimiento 13. Tarea de mantenimiento 13: Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.	196
Procedimiento 14. Tarea de mantenimiento 14: Aplicación de pintura anticorrosiva.	204
Procedimiento 15. Tarea de mantenimiento 15: Búsqueda de falla.	209
Procedimiento 16. Tarea de mantenimiento 16: Ningún mantenimiento programado.	212
Procedimiento 17. Tarea de mantenimiento 17: Cambio de componente.	215
Procedimiento 18. Tarea de mantenimiento 18: Rediseño.	218

Lista de apéndices

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A. Diagramas unifilares circuitos y subestaciones eléctricas campo Casabe – Ecopetrol.

Apéndice B. Inventario circuitos y subestaciones eléctricas campo Casabe – Ecopetrol.

Apéndice C. Aplicación metodología mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).

Apéndice D. Potenciales operativos por subestación campo Casabe – Diciembre 2017.

Apéndice E. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla CBM.

Apéndice F. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla servidumbre.

Apéndice G. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla día a día.

RESUMEN

TÍTULO

PLANES DE MANTENIMIENTO PARA REDES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN DEL CAMPO PETROLERO CASABE EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL RIO, DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A. YONDÓ, ANTIOQUIA.*

AUTOR

LAURA PAOLA AMAYA PATARROYO**

PALABRAS CLAVE

CRITICIDAD, CONFIABILIDAD, CUADRILLA, DIAGRAMAS UNIFILARES, FALLA, MANTENIMIENTO, MEDIA TENSIÓN, PLANES, RCM, REDES, SUBESTACIONES.

DESCRIPCIÓN

El presente proyecto consiste en formular los planes de mantenimiento para las redes y subestaciones eléctricas de media tensión del campo petrolero Casabe ubicado en Yondó - Antioquia, propiedad de Ecopetrol, en adelante Campo Casabe, debido que actualmente no se tienen establecidos planes mantenimiento y se observa baja confiabilidad en el sistema eléctrico del campo petrolero. Por lo anterior, inicialmente se propone aplicar la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) definiendo las tareas de mantenimiento necesarias para la correcta operación de los equipos que componen las redes y subestaciones eléctricas de media tensión, mitigando los riesgos asociados con los modos de falla presentes en ellos y sus consecuencias mediante la herramienta computacional Microsoft Excel. A partir de las tareas de mantenimiento, se elaboran los procedimientos para la realización de cada tarea y, finalmente, la formulación de los planes de mantenimiento aplicables para cualquier año para las cuadrillas de media tensión: mantenimiento basado en condición (CBM), servidumbre y día a día. Estos planes de mantenimiento se realizarán para cada red y subestación eléctrica de media tensión asociadas al Campo Casabe y serán entregados al personal de mantenimiento del taller eléctrico con el fin de iniciar su ejecución a partir del 2018.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor en Ingeniería Eléctrica. Codirector: Misael Acosta Cortés, Ingeniero Electricista.

ABSTRACT

TITLE

MAINTENANCE PLANS FOR MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS AND SUBSTATIONS OF THE CASABE OIL FIELD IN THE MANAGEMENT OF DEVELOPMENT AND PRODUCTION OPERATIONS OF THE RIVER, OF THE CENTRAL REGIONAL VICEPRESIDENCE OF ECOPETROL S.A. YONDÓ, ANTIOQUIA.*

AUTHOR

LAURA PAOLA AMAYA PATARROYO**

KEYWORDS

CRITICITY, RELIABILITY, GROUP, UNIFIL DIAGRAMS, FAILURE, MAINTENANCE, MEDIUM VOLTAGE, PLANS, RCM, NETWORKS, SUBSTATIONS.

DESCRIPTION

The present project consists of formulating the maintenance plans for medium voltage electrical networks and substations of the Casabe oil field located in Yondó - Antioquia, property of Ecopetrol, onwards Casabe field, since there are currently no maintenance plans established and it is observed low reliability in the electric system of the oil field. Therefore, initially it is proposed to apply the Reliability Centred Maintenance (RCM) methodology defining the maintenance tasks necessary for the correct operation of the equipment's that makes up the medium voltage electrical networks and substations, mitigating the risks associated with the modes of fails present in them and their consequences through the Microsoft Excel computational tool. From the maintenance tasks, the procedures for the realization of each task are elaborated and, finally, the formulation of the maintenance plans applicable for any year for the medium voltage groups: maintenance based on condition (CBM), easement and day to day. These maintenance plans will be made for each medium voltage electrical network and substation associated with Casabe field and will be delivered to maintenance personnel of the electrical workshop with the purpose to start its execution as of 2018.

* Degree Project.

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor in Electrical Engineering. Co-director: Misael Acosta Cortés, Electrical Engineer.

Introducción

El campo petrolero Casabe, propiedad de ECOPETROL S.A., está situado a 350 km (aproximadamente 218 millas) al norte de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena del Departamento de Antioquia, en Colombia, comenzó con su descubrimiento en el año 1941 con el pozo Casabe 1. Cuando el campo Casabe inició su explotación comercial en 1945 (logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos), los mecanismos de producción de recuperación primaria fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil, sin embargo, la declinación de la producción era significativa, reduciéndose considerablemente. Para revertir esta tendencia y luego de efectuar pruebas durante varios años, el campo Casabe pasó de un mecanismo de empuje natural a un programa de inyección de agua iniciando la explotación secundaria del campo en 1979.

El sistema principal de levantamiento es el bombeo mecánico y desde el año 2004 se introdujo el sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) dentro del marco de la Alianza Tecnológica entre Ecopetrol S.A. y Schlumberger que ha permitido incrementar la producción de petróleo e incrementar la inyección de agua. De acuerdo con el reporte de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Río, de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A. consultado en septiembre de 2017, el campo Casabe actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua contando con 231 pozos productores con sistemas de levantamiento como unidades de bombeo convencionales, PCP, bombas electrosumergibles

(ESPCP) y unidad hidráulica de bombeo mecánico (VSH), de los cuales 207 están operando y 24 se encuentran cerrados, y 344 pozos inyectores de agua, 288 operando y 56 cerrados. El campo Casabe cuenta también con 6 estaciones de tratamiento de crudo (estación 2, 3, 4, 5, peñas blancas y casabe sur), una estación de bombeo “Cóndor”, donde el crudo se dirige del campo hacia la Refinería de Barrancabermeja, y la Planta de Inyección de Agua (PIA). El campo Casabe produce en promedio anual 16613 barriles de crudo diarios (BPD).

Uno de los factores que más afecta la regularidad en la producción del campo Casabe son las paradas en pozos productores e inyectores, motivo por el cual debe garantizarse un servicio continuo de energía eléctrica para que operen en perfectas condiciones. El sistema eléctrico del campo Casabe tiene una red en anillo o en bucle cerrado con el fin de garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica ante una avería o falla en el sistema, la red en anillo se alimenta de dos líneas eléctricas principales: Línea 1, proveniente de la Subestación Magdalena Medio (34,5 kV) y Línea 2, proveniente de la Refinería de Barrancabermeja (34,5 kV). La Línea 1 transporta energía eléctrica desde la Subestación Magdalena Medio hasta la Subestación de Producción Cóndor, quien alimenta los circuitos de producción de crudo, estaciones de tratamiento y bombeo, zona industrial y el municipio de Yondó, disponiendo de cinco circuitos a 34,5 kV (circuito 1, circuito 2, circuito 5, peñas blancas y casabe sur) y cuatro circuitos a 6,9 kV (circuito 3, circuito 4, circuito 7 y Yondó). La Línea 2 transporta energía eléctrica desde la Refinería de Barrancabermeja, pasando por el pósito Galán hasta la Subestación de la Planta de Inyección de Agua (PIA), quien alimenta, a un nivel de tensión de 34,5 kV, las bombas de inyección de agua y el circuito H16, este último energiza los pozos de captación de agua. Los circuitos anteriormente mencionados, cuentan dentro de su sistema con subestaciones de distribución de 34,5 - 6,9 / 0,480 kV, con el fin de alimentar las unidades de levantamiento mecánico de extracción del crudo.

De acuerdo con lo planteado anteriormente, este proyecto inicia con el interés de establecer los planes de mantenimiento para las redes y subestaciones eléctricas de media tensión asociadas al sistema eléctrico del campo Casabe, garantizando la confiabilidad del sistema. Para ello, se propone implementar la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) definiendo las tareas de mantenimiento necesarias para la correcta operación de los equipos que componen las redes y subestaciones eléctricas, mitigando los riesgos asociados con los modos de falla presentes en ellos y sus consecuencias, con el fin de afrontar en condiciones favorables la operatividad de los equipos y estar en línea con la productividad, la calidad el servicio, las metas esperadas y por supuesto, manteniendo un compromiso con la sociedad, la seguridad y el medio ambiente. A partir de las tareas de mantenimiento, se elaboran los procedimientos para la realización de cada tarea y, finalmente, la formulación de los planes de mantenimiento aplicables para cualquier año para las cuadrillas de media tensión: mantenimiento basado en condición (CBM), servidumbre y día a día. Estos planes de mantenimiento se realizarán para cada red y subestación eléctrica de media tensión asociadas al campo Casabe y serán entregados al personal de mantenimiento del taller eléctrico con el fin de iniciar su ejecución a partir del 2018.

Objetivos

Objetivo general

Formular los planes de mantenimiento para redes y subestaciones del campo petrolero Casabe, propiedad de Ecopetrol, de acuerdo con la metodología propuesta del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).

Objetivos específicos

- Identificar componentes de las redes y subestaciones de media tensión del sistema eléctrico del campo Casabe.
- Actualizar diagramas unifilares de las redes y subestaciones de potencia de media tensión del campo Casabe.
- Implementar la metodología del RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad) a los equipos asociados con el sistema eléctrico de media tensión del campo.
- Analizar los niveles de criticidad de los equipos que componen las redes y subestaciones de acuerdo con lo obtenido en la metodología del RCM.
- Realizar los procedimientos para el desarrollo de los planes de mantenimiento de cada uno de los circuitos y subestaciones de potencia del campo Casabe.
- Establecer planes de mantenimiento para el sistema eléctrico de media tensión del campo.

Organización del documento

A continuación, se presenta la estructura de este trabajo de grado desarrollado en un total de seis (6) capítulos con el prefacio de actividad desarrollada en cada uno:

Capítulo 1. En este capítulo se presentan las normas y generalidades necesarias para ejecutar actividades seguras en el mantenimiento de media tensión.

Capítulo 2. Los fundamentos teóricos ayudan de marco de referencia en un proyecto. Por ello se presenta información sobre la introducción al mantenimiento, componentes de las redes y subestaciones de media tensión, y mantenimiento aplicado en media tensión de acuerdo con la metodología del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) y jerarquización del riesgo.

Capítulo 3. Se presenta el sistema eléctrico de media tensión en campo Casabe: georreferenciación, diagramas unifilares, inventario por red y subestación y actividades de mantenimiento actuales.

Capítulo 4. Con el estudio realizado del sistema eléctrico del campo Casabe en el capítulo anterior, se aplica la metodología del RCM con el fin de definir las tareas de mantenimiento

necesarias para la correcta operación de los equipos asociados con el sistema eléctrico de media tensión.

Capítulo 5. A partir de las tareas de mantenimiento por equipo obtenidas en la aplicación de la metodología del RCM, se realizan los procedimientos para el desarrollo de los planes de mantenimiento (procedimiento, tiempos por tarea de mantenimiento y recursos).

Capítulo 6. Finalmente se presentan los planes de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de media tensión del campo petrolero Casabe.

1. Generalidades

1.1 Referencias normativas

Cada país tiene su propio reglamento eléctrico de acuerdo con las variables eléctricas presentes en el lugar, cuyo propósito fundamental es siempre la seguridad hacia las personas y equipos, por lo que es de carácter obligatorio. Una norma es un documento que contiene las especificaciones para garantizar la calidad y el funcionamiento de un producto, presenta las medidas de seguridad para instalarlo y protegerlo, y evitar daños tanto al producto como a la persona que lo instala o utiliza, una norma puede considerarse una sugerencia mas no de obligatorio cumplimiento. Usualmente los reglamentos toman como referente apartados de normas técnicas. La reglamentación y normativa aplicable para el presente proyecto de grado se presenta a continuación:

- *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE*. Se establecen los requisitos que garanticen los objetivos legítimos de protección contra los riesgos de origen eléctrico, para esto se han recopilado los preceptos esenciales que definen el ámbito de aplicación y las características básicas de las instalaciones eléctricas y algunos requisitos que pueden incidir en las relaciones entre las personas que interactúan con las instalaciones eléctricas o el servicio y los usuarios de la electricidad (RETIE, 2013, p.7)

- *Estándar ISO 14224. Industria de Petróleo y Gas – Recolección e Intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos*. Brinda una base para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato estándar para las áreas de perforación, producción,

refinación, transporte de petróleo y gas natural, con criterios que pueden extenderse a otras actividades e industrias. Sus definiciones son tomadas del RCM.

- *SAE JA 1011 y 1012. Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).* No son manual ni guía de procedimientos, sino que establecen los criterios que debe satisfacer una metodología para que pueda llamarse RCM.

- *Estándares establecidos por ECOPETROL S.A. – Sección Eléctrica*

- Especificaciones técnicas: Servicio de mantenimiento y operación de los sistemas de distribución de energía eléctrica asociados con los procesos de producción en los campos de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del río de la vicepresidencia regional central de ECOPETROL S.A.

- *GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES*

- *ECP-DHS-I-024. Análisis de riesgos en los trabajos ejecutados en ECOPETROL S.A.*

- *Norma Técnica Colombiana NTC 2050*

- *ISO 9712:2005. “Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”*

- *CIRCULAR REGLAMENTARIA No. 002 DE 2015. “Requisitos generales de aeronavegabilidad y operaciones para RPAS”*

- *ISO 18434-1:2008. “Condición de vigilancia y diagnóstico de máquinas – Termografía. Parte 1: Procedimientos generales”*

- *ASTM E1934-99a (2005). “Guía estándar para examinar el equipo eléctrico y mecánico con la termografía infrarroja”*

- *NETA (International Electric Testing Association)*

- *ASTM E 1002 – 05. “Método de prueba estándar para fugas usando ultrasonidos”*

- *ASTM F 1430. “Método de prueba estándar para la prueba de emisión acústica de dispositivos de personal aéreo aislado y no aislados con implementos de manejo de carga suplementarios”*
- *NTC 375. “Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados”*
- *NTC 380. “Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades”*
- *ANSI / NETA MTS 2007. “Estándar para las especificaciones de prueba de mantenimiento para equipos y sistemas de distribución de energía eléctrica”*
- *IEC 61000-4-30. “Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia”*
- *NTC 5000. “Calidad de la Potencia Eléctrica – CPE-. Definiciones y términos fundamentales”*
- *RETIE Artículo 15. Std IEEE 81 “Guía para la medición de la impedancia y las características de seguridad de sistemas de puesta a tierra grandes, extendidos o interconectados”*
- *NTC 471. “Transformadores. Relación de transformación. verificación de la polaridad y relación de fase”*
- *NTC 3284. “Electrotecnia. Guía para el mantenimiento y la supervisión de los aceites minerales aislantes en servicio en equipos eléctricos”*
- *NTC 1465. “Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes, para transformadores, interruptores y equipos eléctricos”*
- *ASTM S- 877:07. “Método de prueba estándar del voltaje de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes por el uso de electrodos en forma de disco”*
- *ASTM D-1533:00(05). “Método de prueba estándar para agua en líquidos aislantes por titulación coulométrica Karl Fischer”*

- *ASTM D- 974:08. “Método de prueba estándar para el ácido y número de base mediante la valoración del indicador de color”*
- *ASTM D- 1298:99(05). “Método de prueba estándar para la densidad, la densidad relativa (gravedad específica) o la gravedad API del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo mediante el método del hidrómetro”*
- *ASTM D- 971: 99a. “Método de prueba estándar para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo”*
- *ASTM D-1500:07. “Método de prueba estándar para color ASTM de productos del petróleo (Escala de colores ASTM)”*
- *ASTM D-3612-02. “Método de prueba estándar para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases”*
- *Norma SSPC- PA- 1. “Pintura de acero en taller, campo y mantenimiento”*

1.2 Intervención de personas competentes

(RETIE, 2013, Artículo 10.2) La construcción, ampliación, modificación, o remodelación de toda instalación eléctrica objeto del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), así como la operación, el mantenimiento y cualquier intervención o manipulación de la instalación o sus equipos, debe ser dirigida, supervisada y ejecutada directamente por personas técnica y legalmente competentes, que según la ley les faculte para ejecutar esa actividad y deben cumplir con todos los requisitos del presente reglamento y demás normas legales o reglamentarias que le apliquen. Tales actividades corresponden a los siguientes profesionales, quienes responderán por los efectos resultantes de su participación en la instalación:

- Ingenieros Electricistas, Electromecánicos, de Distribución y Redes Eléctricas, de conformidad con las Leyes 51 de 1986 y 842 de 2003 y las demás que la adicionen, modifiquen o sustituyan. Ingenieros Electrónicos, Ingenieros de Control y de otras ingenierías especializadas en actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas, sólo podrán ejecutar la parte o componente de la instalación eléctrica que le corresponda a su especialización y competencia técnica y legal.

- Tecnólogos en electricidad o en electromecánica, tecnólogos en sistemas eléctricos de media y baja tensión, de acuerdo con la Ley 842 de 2003 y en lo relacionado con su Consejo Profesional se registrará por la Ley 392 de 1997 de conformidad con lo establecido en la Sentencia C - 570 de 2004.

- Técnicos electricistas conforme a las Leyes 19 de 1990 y 1264 de 2008, en el alcance que establezca su matrícula profesional para el ejercicio de la profesión a nivel medio.

1.3 Clasificación de los niveles de tensión

(RETIE, 2013, Artículo 12) Para efectos del presente reglamento, se estandarizan los siguientes niveles de tensión para sistemas de corriente alterna, los cuales se adoptan de la NTC 1340, con referentes en IEC 60038, ANSI C84.1:

- *Extra alta tensión (EAT)*: Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- *Alta tensión (AT)*: Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- *Media tensión (MT)*: Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
- *Baja tensión (BT)*: Los de tensión nominal menor o igual a 1000 V.

Toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

1.4 Trabajos en redes desenergizadas

Los trabajos eléctricos se realizan en redes desenergizadas o en tensión. Para garantizar la seguridad del personal, es necesario contar con la información que a continuación se menciona:

1.4.1 Elementos de protección personal mínimos.

El personal debe asegurar que la ropa y los elementos de protección personal (EPP) que usen los trabajadores se mantengan en buenas condiciones y se utilicen en las oportunidades en que se necesiten, según lo indiquen las normas, las instrucciones, los permisos de trabajo y las reglamentaciones de HSE (seguridad, salud ocupacional y medio ambiente en español). Las condiciones para el buen uso y mantenimiento de los EPP formarán parte de la capacitación impartida a los trabajadores. En todo caso el personal debe garantizar que su personal de campo tenga como mínimo los siguientes elementos debidamente certificados y aptos para el trabajo en las zonas del Magdalena Medio (ECOPETROL S.A., 2016):

- Dotación antinflama de cuerpo completo para actividad eléctrica.
- Botas dieléctricas de caña alta con puntera de seguridad en fibra de vidrio.
- Casco dieléctrico de seguridad con barbuquejo.
- Gafas de seguridad con filtro solar.

- Botas de caucho para zona pantanosa.
- Guantes dieléctricos.
- Guantes de vaqueta.
- Careta antiarco.
- Equipo de protección contra caídas para trabajo en altura
- Protectores auditivos.
- Tapete dieléctrico para media tensión.
- Señalización (conos, cintas, señales asociadas)
- Kit para atención de emergencias (botiquín)
- Extintor multipropósito.
- Detector de tensión tipo lápiz.
- Pértigas eléctricas aislantes.

1.4.2 Reglas de oro.

Los trabajos que deban desarrollarse con las redes o equipos desenergizados, deben cumplir las siguientes “Reglas de oro” (MPL Soluciones, 2017):

Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores, de forma que se asegure la imposibilidad de su cierre intempestivo.

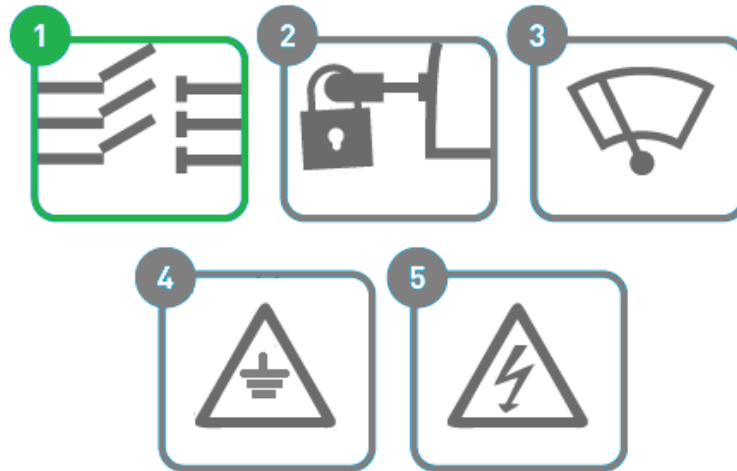


Figura 1. Corte visible.

Condenación o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte. Señalización en el mando de los aparatos indicando “No energizar” o “prohibido maniobrar” y retirar los portafusibles de los cortacircuitos. Se llama “condenación o bloqueo” de un aparato de maniobra al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de dicho aparato, manteniéndolo en una posición determinada.

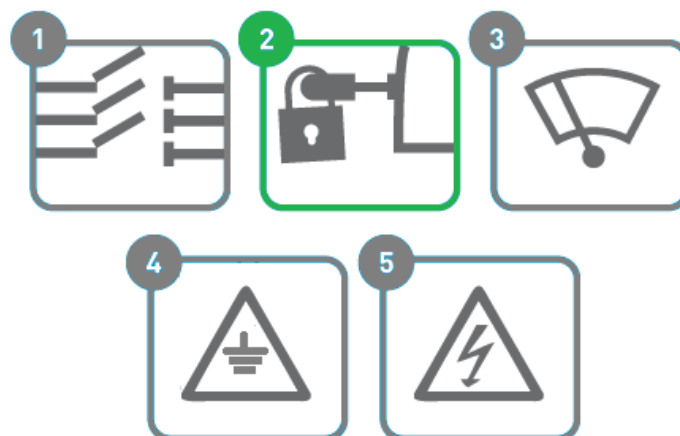


Figura 2. Condenación o bloqueo.

Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases, con el detector de tensión apropiado al nivel de tensión nominal de la red, al cual se debe probar su funcionamiento, antes y después de cada utilización.

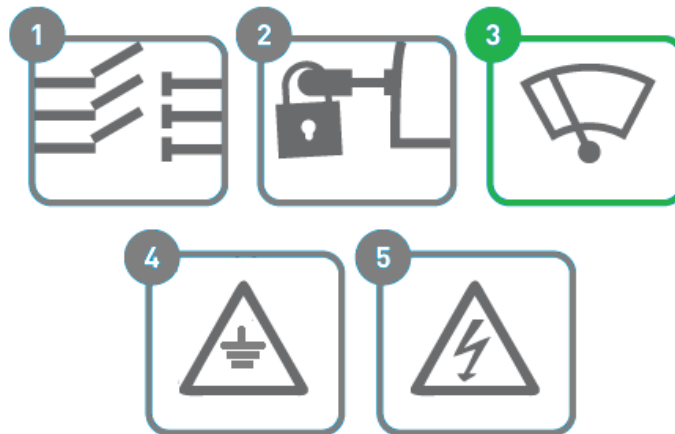


Figura 3. Verificar ausencia de tensión en cada fase

Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo. Comúnmente es la operación de unir entre sí todas las fases de una instalación, mediante uno o varios puentes equipotenciales de sección adecuada, que previamente han sido conectados a tierra.

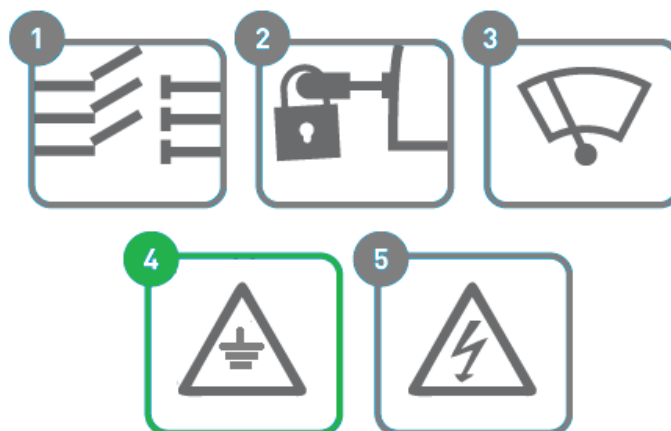


Figura 4. Puesta a tierra y en cortocircuito

Señalizar la instalación a intervenir y delimitar la zona de trabajo. Es la operación de indicar mediante carteles con frases o símbolos el mensaje que debe cumplirse para prevenir el riesgo de accidente. El área de trabajo debe ser delimitada por vallas, manilas o bandas reflectivas. En los trabajos nocturnos se deben utilizar conos o vallas fluorescentes y además señales luminosas.

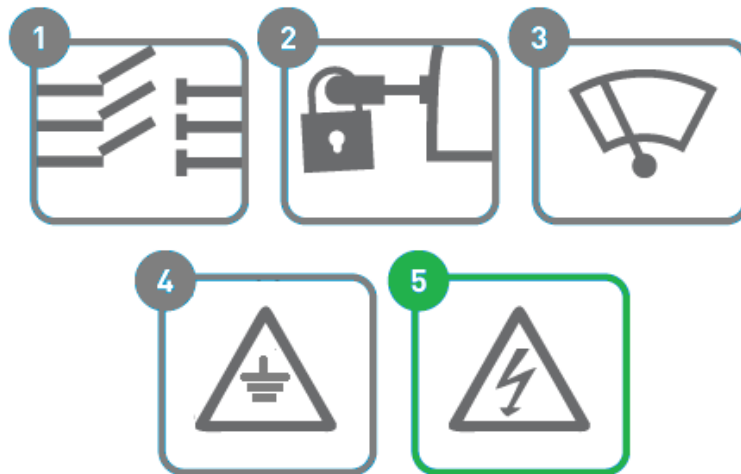


Figura 5. Señalizar la instalación a intervenir y delimitar la zona de trabajo.

2. Fundamentos teóricos

2.1 Introducción al mantenimiento

En todas las instalaciones eléctricas, incluyendo las construidas con anterioridad a la entrada en vigencia del RETIE, mayo 1 de 2005, el propietario o tenedor de la instalación eléctrica debe verificar que ésta no presente alto riesgo o peligro inminente para la salud o la vida de las personas, animales o el medio ambiente (RETIE, 2013, Artículo 10.7), por ello, se debe elaborar y ejecutar planes de mantenimiento de manera eficiente y garantizar la seguridad de la instalación eléctrica, integridad del personal de mantenimiento, terceras personas y bienes que dependen de dicha instalación.

2.1.1 Definición de mantenimiento.

El mantenimiento se define como el conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad. (RETIE, 2013, Artículo 3)

El mantenimiento no se trata de reparar continuamente sino de adelantarse a las fallas que pueden ocurrir, conociendo claramente el tipo de acciones que se deben tomar sobre los activos y estar en capacidad de ejecutarlas oportunamente buscando que estos continúen prestando el servicio para el cual fueron diseñados.

2.1.2 Objetivos del mantenimiento.

Las fallas debido a falta de mantenimiento llegan a generar pérdidas muy grandes a la producción, representando una pérdida económica importante para la empresa.

Entre los objetivos de un mantenimiento se encuentran:

- Evitar, reducir y reparar fallos.
- Evitar periódicas detenciones de producción por fallo.
- Mejorar la disponibilidad de equipos.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras de operación.
- Prolongar vida útil de los bienes.
- Reducir costos.
- Prevenir accidentes.
- Garantizar seguridad y calidad.
- Evitar impacto ecológico.

Realizar un mantenimiento periódico a las instalaciones eléctricas, independientemente del nivel de tensión de la red, mejora el rendimiento de los equipos, ahorra considerables sumas de dinero, disminuye el consumo de energía, aumenta confiabilidad y salva vidas, además de poder conservar los registros adecuados. El mantenimiento requiere trabajo en equipo.

2.1.3 Funciones específicas.

Con el propósito de cumplir los objetivos anteriormente planteados, es necesario realizar funciones específicas mediante el departamento encargado del mantenimiento, como son:

- Programar los trabajos de mantenimiento.
- Asignar tareas específicas al personal.
- Proveer herramienta adecuada y certificada al personal.
- Mantener actualizada la lista de repuestos.
- Instruir al personal sobre principios y normatividad de seguridad industrial.
- Disponer de material recuperable.

De manera tal que sea organizado el plan de mantenimiento.

2.1.4 Tipos de mantenimiento.

El plan de mantenimiento debe ser estratégico de acuerdo con el lugar en donde se ejecutarán y a sus necesidades. El mantenimiento puede ser periódico, programado, predictivo, preventivo, proactivo, correctivo y bajo condiciones, donde el mantenimiento preventivo es el más utilizado por las grandes empresas. Los profesionales resaltan que estas acciones son efectivas siempre y cuando sea realizada por mano de obra capacitada, se cuente con recursos necesarios y se respeten las normas establecidas.

2.1.4.1 Mantenimiento periódico.

Este tipo de mantenimiento se realiza después de un período de tiempo generalmente largo (entre seis y doce meses) y deben realizarse grandes paradas de producción para llevarlo en cabo.

2.1.4.2 Mantenimiento programado.

Este tipo de mantenimiento supone que las piezas del equipo se desgastan de la misma forma en el mismo periodo de tiempo, sin tener en cuenta que las condiciones de trabajo sean diferentes. Se realiza inicialmente un estudio y se determina cuales piezas deben ser reemplazadas en determinados periodos de tiempo. Inconveniente: Para cumplir con el mantenimiento programado, debe desarmarse o retirar la pieza, aunque se encuentre trabajando correctamente.

2.1.4.3 Mantenimiento predictivo.

Medición periódica de variables que determinan la condición de los equipos, mientras se encuentran operando (operación en caliente). Para su ejecución se utilizan técnicas y herramientas especializadas, las cuales detectan de manera prematura las fallas, y desarrollan acciones para corregirlas. Debe planificarse y requiere capacitación en el uso de las herramientas y en la interpretación de resultados (Grupo Electrotécnia, 2017).

2.1.4.4 Mantenimiento preventivo.

Es un mantenimiento basado en inspecciones regulares a los equipos, de forma planificada, programada y controlada, con el fin de anticipar desgastes y fallas funcionales. Consiste en prevenir o corregir el deterioro sufrido en un equipo, por variables como el uso normal, el clima o fallas de algún accesorio, previendo que el equipo presente fallas mayores. En las tareas de mantenimiento preventivo se analiza la condición de los equipos para determinar otras intervenciones de los técnicos: limpieza, lubricación, reemplazo, revisiones del estado general de los equipos, entre otros (Grupo Electrotécnia, 2017).

2.1.4.5 Mantenimiento proactivo.

El mantenimiento proactivo está basado en los métodos predictivos, pero, para identificar y corregir las causas de los fallos en las máquinas, es necesario una implicación del personal de mantenimiento.

Estos sistemas sólo son viables si existe detrás una organización adecuada de los recursos disponibles, una planificación de las tareas a realizar durante un periodo de tiempo, un control exhaustivo del funcionamiento de los equipos que permita acotar sus paradas programadas y el coste, y una motivación de los recursos humanos destinados a esta función, acordes al sostenimiento de la actividad industrial actual (SINAIS, 2013).

2.1.4.6 Mantenimiento correctivo.

Conjunto de tareas destinadas a corregir una falla que se presenta en determinado momento en los distintos equipos, su función principal consiste en poner en marcha el equipo en el menor tiempo y costo posible. Inconveniente: No se encuentre disponible el recurso a cambiar.

2.1.4.7 Mantenimiento bajo condiciones.

Más que un tipo de mantenimiento es una práctica que se debe seguir cuando se tiene implantado un determinado sistema de mantenimiento. Consiste en adecuar el programa según varíen las condiciones de producción u operación, teniendo en cuenta principalmente el efecto que cause esto sobre el equipo (Botero, 2017)

2.2 Componentes de las redes y subestaciones eléctricas de media tensión

La red de transmisión eléctrica conecta las centrales de generación eléctrica con las subestaciones de distribución y éstas últimas se conectan con el usuario final por medio de la red de distribución eléctrica. Están compuestas por diferentes estructuras, pórticos y subestaciones eléctricas que en conjunto ayudan al buen funcionamiento de la red y cuyos componentes se observan en la figura 6.

En las figuras 7 a la 28 se identifican los equipos en el campo Casabe y se describe el funcionamiento de cada uno para la correcta operación del sistema eléctrico.

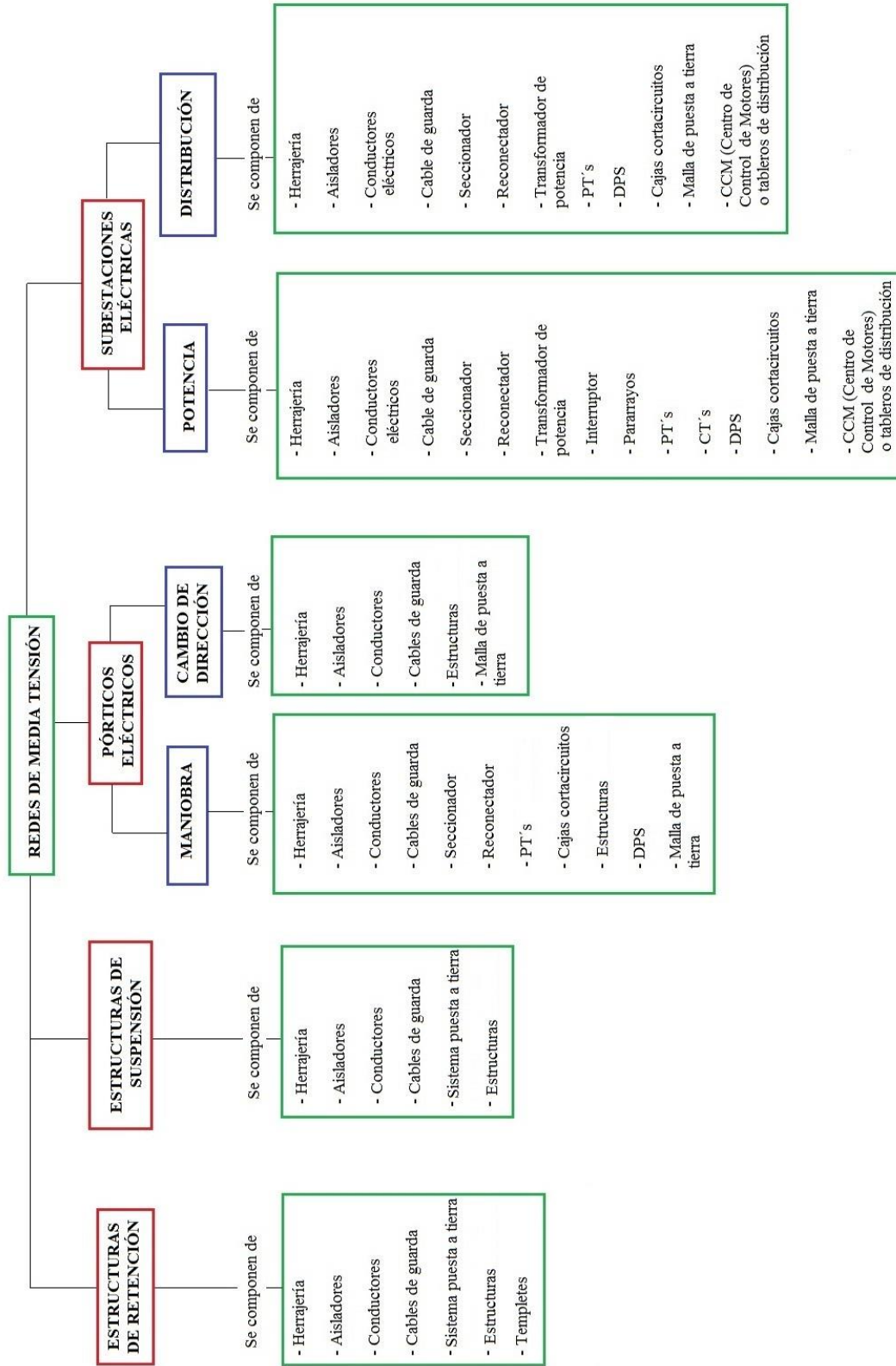


Figura 6. Componentes redes de media tensión.

Estructuras de retención

Las estructuras de retención se distinguen en tres tipos (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2016):

- *Terminal*: Se encuentra en el inicio o final de una línea, están diseñadas para soportar la tensión ejercida por los conductores ubicados de manera perpendicular a las ménsulas, razón por la cual es el tipo de estructura más robusta.
- *Angular*: Se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, la carga más importante que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.
- *Rompetramos*: Algunas normas de cálculo sugieren el uso de estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos.



Figura 7. Estructura de retención en R, RH y RHH.

Estructuras de suspensión

En este tipo de estructura, los conductores se encuentran suspendidos de las ménsulas mediante cadenas de aisladores, están diseñadas para soportar el peso de los conductores y la acción del viento sobre ellos y sobre la misma estructura. Son utilizadas en terreno plano sin cambio de dirección de la trayectoria de la línea.



Figura 8. Estructura de suspensión en S y SH.

Pórticos eléctricos

Los pórticos se utilizan en las líneas eléctricas cuando la distancia entre fases es grande. Es frecuente tener que aplicarlos en finales de línea con transformadores de cierta potencia y acceso

a subestaciones. Los pórticos se componen de dos apoyos (metálicos o de hormigón), de una cruceta de entrada y salida de línea y de los herrajes necesarios para instalar los elementos de protección, seccionamiento y potencia (IMEDEXSA, 2018).



Figura 9. Pórtico eléctrico.

Subestaciones eléctricas

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias. Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia (Stmeu, 2013).

Las subestaciones eléctricas pueden ser:

- *Transformadoras:* Reciben la energía de una generadora o de una línea de transmisión y transforman el voltaje para distribuirlo a un voltaje diferente.
- *Distribución:* Distribuyen la energía sin modificar sus características, es decir, el nivel de tensión que llega es el mismo que sale.
- *Interconexión:* Enlazan líneas de transporte de la misma tensión o por medio de transformadores si las líneas son de voltajes diferentes.



Figura 10. Subestación de distribución tipo.

De acuerdo con el medio en que se han dispuesto los equipos, las subestaciones se clasifican en:

- *Intemperie:* Son las convencionales, cuyos equipos están en los patios al aire libre.
- *Extraíbles:* Aquellas subestaciones en las que sus equipos se encuentran en las celdas metálicas ocupando espacios más reducidos, sin seccionadores y con disyuntores o interruptores deslizables.

- *Encapsuladas*: Tienen los equipos encapsulados en campos aislados con hexafluoruro de azufre (SF₆), con espacios mucho más reducidos que las subestaciones extraíbles. Son confiables y de poco mantenimiento.

Herrajería

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, del conductor al aislador, de cable de guarda a la estructura, de las retenidas (templetes), equipos de seccionamiento y protección a las estructuras. Comprenden elementos tales como: grillete de anclaje, grapa de suspensión, grapa de retención, accesorios de conexión (adaptador anillo y bola, adaptador anillo, bola y bola alargada, adaptador horquilla y bola, adaptador rótula y ojo), descargadores, camisas para cable, varillas de blindaje, amortiguadores, separadores de línea (RETIE, 2013, Artículo 20.20).



Figura 11. Herrajes.

Aisladores

Los aisladores son elementos no conductores de la energía eléctrica utilizados para soporte mecánico de cables y partes de los equipos de las subestaciones, sirven para mantener un conductor fijo, separado y aislado de partes que en general no están bajo tensión (a tierra). Los hay de porcelana, resinas, poliméricos y otros.



Figura 12. Aisladores.

Conductores eléctricos

Consiste en un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad y las sustancias con mayor conductividad son los metales. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero.



Figura 13. Conductores eléctricos.

Cable de guarda

El cable de guarda es un conductor tendido en paralelo y sobre los conductores de fase de una línea de transmisión. Se encuentra ubicado en la parte superior de la estructura, de tal forma que cubre o apantalla los conductores de fase. Cuando se tiene una disposición de los conductores de fase en doble circuito, se requiere dos cables de guarda para proporcionar una protección eficaz a los conductores de fase debido a descargas eléctricas directas (rayos), mientras que en la configuración vertical se requiere un solo cable de guarda. El cable de guarda generalmente está compuesto por hilos de acero galvanizado o es usual usar en las líneas de transmisión modernas el mismo calibre del conductor ACSR usado en los conductores de fase (Sector Electricidad, 2015).



Figura 14. Cable de guarda.

Postes eléctricos



Figura 15. Poste eléctrico.

Soportes de poca altura, de cuerpo vertical único, tales como los postes de madera y hormigón, y algunas veces también los postes metálicos de gruesos perfiles no ensamblados, destinados a las líneas de media tensión.

Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos (Concha, 2017):

- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

Una malla de puesta a tierra evita tensiones peligrosas entre estructuras, equipos y el terreno durante cortocircuitos a tierra o en condiciones normales de operación, evita descargas eléctricas peligrosas en las personas durante condiciones normales de funcionamiento y proporciona un camino a tierra para las corrientes inducidas, este camino debe ser lo más corto posible.



Figura 16. Malla de puesta a tierra.

Adaptado de Construcción (2017). Ingeniería Eléctrica. Recuperado de: <https://gusal.net/portfolio-item/construccion/>

Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)

Su principal elemento activo son los varistores de óxido metálico cuya característica principal es su no linealidad. El DPS es un dispositivo que sirve para eliminar sobretensiones transitorias de las líneas de distribución eléctrica. Estas sobretensiones se producen por descargas atmosféricas sobre las líneas o por cambios repentinos en las condiciones del sistema (como operaciones de apertura/cierre, fallas, cierre de cargas, etc.).



Figura 17. Dispositivo de protección contra Sobretensiones (DPS).

Pararrayo desionizante

El pararrayo desionizante es un sistema de protección contra descargas atmosféricas y protector electromagnético, que evita la formación del rayo. Se crea un ambiente eléctrico equilibrado entre el suelo y la estructura que se quiere proteger. Durante la tormenta aparece una diferencia de potencial entre la nube y la tierra (cargas) que se concentran en los puntos más predominantes en

tierra. El pararrayo se encarga de transformarlas, según aparecen, en una débil corriente que se fuga por el cable de tierra a la toma de tierra (Sertec SRL, 2015).



Figura 18. Pararrayo desionizante.

Templetes o retenidas

Los templetes o retenidas se utilizan para equilibrar las fuerzas longitudinales originadas por tensiones desequilibradas en un vano o en vanos adyacentes de un circuito, por operaciones de tendido, por rotura de conductores, por fuerzas transversales debidas al viento y a ángulos de deflexión. Las retenidas deben quedar alineadas con el eje de la red o con la bisectriz del ángulo formado con los ejes de la línea (CODENSA, 2011).



Figura 19. Templetes o retenidas.

Seccionadores

Dispositivos de maniobra capaces de separar en forma visible dos secciones de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión, pero sin corriente debido a su baja capacidad de interrupción. Deben maniobrarse en vacío o sin carga. El seccionamiento consiste en aislar eléctricamente un circuito eléctrico de la red de alimentación eléctrica que depende de la manipulación de un operario.

Los seccionadores utilizados habitualmente en instalaciones eléctricas pueden ser clasificados según su modo de accionamiento y todos pueden tener una constitución unipolar o tripolar.

Seccionador de cuchillas giratorias. Permite realizar la apertura mediante un movimiento giratorio de sus partes móviles. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla,

disponiéndose en una base o armazón metálico rígido (donde apoyarán el resto de los elementos), dos aisladores soporte de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

Seccionador de cuchillas deslizantes. Poseen una estructura similar al seccionador de cuchillas giratorias, sin embargo, requieren menor espacio en sus maniobras pues las cuchillas se desplazan longitudinalmente, pudiéndose instalar en lugares más angostos.

Seccionador de pantógrafo. Se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí. Este seccionador se compone de dos semi-brazos que, al moverse verticalmente y de manera coordinada en el mismo plano de los aisladores, cierran el circuito en un contacto fijo conectado a una barra superior.



Figura 20. Seccionador.

Reconectores

Dispositivo de interrupción (interruptor) de carga eléctrica. El reconector detectará la falla y abrirá por un tiempo programado antes de cerrar automáticamente. Este cierre automático es llamado autorecierre y en uno o más ciclos de apertura/cierre pueden ser utilizados para disipar fallas transientes. Con posibilidad de supervisión y operación teledirigida (Schneider Electric, 2009).



Figura 21. Reconector.

Transformador

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. El transformador más utilizado actualmente es el trifásico, esto se debe a que la

producción, distribución y consumo de energía se realizan en corriente alterna trifásica. Se entiende por transformador trifásico aquel que es utilizado para transformar un sistema trifásico equilibrado de tensiones en otro sistema equilibrado de tensiones trifásico, pero con diferentes valores de tensiones e intensidades (EcuRed, 2017).



Figura 22. Transformador.

Interruptor

Es un dispositivo cuya función consiste en interrumpir y/o restablecer la conducción de corriente en un circuito eléctrico. Este cambio de estado se puede efectuar bajo carga, para despejar por ejemplo una falla; o bien por razones de servicio para conectar o desconectar cualquier tipo de equipo eléctrico o línea de transmisión (Giménez, 2003). El interruptor tiene más capacidad de interrupción que el reconector.

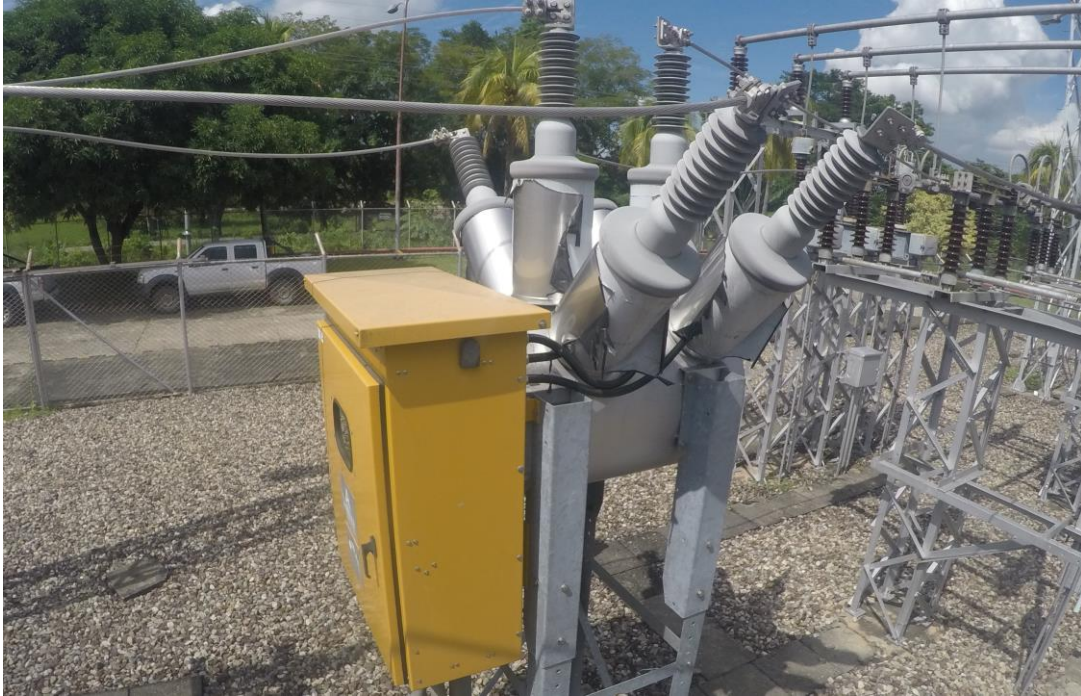


Figura 23. Interruptor.

Transformadores de potencial (PT's)

Un transformador de potencial consta principalmente de un devanado primario y de un devanado secundario, dispuestos sobre un núcleo magnético común, es un equipo destinado para la conexión de instrumentos de medición o protección. El devanado primario se conecta en paralelo con la red del sistema, el devanado secundario se conecta en paralelo con los instrumentos de medición o protección. Los transformadores de tensión (o potencial) desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de medición y protección conectados a los circuitos de alta tensión.



Figura 24. Transformadores de potencial (PT's)

Transformadores de corriente (CT's)

Los transformadores de corriente (CT) se utilizan para la medición de las corrientes eléctricas y pueden ser conocidos como transformadores de instrumentos. Cuando la corriente en un circuito es demasiado alta para aplicar directamente a instrumentos de medición, un transformador de corriente produce una corriente reducida exactamente proporcional a la corriente en el circuito, que puede ser convenientemente conectado para medir y grabar instrumentos. Un transformador de corriente también aísla los instrumentos de medida de lo que puede ser de muy alto voltaje en el circuito monitoreado. Los transformadores de corriente se utilizan comúnmente en relés de protección y medición (Digi-Key Electronics, 2015).



Figura 25. Transformadores de corriente (CT's)

Cajas cortacircuitos

Los cortacircuitos son seccionadores que utilizan un fusible tipo dual para la protección de los equipos y redes de media tensión. Los portafusibles tienen internamente un elemento fusible calibrado para que, con determinada corriente, alcance su punto de fusión e interrumpa el paso de la corriente eléctrica a través de él. Para restablecer es necesario reponer el elemento fusible al portafusible y volver a conectar. Los portafusibles son por lo general de operación unipolar, en caso de fundirse únicamente una fase, ésta es repuesta y no necesariamente se tienen que abrir las demás fases (Electricidad Sena Codensa, 2017)



Figura 26. Cajas cortacircuitos.

CCM (centro control de motores) o tableros de distribución

Los tableros de distribución consisten en paneles sencillos o conjuntos de paneles diseñados para ser ensamblados en forma de un sólo panel que incluye: barrajes, elementos de conexión, dispositivos automáticos de protección contra sobrecorriente y que pueden estar equipados con interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza. Su función es alimentar, controlar y proteger circuitos cuya carga esencialmente consiste en motores, también ayuda como eslabón de unión entre los equipos de generación y los consumidores finales. Los tableros de distribución son diseñados para instalación en gabinetes o cajas o montados sobre la pared y son accesibles solo por su frente (Callejas, 2009).



Figura 27. CCM (Centro control de motores) o tableros de distribución.

Torre eléctrica

Estructura de gran altura, normalmente construida en acero, cuya función principal es servir de soporte de los conductores eléctricos aéreos de las líneas de transmisión de energía eléctrica. Se utilizan tanto en la distribución de alta y baja tensión como en sistemas de corriente continua tales como la tracción ferroviaria. Pueden tener gran variedad de formas y tamaños en función del uso y voltaje de la energía transportada. Los rangos normales de altura oscilan desde los 15 m hasta los 55 m, aunque a veces pueden llegar a sobrepasar los 300 m. Además del acero, pueden usarse otros materiales como son el hormigón y la madera.



Figura 28. Torre de transmisión eléctrica.

2.3 Mantenimiento aplicado en media tensión

La confiabilidad de los sistemas eléctricos puede afectar positiva o negativamente la productividad y la seguridad de los procesos y personas en una empresa. Por esta razón, la disponibilidad del fluido eléctrico se ha vuelto un tema de vital importancia para las compañías. El nivel de confiabilidad requerido por un sistema debe ser establecido de acuerdo con la criticidad de las cargas del mismo y debe basarse en estudios que contemplen las necesidades o características del proceso en términos de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad. (Orjuela Carlos, 2017).

2.3.1 Procedimiento mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).

2.3.1.1 Definición RCM.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una metodología de análisis racional, sistemático y estructurado, que define las tareas de mantenimiento necesarias para la correcta operación del equipo o sistema, mitigando los riesgos asociados con los modos de falla presentes en ellos y sus consecuencias. Si es aplicado correctamente, el RCM transforma las relaciones entre los activos físicos existentes, quienes lo usan y las personas que lo operan y mantienen. A su vez permite que nuevos bienes o activos sean puestos en servicio con gran efectividad, rapidez y precisión.

2.3.1.2 Siete preguntas del RCM.

El proceso de RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que intenta revisar (Moubray, 2004):

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional? (Funciones)
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones? (Falla funcional)
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional? (Modos de falla)
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? (Efectos de la falla)
- ¿En qué sentido es importante cada falla? (Consecuencias de la falla)
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla? (Tareas predictivas y preventivas)

- ¿Que debiera hacerse si no se encuentra una tarea preventiva adecuada? (Tareas “a falta de”)

Se presenta brevemente información sobre estas preguntas:

Funciones y parámetros de funcionamiento

Antes de poder aplicar un proceso, se necesita hacer dos cosas: determinar qué es lo que los usuarios quieren que haga y asegurar que es capaz de realizarlo. Por ello, el primer paso consiste en definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Lo que los usuarios esperan que los activos sean capaces de hacer puede ser dividido en dos categorías:

- *Funciones primarias*, que en primera instancia resume el porqué de la adquisición del activo. Esta categoría de funciones cubre temas como velocidad, producción, capacidad de almacenaje o carga, calidad de producto y servicio al cliente.
- *Funciones secundarias*, como áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regulaciones ambientales y hasta de apariencia del activo.

Fallas funcionales

Se necesita identificar qué fallas pueden ocurrir, el proceso RCM realiza este paso en dos niveles: en primer lugar, identifica las circunstancias que llevaron a la falla y luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

En RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo con el parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable. Esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona, pero con un nivel de desempeño inaceptable.

Modos de falla

Una vez se ha identificado cada falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan modos de falla. Los modos de falla “razonablemente posibles” incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aún no han ocurrido, pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal, sin embargo, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño.

Efectos de falla

El cuarto paso en el proceso de RCM, consiste en hacer un listado de los efectos de falla, que describen lo que ocurre con cada modo de falla. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Qué evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa).
- De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta).
- Qué daños físicos (si lo hay) han sido causados por la falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

Consecuencias de la falla

Si una falla tiene serias consecuencias, se hará un gran esfuerzo para intentar evitarla. Por otro lado, si no tiene consecuencias o tiene consecuencias leves, quizás se decida no hacer más mantenimiento de rutina que una simple limpieza. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos, de la siguiente manera:

- *Consecuencias de fallas ocultas:* Las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas (La mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente).

- *Consecuencias ambientales y para la seguridad:* Una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a alguna persona. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo como regional, nacional o internacional.

- *Consecuencias operacionales:* Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales además del costo directo de la reparación).

- *Consecuencias no – operacionales*: Las fallas que caen en esta categoría no afectan a la seguridad ni la producción, sólo implican el costo directo de la reparación.

Las técnicas de manejo de fallas se dividen en dos categorías:

- *Tareas predictivas y preventivas*: estas tareas se emprenden antes de que ocurra una falla, para prevenir que el equipo llegue al estado de falla.

- *Acciones a falta de*: estas tratan directamente con el estado de falla y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea preventiva o predictiva efectiva.

Tareas predictivas y preventivas

El RCM divide las tareas predictivas y preventivas en tres categorías:

- *Tareas de reacondicionamiento*: Implica refabricar un componente o reparar un conjunto antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento.

- *Tareas de sustitución cíclicas*: De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, más allá de su condición en ese momento.

- *Tareas a condición*: Las fallas potenciales se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está por ocurrir o están en el proceso de ocurrir. Las nuevas técnicas son utilizadas para detectar fallas potenciales y permitir actuar evitando las posibles consecuencias que surgirían si se transformaran en fallas funcionales. Se llaman tareas a

condiciones porque los componentes se dejan en servicio a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento deseados.

Acciones a falta de

El RCM reconoce tres grandes categorías de acciones a falta de:

- *Búsqueda de fallas:* Las tareas de búsqueda de falla implican revisar periódicamente funciones ocultas para determinar si han fallado (mientras que las tareas basadas en la condición implican revisar si algo está por fallar).

- *Rediseño:* Rediseñar implica hacer cambios de una sola vez a las capacidades iniciales de un sistema. Esto incluye modificaciones al equipo y también cubre los cambios de una sola vez a los procedimientos.

- *Ningún mantenimiento programado:* No se hace esfuerzo alguno en tratar de anticipar o prevenir los modos de falla y se deja que la falla simplemente ocurra para luego repararla.

2.3.1.3 ¿Qué logra el RCM?

El mantenimiento centrado en la confiabilidad logra (Moubray, 2004):

- Mayor seguridad e integridad ambiental.
- Mejor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente).
- Mayor costo – eficacia del mantenimiento.
- Mayor vida útil de componentes costosos.
- Una base de datos global.
- Mayor motivación del personal.

- Mejor trabajo de equipo.

2.3.2 Jerarquización del riesgo – criticidad.

(Arbeláez - ECOPETROL, 2016)

Para la estimación de la criticidad de un equipo o sistema se evalúan las consecuencias de las fallas y la frecuencia de este. Las clases de consecuencias están propiamente definidas de acuerdo con los criterios de la matriz para la salud de las personas, la afectación del medio ambiente, la integridad de las instalaciones y los costos de mantenimiento y restablecimiento, cuando dicho equipo o sistema no está en capacidad de realizar la función requerida.

La empresa tiene que valorar riesgos de niveles corporativos, en proyectos, en diseño e ingeniería y en el día a día de las operaciones que realiza ECOPETROL S.A.; Para ello, se ha adoptado una herramienta sencilla y fácil de usar y que se basa en la experiencia de quienes la aplican en la realización de la actividad que se valora: la matriz de valoración de riesgos (RAM). La RAM es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas a la salud, seguridad, medio ambiente, relación con clientes, bienes e imagen de la Empresa. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la frecuencia o probabilidad.

2.3.2.1 Evaluación de las consecuencias.

La evaluación y clasificación de las consecuencias debe hacerse basándose en lo que podrá o podría haber ocurrido bajo condiciones levemente diferentes (consecuencias potenciales estimadas) o en lo que realmente ocurrió, dependiendo la actividad que se esté evaluando o

clasificando. Las consecuencias se evalúan en las siguientes categorías: daño a personas, consecuencias económicas, efectos en el medio ambiente, afectación al cliente e impacto en la imagen de la empresa.

2.3.2.2 Evaluación de la frecuencia o probabilidad.

El eje horizontal representa la medición de la probabilidad de la ocurrencia del evento. La escala del eje horizontal se define como:

A – No ha ocurrido en la industria.

B – Ha ocurrido en la empresa o en la industria.

C – Ha ocurrido en la empresa en los últimos 10 años.

D – Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años.

E – Sucede varias veces al año en el Departamento. Puede ocurrir en el transcurso del año.
(Donde no exista un Departamento, se toma la Gerencia)

2.3.2.3 Clasificación de los riesgos.

La evaluación y clasificación de los riesgos debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes tres elementos:

- El primero es la categoría de consecuencia con la cual está relacionada la evaluación de: Personas (P), Económica (E), Ambiental (MA), Cliente (CL) y Reputación (R).
- El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias: 0-5.

- El tercero corresponde al nivel de probabilidad del suceso con esas consecuencias: A-E.

La matriz de valoración de riesgos se presenta en la tabla 1. Para evaluar el riesgo de un caso en particular se procederá de la siguiente manera:

- Definir la actividad que se requiere evaluar o clasificar.
- Establecer la frecuencia o probabilidad de la actividad que se requiere evaluar.
- Determinar el riesgo de las categorías de personas, económica, ambiente, cliente e imagen de la empresa.
- Determinar el riesgo: Se evalúa el riesgo de cada categoría de las consecuencias, se toma aquella que dé mayor valoración y la columna de la frecuencia seleccionada, de esa manera la intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo.

Tabla 1. Matriz de valoración de riesgos (RAM).

Adaptado de Ecopetrol (2017). Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM. Dirección de Responsabilidad Ambiental, Ecopetrol.

REDES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN DEL CAMPO PETROLERO CASABE EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL RÍO, DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE ECOPETROL S.A. YONDÓ, ANTIOQUIA		MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS (RAM)								
		CONSECUENCIAS								
PERSONAS	ECONÓMICA [USD\$]	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN	GRAVEDAD	FRECUENCIA O PROBABILIDAD				
						A	B	C	D	E
Una o más fatalidades de trabajadores o incapacidades permanentes a personal de la comunidad.	Catastrófica Mayor a 10 millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	M	H	H	Sucedidas varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año
Incapacidad permanentes (total o parcial) de trabajadores o incapacidad temporal de personal de la comunidad.	Grave Mayor a 1 millón y menor o igual a 10 millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4	L	M	M	H	Sucedidas varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años.
Incapacidad temporal (mayor o igual a 1 día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad.	Severo Mayor a 100.000 y menor o igual a 1 millón	Localizada	Desabastecimiento y/o pérdida de clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	N	L	M	M	
Lesión menor (sin incapacidad) en trabajadores o primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad.	Importante Mayor a 10.000 y menor o igual a 100.000	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Nacional y baja importancia	2	N	N	L	M	
Lesión leve de trabajadores (primeros auxilios).	Marginal Menor a 10.000	Efecto Leve	Incumplimiento de especificaciones	Local y baja importancia	1	N	N	N	L	
Ninguna lesión	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	0	N	N	N	N	
						0	0	0	0	

*Donde no exista un Departamento, se toma la Gerencia

2.3.2.4 Análisis del riesgo.

Se presenta a continuación la tabla de la interpretación de los colores indicados en la matriz de valoración de riesgos (RAM):

Tabla 2. Análisis del riesgo

Adaptado de Ecopetrol (2017). Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM. Dirección de Responsabilidad Ambiental, Ecopetrol.

ANÁLISIS DE RIESGO			
COLOR	RIESGO	TOMANDO DECISIONES	PARA EJECUTAR TRABAJOS
VH	Muy Alto	Es intolerable, no se puede hacer. Se debe iniciar mitigación temporal inmediata (en el turno) para reducir el riesgo, a nivel tolerable. Si esto no fuera posible, se deberá detener la operación.	Buscar alternativas. Generar todos los controles que eviten la materialización del riesgo. Si se decide hacer el trabajo o continuar operando con este riesgo: Vicepresidente o Gerente General define el equipo que lidera el análisis de riesgos y lo aprueba.
H	Alto	Deben buscarse alternativas que presenten menor riesgo.	Se requiere demostrar cómo se controla el riesgo; si se decide realizar la actividad o continuar operando con este riesgo: Gerente General, Gerente Técnico, Gerente de Producción, Gerente de Mantenimiento, Gerente de proyectos, Directores, Superintendentes, o Jefes de Departamento definen quien (es) realiza(n) el análisis de riesgo y aprueban la decisión. Para decidir si es Gerente, Superintendente o Jefe de departamento, se debe remitir a la guía específica asociada a la actividad y toma de decisión (control de trabajo, análisis de riesgos, gestión de activos industriales, entre otros). De acuerdo con las necesidades de la operación podrá delegar al nivel inmediatamente inferior la aprobación del análisis de riesgos que fue elaborado por el Ejecutor y Emisor para ejecutar una actividad (control de trabajo). Esta delegación debe quedar documentada, determinando los niveles de aprobación del análisis de riesgo para el desarrollo de los trabajos, los cuales deben reflejar la complejidad del sitio y la naturaleza del trabajo autorizado, teniendo en cuenta el potencial de riesgo en HSE en términos de personas, instalaciones o daños al medio ambiente.
M	Medio	Riesgo tolerable. Se deberá evaluar si existe una posibilidad costo-beneficio para reducir más el riesgo, es decir alcanzar el nivel riesgo más bajo que sea razonablemente práctico. Evaluar cuantos y cuales controles se pueden implementar para llegar al mínimo valor de riesgo posible.	El coordinador, líderes de proyecto, líder de parada de planta, o supervisor nombra el equipo para elaborar el análisis de riesgos y lo aprueba para ejecutar la actividad o continuar operando con este riesgo. Para decidir si es coordinador, líderes de proyecto, líder de parada de planta, o supervisor, se debe remitir a la guía específica asociada a la actividad y toma de decisión (control de trabajo, análisis de riesgos, gestión de activos industriales, entre otros). Para control de trabajo el supervisor aprueba el análisis de riesgos que fue elaborado por el Ejecutor y Emisor para ejecutar una actividad.
L	Bajo	Riesgo aceptable. Se opera manteniendo controles operativos, de ingeniería y administración, para evitar que el riesgo aumente. Se podrían gestionar mejoras a los sistemas de control establecidos (procedimientos, listas de chequeo, responsabilidades, protocolos, etc.) si es razonablemente práctico.	El operador aprueba ejecutar la actividad o continuar operando con ese riesgo. Para control de trabajo el operador o emisor aprueba el análisis de riesgos que fue elaborado por el Ejecutor y Emisor para ejecutar una actividad.
N	Ninguno	No se requieren medidas de mitigación.	

red en anillo se alimenta de dos líneas eléctricas principales: Línea 1, proveniente de la Subestación Magdalena Medio (34,5 kV) y Línea 2, proveniente de la Refinería de Barrancabermeja (34,5 kV). La Línea 1 transporta energía eléctrica desde la Subestación Magdalena Medio hasta la Subestación de Producción Cóndor, quien alimenta los circuitos de producción de crudo, estaciones de tratamiento y bombeo, zona industrial y el municipio de Yondó, disponiendo de cinco circuitos a 34,5 kV (circuito 1, circuito 2, circuito 5, peñas blancas y casabe sur) y cuatro circuitos a 6,9 kV (circuito 3, circuito 4, circuito 7 y Yondó). La Línea 2 transporta energía eléctrica desde la Refinería de Barrancabermeja, pasando por el pósito Galán hasta la Subestación de la Planta de Inyección de Agua (PIA), quien alimenta, a un nivel de tensión de 34,5 kV, las bombas de inyección de agua y el circuito H16. Este último energiza los pozos de captación de agua. Los circuitos anteriormente mencionados, cuentan dentro de su sistema con subestaciones de distribución de 34,5 – 6,9 / 0,480 kV, con el fin de alimentar las unidades de levantamiento mecánico de extracción del crudo.

3.1 Diagramas unifilares y georreferenciación

A continuación se presentan los diagramas unifilares y georreferenciación por circuito y subestación de potencia del sistema eléctrico del campo Casabe, con el fin de interpretar de una manera más sencilla el sistema y orden de las conexiones, donde se evidencian los principales componentes como centros de generación, reconectores, cajas cortacircuitos, DPS, seccionadores monopolares y tripolares, interruptores, transformadores de potencia, potencial y corriente, pórticos, subestaciones y el esquema general de conexiones.

Las figuras 30 a la 39 y la figura 42 se obtienen del levantamiento en sitio de las estructuras de los circuitos eléctricos del campo Casabe, realizado por el personal de redes de Ecopetrol S.A.

En el campo Casabe, el personal de mantenimiento, planeación y ejecución de redes eléctricas de media tensión identifica los siguientes colores de niveles de tensión para representación de diagramas unifilares.

Línea 34.5 kV – Negro

Línea 6.9 kV – Verde

Línea 4.16 kV – Magenta

3.1.1 Línea 1, línea 2, interconexión pórtico 1 – pórtico 2.



Figura 30. Georreferenciación línea 1 (naranja), línea 2 (verde) e interconexión pórtico 1 – pórtico 2 (rosa). Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 0 subestaciones

Longitud: 16,72 km

Estructuras de retención: 36 estructuras

Estructuras de suspensión: 121 estructuras

Pórticos: 3 pórticos

Torres: 6 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A

– LÍNEA1Y2 / D.U. / CBE / ECP / PL 1

– SEMM / D.U. / CBE / ECP / ANX1

– ECP-01 / D.U. / CBE / ECP / ANX2

– ET005 / D.U. / CBE / ECP / ANX3

3.1.2 Circuito 1.

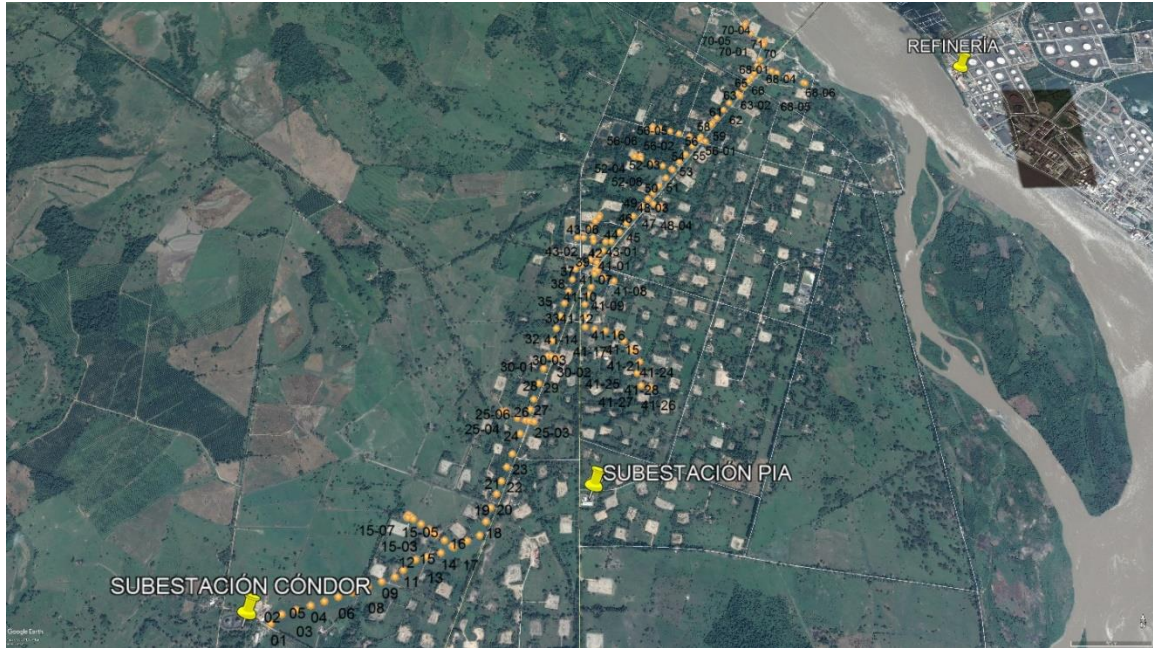


Figura 31. Georreferenciación circuito 1. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 17 subestaciones. Capacidad instalada: 8,3 MVA

Longitud: 10,21 km

Estructuras de retención: 100 estructuras

Estructuras de suspensión: 62 estructuras

Pórticos: 2 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A

– CTO1 / D.U. / CBE / ECP / PL 2

– DVR / D.U. / CBE / ECP / ANX4

3.1.3 Circuito 2.

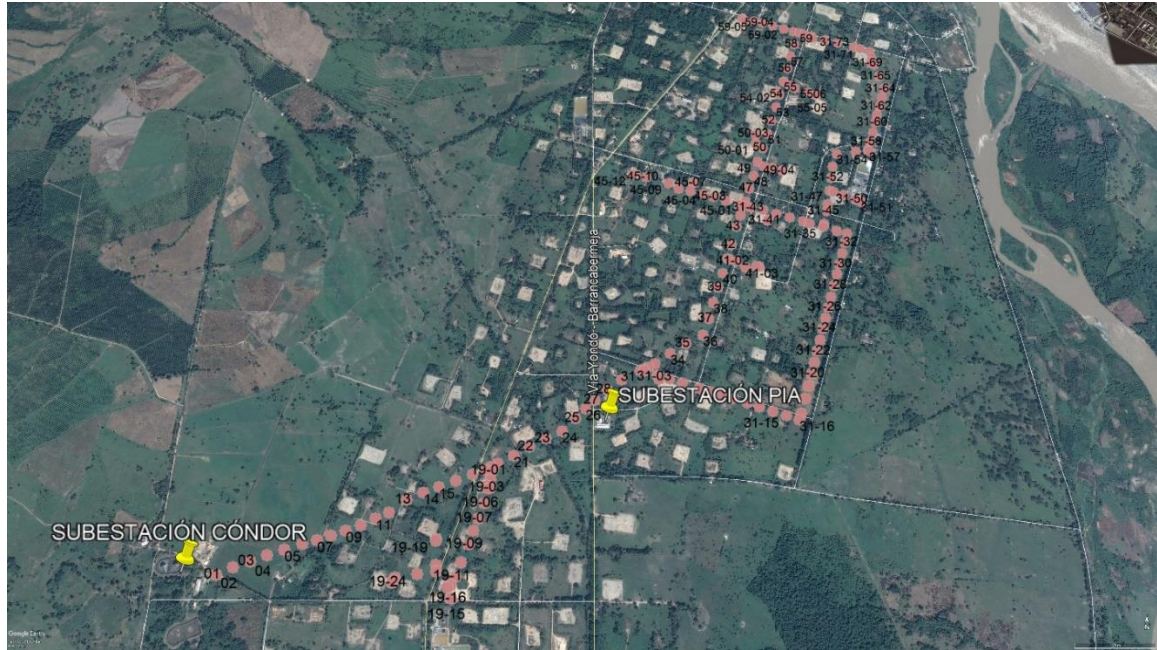


Figura 32. Georreferenciación circuito 2. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 19 subestaciones. Capacidad instalada: 9,5 MVA

Longitud: 13,33 km

Estructuras de retención: 108 estructuras

Estructuras de suspensión: 89 estructuras

Pórticos: 5 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTO2 / D.U. / CBE / ECP / PL 3

3.1.4 Circuito 5.



Figura 33. Georreferenciación circuito 5. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 2 subestaciones. Capacidad instalada: 1,750 MVA

Longitud: 4,83 km

Estructuras de retención: 14 estructuras

Estructuras de suspensión: 23 estructuras

Pórticos: 1 pórtico

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTO5 / D.U. / CBE / ECP / PL 04

3.1.5 Circuito H16 e interconexión PIA – Córdor.

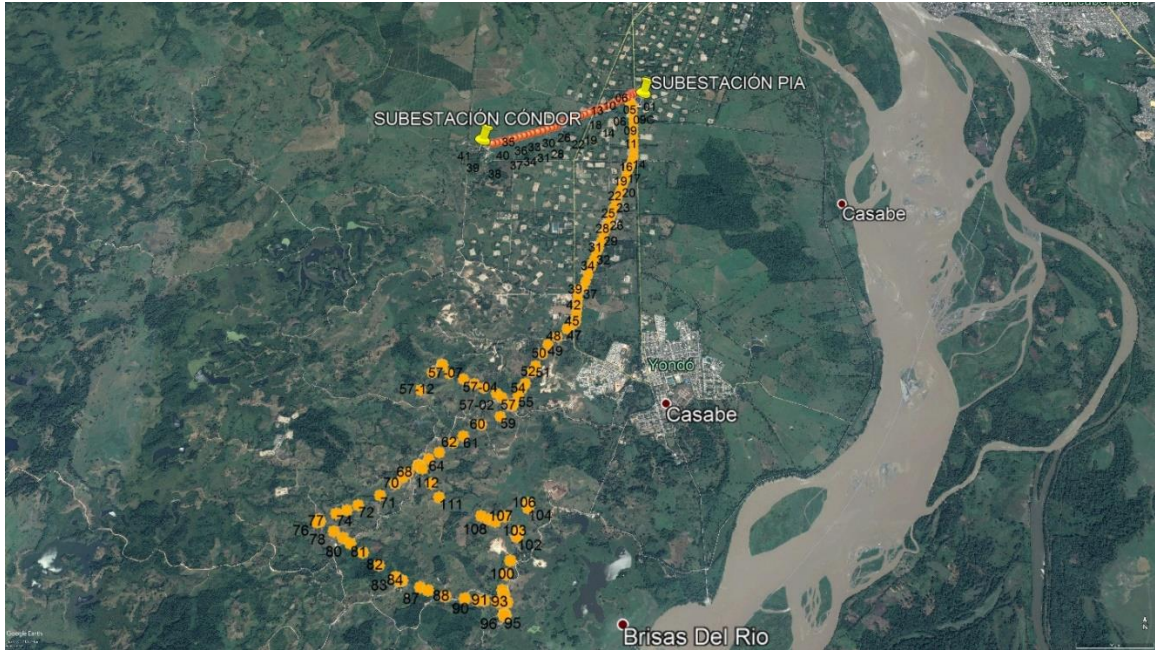


Figura 34. Georreferenciación circuito H16 (amarillo) e interconexión PIA - Córdor (naranja).
Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 8 subestaciones. Capacidad instalada: 2,290 MVA

Longitud: 16,26 km

Estructuras de retención: 68 estructuras

Estructuras de suspensión: 94 estructuras

Pórticos: 8 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTOH16 / D.U. / CBE / ECP / PL 5

3.1.6 Circuito Casabe Sur.

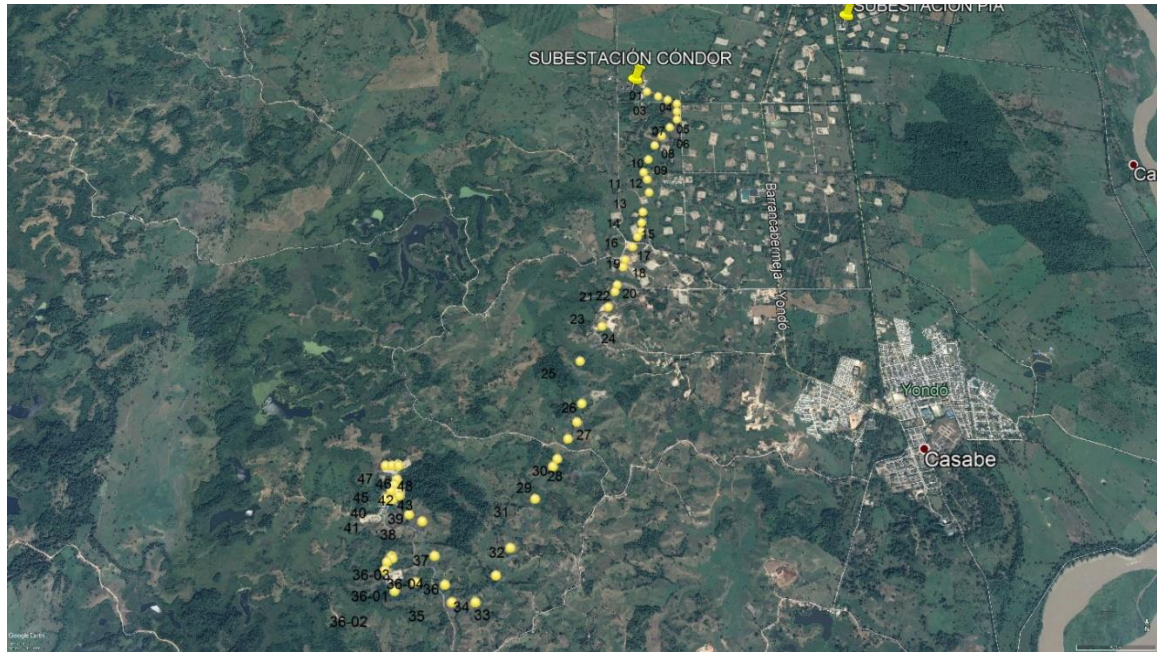


Figura 35. Georreferenciación circuito Casabe Sur. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 7 subestaciones. Capacidad instalada: 7,13 MVA

Longitud: 7,83 km

Estructuras de retención: 42 estructuras

Estructuras de suspensión: 13 estructuras

Pórticos: 2 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTOCBS / D.U. / CBE / ECP / PL 6

3.1.7 Circuito Peñas Blancas.

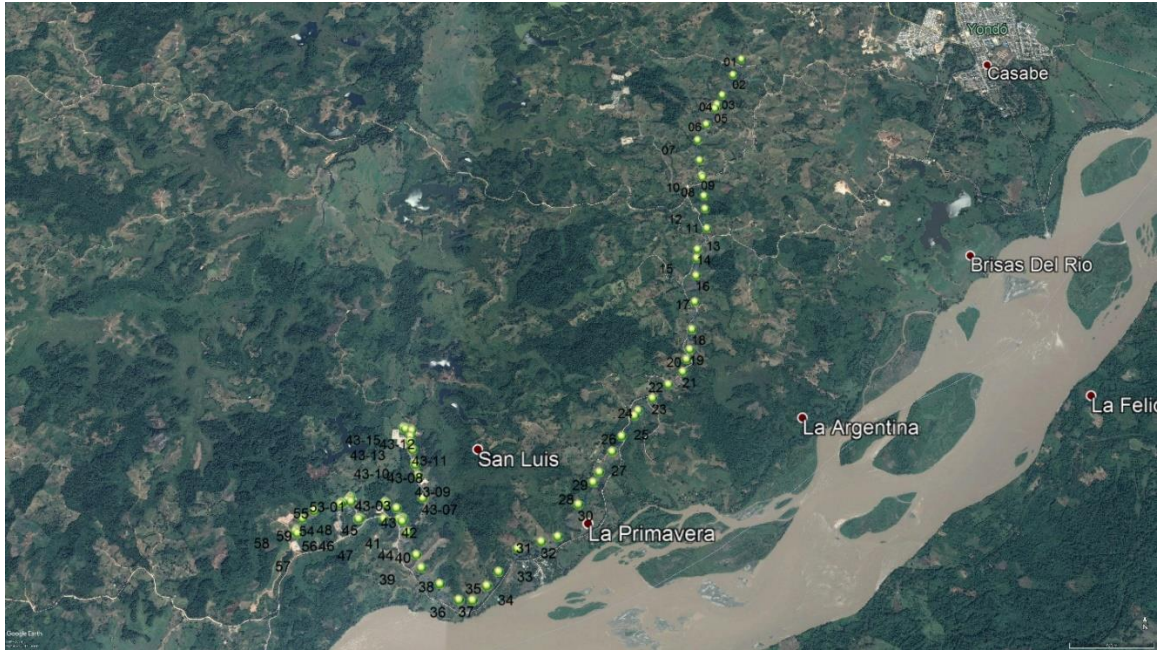


Figura 36. Georreferenciación circuito Peñas Blancas. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 kV

Subestaciones de distribución: 7 subestaciones. Capacidad instalada: 5 MVA

Longitud: 11,00 km

Estructuras de retención: 55 estructuras

Estructuras de suspensión: 21 estructuras

Pórticos: 4 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTOPB / D.U. / CBE / ECP / PL 7

3.1.8 Circuito 3 – zona industrial.

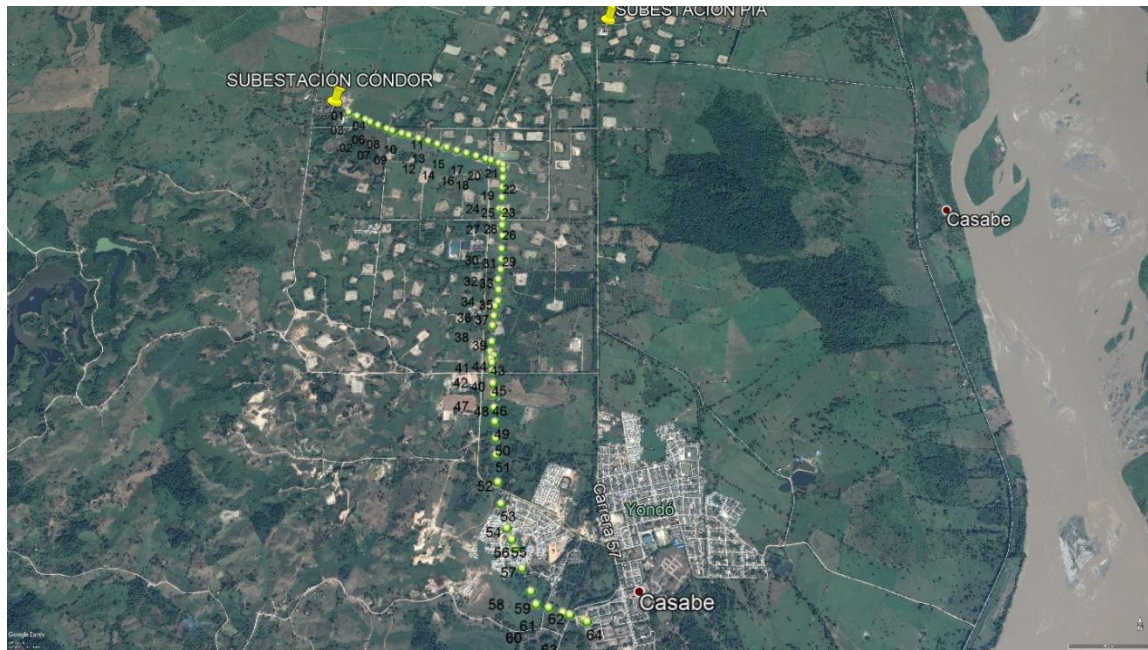


Figura 37. Georreferenciación circuito 3. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 6,9 / 4,16 kV

Subestaciones de distribución: 25 subestaciones. Capacidad instalada: 2,2 MVA

Longitud: 4,95 km

Estructuras de retención: 23 estructuras

Estructuras de suspensión: 40 estructuras

Pórticos: 1 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A

– CTO3 / D.U. / CBE / ECP / PL 08

– ZICBE / D.U. / CBE / ECP / ANX5

Nota: Los datos de longitud y estructuras se toman desde la subestación CONDOR hasta el pórtico Guarumo, no incluye zona industrial.

3.1.9 Circuito 4.

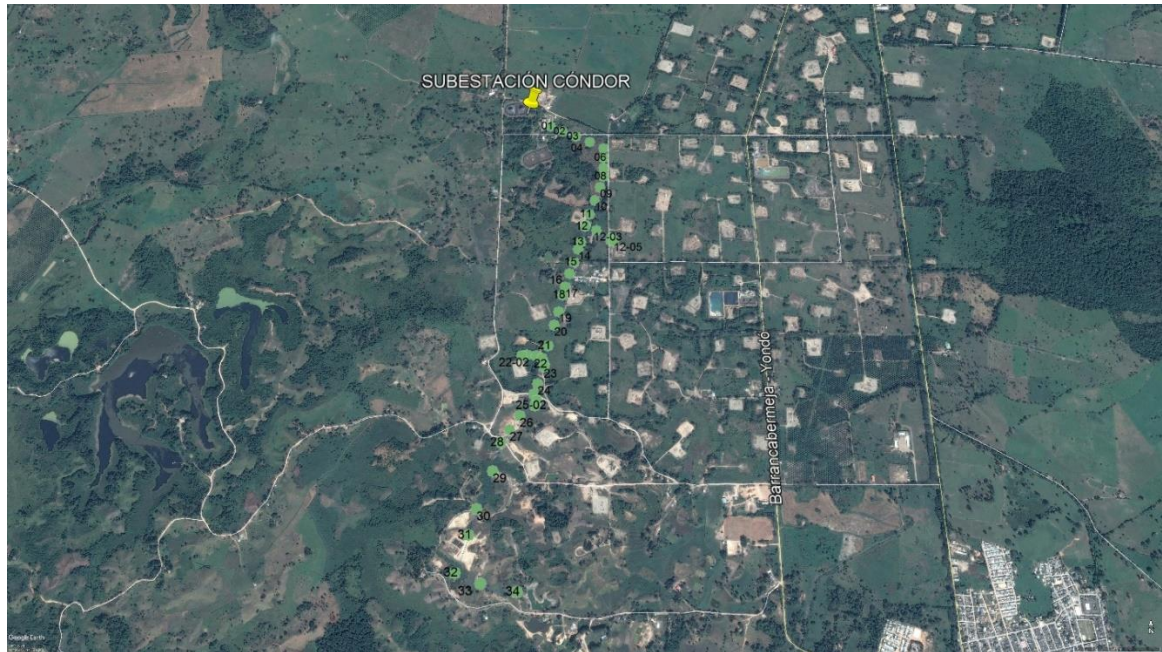


Figura 38. Georreferenciación circuito 4. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 6,9 kV

Subestaciones de distribución: 3 subestaciones. Capacidad instalada: 1,3 MVA

Longitud: 3,51 km

Estructuras de retención: 21 estructuras

Estructuras de suspensión: 22 estructuras

Pórticos: 2 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTO4 / D.U. / CBE / ECP / PL 9

3.1.10 Circuito 7.

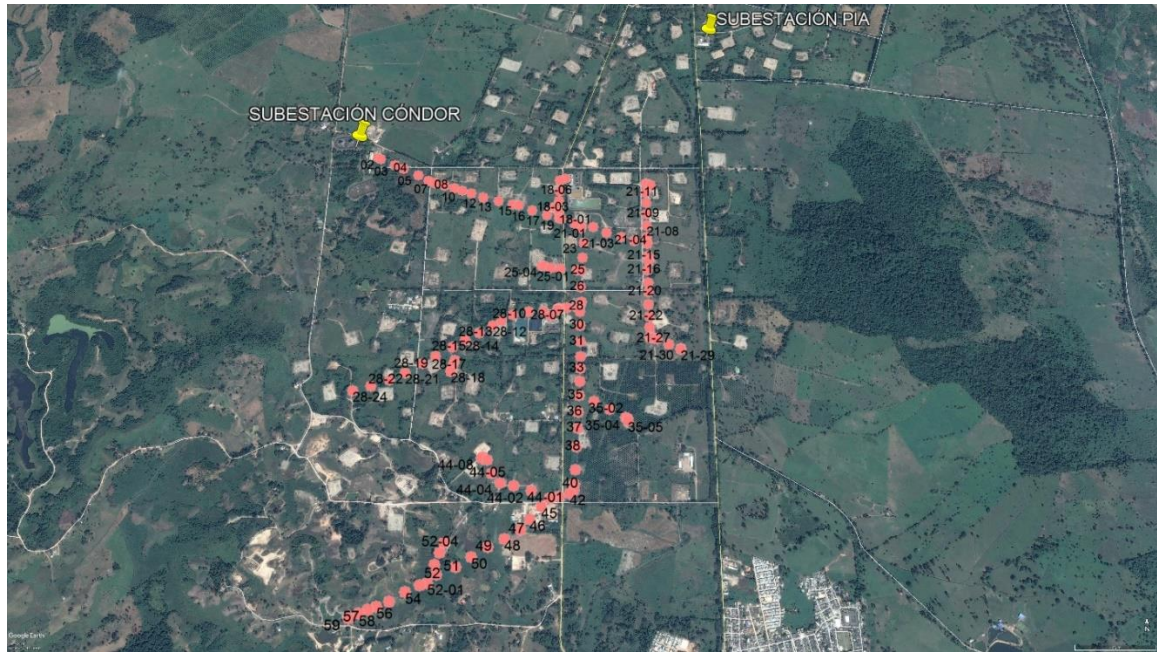


Figura 39. Georreferenciación circuito 7. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 6,9 kV

Subestaciones de distribución: 13 subestaciones. Capacidad instalada: 5,250 MVA

Longitud: 9,22 km

Estructuras de retención: 73 estructuras

Estructuras de suspensión: 67 estructuras

Pórticos: 3 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CTO7 / D.U. / CBE / ECP / PL 10

3.1.11 Subestación de producción Córdor.



Figura 40. Georreferenciación subestación Córdor. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 / 6,9 kV

Subestaciones de distribución: 3 subestaciones. Capacidad instalada: 0,75 MVA

Transformadores de potencia: 2 transformadores. Capacidad instalada: 12 MVA

Área: 2684,46 m²

Estructuras de retención: 2 estructuras

Estructuras de suspensión: 0 estructuras

Pórticos: 5 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A

– SECONDOR / D.U. / CBE / ECP / PL 11

– DVR / D.U. / CBE / ECP / ANX4

3.1.12 Subestación planta de inyección de agua (PIA).



Figura 41. Georreferenciación subestación PIA. Casabe – Ecopetrol.

Nivel de tensión: 34,5 / 6,9 kV

Subestaciones de distribución: 2 subestaciones. Capacidad instalada: 0,1125 MVA

Transformadores de potencia: 2 transformadores. Capacidad instalada: 12 MVA

Área: 795 m²

Estructuras de retención: 0 estructuras

Estructuras de suspensión: 0 estructuras

Pórticos: 2 pórticos

Torres: 0 torres

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – SEPIA / D.U. / CBE / ECP / PL 12

3.1.13 Campo petrolero Casabe.

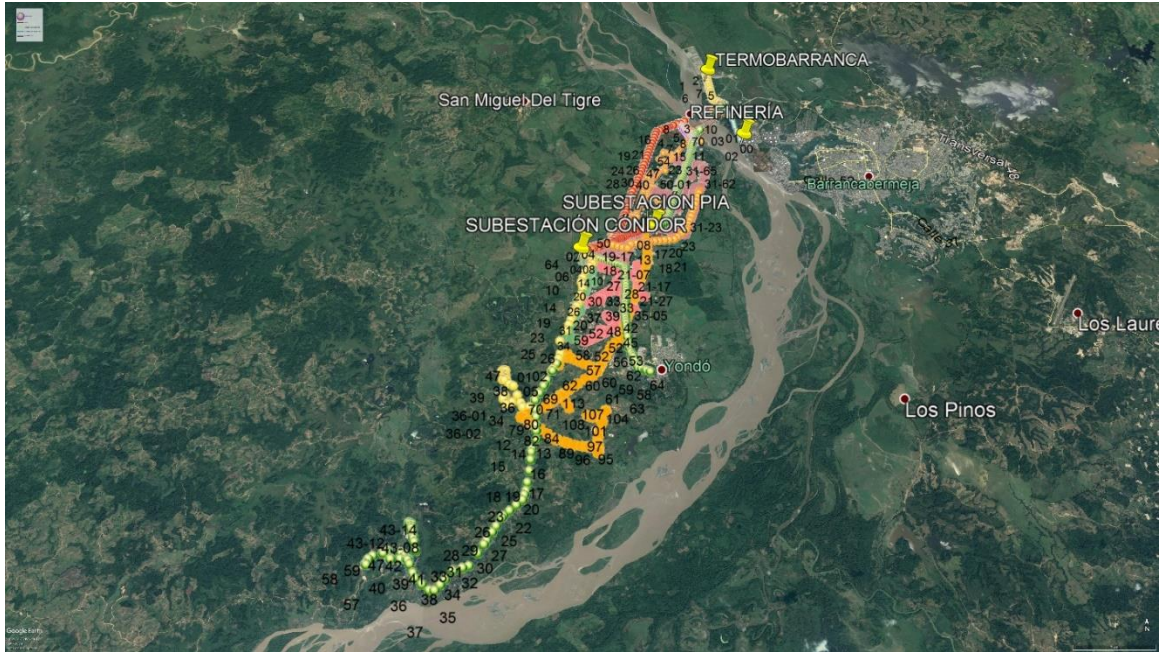


Figura 42. Georreferenciación campo Casabe – Ecopetrol.

Niveles de tensión: 34,5 - 6,9 - 4,16 / 0,480 - 0,220 - 0,127 kV.

Subestaciones de distribución: 106 subestaciones. Capacidad instalada: 43,5825 MVA.

Transformadores de potencia: 4 transformadores. Capacidad instalada: 24 MVA.

Longitud: 97,86 km de línea eléctrica.

Estructuras de retención: 542 estructuras.

Estructuras de suspensión: 552 estructuras.

Pórticos: 38 pórticos.

Torres: 6 torres.

Diagrama unifilar. Ver Apéndice A – CBE / D.U. / CBE / ECP / PL 1

Nota: Los datos de longitud y estructuras del circuito 3 se toman desde la subestación CONDOR hasta el pórtico Guarumo, no incluye zona industrial.

3.2 Inventario componentes de redes y subestaciones eléctricas

Con el fin de mayor interpretación de los diagramas unifilares y georreferenciación mostrados, se presenta un resumen de la información presentada anteriormente y se realiza un inventario sobre la cantidad de equipos asociados con las redes y subestaciones eléctricas del campo Casabe.

Ver Apéndice B. Inventario circuitos y subestaciones eléctricas campo Casabe – Ecopetrol.

Para la correcta interpretación del apéndice B, tener en cuenta las siguientes observaciones:

- En las subestaciones de distribución y transformadores de potencia se presenta la capacidad instalada correspondiendo a la potencia nominal de la placa de los transformadores.

- Además de las cajas cortacircuitos que se utilizan en algunas subestaciones de distribución, como se observa en los diagramas unifilares, todo reconectador tiene dos (2) cajas cortacircuitos que alimentan un (1) transformador de potencial (PT) de 6,9 - 34,5 kV / 120 V y este último alimenta la caja de control del reconectador (excepto en la Subestación PIA), como se observa en el siguiente diagrama.

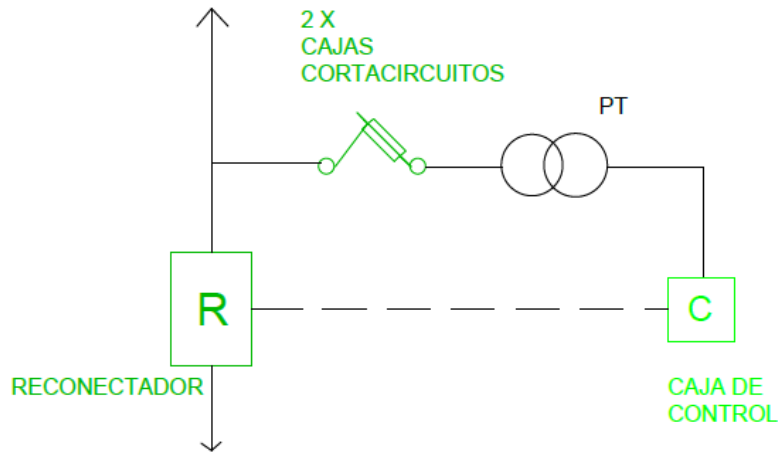


Figura 43. Esquema simplificado reconfigurador

- La longitud de los circuitos, área de las subestaciones y número de estructuras se obtienen de los diagramas y tablas de georreferenciación levantado por el personal de Redes de Ecopetrol S.A. El campo Casabe cuenta con tres tipos de estructuras de retención: R (retención sencilla), RH (retención en H) y RHH (retención trípede); pórticos de retención (RP) entre los que se incluyen estructuras de retención que cuentan con cuatro postes de acuerdo con la topología del terreno; dos tipos de estructuras de suspensión: S (suspensión sencilla) y SH (suspensión en H); y finalmente torres de transmisión (TORRE) con el fin de soportar los conductores eléctricos aéreos de las líneas de transmisión (34,5 kV) y cruce por el Río Magdalena. Para el circuito 3, los datos de longitud y estructuras se toman desde la Subestación CONDOR hasta el pórtico Guarumo, no incluye Zona Industrial.

- Las subestaciones de potencia CONDOR y PIA manejan dos niveles de tensión, motivo por el cual se divide la cantidad de equipos en dos: la primera sección corresponde a los equipos instalados en 34,5 kV y la segunda sección a los equipos instalados en 6,9 kV.

▪ El circuito 3, incluyendo zona industrial, manejan dos niveles de tensión, motivo por el cual se divide la cantidad de equipos en dos: la primera sección corresponde a los equipos instalados en 6,9 kV y la segunda sección a los equipos instalados en 4,16 kV.

▪ La cantidad total de equipos que se presentan en el apéndice B incluyen tres niveles de tensión. En la siguiente tabla, se realiza un resumen discriminando el total de equipos de acuerdo con su nivel de tensión (4,16 - 6,9 - 34,5 kV)

Tabla 3. *Resumen equipos redes y subestaciones eléctricas campo Casabe*

RESUMEN EQUIPOS REDES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS				
CAMPO CASABE POR NIVEL DE TENSIÓN				
EQUIPO	CANTIDAD			
	4,16 kV	6,9 kV	34,5 kV	TOTAL
Seccionadores monopolares	9	39	123	171
Seccionadores tripolares	0	44	156	200
Reconectores	0	12	74	86
Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)	0	111	435	546
Cajas cortacircuitos	51	51	181	283
Transformadores de potencial (PT's)	0	12	83	95
Transformadores de corriente (CT's)	0	0	6	6

▪ Para obtener la capacidad instalada, se suman las capacidades instaladas de los transformadores por circuito y subestación. Para las subestaciones de potencia se presentan las siguientes observaciones:

- La Subestación CONDOR tiene 3 subestaciones de distribución y 2 transformadores de potencia, para la capacidad instalada se tiene en cuenta un transformador de distribución y uno de potencia (los otros transformadores se utilizan como respaldo). El transformador de servicios auxiliares lo alimenta el transformador de potencia.

- La Subestación PIA tiene 2 subestaciones de distribución para servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia, para la capacidad instalada se tiene en cuenta un transformador de distribución y uno de potencia (los otros transformadores se utilizan como respaldo).

- La zona industrial se alimenta de dos transformadores del pórtico Guarumo.

3.3 Actividades de mantenimiento actuales

Actualmente el campo Casabe no tiene establecido un plan de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de media tensión, se realizan algunos mantenimientos preventivos pero en general los mantenimientos son correctivos, es decir, se corrige una falla que se presenta en determinado momento en los distintos equipos y su función principal consiste en poner en marcha el equipo en el menor tiempo y costo posible, sin embargo se presenta el inconveniente de no encontrar disponible el equipo a cambiar, herramientas necesarias, no contar con el personal

adecuado para la operación de cambio o clima inadecuado para trabajar, pudiéndose alargar el tiempo de falla y por tanto afectar la producción.

A continuación, se presentan las actividades de mantenimiento preventivo que se realizan en campo Casabe para las líneas y subestaciones eléctricas.

3.3.1 Mantenimiento de líneas eléctricas.

Las actividades de mantenimiento de líneas eléctricas que se realizan son:

Inspección visual

La duración de esta rutina está determinada por las longitudes de los circuitos y el rendimiento del personal como se observa en la tabla 4.

Esta rutina está programada para ejecutarse por el personal técnico, el cual realizará un informe en campo que será suministrado al planeador; el planeador estará encargado de revisar este informe, determinar las condiciones sub estándar y realizar la planeación y programación para realizar el respectivo mantenimiento correctivo. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

Tabla 4. Rutina actual inspección visual líneas eléctricas media tensión.

INSPECCIÓN VISUAL		
CIRCUITO POR INTERVENIR	DURACIÓN (SEMANAS)	RECURSOS
Línea 1. 34,5 kV (Termbarr - Galán)	4	
Línea 1. 34,5 kV (Galán - Cóndor)	4	
Línea 2. 34,5 kV (Refinería – Galán)	4	
Línea 2. 34,5 kV (Galán – PIA)	4	
Circuito 3. Zona industrial	4	
Circuito 1. 34,5 kV	9	
Circuito 7. 6,9 kV	9	
Circuito 2. 34,5 kV	8	
Circuito 4. 6,9 kV	8	

Dos (2) parejas de técnicos electricistas, con su respectivo vehículo y herramienta.

Inspección termográfica

La duración de esta rutina está determinada por las longitudes de los circuitos y el rendimiento del personal como se observa en la tabla 5.

Esta rutina está programada para ejecutarse por el personal técnico, el cual realizará un informe en campo que será suministrado al planeador; el planeador estará encargado de revisar este informe, determinar las condiciones sub estándar y realizar la planeación y programación para realizar el respectivo mantenimiento. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol

que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

Tabla 5. Rutina actual inspección termográfica líneas eléctricas media tensión

INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA		
CIRCUITO POR INTERVENIR	DURACIÓN (SEMANAS)	RECURSOS
Línea 1. 34,5 kV (Termbarr - Galán)	15	
Línea 1. 34,5 kV (Galán - Cóndor)	15	
Línea 2. 34,5 kV (Refinería – Galán)	15	Un (1) termógrafo, un (1) técnico electricista, con su respectivo vehículo y herramienta.
Línea 2. 34,5 kV (Galán – PIA)	15	
Circuito 3. Zona industrial	14	
Circuito 1. 34,5 kV	14	
Circuito 7. 6,9 kV	14	
Circuito 2. 34,5 kV	14	
Circuito 4. 6,9 kV	14	

Inspección por ultrasonido

La duración de esta rutina está determinada por las longitudes de los circuitos y el rendimiento del personal como se observa en la tabla 6.

Esta rutina está programada para ejecutarse por el personal técnico, el cual realizará un informe en campo que será suministrado al planeador; el planeador estará encargado de revisar este

informe, determinar las condiciones sub estándar y realizar la planeación y programación para realizar el respectivo mantenimiento. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

Tabla 6. Rutina actual inspección por ultrasonido líneas eléctricas media tensión.

INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO		
CIRCUITO POR INTERVENIR	DURACIÓN (SEMANAS)	RECURSOS
Línea 1. 34,5 kV (Termbarr - Galán)	15	
Línea 1. 34,5 kV (Galán - Cóndor)	15	
Línea 2. 34,5 kV (Refinería – Galán)	15	Un (1) técnico en ultrasonido, un (1) técnico electricista, con su respectivo vehículo y herramienta.
Línea 2. 34,5 kV (Galán – PIA)	15	
Circuito 3. Zona industrial	14	
Circuito 1. 34,5 kV	14	
Circuito 7. 6,9 kV	14	
Circuito 2. 34,5 kV	14	
Circuito 4. 6,9 kV	14	

Medición del sistema de puesta a tierra (SPT)

La duración de esta rutina está determinada por las longitudes de los circuitos y el rendimiento del personal como se observa en la tabla 7.

Esta rutina está programada para ejecutarse por el personal técnico, el cual realizará un informe en campo que será suministrado al planeador; el planeador estará encargado de revisar este informe, determinar las condiciones sub estándar y realizar la planeación y programación para realizar el respectivo mantenimiento. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

Tabla 7. Rutina actual medición del sistema de puesta a tierra (SPT) en líneas eléctricas media tensión.

MEDICIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT)		
CIRCUITO POR INTERVENIR	DURACIÓN (SEMANAS)	RECURSOS
Línea 1. 34,5 kV (Termbarr - Galán)	4	
Línea 1. 34,5 kV (Galán - Cóndor)	4	
Línea 2. 34,5 kV (Refinería – Galán)	4	
Línea 2. 34,5 kV (Galán – PIA)	4	Dos (2) parejas de técnicos
Circuito 3. Zona industrial	4	electricistas, con su respectivo
Circuito 1. 34,5 kV	9	vehículo y herramienta.
Circuito 7. 6,9 kV	9	
Circuito 2. 34,5 kV	8	
Circuito 4. 6,9 kV	8	

Limpieza de servidumbre

En el campo Casabe se ha estipulado como servidumbre para redes de media tensión (34,5 kV o 6,9 kV), una distancia de seis (6) metros a cada lado del eje de la línea, teniendo como fin garantizar la confiabilidad y seguridad de las redes de distribución de energía y del personal que se encuentre cerca de las mismas. La rocería de maleza o servidumbre en líneas de 34,5 kV o 6,9 kV debe hacerse despejando un corredor de 12 m.

Este mantenimiento se realiza con una cuadrilla de rocería (3 motosierristas y 2 obreros, incluyendo herramienta y vehículo), cuya programación de trabajo estará condicionada por los resultados de la inspección visual que se realice a las líneas de media tensión. Según la criticidad que se encuentre en la rutina de la inspección visual, se planeará y programará los lugares donde se realizará este mantenimiento.

Inspección por dron

Este tipo de inspección para mantenimiento en redes de media tensión se encuentra en etapa de experimento, motivo por el cual no se tiene aún una rutina para el mismo en el campo Casabe, sin embargo, aporta grandes ventajas especialmente para la inspección de torres de transmisión.

3.3.2 Mantenimiento de subestaciones eléctricas.

Para el mantenimiento de las subestaciones eléctricas se realizan las actividades mencionadas en el ítem anterior, excepto la inspección por dron. Por otro lado, la limpieza de servidumbre (maleza) se realiza interna como externamente de la subestación. Otros mantenimientos por realizar en las subestaciones se describen a continuación:

Medición de la calidad de la energía eléctrica

Un problema de calidad es cualquier evento o suceso posible, que se manifiesta como una afectación del voltaje, la corriente o la frecuencia que resulte en la falla o en la operación de un proceso.

Mantenimiento del seccionador

Las actividades para el mantenimiento de seccionadores son: inspección visual, estado de funcionamiento (simultaneidad de los contactos en las maniobras de apertura y cierre en seccionadores tripolares, operaciones de apertura y cierre en seccionadores monopolares y verificación del estado de los contactos), termografía, ultrasonido y limpieza de servidumbre.

Mantenimiento del reconectador

Las actividades son: inspección visual del reconectador, medición de la resistencia de aislamiento, rigidez dieléctrica del aceite, corriente mínima de disparo, secuencia de disparo rápido, lento y apertura definitiva, corriente mínima de disparo a tierra.

Mantenimiento del transformador

Las actividades más importantes para el mantenimiento del transformador son: retorqueo de terminales en primario y secundario, inspección visual, limpieza de equipos, toma de muestra de aceite dieléctrico, pruebas eléctricas, pruebas funcionales de accesorios y dispositivos de protección, pruebas funcionales de los sistemas de refrigeración termografía, ultrasonido y limpieza de servidumbre.

Mantenimiento del interruptor

Las actividades para el mantenimiento del interruptor son: limpieza y retorqueo en terminales de conexión, ensayos dieléctricos, pruebas funcionales eléctricas, verificar funcionamiento adecuado de los enclavamientos, comprobar funcionamiento del sistema automático.

Mantenimiento del pararrayos

El mantenimiento del pararrayos incluye las siguientes actividades: Limpiar del registro a tierra, reapretar las conexiones electrodo – cable, ajustar el ángulo de proyección, verificar los puntos de agarre y unión del conductor a tierra y verificar el aislamiento de la estructura de soporte de pararrayos.

Mantenimiento de celdas de baja tensión

El mantenimiento en celdas constará de inspección visual, maniobras de comprobación, revisión del estado de apriete de tornillería de fijación.

El campo Casabe tiene subestaciones de distribución y subestaciones de potencia, las actividades de mantenimiento difieren en algunos aspectos de periodicidad, recursos y equipos para cada una de ellas.

3.3.2.1 Subestaciones de distribución.

Las subestaciones de distribución tienen un nivel de transformación de tensión de 4,16 - 6,9 – 34,5 / 0,480 – 0,220 – 0,127 kV que tienen como finalidad alimentar las unidades de levantamiento mecánico de extracción del crudo, servicios auxiliares, estaciones de recolección de crudo, zona

industrial, captadores de agua, entre otros, con un total de 106 subestaciones en el sistema general de media tensión del campo Casabe.

Los mantenimientos realizados para estas subestaciones son:

- Inspección visual
- Inspección termográfica
- Inspección por ultrasonido
- Limpieza de servidumbre
- Medición del sistema de puesta a tierra (SPT)
- Mantenimiento del seccionador
- Mantenimiento del transformador
- Mantenimiento del reconectador
- Medición de la calidad de energía eléctrica
- Mantenimiento de celdas de baja tensión

Las rutinas de mantenimiento se realizan semestralmente, se tiene un recurso de dos (2) parejas de técnicos electricistas, tres (3) motosierristas y dos (2) obreros, con su respectivo vehículo y herramienta. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

3.3.2.2 Subestaciones de potencia.

Hay dos subestaciones de potencia que son la subestación de producción Cóndor y la subestación de la Planta de Inyección de Agua (PIA).

Los mantenimientos para estas subestaciones de potencia se realizan semestral y anualmente:

Mantenimiento Semestral

- Inspección visual
- Inspección termográfica
- Inspección por ultrasonido
- Limpieza de servidumbre
- Medición del Sistema de Puesta a Tierra (SPT)

Mantenimiento Anual

- Mantenimiento del seccionador
- Mantenimiento del transformador
- Mantenimiento del reconectador
- Mantenimiento del interruptor
- Mantenimiento del pararrayos
- Medición de la calidad de energía eléctrica
- Mantenimiento de celdas de baja tensión
- Además, las actividades de mantenimiento semestral.

Las rutinas de actividades semestrales tienen un recurso de dos (2) parejas de técnicos electricistas, tres (3) motosierristas y dos (2) obreros, con su respectivo vehículo y herramienta. Las rutinas de mantenimientos anuales son subcontratadas por empresas especializadas para mantenimiento de los equipos mencionados. Se entregará un informe digital al supervisor de Ecopetrol que contempla la inspección realizada, las condiciones subestándares y registro fotográfico de la actividad realizada.

4 Propuesta y aplicación mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

El mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) consiste en una metodología de análisis racional, sistemático y estructurado que busca definir las tareas de mantenimiento necesarias para la correcta operación del equipo o sistema, mitigando los riesgos asociados con los modos de falla presentes en ellos y sus consecuencias.

El objetivo final del presente proyecto consiste en formular los planes de mantenimiento de las redes y subestaciones eléctricas de media tensión del campo Casabe con base en los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología del RCM. Esta aplicación se realizará a los equipos que componen las redes y subestaciones del sistema eléctrico, entonces se iniciará el proceso determinando los equipos que componen las líneas y las subestaciones del sistema de media tensión, obtenido a partir del levantamiento e inventario realizado de los diagramas unifilares mostrados en el capítulo anterior. Se logrará entonces un listado de equipos en común a quienes se les aplicará la metodología propuesta del RCM con la intención de obtener las tareas de mantenimiento aplicables a las redes y subestaciones de media tensión del campo Casabe.

La aplicación del procedimiento RCM se realiza con base en la Norma ISO 14224, SAE 1011 y el procedimiento RCM explicado por John Moubroy en el capítulo 2 del presente documento.

4.1 Equipo sistema eléctrico media tensión

Para la aplicación del RCM a las redes y subestaciones eléctricas de media tensión, se realiza un registro de los equipos presentes en las líneas y las subestaciones del sistema eléctrico del campo, como se observa en la figura 44, organizando el equipo eléctrico en dos categorías: líneas y subestaciones eléctricas. Las líneas eléctricas se dividen en líneas de transmisión y líneas de distribución, que a su vez se componen de estructuras de retención, estructuras de suspensión, torres eléctricas (en el caso de líneas de transmisión) y pórticos eléctricos. Éstos últimos se dividen en pórticos de maniobra y pórticos de cambio de dirección. Por otro lado, las subestaciones eléctricas se dividen en subestaciones de potencia y subestaciones de distribución.

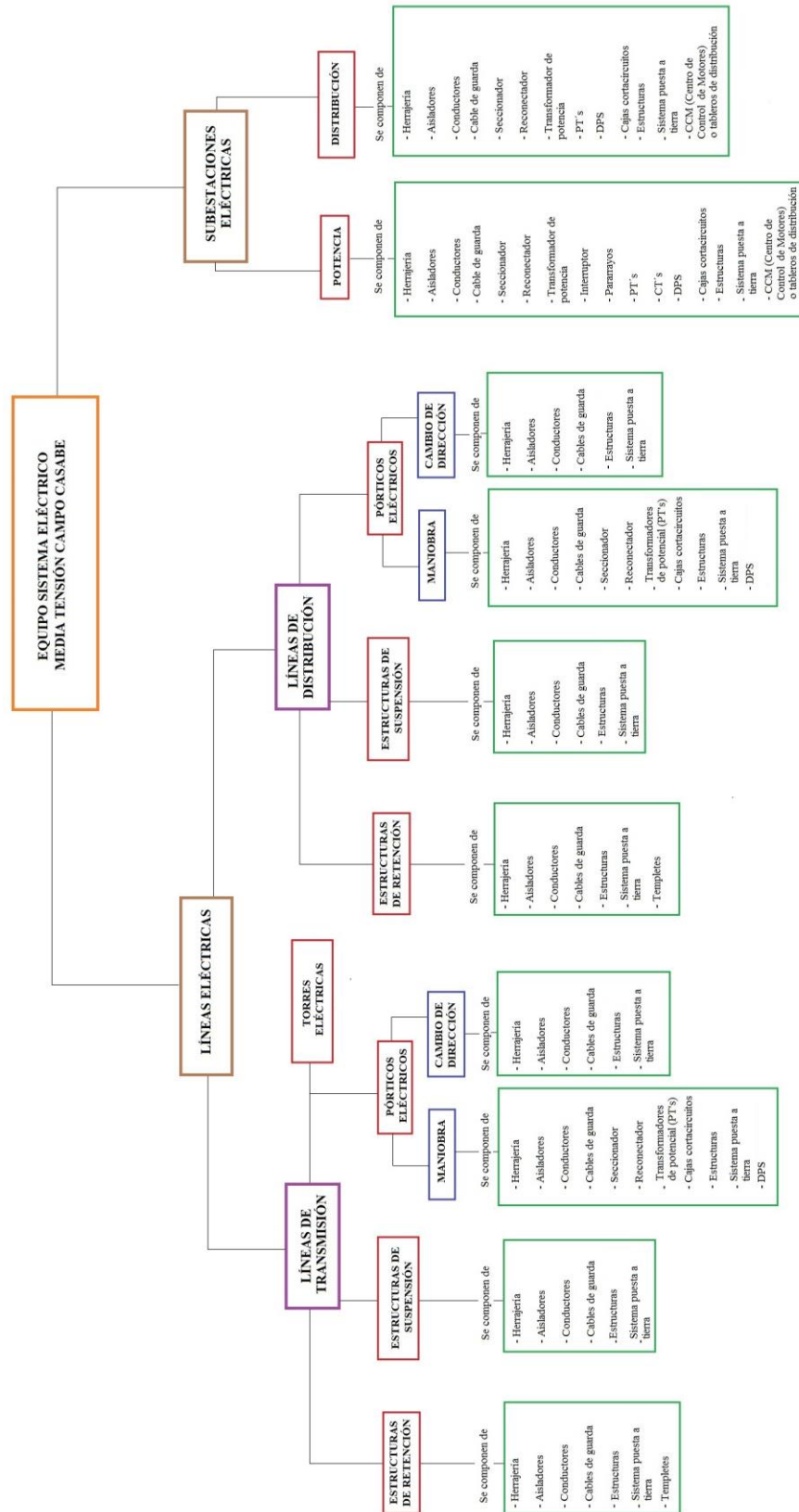


Figura 44. Equipo sistema eléctrico media tensión campo Casabe

De acuerdo con los diagramas unifilares y georreferenciación del capítulo anterior, se tiene la siguiente categorización:

Tabla 8. *Categorización redes y subestaciones eléctrica MT*

SISTEMA ELÉCTRICO MT	RED / SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Línea 1
	Línea 2
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	Circuito 1
	Circuito 2
	Circuito 3
	Circuito 4
	Circuito 7
	Circuito 5
	Circuito H16
	Circuito Casabe Sur
Circuito Peñas Blancas	
SUBESTACIONES DE POTENCIA	Subestación Cóndor
	Subestación PIA
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	Subestaciones de cada circuito o subestación de potencia.

Obteniendo un listado de equipos en común con un total de diecisiete (17) equipos eléctricos para media tensión, con este listado es posible levantar una red o subestación eléctrica.

LISTADO EQUIPOS SISTEMA ELÉCTRICO

MEDIA TENSIÓN CAMPO CASABE

- | | |
|--|--|
| 1. Aisladores | 10. Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) |
| 2. Seccionadores | 11. Pararrayos |
| 3. Interruptores | 12. Conductores eléctricos |
| 4. Reconectadores | 13. Cables de guarda |
| 5. Transformadores | 14. Sistema de puesta a tierra |
| 6. Cajas cortacircuitos | 15. Estructuras |
| 7. Transformadores de potencial (PT's) | 16. Templetes |
| 8. Transformadores de corriente (CT's) | 17. Centro de control de motores (CCM) |
| 9. Herrajería | |

4.2 Aplicación metodología RCM

Para cada uno de los equipos mostrados anteriormente, se le aplicará la metodología del RCM presentando grandes ventajas en el momento de determinar tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico en las empresas de acuerdo con la teoría explicada en el capítulo 2.3, analizando las fallas funcionales, modos de falla y efectos. Seguido de esto, se desarrolla la jerarquización del riesgo para cada equipo, resultante de la combinación de la frecuencia de

ocurrencia y sus consecuencias en las personas, economía, medio ambiente, clientes y reputación, permitiendo identificar los modos de falla con mayor criticidad de acuerdo con la matriz de criticidad propuesta por Ecopetrol y mostrada en la tabla 1 y 2 del. Finalmente, se proponen las tareas de mantenimiento predictivas, preventivas y “a falta de” para las condiciones observadas.

Lo anterior se observa en el diagrama de la figura 45.

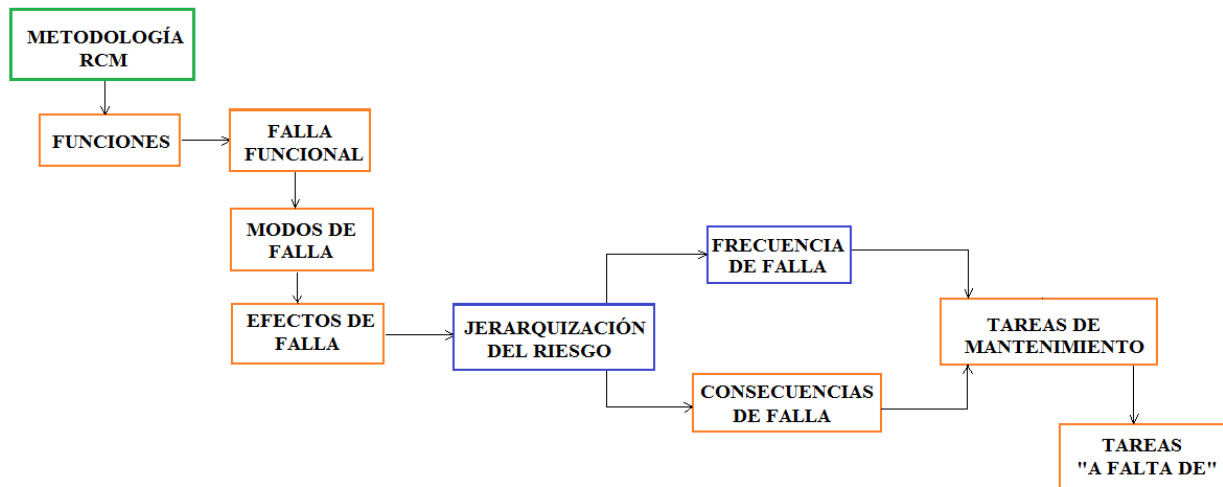


Figura 45. Procedimiento RCM y jerarquización del riesgo.

Nota: Los 7 pasos del RCM se presentan en color naranja.

El modo de falla es una causa de falla o una posible manera en la que un equipo o sistema puede fallar. Entender los modos de falla mejora la fiabilidad del producto pues se distinguen los diferentes riesgos que pueden presentar en un equipo a corto, mediano o largo plazo. Se identifican los modos de falla que se han presentado o pueden presentarse en los equipos asociados con el sistema eléctrico de media tensión del campo Casabe, en total quince (15) modos de falla. Lo anterior se observa en la tabla 9.

Tabla 9. *Modos de falla equipos eléctricos.*

MODOS DE FALLA	REFERENTE A
Atmosféricos	Fallas en los equipos debido a variedad de fenómenos que suceden en la atmósfera (descargas atmosféricas) o a variables del tiempo como: altas o bajas temperaturas, presión atmosférica, nubosidad, humedad, viento, lluvias, entre otros.
Corrosión	Deterioro observado en un objeto metálico a causa de un alto impacto electroquímico de carácter oxidativo; la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, de la salinidad del fluido en contacto con el metal y de las propiedades del metal en cuestión.
Desgaste	<p>Pérdida de la estructura superficial de un material debido a una interacción constante con una superficie o con un objeto. Desgaste por movimiento de apertura y cierre de equipos.</p> <p><i>Desgaste abrasivo:</i> Es el que provoca una superficie sobre otra cuando existen protuberancias en el material más duro, que se incrustan en el otro.</p> <p><i>Desgaste adhesivo:</i> Se da entre materiales iguales o parecidos que, al tener mayor afinidad, se transfieren moléculas entre ellos pegándose y, al continuar con el movimiento, se arrancan o desprenden.</p>
Mal dimensionamiento	<p>Un mal dimensionamiento puede presentar fallas eléctricas por mala distancia de aislamiento, distancia inadecuada de conductores, cálculo erróneo de corrientes, voltajes y potencias máximas que soportan los equipos, entre otros.</p> <p>Fallas de fabricación.</p>
Eléctricas	Presencia de corrientes circundantes y corrientes armónicas. Sobrecargas. Fallas en la red eléctrica.
Fauna	Contacto de animales o nidos de aves con los bornes energizados de los equipos produciendo fugas a tierra entre fases o cualquiera de sus fases y tierra.

Flora	Contacto de vegetación con los bornes energizados de los equipos produciendo fugas a tierra entre fases o cualquiera de sus fases y tierra.
Falta de lubricación	La falta de lubricación permite el desgaste de las piezas móviles de los equipos debido a la acción producida por la fricción y/o rozamiento entre los metales, provocando sobrecalentamiento y desgaste de estos. Falla en los mecanismos de apertura y cierre de los equipos.
Funcionamiento	Fallo de componentes de los equipos o eventos no previstos permitiendo la no continuidad en su operación.
Instalación incorrecta	Raspones, abolladuras o rompimiento recibidos durante ensamblaje y/o maniobras de descarga de los equipos y sus accesorios provocando puntos de oxidación y efectos como puntos calientes, tracking o efecto corona. Ruptura del material. Equipos mal calibrados. Mal contacto de bornes de los equipos con los conductores. Distancias de seguridad y aislamientos cortas.
Suciedad	Acumulación de polvo o contaminantes sobre los equipos perdiendo distancias de aislamiento y puntos calientes en los terminales. Los mecanismos de apertura y cierre pueden presentar desgaste abrasivo.
Terceros	Vandalismo ocasionando deterioro e incluye destrucción voluntaria de los equipos y/o sus componentes. Eventos inesperados sobre el equipo (accidentes)
Terreno	Movimientos del terreno (sismos, cedimiento del terreno) o debilitación de este (agua lluvia, rio) desnivelando o desestabilizando los equipos, provocando desconexiones de cableado, distensión de cables, rupturas o pérdida del equipo.
Vibraciones	La mayoría de los equipos están diseñados para funcionar con suavidad y evitar vibraciones. Las vibraciones pueden indicar la existencia de un problema o el deterioro de alguno de los componentes del equipo.
Vida útil de materiales	Duración estimada que un material o equipo puede tener, cumpliendo correctamente con la función para la cual ha sido creado. Envejecimiento del material, presencia de fisuras, grietas, pérdida de aislamiento, desgaste de equipos, fugas, entre otros.

En el *Apéndice C*. Aplicación metodología mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), se presenta el procedimiento de aplicación de la metodología del RCM para cada equipo obteniendo las tareas de mantenimiento para ser ejecutadas en el campo Casabe.

En el Apéndice C, se distribuye en los siguientes sub apéndices.

Apéndice C.1. Aisladores.

Apéndice C.2. Seccionadores (monopolares y tripolares).

Apéndice C.3. Interruptores.

Apéndice C.4. Reconectores.

Apéndice C.5. Transformadores.

Apéndice C.6. Cajas cortacircuitos.

Apéndice C.7. Transformadores de potencial (PT's).

Apéndice C.8. Transformadores de corriente (CT's).

Apéndice C.9. Herrajería.

Apéndice C.10. Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS).

Apéndice C.11. Pararrayos desionizante.

Apéndice C.12. Conductores eléctricos.

Apéndice C.13. Cables de guarda.

Apéndice C.14. Sistemas de puesta a tierra (SPT).

Apéndice C.15. Estructuras.

Apéndice C.16. Templetes.

Apéndice C.17. Centro de control de motores (CCM).

5. Procedimientos para el desarrollo de los planes de mantenimiento

En el presente capítulo se realizan los procedimientos de las tareas de mantenimiento obtenidas de la aplicación del RCM siendo base para el desarrollo de los planes de mantenimiento del campo Casabe.

5.1 Especificaciones técnicas

Para las tareas de mantenimiento que se presentan en el ítem 5.2 del presente documento, considerar las siguientes especificaciones técnicas con el fin de ejecutar un trabajo seguro, adecuado y confiable.

5.1.1 Elementos de protección personal.

Cumplir con los elementos de protección personal (EPP) que se especifican en el ítem 1.4.1 del presente documento. Mínimo los siguientes elementos debidamente certificados y aptos para el trabajo en las zonas del Magdalena Medio:

- Dotación antinflama de cuerpo completo para actividad eléctrica.
- Botas dieléctricas de caña alta con puntera de seguridad en fibra de vidrio.
- Casco dieléctrico de seguridad con barbuquejo.

- Gafas de seguridad con filtro solar.
- Botas de caucho para zona pantanosa.
- Guantes dieléctricos y guantes de vaqueta.
- Careta antiarco.
- Equipo de protección contra caídas para trabajo en altura
- Protectores auditivos.
- Tapete dieléctrico para media tensión.
- Señalización (conos, cintas, señales asociadas)
- Kit para atención de emergencias (botiquín)
- Extintor multipropósito.
- Detector de tensión tipo lápiz.
- Pértigas eléctricas aislantes.

5.1.2 Reglas de oro.

Cumplir con las reglas de oro que se especifican en el ítem 1.4.2 del presente documento.

- Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión.
- Condenación o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte.
- Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases.
- Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo.
- Señalizar la instalación a intervenir y delimitar la zona de trabajo.

5.1.3 Factores de riesgo eléctrico más comunes.

(RETIE, 2013, Artículo 9.3)

Por regla general, toda actividad relacionada con las instalaciones eléctricas tiene implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

▪ *Arcos eléctricos*

POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.

- *Ausencia de electricidad (en determinados casos)*

POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.

- *Contacto directo*

POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

- *Contacto indirecto*

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.

▪ ***Cortocircuito***

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

▪ ***Electricidad estática***

POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.

▪ ***Equipo defectuoso***

POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

▪ ***Rayos***

POSIBLES CAUSAS: Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

▪ ***Sobrecarga***

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

▪ ***Tensión de contacto***

POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

▪ ***Tensión de paso***

POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

5.1.4 Otros factores de riesgo.

Otros posibles riesgos que pueden presentarse cuando se inspecciona o se realizan tareas de mantenimiento a los equipos, se mencionan a continuación:

- ***Locativos (Elementos o condiciones en el área)***

POSIBLES CAUSAS: Caídas, golpes, heridas.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Señalizar y divulgar los peligros del área, informar a los ejecutores sobre la existencia de elementos o irregularidades del terreno.

- ***Biológicos (Animales)***

POSIBLES CAUSAS: Contacto, exposición.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Informar a control de emergencia la presencia de animales peligrosos. No dar alimentos a los animales. Porte adecuado de la dotación.

- ***Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones)***

POSIBLES CAUSAS: Falla Estructural, Caída de objetos, Descargas Eléctricas.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Evaluación previa de condiciones del medio.

- ***Trabajo en alturas***

POSIBLES CAUSAS: Caída desde nivel superior.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Aseguramiento de las condiciones de la estructura, aplicación de procedimiento para trabajo seguro en altura, personal competente y certificado, elementos de protección contra caídas certificados.

▪ ***Mecánico (Caída o proyección de elementos o herramientas)***

POSIBLES CAUSAS: Exposición, contacto, golpes, heridas.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Inspección visual previa, posicionamiento fuera de línea de peligro, disponibilidad y uso de herramientas en estado óptimo.

▪ ***Química (Derrames, fugas de aceite)***

POSIBLES CAUSAS: Exposición, Contacto, Inhalación, Incendio, explosión.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Seguir recomendaciones para manipulación de transformadores. Disponer y usar equipos o elementos de protección respiratoria, gafas, guantes y dotación reglamentaria, disponer kits atención de derrames, disponer de extintor.

▪ ***Altas temperaturas (Radiación solar – golpe de calor)***

POSIBLES CAUSAS: Shock Térmico, pérdida del conocimiento, caídas a nivel y a diferente nivel, quemaduras, enfermedad de piel y visuales.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hidratación permanente del personal, uso de protector solar, pausas o relevos, porte adecuado de la dotación.

▪ ***Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)***

POSIBLES CAUSAS: Exposición directa, lumbalgia, afecciones musculares.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Adopción de posturas cómodas, pausas activas, relevos durante la actividad.

5.1.5 Perfil mínimo del personal.

(Ecopetrol, 2016)

- ***Ingeniero residente***

Ingeniero Electricista con cuatro (4) años de experiencia profesional o tres (3) años con Especialización en ramas afines a la Electricidad, Electrotécnica o Mantenimiento; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares a Ingeniero Residente o Planeador durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT en la industria del OIL & GAS. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 51 de 1986 y su decreto reglamentario 1873 de 1996. Con amplio conocimiento en normas, estándares y reglamentos tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, el Manual Eléctrico Colombiano o Norma Técnica Colombiana NTC 2050 y el Estándar IEEE 80. Conocimiento de software básico como Word Office, Excel, Power Point y Project de Microsoft y software especializado como AutoCAD, Neplan, Ellipse y SAP. Destreza en el liderazgo y gestión del personal. Amplio conocimiento técnico y manejo de los equipos de medición eléctrica, gestión de inventarios, competencia para priorizar acciones de mantenimiento en función de las condiciones establecidas o posibles a establecer en el periodo a planificar. Con conocimientos en el proceso del mantenimiento día – día (MDD), elaboración de procedimientos y presupuestos, seguridad industrial, análisis de riesgos y costos de mantenimiento.

- ***Planeador / Documentador***

Opción 1: Ingeniero Electricista o Electromecánico con tres (3) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares a Planeación o Programación durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT en la industria del OIL & GAS. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 51 de 1986 y su decreto reglamentario 1873 de 1996.

Opción 2: Tecnólogo Electricista o Electromecánico con cuatro (4) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares a Planeación o Programación durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT en la industria del OIL & GAS. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 392 de 1997.

Opción 3: Técnico Electricista o Electromecánico con categorías T3, T4 y T5 con cinco (5) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares a Planeación o Programación durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT en la industria del OIL & GAS. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con Ley 19 de 1990 y su Decreto Reglamentario 0991 de 1991.

Conocimiento en normas, estándares y reglamentos tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, el Manual Eléctrico Colombiano o Norma Técnica Colombiana NTC

2050 y el Estándar IEEE 80. Conocimiento de software básico como Word Office, Excel, Power Point y Project de Microsoft y software especializado como AutoCAD, Ellipse y SAP. Conocimiento técnico y manejo de los equipos de medición eléctrica, gestión de inventarios, competencia para priorizar acciones de Mantenimiento en función de las condiciones establecidas o posibles a establecer en el periodo a planificar. Con conocimientos en el proceso del mantenimiento día – día (MDD), elaboración de procedimientos y presupuestos, seguridad industrial, análisis de riesgos y costos de mantenimiento.

▪ ***Ingeniero de confiabilidad (CBM)***

Ingeniero Electricista o Electromecánico con cuatro (4) años de experiencia profesional o tres (3) años con Especialización en ramas afines a la Confiabilidad o Mantenimiento; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares en labores de Mantenimiento y Confiabilidad de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT. Certificado en Termografía Nivel II y Ultrasonido Nivel I según la ASNT SNT-TC-1A o similar. Experiencia mínima en Termografía de dos (2) años y en Ultrasonido de un (1) año. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 51 de 1986 y su decreto reglamentario 1873 de 1996. Con amplio conocimiento en normas, estándares y reglamentos tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, el Manual Eléctrico Colombiano o Norma Técnica Colombiana NTC 2050, el Estándar IEEE 80, la norma ISO 18434-1:2008, la norma ISO 18436-1:2004, la norma guía ASTM E1934-99a (2005) y la norma ISO 18436-8:2013. Conocimiento de software básico como Word Office, Excel, Power Point y Project de Microsoft y software especializado como AutoCAD, Neplan, Ellipse y SAP. Destreza en el liderazgo y gestión del personal. Amplio conocimiento técnico y manejo de los equipos de medición eléctrica, gestión de inventarios,

competencia para priorizar acciones de Mantenimiento en función de las condiciones establecidas o posibles a establecer en el periodo a planificar. Con conocimientos en el proceso del Mantenimiento Basado en Condición, elaboración de procedimientos, seguridad industrial, análisis de riesgos y costos de mantenimiento.

▪ ***Electricista 1 / CBM***

Opción 1: Tecnólogo Electricista o Electromecánico con dos (2) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares en labores de Mantenimiento y Confiabilidad de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT. Certificado en Termografía Nivel I y/o Ultrasonido Nivel I según la ASNT SNT-TC-1A o similar. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 392 de 1997.

Opción 2: Técnico Electricista con categorías T3, T4 y T5 con tres (3) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) año en cargos similares en labores de Mantenimiento y Confiabilidad de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT. Certificado en Termografía Nivel I y/o Ultrasonido Nivel I según la ASNT SNT-TC-1A o similar. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con Ley 19 de 1990 y su Decreto Reglamentario 0991 de 1991.

Conocimiento en normas, estándares y reglamentos tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, el Manual Eléctrico Colombiano o Norma Técnica Colombiana NTC 2050 y el Estándar IEEE 80. Conocimiento de software básico como Word Office y Excel de Microsoft. Amplio conocimiento técnico y manejo de los equipos de medición eléctrica, gestión

de inventarios. Habilidad para la redacción de informes. Con conocimientos en el proceso del Mantenimiento Basado en Condición, seguridad industrial e identificación de riesgos y peligros.

▪ ***Electricista 1 / Operador sistemas eléctricos***

Opción 1: Tecnólogo Electricista o Electromecánico con dos (2) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a dos (2) años en la Operación y Mantenimiento de Centro de Control de Motores, Celdas de MT y BT. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con la Ley 392 de 1997.

Opción 2: Técnico Electricista con categorías T2, T3, T4 y T5 con tres (3) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a dos (2) años en cargos de Operación y Mantenimiento de Centro de Control de Motores, Celdas de MT y BT. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con Ley 19 de 1990 y su Decreto Reglamentario 0991 de 1991.

Conocimiento en normas, estándares y reglamentos tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y el Manual Eléctrico Colombiano o Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Conocimiento de software básico como Word Office y Excel de Microsoft. Habilidad en Sistemas de Comunicación para maniobras eléctricas. Amplio conocimiento en el manejo, configuración y operación de reconectores, interruptores, seccionalizadores y demás equipos de maniobra. Habilidad para la redacción de informes, elaboración y ejecución de protocolos de maniobra. Con conocimientos en la identificación de riesgos y peligros. Capacidad para controlar situaciones ante contingencias eléctricas.

- ***Liniero***

Técnico Electricista con categorías T3, T4 y T5 con tres (3) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a dos (2) años en cargos como Liniero o Técnico Electricista durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes, Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT. Certificado para trabajar en altura. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con Ley 19 de 1990 y su Decreto Reglamentario 0991 de 1991.

- ***Operador camión grúa / canasta***

Tecnólogo, Técnico CAP o Certificación de competencias SENA u Organismo gubernamental de certificación de competencias con mínimo tres (3) años de experiencia en operación de grúa telescópica de hasta 10 ton y un (1) año de experiencia en operación de canasta telescópica. Licencia de conducción mínimo categoría C5 o B2, con experiencia y conocimiento en el amarre, cargue y descargue de materiales y equipos (fluidos, casetas, transformadores, motores, postes, tubería, cable, varilla, tanques y elementos en general de los sistemas eléctricos); manejo en la señalización para el movimiento de equipos de transporte de carga pesada y carga larga. Con certificación vigente como operador en las normas ASME B30.22 y ANSI/SIA 92.2.

- ***Ayudante***

Técnico Electricista con categorías T4 y T5 con tres (3) años de experiencia profesional; con experiencia específica no inferior a un (1) años en cargos como Liniero o Técnico Electricista durante la ejecución de labores de Operación, Construcción y/o Mantenimiento de Equipos, Redes,

Subestaciones y Protecciones Eléctricas de MT y BT. Certificado para trabajar en altura. Debe contar con matrícula profesional vigente de acuerdo con Ley 19 de 1990 y su Decreto Reglamentario 0991 de 1991.

▪ ***Operador de motosierra y guadaña***

Experiencia: Acreditar certificación de trabajo en altura, manejo de motosierra, guadaña y experiencia mínima de dos (2) años en labores de poda, tala y limpieza de servidumbre de redes eléctricas de media y baja tensión. Deberá estar certificado para trabajos en altura según Resolución 1409 de 2012.

▪ ***Obrero de Servidumbre***

Experiencia: Acreditar experiencia mínima de (1) año en labores de mantenimiento eléctrico, indicando la labor específica, sea excavación, soterrado, tendido y doblado de tubería, limpieza de servidumbre eléctrica.

5.2 Tareas de mantenimiento

Como se mencionó en el capítulo anterior, los planes de mantenimiento de las redes y subestaciones eléctricas de media tensión del campo Casabe se desarrollan con base en las tareas de mantenimiento obtenidas de la aplicación de la metodología del RCM realizada a los equipos que componen las redes y subestaciones del sistema eléctrico.

De acuerdo con lo anterior, se plantean 2 preguntas:

- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla? (Tareas Predictivas y Preventivas).

Evitar y anticiparse a que el equipo falle durante el periodo de su vida útil.

- ¿Que debiera hacerse si no se encuentra una tarea preventiva adecuada? (Tareas “a falta de”).

Otro tipo de tareas que tratan con el estado de falla.

Por lo tanto, se presenta a continuación las tareas obtenidas del procedimiento RCM a partir de las cuales se realizan los procedimientos para el desarrollo de los planes de mantenimiento del campo Casabe.

En total se presentan 18 procedimientos: 14 procedimientos de tareas preventivas y predictivas y 4 tareas “a falta de”. En estos procedimientos se encuentra información sobre el objetivo y alcance de la ejecución de la tarea de mantenimiento, componentes o equipos aplicables de acuerdo a los equipos obtenidos en capítulos anteriores, tipo de mantenimiento (preventivo, predictivo o correctivo), restricción para la ejecución de la tarea (con equipo energizado o desenergizado), equipo y herramienta necesaria, riesgos presentes durante la ejecución del mantenimiento, personal ejecutor para el desarrollo de la actividad, referencia normativa, procedimiento (actividades previas, durante y finales de la actividad), y el tiempo, en horas hombre, para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo en un equipo o componente.

Tareas preventivas y predictivas

- *Tarea 1:* Inspección visual.
- *Tarea 2:* Inspección con dron.
- *Tarea 3:* Inspección termográfica.
- *Tarea 4:* Inspección con ultrasonido.
- *Tarea 5:* Limpieza de equipo.
- *Tarea 6:* Limpieza de servidumbre.
- *Tarea 7:* Lubricación.

- *Tarea 8:* Medida de aislamiento.
- *Tarea 9:* Medición de la calidad de la energía eléctrica.
- *Tarea 10:* Medida de la continuidad en conductores.
- *Tarea 11:* Medida del sistema de puesta a tierra.
- *Tarea 12:* Medida de la relación de transformación.
- *Tarea 13:* Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.
- *Tarea 14:* Aplicación de pintura anticorrosiva.

Tareas “a falta de”

- *Tarea 1:* Búsqueda de falla.
- *Tarea 2:* Ningún mantenimiento programado.
- *Tarea 3:* Cambio de componente.
- *Tarea 4:* Rediseño.

5.2.1 Tareas de mantenimiento predictivas y preventivas.

5.2.1.1 Inspección visual.

Procedimiento 1. *Tarea de mantenimiento 1: Inspección visual.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: INSPECCIÓN VISUAL	
Objetivo	Conocer el estado actual de los equipos eléctricos de media tensión y realizar una detección temprana de posible falla en los componentes de las líneas para posteriormente programar el mantenimiento preventivo de las mismas.
Alcance	Se realiza inspección visual a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Estructuras, Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1) y desenergizados.
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cámara fotográfica digital de alta resolución Go Pro con su respectivo equipo. - Pértiga eléctrica aislante. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Equipo de cómputo. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contacto directo - Contacto indirecto - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales)

	<ul style="list-style-type: none"> - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal: Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El Ingeniero residente, planeador y CBM serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Electricista 1 / CBM - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor

	<ul style="list-style-type: none"> - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>ISO 9712:2005. <i>“Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de inspección visual en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.

	<p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la inspección visual que no involucra intervención de ningún tipo sobre los sistemas o equipos o instalaciones eléctricas, salvo el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras y equipos digitales.2. En aquellos equipos que, por su diseño, es muy difícil tener acceso, acceso anegado o de ingreso restringido se utiliza la pértiga aislante con la cámara Go Pro o binoculares.3. Realizar la inspección detallada del equipo identificando irregularidades como imperfecciones, defectos, falsos contactos, fijación de equipo, roturas, rupturas, presencia de colmenas, nidos o guaridas de insectos o animales (no alterar o provocar por ningún motivo a los animales o insectos). Además de vegetación, ramas de árboles cercanas y otro tipo de eventos que puedan ocasionar una falla en el equipo.4. Tomar registro fotográfico de la inspección.5. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
--	--

<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p>
	<p>Tiempo en HH [h]</p> <p>Inspección visual</p>
	<p>Personal operativo [PO] 2</p>
	<p>Personal administrativo [PA] 1</p>
	<p>Tiempo operación [min] 10 min</p>
	<p>Tiempo elaboración [min] 10 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en minutos 20 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en HH 0.33 h</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en minutos 10 min</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en HH 0.17 h</p>
<p>Tiempo total [TT] en minutos 30 min</p>	
<p>Tiempo total [TT] en horas 0.50 h</p>	

5.2.1.2 Inspección con dron.

Procedimiento 2. Tarea de mantenimiento 2: Inspección con dron.

TAREA DE MANTENIMIENTO: INSPECCIÓN CON DRON	
Objetivo	Identificar, mediante la toma de imágenes o videos aéreos, los componentes eléctricos en los que pudiera haber daños, fallas y otras irregularidades que representen riesgo para los componentes o sistema eléctrico.
Alcance	Se realiza inspección con dron a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Estructuras, Templetas, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricciones	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1) y desenergizados. Solo se puede realizar esta técnica en espacios abiertos, nunca en espacios cerrados.
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Vehículo aéreo no tripulado (Dron) con su respectivo equipo. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Equipo de cómputo. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Contacto directo - Contacto indirecto - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor)

	<ul style="list-style-type: none"> - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El Ingeniero residente, planeador y CBM serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad. - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Electricista 1 / CBM (Certificado como profesional de piloto DRON) - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.

	<ul style="list-style-type: none"> - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>ISO 9712:2005. <i>“Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”</i></p> <p>CIRCULAR REGLAMENTARIA No. 002 DE 2015. <i>“Requisitos generales de aeronavegabilidad y operaciones para RPAS”</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de inspección con dron en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.

	<p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se realiza la inspección con dron que no involucra intervención de ningún tipo sobre los sistemas o equipos o instalaciones eléctricas, salvo el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras, drones y equipos digitales. 2. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado. 3. Realizar la inspección detallada del equipo identificando irregularidades como imperfecciones, defectos, falsos contactos, fijación de equipo, roturas, rupturas, presencia de colmenas, nidos o guaridas de insectos o animales (no alterar o provocar por ningún motivo a los animales o insectos). Además de vegetación, ramas de árboles cercanas y otro tipo de eventos que puedan ocasionar una falla en el equipo. 4. Tomar registro fotográfico de la inspección. 5. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p>

Tiempo en HH [h]	
Inspección con dron	
Personal operativo [PO]	2
Personal administrativo [PA]	1
Tiempo operación [min]	5 min
Tiempo elaboración [min]	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.17 h
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
Tiempo total [TT] en minutos	20 min
Tiempo total [TT] en horas	0.33 h

5.2.1.3 Inspección termográfica.

Procedimiento 3. *Tarea de mantenimiento 3: Inspección termográfica.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	
Objetivo	Identificar las posibles fallas en los equipos y sistemas eléctricos, mediante la captación de imágenes térmicas y fotográficas a partir de la radiación infrarroja emitida por los equipos o elementos del sistema y el análisis y diagnóstico de cada elemento o equipo con el fin de identificar aquellos puntos críticos del sistema midiendo su temperatura sin existir contacto.
Alcance	Se realiza inspección termográfica a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Conductores, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento predictivo y preventivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1).
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cámara termográfica con infrarrojo, modelo FLIR T440. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Equipo de cómputo. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contacto directo - Contacto indirecto - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)

<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista 1 / CBM (Certificado en Termografía Nivel I) - Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
---	--

	<ul style="list-style-type: none"> - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>ISO 9712:2005. <i>“Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”</i></p> <p>ISO 18434-1:2008. <i>“Condición de vigilancia y diagnóstico de máquinas – Termografía. Parte 1: Procedimientos generales”</i></p> <p>ASTM E1934-99a (2005). <i>“Guía estándar para examinar el equipo eléctrico y mecánico con la termografía infrarroja”</i></p> <p>NETA (International Electric Testing Association)</p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de inspección termográfica en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.

	<p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la inspección termográfica tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).3. Si se dispone de una base de datos de imágenes de referencia, puede determinar qué temperaturas son aceptables para cada pieza del equipamiento y definir un umbral de alarma de temperatura.4. Verificar que el equipo para medición se encuentre cargado y calibrado para la detección de eventos.5. Se comienza por una medida o estimación de la temperatura del entorno.6. Apuntar directamente al objetivo (equipo) a inspeccionar y recorrer detalladamente en diferentes ángulos y posiciones. Esta tarea de mantenimiento permite identificar puntos calientes, temperaturas altas, conexiones defectuosas, entre otros.7. Tomar fotografías o videos termográficos de la inspección realizada al equipo.8. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
--	--

<p>Tiempo</p> <p>Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p>	
	<p>Tiempo en HH [h]</p> <p>Inspección termográfica</p>	
	Personal operativo [PO]	2
	Personal administrativo [PA]	1
	Tiempo operación [min]	10 min
	Tiempo elaboración [min]	10 min
	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	20 min
	Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.33 h
	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
<p>Tiempo total [TT] en minutos 30 min</p> <p>Tiempo total [TT] en horas 0.5 h</p>		

5.2.1.4 Inspección con ultrasonido.

Procedimiento 4. Tarea de mantenimiento 4: Inspección con ultrasonido.

TAREA DE MANTENIMIENTO: INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO	
Objetivo	Detectar fallas internas y externas de los equipos mediante un haz o conjunto de ondas de alta frecuencia introducidas en los equipos, donde el haz reflejado es mostrado y analizado para definir la presencia y localización de fallas y discontinuidades.
Alcance	Se realiza inspección con ultrasonido a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconnectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Conductores.
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento predictivo y preventivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1).
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Equipo para detección y registro de ultrasonido UE Systems, modelo Ultraprobe 15000. - Cámara o pistola para ultrasonido. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Equipo de cómputo. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contacto directo - Contacto indirecto - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)

<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El Ingeniero residente, planeador y CBM serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Electricista 1 / CBM (Certificado en Ultrasonido Nivel I) - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
---	--

	<ul style="list-style-type: none"> - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>ISO 9712:2005. <i>“Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”</i></p> <p>ASTM E 1002 – 05. <i>“Método de prueba estándar para fugas usando ultrasonidos”</i></p> <p>ASTM F 1430. <i>“Método de prueba estándar para la prueba de emisión acústica de dispositivos de personal aéreo aislado y no aislados con implementos de manejo de carga suplementarios”</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de inspección con ultrasonido en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.

	<p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la inspección con ultrasonido tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).3. Verificar que el equipo se encuentre cargado.4. Instalar el módulo de largo alcance al equipo de ultrasonido y calibración del equipo de ultrasonido a una frecuencia y sensibilidad adecuadas para la detección de eventos.5. Apuntar directamente al objetivo (equipo) a inspeccionar y escanear detalladamente en diferentes ángulos y posiciones. Esta tarea de mantenimiento permite identificar efecto corona o tracking en los equipos.6. Afinación de la sensibilidad al momento de la detección de un problema hasta obtener la mayor intensidad en dB. Apuntar nuevamente al equipo escaneando en diferentes ángulos y posiciones. Una vez bien definido la intensidad del ultrasonido se procede a grabar en la memoria del equipo.7. Procesar la información grabada en campo.8. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
--	---

<p>Tiempo</p> <p>Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: $TM [h] + TI [h] = TT [h]$</p>	
	<p>Tiempo en HH [h]</p> <p>Inspección con ultrasonido</p>	
	Personal operativo [PO]	2
	Personal administrativo [PA]	1
	Tiempo operación [min]	10 min
	Tiempo elaboración [min]	10 min
	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	20 min
	Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.33 h
	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
	Tiempo total [TT] en minutos	30 min
	Tiempo total [TT] en horas	0.5 h

5.2.1.5 Limpieza de equipo.

Procedimiento 5. Tarea de mantenimiento 5: Limpieza de equipo.

TAREA DE MANTENIMIENTO: LIMPIEZA DE EQUIPO	
Objetivo	Remover materia orgánica e inorgánica visible presente en las superficies de los equipos.
Alcance	Se realiza limpieza de equipo a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	<ul style="list-style-type: none"> - Limpieza manual: telas - Limpieza con chorro de agua desmineralizada. - Brochas - Cepillos - Aspiradora - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p>

	<p>Ingeniero residente</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Liniero - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</p>

Procedimiento	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de limpieza de equipo en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad.2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento.3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado.4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento.5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad.6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables.7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la limpieza de equipo tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).
----------------------	---

	<ol style="list-style-type: none"> 3. Limpieza del equipo manualmente mediante la herramienta adecuada con el fin de remover polvos, suciedades o componentes que evitan que el equipo funcione adecuadamente. 4. Tomar registro fotográfico de la actividad realizada. 5. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p>Finalizada la actividad</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Liniero - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero residente</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: $TM [h] + TI [h] = TT [h]$</p>

Tiempo en HH [h]	
Limpieza de equipo	
Personal operativo [PO]	2
Personal administrativo [PA]	1
Tiempo operación [min]	15 min
Tiempo elaboración [min]	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	30 min
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.5 h
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
Tiempo total [TT] en minutos	40 min
Tiempo total [TT] en horas	0.67 min

5.2.1.6 Limpieza de servidumbre.

Procedimiento 6. *Tarea de mantenimiento 6: Limpieza de servidumbre.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: LIMPIEZA DE SERVIDUMBRE	
Objetivo	Retirar, arrancar o podar, según sea el caso, especies animales o vegetación presente en los equipos eléctricos que en la mayoría de los casos se manifiesta en maleza o especies invasoras.
Alcance	Se realiza limpieza de servidumbre a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1) y desenergizados.
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Machetes con funda. - Motosierras. - Guadaña. - Cortacésped. - Pértiga eléctrica aislante. - Camión grúa. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Arcos eléctricos - Contacto directo - Contacto indirecto - Cortocircuito - Equipo defectuoso - Tensión de contacto - Tensión de paso

	<ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero residente</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Liniero</i></p> <p><i>Operador de motosierra y guadaña</i></p> <p><i>Obrero de servidumbre</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección.

	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>RETIE, 2013. “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”</p> <p>GHS-I-005. <i>Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de limpieza de servidumbre en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad.

	<p>6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables.</p> <p>7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.</p> <p><i>Durante la actividad</i></p> <p>1. Se realiza la limpieza de servidumbre tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.</p> <p>2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).</p> <p>3. Preparar e inspeccionar las condiciones de la herramienta.</p> <p><i>Actividades de rocería y limpieza de servidumbre</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Inspeccionar el área o equipo de forma que se pueda determinar el tipo de herramienta a utilizar y para el tipo de maleza o animal a retirar.- Si la falla en el equipo se presenta por contacto no intencionado de animales o vegetación, utilizar la pértiga aislante para retirar el objeto.- La poda del césped y la maleza (rastrojo) se hará con guadañadora con nylon (no se permite el uso de cuchilla), cortacésped o machete, limpiando previamente el área de elementos extraños que puedan ocasionar un accidente o daños en los quipos o herramientas. En aquellos lugares donde las condiciones propias del terreno no permitan la utilización de este equipo, se arrancarán a mano o se utilizara pala, machete u otra herramienta que se requiera.- El corte deberá hacerse a ras del piso, en sentido de derecha a izquierda.- Se debe tener cuidado de no causar daño a los cultivos. Cualquier daño ocasionado deberá ser reparado por los ejecutores, y de ser necesario, se deberá replazar las plantas dañadas.- Se deberá instalar mamparas cuando se trabaje cerca de instalaciones, personas o vías, para así evitar golpes por proyección de partículas debido al accionamiento de las mismas guadañas.
--	--

	<ul style="list-style-type: none">- Durante el mismo día de ejecución del corte se deberá barrer, recoger y depositar el pasto y los residuos de la zona intervenida, incluyendo las vías, canales, cunetas, andenes y sumideros, que resulten afectados por la ejecución de la rocería. <p><i>Actividades de poda y tala de árboles</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Suprimir ramas plagadas, superfluas, sobrepuestas, quebradas o muñones que estén afectados el adecuado funcionamiento de la prestación servicio de energía, para bienestar del árbol mismo y el mejoramiento del entorno.- Realizar, de ser necesario, los siguientes tipos de poda: corte parcial de las ramas de la copa del árbol, corte parcial de las raíces de un árbol, corte de manera parcial de las ramas enfermas y poda para evitar que las ramas alcancen los cables energizados con la finalidad de prevenir descargas a tierra o provocar incendios.- En algunos casos por las características del árbol y la afectación a las redes no es suficiente la poda y se procede a realizar tala, que consiste en el corte total del árbol. Se debe obtener previamente el concepto y el permiso de la entidad encargada y previa concertación con los propietarios de los predios sobre los cuales se encuentren los arboles a intervenir.- En caso de realizar las podas en áreas cercanas a vías se deberá contar con las precauciones y señales de tránsito necesarias para los trabajos.- El personal ejecutor deberá retirar, repicar y acomodar en forma ordenada todas las ramas y sobrantes vegetales en un sitio seguro autorizado. <ol style="list-style-type: none">4. Tomar registro fotográfico de la actividad realizada.5. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.
--	--

	<p>3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.</p>																								
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Liniero – Operador de motosierra y guadaña – Obrero de servidumbre</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero residente.</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: $TM [h] + TI [h] = TT [h]$</p> <table border="1" data-bbox="581 793 1412 1417"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Tiempo en HH [h]</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Limpieza de servidumbre</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Personal operativo [PO]</td> <td style="text-align: right;">3</td> </tr> <tr> <td>Personal administrativo [PA]</td> <td style="text-align: right;">1</td> </tr> <tr> <td>Tiempo operación [min]</td> <td style="text-align: right;">Ver nota</td> </tr> <tr> <td>Tiempo elaboración [min]</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en minutos</td> <td style="text-align: right;">Ver nota</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en HH</td> <td style="text-align: right;">Ver nota</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en minutos</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en HH</td> <td style="text-align: right;">0.17 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en minutos</td> <td style="text-align: right;">Ver nota</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en horas</td> <td style="text-align: right;">Ver nota</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: El tiempo se operación de esta tarea de mantenimiento se define de acuerdo con el tipo de estructura y subestación, como se observará en el siguiente capítulo.</p>	Tiempo en HH [h]		Limpieza de servidumbre		Personal operativo [PO]	3	Personal administrativo [PA]	1	Tiempo operación [min]	Ver nota	Tiempo elaboración [min]	10 min	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	Ver nota	Tiempo llave en mano [TM] en HH	Ver nota	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h	Tiempo total [TT] en minutos	Ver nota	Tiempo total [TT] en horas	Ver nota
Tiempo en HH [h]																									
Limpieza de servidumbre																									
Personal operativo [PO]	3																								
Personal administrativo [PA]	1																								
Tiempo operación [min]	Ver nota																								
Tiempo elaboración [min]	10 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	Ver nota																								
Tiempo llave en mano [TM] en HH	Ver nota																								
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min																								
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h																								
Tiempo total [TT] en minutos	Ver nota																								
Tiempo total [TT] en horas	Ver nota																								

5.2.1.7 Lubricación.

Procedimiento 7. Tarea de mantenimiento 7: Lubricación.

TAREA DE MANTENIMIENTO: LUBRICACIÓN	
Objetivo	Reducir el rozamiento entre dos superficies que se encuentran muy próximas y en movimiento una respecto de la otra, interponiendo para ello una sustancia entre ambas denominada lubricante permitiendo un funcionamiento continuo y suave de los equipos mecánicos y sin excesivo estrés de las partes móviles.
Alcance	Se realiza lubricación a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Seccionadores, Interruptores, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Lubricante. - Equipo de lubricación. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento. El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.

	<p>Ingeniero residente</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Liniero - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</p>

Procedimiento	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento lubricación en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad.2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento.3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado.4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento.5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad.6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables.7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza lubricación tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).3. Asegurar que la pistola de engrasado contiene el lubricante apropiado.
----------------------	---

	<ol style="list-style-type: none"> 4. Aplicar el lubricante en las partes del equipo que están en movimiento constante con el fin de eliminar la fricción que provoca desgaste en los equipos. Agregar lentamente. 5. Limpiar el exceso de lubricante en el equipo. 6. Tomar registro fotográfico de la actividad realizada. 7. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Liniero - Ayudante Personal administrativo [PA]: Ingeniero residente Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h] Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h] <i>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</i></p>

Tiempo en HH [h]	
Lubricación	
Personal operativo [PO]	2
Personal administrativo [PA]	1
Tiempo operación [min]	15 min
Tiempo elaboración [min]	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	30 min
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.5 h
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
Tiempo total [TT] en minutos	40 min
Tiempo total [TT] en horas	0.67 h

5.2.1.8 Medida de aislamiento.

Procedimiento 8. Tarea de mantenimiento 8: Medida de aislamiento.

TAREA DE MANTENIMIENTO: MEDIDA DE AISLAMIENTO	
Objetivo	Detectar el envejecimiento acelerado del material aislante, la causa de dicho envejecimiento e identificar, de ser posible, las acciones más apropiadas para corregir la situación de aislamiento de los equipos alterado por las exigencias a las que se someten provocando la reducción de la resistencia eléctrica de los aislantes que a su vez da lugar a un aumento de las corrientes de fuga.
Alcance	Se realiza medida de aislamiento a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Conductores, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento predictivo y preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Megóhmetro. - Equipo de cómputo. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento. El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.

	<p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista 1 / CBM - Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>NTC 375. “Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados”</p>

	<p>NTC 380. <i>“Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades”</i></p> <p>ANSI / NETA MTS 2007. <i>“Estándar para las especificaciones de prueba de mantenimiento para equipos y sistemas de distribución de energía eléctrica”</i></p> <p>GHS-I-005. <i>Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de medida de aislamiento en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p>Actividades previas</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p>Durante la actividad</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se realiza la medida de aislamiento tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales. 2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la

	<p>realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).</p> <ol style="list-style-type: none">3. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado.4. Tomar los datos de placa del equipo.5. Al usar el equipo de medición de aislamiento (megóhmetro), mantener los dedos alejados del contacto de los cables.6. Realizar la prueba de aislamiento según el equipo: <p><i>Para transformadores</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Se realizan tres mediciones de resistencia para la prueba de aislamiento: Bornes de entrada del transformador y tierra, bornes de salida del transformador y tierra, bornes de entrada y salida del transformador.- Colocar los cables de prueba en las terminales de entrada correctas de acuerdo con la medición que se realiza primero de las tres posibles. Asegúrese que todos los cables de prueba están firmemente conectados a los terminales de entrada del medidor. <p><i>Para otros equipos</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Para otro equipo diferente a transformador (seccionador, interruptor, reconectador, conductor y CCM) se realiza medida de aislamiento entre bornes o contactos que se energizan y tierra o entre el aislamiento y tierra, con el fin de verificar que se encuentren en los valores adecuados de aislamiento.- Colocar los cables de prueba en las terminales de acuerdo con la medición que se va a realizar. Asegúrese que todos los cables de prueba están firmemente conectados a los terminales de entrada del medidor. <ol style="list-style-type: none">7. Encender el megóhmetro, configurar el equipo e iniciar la medida.8. El megóhmetro inyecta una tensión entre los terminales y mide la corriente de descarga que se produce. La escala representa la relación tensión – corriente y con ello se calcula la resistencia de aislamiento.9. Tomar registro de datos y fotográfico de la actividad realizada.10. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento.
--	---

	<p>Finalizada la actividad</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada. 																								
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h] Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h] Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p> <table border="1" data-bbox="578 1108 1416 1732"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Tiempo en HH [h]</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Medida de aislamiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Personal operativo [PO]</td> <td style="text-align: right;">2</td> </tr> <tr> <td>Personal administrativo [PA]</td> <td style="text-align: right;">1</td> </tr> <tr> <td>Tiempo operación [min]</td> <td style="text-align: right;">30 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo elaboración [min]</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en minutos</td> <td style="text-align: right;">60 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en HH</td> <td style="text-align: right;">1 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en minutos</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en HH</td> <td style="text-align: right;">0.17 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en minutos</td> <td style="text-align: right;">70 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en horas</td> <td style="text-align: right;">1.17 h</td> </tr> </tbody> </table>	Tiempo en HH [h]		Medida de aislamiento		Personal operativo [PO]	2	Personal administrativo [PA]	1	Tiempo operación [min]	30 min	Tiempo elaboración [min]	10 min	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	60 min	Tiempo llave en mano [TM] en HH	1 h	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h	Tiempo total [TT] en minutos	70 min	Tiempo total [TT] en horas	1.17 h
Tiempo en HH [h]																									
Medida de aislamiento																									
Personal operativo [PO]	2																								
Personal administrativo [PA]	1																								
Tiempo operación [min]	30 min																								
Tiempo elaboración [min]	10 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	60 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en HH	1 h																								
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min																								
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h																								
Tiempo total [TT] en minutos	70 min																								
Tiempo total [TT] en horas	1.17 h																								

5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica.

Procedimiento 9. *Tarea de mantenimiento 9: Medición de la calidad de la energía eléctrica.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: MEDICIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	
Objetivo	Ayuda a evitar variaciones, fluctuaciones o perturbaciones de la calidad de la energía (huecos de tensión, impulsos, interrupciones, distorsión) protegiendo los recursos y procesos productivos manteniendo los valores eléctricos en rangos aceptables para la operación de los equipos.
Alcance	Se realiza medición de la calidad de la energía eléctrica a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Reconectores, Transformadores, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento predictivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1).
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Analizador de la calidad eléctrica. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Equipo de cómputo. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Arcos eléctricos - Contacto directo - Contacto indirecto - Cortocircuito - Equipo defectuoso - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)

<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista 1 / CBM - Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
---	---

	<ul style="list-style-type: none"> - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>IEC 61000-4-30. <i>“Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia”</i></p> <p>NTC 5000. <i>“Calidad de la Potencia Eléctrica – CPE-. Definiciones y términos fundamentales”</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de medición de la calidad de la energía eléctrica en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p>

	<ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la medición de la calidad de la energía eléctrica tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).3. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado.4. Tomar los datos de placa del equipo afectado.5. Configurar el equipo de medición (analizador de calidad de energía) de acuerdo con la conexión de la instalación, frecuencia y otros parámetros que pida suministrar el equipo de medición.6. Conectar el analizador de red en la entrada de suministro de energía lo más cerca posible del equipo o equipos afectados por las variaciones de calidad de energía. Es importante que el analizador vea las mismas variaciones que el equipo sensible ve.7. Medida y registro de tensión, intensidad y frecuencia, además del consumo de energía y visualizar las formas de onda.8. Seguidamente, analizar armónicos y distorsión armónicas. Es posible visualizar también la asimetría de tensión mediante diagrama vectorial de tensiones e intensidades.9. Guardar imágenes captadas por el analizador de la calidad de la energía eléctrica y registro de datos.10. Tomar registro fotográfico de la actividad realizada.11. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.
--	--

	<p>3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.</p>																								
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p> <table border="1" data-bbox="581 667 1412 1306"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Tiempo en HH [h]</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Medición de la calidad de la energía eléctrica</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Personal operativo [PO]</td> <td style="text-align: right;">2</td> </tr> <tr> <td>Personal administrativo [PA]</td> <td style="text-align: right;">1</td> </tr> <tr> <td>Tiempo operación [min]</td> <td style="text-align: right;">60 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo elaboración [min]</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en minutos</td> <td style="text-align: right;">120 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en HH</td> <td style="text-align: right;">2 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en minutos</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en HH</td> <td style="text-align: right;">0.17 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en minutos</td> <td style="text-align: right;">130 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en horas</td> <td style="text-align: right;">2.17 h</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: La medición de la calidad de la energía se realiza una sola vez para cada subestación, independientemente del número de equipos que apliquen.</p> <p>En el caso de subestaciones de distribución del campo, esta medición tiene una duración de 60 minutos debido que la carga es constante.</p> <p>En el caso de las subestaciones de distribución de la zona industrial, esta medida tiene una duración de 12 horas, debido que la carga varía en el día.</p> <p>En el caso de subestaciones de potencia, esta medida tiene una duración de 24 horas, debido que la carga varía durante el día además de que manejan una carga grande.</p>	Tiempo en HH [h]		Medición de la calidad de la energía eléctrica		Personal operativo [PO]	2	Personal administrativo [PA]	1	Tiempo operación [min]	60 min	Tiempo elaboración [min]	10 min	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	120 min	Tiempo llave en mano [TM] en HH	2 h	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h	Tiempo total [TT] en minutos	130 min	Tiempo total [TT] en horas	2.17 h
Tiempo en HH [h]																									
Medición de la calidad de la energía eléctrica																									
Personal operativo [PO]	2																								
Personal administrativo [PA]	1																								
Tiempo operación [min]	60 min																								
Tiempo elaboración [min]	10 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	120 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en HH	2 h																								
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min																								
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h																								
Tiempo total [TT] en minutos	130 min																								
Tiempo total [TT] en horas	2.17 h																								

5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores.

Procedimiento 10. Tarea de mantenimiento 10: Medida de continuidad en conductores.

TAREA DE MANTENIMIENTO: MEDIDA DE LA CONTINUIDAD EN CONDUCTORES	
Objetivo	Medición de la continuidad de un conductor eléctrico verificando el paso de corriente eléctrica de un punto a otro de la instalación.
Alcance	Se realiza medida de la continuidad en conductores a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Conductores, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Multímetro digital. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento. El <i>Ingeniero residente, planeador</i> y <i>CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.

	<p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista 1 / CBM - Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>RETIE, 2013. “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”</p>

	<p>GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de medida de continuidad en conductores en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se realiza la medida de continuidad en conductores tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales. 2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).

	<ol style="list-style-type: none"> 3. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado. 4. Tomar los datos de placa del equipo. 5. Conectar las puntas negra y roja en el multímetro para realizar la medición de continuidad. 6. Colocar la perilla rotatoria en la posición de continuidad. 7. Tocar con las puntas del multímetro los bornes del equipo a los que se desea conocer si existe continuidad. El multímetro cuenta con una alarma audible si se presenta continuidad en los bornes del equipo. 8. Tomar registro de datos y fotográfico de la actividad realizada. 9. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p><i>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</i></p>

Tiempo en HH [h]	
Medida de la continuidad en conductores	
Personal operativo [PO]	2
Personal administrativo [PA]	1
Tiempo operación [min]	10 min
Tiempo elaboración [min]	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	20 min
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.33 h
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
Tiempo total [TT] en minutos	30 min
Tiempo total [TT] en horas	0.5 h

5.2.1.11 *Medida del sistema de puesta a tierra.*

Procedimiento 11. *Tarea de mantenimiento 11: Medida del sistema de puesta a tierra.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: MEDIDA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	
Objetivo	Determinar el estado del sistema de puesta a tierra mediante la medición de la resistencia de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto con el fin de identificar continuidad en el conductor de tierra y buen funcionamiento del sistema general de puesta a tierra manteniendo la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.
Alcance	Se realiza medida del sistema de puesta a tierra a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Sistema de Puesta a Tierra (SPT).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	<p>Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1)</p> <p>Siempre y cuando se utiliza un telurómetro de alta frecuencia. Debido que las estructuras están todas eléctricamente interconectadas a través de los cables de guarda, cualquier intento de medir la puesta a tierra utilizando un telurómetro convencional conduce a resultados erróneos debido que se estaría midiendo la puesta a tierra en paralelo de todas las estructuras, motivo por el cual es necesario desconectar el cable de guarda de una línea energizada siendo riesgoso. Por lo anterior, se utiliza un telurómetro de alta frecuencia adecuado para medición rápida, segura, confiable sin necesidad de desconectar el cable de guarda.</p>
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Telurómetro digital de alta frecuencia. - Medidor tipo pinza. - Voltímetro. - Medidor de tensiones de paso y contacto. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contacto directo

	<ul style="list-style-type: none"> - Contacto indirecto - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El Ingeniero residente, planeador y CBM serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Electricista 1 / CBM - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones.

	<ul style="list-style-type: none"> - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>RETIE Artículo 15. Std IEEE 81 <i>“Guía para la medición de la impedancia y las características de seguridad de sistemas de puesta a tierra grandes, extendidos o interconectados”</i></p> <p>GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de medición del sistema de puesta a tierra (SPT) en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad.

	<p>6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables.</p> <p>7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.</p> <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. Se realiza la medición del sistema de puesta a tierra tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).3. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado.4. Tomar las mediciones directamente en el sitio donde está ubicado la puesta a tierra.5. Se realizan dos mediciones: medición de resistencia de puesta a tierra y medición de tensiones de paso y contacto. <p><i>Medición de resistencia de puesta a tierra</i> <i>Método de la regla del 62%</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Los electrodos y placas deben estar limpios y exentos de óxido para posibilitar el contacto con el suelo.- Los electrodos de tensión y corriente deben estar firmemente clavados en el suelo y tener un buen contacto con tierra.- Las mediciones deben realizarse en días de suelo seco para obtener el mayor valor de resistencia de puesta a tierra de la instalación.- La puesta a tierra bajo estudio y los electrodos de prueba deben estar en línea recta. La distancia entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente (C), debe ser superior a 5 veces la mayor dimensión lineal del sistema de puesta a tierra bajo estudio como se observa en la figura 46.
--	--

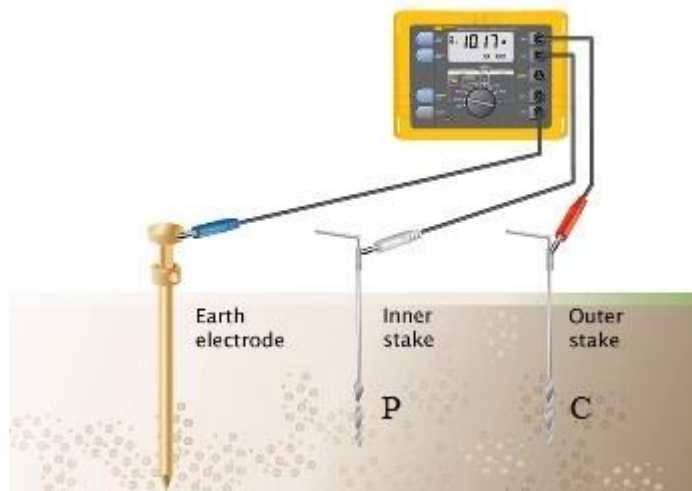


Figura 46. Montaje medición resistencia de puesta a tierra.

Adaptado de Fluke (2017).

Fall-of-Potential Measurement. Recuperado de:

<http://www.fluke.com/fluke/auen/solutions/earthground/fall-of-potential.htm>

- El electrodo de potencial (P) debe ser colocado al 62% entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente (C).
- Conectar los cables de prueba en la tierra a medir, en el electrodo de P y en el electrodo de C y en el mismo orden en los terminales del instrumento (Telurómetro) de acuerdo con las indicaciones del manual del equipo de medición.
- Se recomienda hacer tres mediciones, siendo la primera con el electrodo de potencial al 62% de la distancia del de corriente y las otras dos mediciones a +/- 10% de ese punto (normalmente 1 metro). El valor verdadero de las resistencias es el obtenido en el punto del 62% y no el obtenido como promedio.
- Si hay un cambio significativo en el valor de la resistencia (mayor al 10%) se debe incrementar la distancia entre el electrodo de corriente (C) y la puesta a tierra repitiendo el procedimiento anterior, hasta que el valor de resistencia medido se mantenga casi invariable.
- Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta lo que aumenta la confiabilidad de los resultados.

Medición de tensiones de paso y contacto

- Las mediciones se deben hacer preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra. Se emplearán fuentes de alimentación de potencia o generador de impulsos, adecuados para simular la falla, de forma

que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas queden falseadas como consecuencia de corrientes espurias o parásitas circulantes por el terreno.

- Para subestaciones, deben medirse hasta un metro por fuera del encerramiento y en el caso de torres o postes a un metro de la estructura.
- Se debe procurar que la corriente inyectada sea del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y no inferior a 50 A.
- Los electrodos de medida para simulación de los pies deben tener cada uno una superficie de 200 cm² y un peso de 25 kg. El cuerpo humano se reemplaza por una resistencia de 1 k Ω .
- Se debe instalar un arreglo de electrodos de prueba a una distancia superior a 6.5 veces el diámetro de la malla de tierra a probar. Esta distancia representa desde 30 hasta 100 metros de separación con la malla de tierra de la subestación asociada en sistemas de media tensión y hasta 2000 metros o más en subestaciones de alta y extra alta tensión.
- Se tiende un cable de prueba desde el equipo de medición hasta el electrodo de prueba. El otro terminal para la aplicación de la corriente de prueba se conecta a la malla de tierra.

Medición de tensiones de paso

La medición se realiza entre dos puntos en el terreno situados a una distancia de 1 m, tal como se muestra en la figura 47. Las picas de medición de 25 kg simulan los pies. La tensión entre las picas se mide por medio de voltímetro con una resistencia interna de 1 k Ω que simula la resistencia del cuerpo.

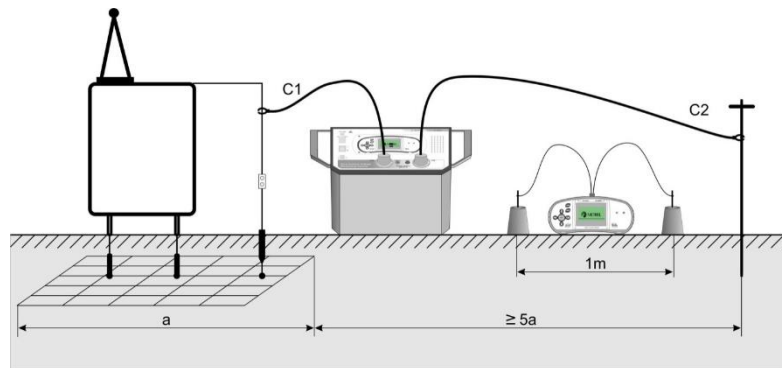


Figura 47. Medición de la tensión de paso.

Adaptado de: METREL (2017). MI 3295 Medidor de tensión de paso y contacto. Recuperado de: <http://www.metrel.es/productos/medidores-y-comprobadores-en-at/mi-3295-medidor-de-tension-de-paso-y-contacto.html>

Medición de tensiones de contacto

La medición se realiza entre una parte metálica accesible conectada a tierra y el terreno, tal como se muestra en la figura 48. La tensión entre las picas se mide por medio de voltímetro con una resistencia interna de 1 k Ω que simula la resistencia del cuerpo.

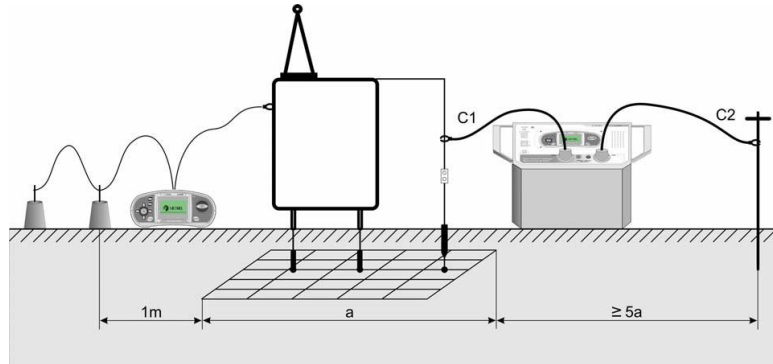


Figura 48. Medición de la tensión de contacto.

Adaptado de: METREL (2017). MI 3295 Medidor de tensión de paso y contacto. Recuperado de: <http://www.metrel.es/productos/medidores-y-comprobadores-en-at/mi-3295-medidor-de-tension-de-paso-y-contacto.html>

6. Tomar registro de datos y fotográficos de la actividad realizada.
7. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento.

Finalizada la actividad

1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.
2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.
3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.

<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: $TM [h] + TI [h] = TT [h]$</p>
	<p>Tiempo en HH [h]</p>
	<p>Medida del sistema de puesta a tierra</p>
	<p>Personal operativo [PO] 2</p>
	<p>Personal administrativo [PA] 1</p>
	<p>Tiempo operación [min] 30 min</p>
	<p>Tiempo elaboración [min] 10 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en minutos 60 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en HH 1 h</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en minutos 10 min</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en HH 0.17 h</p>
	<p>Tiempo total [TT] en minutos 70 min</p>
	<p>Tiempo total [TT] en horas 1.17 h</p>

5.2.1.12 *Medida de la relación de transformación.*

Procedimiento 12. *Tarea de mantenimiento 12: Medida de la relación de transformación.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	
Objetivo	Identificar problemas tales como espiras abiertas, espiras cortocircuitadas, conexiones incorrectas, problemas internos del núcleo magnético o del cambiador de tomas, etc., midiendo la correspondiente relación de tensiones de los devanados relacionados, que se comparan con la relación de la placa de características.
Alcance	Se realiza medida de la relación de transformación a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Transformadores, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso. <ul style="list-style-type: none"> - Equipo de prueba de relación de espiras en transformadores (TTR) - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento. <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento. El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad. <i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i>

	<ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista 1 / CBM - Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>NTC 471. <i>“Transformadores. Relación de transformación. verificación de la polaridad y relación de fase”</i></p>

	<p>NTC 380. “Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades”</p> <p>GHS-I-005. <i>Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de medida de la relación de transformación en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se realiza la medida de la relación de transformación tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales. 2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la

	<p>realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).</p> <ol style="list-style-type: none">3. Verificar que el equipo para medición este calibrado y cargado.4. Tomar los datos de placa del equipo.5. Las normas internacionales exigen que la relación de tensión medida entre dos bobinados esté dentro del $\pm 5\%$ de la relación indicada en la placa de características; para comprobar este requerimiento, la prueba de relación de transformación mide la relación real de tensión, que se compara con la de la placa.6. La prueba de relación de transformación se hace para cada posición de toma si el transformador tiene varias tomas para cambiar su relación de tensión.7. Conecte los cables de alta y baja tensión en el TTR (Equipo para prueba de relación de transformación).8. Seguidamente conecte, de acuerdo con los colores por fase indicados en el manual del equipo, los cables de alta y baja en el transformador, además del cable a tierra.9. Verificar que la relación del transformador se encuentra en la posición "1" de tomas (En caso de que el transformador tenga cambio de tomas). Esta posición se irá aumentando a medida que se desarrolla la actividad.10. Encender el TTR y definir el nivel de tensión primario y secundario indicado en la placa del transformador para la respectiva posición de toma, además de la conexión del transformador (trifásico) y la frecuencia.11. Tomar datos medidos por el TTR. El equipo de prueba de relación de transformación trifásico hace la medición fase a fase, independientemente de la configuración, y el porcentaje de error entre la medida realizada por el TTR y los datos de placa del transformador.12. Tomar registro fotográfico de la actividad realizada.13. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento. <p><i>Finalizada la actividad</i></p>
--	--

	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada. 																								
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h] Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h] Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</p> <table border="1" data-bbox="578 1010 1416 1633"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Tiempo en HH [h]</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Medida de la relación de transformación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Personal operativo [PO]</td> <td style="text-align: right;">2</td> </tr> <tr> <td>Personal administrativo [PA]</td> <td style="text-align: right;">1</td> </tr> <tr> <td>Tiempo operación [min]</td> <td style="text-align: right;">20 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo elaboración [min]</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en minutos</td> <td style="text-align: right;">40 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo llave en mano [TM] en HH</td> <td style="text-align: right;">0.67 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en minutos</td> <td style="text-align: right;">10 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo informe [TI] en HH</td> <td style="text-align: right;">0.17 h</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en minutos</td> <td style="text-align: right;">50 min</td> </tr> <tr> <td>Tiempo total [TT] en horas</td> <td style="text-align: right;">0.84 h</td> </tr> </tbody> </table>	Tiempo en HH [h]		Medida de la relación de transformación		Personal operativo [PO]	2	Personal administrativo [PA]	1	Tiempo operación [min]	20 min	Tiempo elaboración [min]	10 min	Tiempo llave en mano [TM] en minutos	40 min	Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.67 h	Tiempo informe [TI] en minutos	10 min	Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h	Tiempo total [TT] en minutos	50 min	Tiempo total [TT] en horas	0.84 h
Tiempo en HH [h]																									
Medida de la relación de transformación																									
Personal operativo [PO]	2																								
Personal administrativo [PA]	1																								
Tiempo operación [min]	20 min																								
Tiempo elaboración [min]	10 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	40 min																								
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.67 h																								
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min																								
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h																								
Tiempo total [TT] en minutos	50 min																								
Tiempo total [TT] en horas	0.84 h																								

5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.

Procedimiento 13. Tarea de mantenimiento 13: Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.

TAREA DE MANTENIMIENTO:	
TOMA DE MUESTRA PARA ANÁLISIS DE LA CALIDAD DEL ACEITE	
Objetivo	Proveer información acerca del aceite, facilitando la detección de otros posibles problemas, incluyendo arqueo eléctrico, envejecimiento del papel aislante y otras fallas latentes.
Alcance	Se realiza análisis de la calidad del aceite a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Transformadores, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo y predictivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Herramienta para soltar y apretar componentes del equipo. - Acoples para conexión a las válvulas de los equipos. - Frascos de ámbar para recolección de muestra. - Bolsa plástica para recolección de residuos sólidos. - Manguera plástica. - Sonda - Cilindro de acero inoxidable. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.

	<p>El Ingeniero residente, planeador y CBM serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</p> <ul style="list-style-type: none">- Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones.- Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente.- Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,)- Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma.- Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad.- Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo.- Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad- Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Electricista 1 / CBM - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none">- Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo.- Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros.- Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección.- Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones.- Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración.- Señalizar el área de trabajo.- Identificar y reportar actos y condiciones inseguras.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor.- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.
--	---

	<p>- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.</p>
<p>Referencia normativa</p>	<p>NTC 3284. <i>“Electrotecnia. Guía para el mantenimiento y la supervisión de los aceites minerales aislantes en servicio en equipos eléctricos”</i></p> <p>NTC 1465. <i>“Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes, para transformadores, interruptores y equipos eléctricos”</i></p> <p>ASTM S- 877:07. <i>“Método de prueba estándar del voltaje de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes por el uso de electrodos en forma de disco”</i></p> <p>ASTM D-1533:00(05). <i>“Método de prueba estándar para agua en líquidos aislantes por titulación coulométrica Karl Fischer”</i></p> <p>ASTM D- 974:08. <i>“Método de prueba estándar para el ácido y número de base mediante la valoración del indicador de color”</i></p> <p>ASTM D- 1298:99(05). <i>“Método de prueba estándar para la densidad, la densidad relativa (gravedad específica) o la gravedad API del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo mediante el método del hidrómetro”</i></p> <p>ASTM D- 971: 99a. <i>“Método de prueba estándar para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo”</i></p> <p>ASTM D-1500:07. <i>“Método de prueba estándar para color ASTM de productos del petróleo (Escala de colores ASTM)”</i></p> <p>ASTM D-3612-02. <i>“Método de prueba estándar para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases”</i></p> <p>GHS-I-005. <i>Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</i></p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de toma de muestra para análisis de la calidad del aceite en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado.

4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento.
5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad.
6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables.
7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad.

Durante la actividad

1. Se realiza la toma de muestra para análisis de la calidad del aceite tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales.
2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).
3. Evitar cualquier contacto o interacción con líquido aislante que es objeto de muestra.
4. Tomar los datos de placa del equipo.
5. En general los transformadores o contenedores de fluido dieléctrico pueden tener diferentes diseños con válvula de salida o sin válvula de salida. Los equipos sin válvula de salida pueden, tener o no, otro tipo de vía de acceso, como podría serlo una válvula de sobrepresión o una claraboya, por ejemplo. Identifique la vía de salida del aceite del transformador.
6. Realizar el procedimiento de toma de muestra de aceite de acuerdo con la clase de muestreo y modelo de transformador.

Procedimiento con botella

- La toma de muestra con botella consiste en usar la válvula de salida para recoger una muestra representativa del líquido aislante. Para ese efecto, la salida debe purgarse de modo que no aparezcan en la muestra sustancias ajenas al líquido (gases, agua o sólidos suspendidos o sedimentados).

- Una vez se ha asegurado que el líquido que sale de la válvula de salida es homogéneo y representativo, entonces puede procederse con la toma de muestra.
- Cuando no hay válvula de salida, pero se tiene acceso al equipo por la parte superior, pueden llevarse a cabo muestreos superficiales, multinivel o de corrido.
- Disponer el líquido en un recipiente apropiado para su almacenamiento.

Procedimiento con jeringa

- La jeringa para muestreo de líquidos aislantes consta de una tubería resistente con una llave de paso que conecta la válvula con una jeringa, preferiblemente de vidrio. Inicialmente debe purgarse la conexión resistente de modo que la llave de paso permita la salida del líquido, pero impida su entrada en la jeringa.
- Una vez el líquido es homogéneo y carece de sustancias externas a la muestra (agua, gases o residuos) debe permitirse la entrada del líquido a la jeringa para purgarla. La jeringa debe llenarse sola por la presión propia del líquido, y máximo hasta el 80% de su capacidad total.
- Cuando la jeringa esté llena, se ajusta la llave de paso para permitir la eliminación del líquido aislante de purga sin que entre al equipo que se está muestreando.
- Terminado este procedimiento de nuevo se llena la jeringa como se explicó anteriormente.
- Disponer el líquido en un recipiente apropiado para su almacenamiento.

Procedimiento con cilindro de acero inoxidable

- Se conecta una tubería transparente a la salida del equipo. Esta a su vez se conecta a la entrada inferior de un cilindro de acero inoxidable (puesto en posición vertical) cuya salida superior se encuentra conectada a un recipiente de desechos.
- En total hay tres llaves de paso que deben abrirse en el siguiente orden: válvula de salida, entrada del cilindro, salida del cilindro. Deben pasar por lo menos dos litros (2 L) del líquido para purgar el montaje.
- Una vez el montaje ha sido purgado debe asegurarse que no hay presencia de aire. Para ello se agita el cilindro de modo que cualquier burbuja salga del recipiente.

	<ul style="list-style-type: none">- Las llaves de paso deben cerrarse en el orden inverso en que se abrieron: primero la salida del cilindro, luego su entrada y finalmente la válvula de salida.- Corroborar que en el cilindro no hayan quedado burbujas o algún material foráneo a la muestra. La agitación del cilindro no debería producir ningún sonido.- Desechar la tubería resistente y reasegurar el equipo. La muestra dentro del cilindro está debidamente almacenada y no necesita re-embalsarse. <p><i>Procedimiento con sonda</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Para este procedimiento debe tenerse acceso al equipo por la parte superior. La sonda debe ser preferiblemente de vidrio. En caso contrario, debe demostrarse que las sondas no interfieren en el análisis y desecharse inmediatamente después de su uso. La sonda debe ser rígida de modo que pueda definirse con certeza la profundidad a la que se está realizando el muestreo.- Tapar con un dedo el orificio superior de la sonda. Sumergir la sonda hasta una profundidad previamente definida.- Retirar el dedo para que el líquido llene la sonda. Una vez se llene al nivel del líquido, tapar de nuevo el orificio superior y sacar la sonda.- Mover la sonda para enjuagar sus paredes internas, evitando entrar en contacto con el líquido interno o externo de la sonda. Desechar el líquido de purga.- Repetir los pasos para tomar otra muestra. Una vez llena la sonda disponer el líquido en un recipiente apropiado para su almacenamiento. Este tipo de muestreo permite tomar muestras tubulares multinivel.- A la sonda también puede adaptarse un dispositivo de presión negativa, como una jeringa, que por succión retire una cantidad definida del líquido a muestrear. <p>7. Para preservar la identidad de las muestras obtenidas sin poner en riesgo instalaciones o personal, estas deben almacenarse teniendo en cuenta algunas pautas de seguridad.</p> <ul style="list-style-type: none">- La muestra recolectada debe almacenarse en un lugar ventilado, seco y oscuro. El recipiente que contiene cada muestra debe estar perfectamente sellado, sin fisuras de ningún tipo y con una tapa ajustada con interfase de aluminio que impida el contacto de la tapa con la muestra, y la filtración de ésta a través de las fisuras de la rosca.
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> - Preservar la muestra de la acción del ambiente es muy importante. Debe preservarse de la luz usando contenedores que impidan la entrada de la luz, pero permitan ver el contenido del envase (por ejemplo, el vidrio ámbar). No se recomiendan contenedores que no permitan ver el contenido interno del mismo. Ocurre un efecto similar con el aire, que podría modificar la muestra por oxidación. Para evitarlo el ajuste de la tapa debe ser tan hermético como sea posible. - La muestra es estable a temperatura ambiente y su enfriamiento podría favorecer, en ambientes húmedos, la contaminación de la muestra con agua debido a condensación de esta sobre el aceite. Un ambiente seco, ventilado y a temperatura ambiente es el apropiado para almacenar las muestras obtenidas. Lo anterior no invalida la posibilidad de llevar la muestra a temperaturas inferiores a los 0°C para separar el agua por congelación, sin embargo, este procedimiento se considera preparación de la muestra y no almacenamiento de esta. <p>8. Tomar registro de datos y fotográfico de la actividad realizada.</p> <p>9. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento.</p> <p><i>Finalizada la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento. 2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento. 3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.
<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Electricista 1 CBM - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero CBM</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p><i>Tiempo total [TT]: TM [h] + TI [h] = TT [h]</i></p>

Tiempo en HH [h]	
Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite	
Personal operativo [PO]	2
Personal administrativo [PA]	1
Tiempo operación [min]	20 min
Tiempo elaboración [min]	10 min
Tiempo llave en mano [TM] en minutos	40 min
Tiempo llave en mano [TM] en HH	0.67 h
Tiempo informe [TI] en minutos	10 min
Tiempo informe [TI] en HH	0.17 h
Tiempo total [TT] en minutos	50 min
Tiempo total [TT] en horas	0.84 h

5.2.1.14 *Aplicación de pintura anticorrosiva.*

Procedimiento 14. *Tarea de mantenimiento 14: Aplicación de pintura anticorrosiva.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: APLICACIÓN DE PINTURA ANTICORROSIVA	
Objetivo	Inhibir la oxidación del material y proporcionar una superficie que ofrezca las condiciones propicias para ser pintada con otros acabados, esmaltes y lustres coloridos.
Alcance	Se realiza aplicación de pintura a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Estructuras, herrajería.
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento preventivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	<p>Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pintura anticorrosiva. - Brocha, rodillo, pistola de pintura convencional o pistola airless. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
Personal: Roles y responsabilidades	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 6.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p>

	<p>Ingeniero residente</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p>Liniero - Ayudante</p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor. - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
<p>Referencia normativa</p>	<p>Norma SSPC- PA- 1. "Pintura de acero en taller, campo y mantenimiento"</p>

	<p>GHS-I-005. Instructivo Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro – SAES</p>
<p>Procedimiento</p>	<p>Seguir los pasos para realizar el procedimiento de aplicación de pintura anticorrosiva en los componentes o equipos eléctricos:</p> <p><i>Actividades previas</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si se presenta o puede presentarse condiciones atmosféricas adversas (lluvia, tormenta, descargas atmosféricas) se deberá suspender la actividad. 2. El personal ejecutor deberá despojarse de joyas, relojes, llaveros, hebillas o cualquier elemento metálico que pueda portar o usar antes de realizar la tarea de mantenimiento. 3. El personal debe portar adecuadamente los elementos de protección personal y contar con la herramienta y equipo necesario para el desarrollo de la actividad de mantenimiento inspeccionando con anterioridad que se encuentren en buen estado. 4. Si ingresa a una subestación o cuarto de controles, o cualquier otra instalación o sistema eléctrico, se deberá realizar una inspección y verificación de las condiciones del área, identificando todas las conexiones existentes considerándolas como posible fuente de potencial y posibles peligros que puedan estar presentes al momento de realizar la tarea de mantenimiento. 5. Identificar los riesgos y obstáculos buscando rutas alternas seguras de desplazamiento con el fin de realizar la actividad. 6. En trabajo de campo, no ingresar en terrenos húmedos o inestables. 7. Para trabajos cerca de circuitos energizados se deben mantener las distancias mínimas de seguridad. <p><i>Durante la actividad</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se realiza la aplicación de pintura anticorrosiva tomando el registro fotográfico de condiciones y eventos. En áreas clasificadas se deberá tramitar el permiso de trabajo correspondiente para el uso de cámaras o equipos digitales. 2. Revisar que el equipo se encuentre energizado o desenergizado (según sea el caso) realizando los pasos de las 5 reglas de oro para proceder con la realización de la actividad y aplicando el respectivo SAES (Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro).

3. Antes de aplicar la pintura anticorrosiva, debe limpiarse la superficie que quede totalmente libre de grasas, aceites, polvo, suciedad y otros contaminantes. En trabajos de repinte se debe eliminar la pintura antigua en mal estado utilizando equipo manual, mecánico, lija, entre otros.
4. Agitar el producto antes de usar y proceda a rebajar la pintura anticorrosiva diluyéndolo 3 a 1 con varsol o thinner, para hacerlo apto a la aplicación con pistola convencional.
5. Aplicar una mano de pintura rebajada, a pistola, brocha o rodillo sobre la pieza metálica, cuidando de que la superficie quede bien cubierta. En ambientes altamente corrosivos se recomienda aplicar dos manos para una mejor protección, dejando secar entre manos de 1 a 2 horas. Secamiento al tacto entre 15 y 45 minutos. Secamiento total a las 12 horas, donde se garantiza un buen agarre.
6. Realizar una mayor aplicación de pintura en las superficies con picaduras, grietas, áreas con resane, esquinas, etc., con el fin de mayor penetración de la pintura en la superficie del metal.
7. Tomar registro de datos y fotográfico de la actividad realizada.
8. Reportar al Ingeniero a cargo si se presenta alguna novedad en el proceso de realización de la tarea de mantenimiento.

Finalizada la actividad

1. Se retiran los equipos y demás elementos empleados durante la actividad, verificando que no quede ninguno asegurando que el área y el equipo mantengan sus condiciones normales de funcionamiento.
2. El personal ejecutor se retira del área de trabajo informando al Ingeniero a cargo la finalización de la actividad de mantenimiento.
3. Realizar y entregar un informe digital al Ingeniero a cargo, donde se contempla la inspección, novedades o hallazgos encontrados y registro fotográfico de la actividad realizada.

<p>Tiempo Horas Hombres [HH]</p>	<p>Los tiempos en HH para ejecutar la tarea de mantenimiento con el personal mínimo son:</p> <p>Personal operativo [PO]: Liniero - Ayudante</p> <p>Personal administrativo [PA]: Ingeniero residente</p> <p>Tiempo llave en mano [TM]: Tiempo operación [h] x PO= TM [h]</p> <p>Tiempo informe [TI]: Tiempo elaboración [h] x PA = TI [h]</p> <p>Tiempo total [TT]: $TM [h] + TI [h] = TT [h]$</p>
	<p>Tiempo en HH [h]</p>
	<p>Aplicación de pintura anticorrosiva</p>
	<p>Personal operativo [PO] 2</p>
	<p>Personal administrativo [PA] 1</p>
	<p>Tiempo operación [min] 30 min</p>
	<p>Tiempo elaboración [min] 10 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en minutos 60 min</p>
	<p>Tiempo llave en mano [TM] en HH 1 h</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en minutos 10 min</p>
	<p>Tiempo informe [TI] en HH 0.17 h</p>
	<p>Tiempo total [TT] en minutos 70 min</p>
	<p>Tiempo total [TT] en horas 1.17 h</p>

5.2.2 Tareas de mantenimiento “a falta de”.

5.2.2.1 Búsqueda de falla.

Procedimiento 15. *Tarea de mantenimiento 15: Búsqueda de falla.*

TAREA DE MANTENIMIENTO: BÚSQUEDA DE FALLA	
Objetivo	Revisar periódicamente funciones ocultas para determinar si han fallado en aquellos equipos que no reciben mantenimiento preventivo y predictivo en condiciones de funcionamiento para realizar mantenimiento correctivo.
Alcance	Se realiza búsqueda de falla a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT’s), Transformadores de Corriente (CT’s), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Conductores, Cable de Guarda, Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento correctivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1) y desenergizados.
Equipo y herramienta	<p>Herramienta mencionada en las tareas de mantenimiento preventivas y predictivas con el fin de encontrar la falla. Deberá estar en óptimas condiciones operativas para su uso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cámara fotográfica digital de alta resolución. - Pértiga eléctrica aislante. - Vehículo aéreo no tripulado (Dron). - Cámara termográfica con infrarrojo. - Equipo para detección y registro de ultrasonido. - Óhmetro. - Megóhmetro. - Analizador de la calidad eléctrica. - Telurómetro digital y herramienta medición sistema puesta a tierra. - Analizador de relación de transformación. - Herramienta análisis de la calidad del aceite. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal.

	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo menor.
<p>Riesgos</p>	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Arcos eléctricos - Contacto directo - Contacto indirecto - Cortocircuito - Equipo defectuoso - Rayos - Sobrecarga - Tensión de contacto - Tensión de paso - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal: Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM) / Ingeniero residente</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.

	<p><i>Electricista CBM / Electricista 1 / Liniero / Ayudante</i></p> <ul style="list-style-type: none">- Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo.- Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros.- Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección.- Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones.- Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración.- Señalizar el área de trabajo.- Identificar y reportar actos y condiciones inseguras.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor.- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
--	--

5.2.2.2 Ningún mantenimiento programado.

Procedimiento 16. Tarea de mantenimiento 16: Ningún mantenimiento programado.

TAREA DE MANTENIMIENTO:	
NINGÚN MANTENIMIENTO PROGRAMADO	
Objetivo	Esperar que fallen los equipos para realizar mantenimiento correctivo por la falta de mantenimiento preventivo y predictivo en condiciones de funcionamiento.
Alcance	Ningún mantenimiento programado a los equipos de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe. Se espera que el equipo falle.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento correctivo.
Restricción	Aplica con equipos energizados (utilizando la herramienta y los elementos de protección personal adecuados especificados en el ítem 5.1.1)
Equipo y herramienta	<ul style="list-style-type: none"> - Herramienta necesaria para realizar cambio de componente de un equipo: pértiga eléctrica aislante, megóhmetro, cable, pinzas, tenazas o alicates de terminales, destornilladores, martillo, taladro, brocas, equipo para soldadura, entre otros. - Repuestos componentes en falla de los equipos. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Arcos eléctricos - Contacto directo - Contacto indirecto - Cortocircuito - Equipo defectuoso - Rayos - Sobrecarga - Tensión de contacto - Tensión de paso

	<ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista CBM / Electricista 1 / Liniero / Ayudante / Operador de motosierra y guadaña / Obrero de servidumbre</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones.

	<ul style="list-style-type: none">- Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración.- Señalizar el área de trabajo.- Identificar y reportar actos y condiciones inseguras.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor.- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
--	---

5.2.2.3 Cambio de componente.

Procedimiento 17. Tarea de mantenimiento 17: Cambio de componente.

TAREA DE MANTENIMIENTO: CAMBIO DE COMPONENTE	
Objetivo	Cambiar componente por deterioro, vida útil del material, corrosión o fallas que provocan daño irreversible, garantizando que el componente o equipo a reemplazar cumpla con las características eléctricas y mecánicas adecuadas para su correcto funcionamiento.
Alcance	Se realiza cambio de componente a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconnectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Pararrayos, Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Estructuras, Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento correctivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	<ul style="list-style-type: none"> - Herramienta necesaria para realizar cambio de componente de un equipo: pértiga eléctrica aislante, megóhmetro, cable, pinzas, tenazas o alicates de terminales, destornilladores, martillo, taladro, brocas, equipo para soldadura, entre otros. - Repuestos componentes en falla de los equipos. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor) - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)

<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista CBM / Electricista 1 / Liniero / Ayudante / Operador camión grúa / Operador de motosierra y guadaña / Obrero de servidumbre</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor - Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
---	--

	<ul style="list-style-type: none">- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor.- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
--	--

5.2.2.4 Rediseño.

Procedimiento 18. Tarea de mantenimiento 18: Rediseño.

TAREA DE MANTENIMIENTO: REDISEÑO	
Objetivo	Rediseñar los componentes de los equipos o el equipo completo cambiando las capacidades iniciales de un sistema y las características eléctricas y mecánicas necesarias para su funcionamiento.
Alcance	Se realiza rediseño a los equipos, que apliquen, de las redes eléctricas de distribución y transmisión de media tensión, además de las subestaciones eléctricas de distribución y potencia del Campo Casabe.
Componentes o equipos aplicables	Aisladores, Seccionadores, Interruptores, Reconnectores, Transformadores, Cajas Cortacircuito, Transformadores de Potencial (PT's), Transformadores de Corriente (CT's), Herrajería, Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), Conductores, Cable de Guarda, Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Estructuras, Templetes, Centro de Control de Motores (CCM).
Tipo de Mantenimiento	Mantenimiento correctivo.
Restricción	Aplica con equipos desenergizados.
Equipo y herramienta	<ul style="list-style-type: none"> - Características del equipo para diseñar el componente con falla en software de diseño. - Herramienta necesaria para realizar cambio de componente de un equipo: pértiga eléctrica aislante, megóhmetro, cable, pinzas, tenazas o alicates de terminales, destornilladores, martillo, taladro, brocas, equipo para soldadura, entre otros. - Repuestos componentes en falla de los equipos. - Botiquín de primeros auxilios. - Equipo de comunicación tipo AVANTEL. - Elementos de protección personal. - Equipo menor.
Riesgos	<p>Pueden presentarse los siguientes riesgos. Para más información ir al ítem 5.1.3 y 5.1.4 del presente documento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locativos (Caídas) - Biológicos (Animales) - Fenómenos naturales (Lluvia, vientos, sismos, inundaciones) - Trabajo en alturas - Mecánico (Caída o proyección de Elementos o Herramientas) - Química (Derrames, fugas de aceite) - Altas temperaturas (Radiación Solar – Golpe de Calor)

	<ul style="list-style-type: none"> - Biomecánicos (Posturas prolongadas, esfuerzos, movimientos repetitivos o extremos)
<p>Personal:</p> <p>Roles y responsabilidades</p>	<p>Se describe a continuación los roles y responsabilidades del personal ejecutor para el desarrollo de la actividad. Información del perfil mínimo de personal ir al ítem 5.1.5 del presente documento.</p> <p>El <i>Ingeniero residente, planeador y CBM</i> serán los responsables de que la actividad se realice en condiciones óptimas de seguridad y calidad.</p> <p><i>Ingeniero en confiabilidad (CBM)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asignar el equipo y el personal calificado y competente para la realización de los trabajos y tomar las acciones pertinentes para garantizar la integridad de las operaciones. - Suministrar los equipos en condiciones seguras y operativas, cumpliendo con los requerimientos del fabricante, normas y reglamentaciones legales vigentes y normas y regulaciones del cliente. - Asegurarse que el personal de la empresa y/o subcontratistas involucrados en la operación, conozcan las normas de seguridad en el área de operación del cliente (Políticas y directrices en HSE, Planes de emergencia,) - Suministrar los equipos y herramientas para trabajo en altura en condiciones seguras, operativas y cumpliendo con los requerimientos del fabricante y de Norma. - Asegurar los controles de riesgos y peligros de la actividad. - Cumplir con los controles del permiso de trabajo y análisis de riesgo. - Suministrar los elementos de protección personal adecuados para la actividad - Verificar que el personal utilice los Elementos de protección personal. - Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A. <p><i>Electricista CBM / Electricista I / Ayudante / Liniero /Operador camión grúa / Operador de motosierra y guadaña / Obrero de servidumbre.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Seguir los pasos y lineamientos en seguridad establecidos en los procedimientos de trabajo. - Revisar las condiciones del área de trabajo e identificar los riesgos y peligros. - Inspeccionar herramientas y equipos a su cargo y documentar la inspección. - Utilizar y mantener los elementos de protección Individual (EPI) en óptimas condiciones. - Conocer los Análisis de Riesgo de las actividades a ejecutar. Solicitar que le sean divulgados y participar en su elaboración. - Señalizar el área de trabajo. - Identificar y reportar actos y condiciones inseguras. - Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor

	<ul style="list-style-type: none">- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.- Consultar sus dudas con su jefe inmediato o supervisor.- Informar acerca de sus condiciones físicas y anímicas de manera previa al inicio de la actividad.- Cumplir con la normatividad HSE y especificaciones técnicas del Cliente Ecopetrol S.A.
--	---

5.3 Tareas de mantenimiento por sistema eléctrico

En la figura 44 se organizó el equipo eléctrico en dos categorías: líneas y subestaciones eléctricas. Las líneas eléctricas se dividen en líneas de transmisión y líneas de distribución, que a su vez se componen de estructuras de retención, estructuras de suspensión, torres eléctricas (en el caso de líneas de transmisión) y pórticos eléctricos. Por otro lado, las subestaciones eléctricas se dividen en subestaciones de potencia y subestaciones de distribución. En las siguientes tablas se presentan las tareas de mantenimiento a realizar para cada categoría de acuerdo con sus respectivos equipos.

Para la correcta interpretación de las tablas tener en cuenta las siguientes observaciones:

- La columna “referencia” cita al Apéndice C, en el cual se realizó la aplicación de la metodología del RCM para cada equipo, obteniendo las tareas de mantenimiento.
- En las tareas de mantenimiento con equipo energizado, debe seleccionarse si se realiza inspección visual o inspección con dron de acuerdo con los requerimientos del cliente, no se realizan las dos tareas al tiempo pues sería redundante.
- Para las estructuras de retención, suspensión y torres eléctricas, no aplican las tareas de mantenimiento de medida de aislamiento y medición de la continuidad en conductores, estos aplican sólo en los equipos de los pórticos eléctricos y las subestaciones eléctricas.

- La toma de muestra para medición de la calidad del aceite aplica para los PT's de la Subestación de la Planta de Inyección de Agua, no para los PT's que se encuentran los pórticos y subestaciones de distribución que tienen como fin alimentan la caja de control de reconectador.

- El equipo eléctrico “aisladores”, se refiere al conjunto de cadenas de aisladores presentes en las estructuras de retención, suspensión, torres y pórticos eléctricos. El equipo eléctrico “conductores eléctricos” y “cables de guarda”, se refiere a los conductores entre estructura y estructura, es decir, el conductor presente en un vano. El equipo eléctrico “cajas cortacircuito”, se refiere a dos cajas cortacircuitos que alimentan la caja de control del reconectador. El equipo “DPS” se refiere al conjunto de tres DPS que protegen los pórticos y las subestaciones eléctricas. El equipo “pararrayos desionizante” se utiliza en las torres de transmisión.

- En los pórticos eléctricos, además de tener los equipos o componentes básicos de una estructura de suspensión, se asume que tienen tres seccionadores tripolares, un reconectador, un transformador de potencial, dos cajas cortacircuitos (es decir: 1 equipo), nueve dispositivos de protección contra sobretensiones (es decir: 3 equipos).

5.3.1 Líneas y circuitos eléctricos.

Tabla 10. *Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Estructura de retención.*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN: ESTRUCTURA DE RETENCIÓN			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.16	Templetes	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica

Tabla 11. *Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Estructura de suspensión.*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN: ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva

Tabla 12. *Tareas de mantenimiento por equipo. Circuitos de distribución y líneas de transmisión: Pórticos eléctricos.*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN: PÓRTICOS ELÉCTRICOS			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.2	Seccionadores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.7 Lubricación 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.4	Reconectores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.6	Cajas cortacircuito	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.7	Transformadores de potencial (PT's)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación

Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.10	Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva

Tabla 13. *Tareas de mantenimiento por equipo. Líneas de transmisión: Torres eléctricas.*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO LÍNEA DE TRANSMISIÓN: TORRES ELÉCTRICAS			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.11	Pararrayo desionizante	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva

5.3.2 Subestaciones eléctricas.

Tabla 14. *Tareas de mantenimiento por equipo. Subestaciones de potencia.*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO SUBESTACIONES DE POTENCIA			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual	5.2.1.5 Limpieza de equipo
		5.2.1.2 Inspección con dron	
		5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	
		5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	
Apéndice C.2	Seccionadores	5.2.1.1 Inspección visual	5.2.1.5 Limpieza de equipo
		5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.7 Lubricación
		5.2.1.3 Inspección termográfica	5.2.1.8 Medida de aislamiento
		5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
		5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	
Apéndice C.3	Interruptores	5.2.1.1 Inspección visual	5.2.1.5 Limpieza de equipo
		5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.7 Lubricación
		5.2.1.3 Inspección termográfica	5.2.1.8 Medida de aislamiento
		5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
		5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	
Apéndice C.4	Reconectores	5.2.1.1 Inspección visual	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
		5.2.1.2 Inspección con dron	
		5.2.1.3 Inspección termográfica	
		5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	
		5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	
		5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	

Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.5	Transformadores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite
Apéndice C.6	Cajas cortacircuito	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.7	Transformadores de potencial (PT's)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite
Apéndice C.8	Transformadores de corriente (CT's)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite

Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.10	Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.11	Pararrayos desionizante	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.17	Centro de Control de Motores (CCM)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.7 Lubricación 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores

Tabla 15. *Tareas de mantenimiento por equipo. Subestaciones de distribución*

TAREAS DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN			
Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.1	Aisladores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.2	Seccionadores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.7 Lubricación 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.4	Reconectores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.5	Transformadores	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite
Apéndice C.6	Cajas cortacircuito	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo

Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.7	Transformadores de potencial (PT's)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	5.2.1.5 Limpieza de equipo 5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite
Apéndice C.9	Herrajería	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
Apéndice C.10	Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.5 Limpieza de equipo
Apéndice C.12	Conductores eléctricos	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.3 Inspección termográfica 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.8 Medida de aislamiento 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
Apéndice C.13	Cables de guarda	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	No aplica
Apéndice C.14	Sistema de puesta a tierra	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra	No aplica
Apéndice C.15	Estructuras	5.2.1.1 Inspección visual 5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva

Referencia	EQUIPO ELÉCTRICO	TAREAS DE MANTENIMIENTO	
		Con equipo energizado	Con equipo desenergizado
Apéndice C.17	Centro de Control de Motores (CCM)	5.2.1.1 Inspección visual	5.2.1.5 Limpieza de equipo
		5.2.1.2 Inspección con dron	5.2.1.7 Lubricación
		5.2.1.3 Inspección termográfica	5.2.1.8 Medida de aislamiento
		5.2.1.6 Limpieza de servidumbre	5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
		5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica	

6. Planes de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de media tensión, campo Casabe

En la actualidad, contar con un buen plan de mantenimiento es de gran importancia para las empresas, pues con dicha gestión se garantiza que los equipos funcionen de manera adecuada y a su vez haya disponibilidad de estos. El objetivo del mantenimiento es el de planear, programar y controlar todas las actividades encaminadas a organizar el correcto funcionamiento de los equipos utilizados en los procesos de producción de las empresas. Los planes de mantenimiento aportan ventajas a la empresa, estos planes representan una inversión que a mediano y largo plazo genera ganancias, pues se mejora la producción siendo de alta calidad y a bajo coste, se reduce el riesgo de accidentes laborales ocasionados por el mal estado de los equipos o sus componentes, disminuye los costes derivados de paradas en el proceso de producción por falla imprevista de los equipos, se detecta daños o deterioros producidos por el desgaste de piezas, entre otros, motivos por los cuales es necesaria su gestión e implementación en la empresa, en el presente proyecto Ecopetrol S.A.

En este último capítulo, se presentan los diferentes planes de mantenimiento para las redes y subestaciones eléctricas de media tensión del Campo Petrolero Casabe, proponiendo diferentes alternativas de tiempo y personal operativo, con el fin de ejecutar estas actividades en un (1) año. Inicialmente, se determinan los circuitos y subestaciones de mayor a menor criticidad con el fin de priorizar estos en la ejecución de las rutinas, seguidamente se establecen las rutinas de trabajo

para cada una de las tareas de mantenimiento que realiza cada cuadrilla, en total tres (3) cuadrillas de trabajo: cuadrilla de mantenimiento basado en condición (CBM), día a día y servidumbre, y finalmente se obtienen los planes de trabajo propuestos.

6.1 Tareas de mantenimiento por cuadrilla de trabajo

De acuerdo con el contrato de mantenimiento de redes eléctricas que rige en el 2017, son tres cuadrillas de trabajo para ejecutar las tareas de mantenimiento en los circuitos y subestaciones eléctricas del campo Casabe, obtenidas de la aplicación del RCM y presentadas en el ítem 5.2 del presente proyecto. Se distribuyen las tareas en las cuadrillas como se presenta a continuación:

6.1.1 Cuadrilla de mantenimiento basado en condición (CBM).

Esta cuadrilla cuenta con un personal mínimo de un electricista CBM y un ayudante. Las tareas de mantenimiento que debe realizar esta cuadrilla son:

- 5.2.1.1 Inspección visual
- 5.2.1.2 Inspección con dron
- 5.2.1.3 Inspección termográfica
- 5.2.1.4 Inspección con ultrasonido
- 5.2.1.8 Medida de aislamiento
- 5.2.1.9 Medición de la calidad de la energía eléctrica
- 5.2.1.10 Medida de la continuidad en conductores
- 5.2.1.11 Medida del sistema de puesta a tierra

- 5.2.1.12 Medida de la relación de transformación
- 5.2.1.13 Toma de muestra para análisis de la calidad del aceite

6.1.2 Cuadrilla de mantenimiento servidumbre.

Esta cuadrilla cuenta con un personal mínimo de: un electricista, un operador de motosierra y guadaña, y un obrero de servidumbre. Las tareas de mantenimiento que debe realizar esta cuadrilla son:

- 5.2.1.6 Limpieza de servidumbre

6.1.3 Cuadrilla de mantenimiento día a día.

Esta cuadrilla cuenta con un personal mínimo de un liniero y un ayudante. Las tareas de mantenimiento que debe realizar esta cuadrilla son:

- 5.2.1.5 Limpieza de equipo
- 5.2.1.7 Lubricación
- 5.2.1.14 Aplicación de pintura anticorrosiva
- 5.2.2.1. Búsqueda de falla
- 5.2.2.3. Cambio de componente

6.2 Prioridad mantenimiento circuitos y subestaciones eléctricas

La prioridad, de acuerdo con la criticidad, de los circuitos y subestaciones eléctricas se basa en dos criterios: indicadores de densidad de falla del año 2017 y circuitos potenciales operativos por producción actualizados a diciembre de 2017, con el fin de establecer el orden de ejecución de

mantenimiento en los circuitos más críticos y, además, a partir de los modos de falla presentados ese mismo año, se determinan las tareas de mantenimiento que inician las rutinas de trabajo para mantenimiento de redes y subestaciones eléctricas del campo Casabe.

6.2.1 Criterio 1: Indicadores de densidad de falla.

A partir de los indicadores de densidad de falla de los circuitos eléctricos del campo Casabe presentados en el año 2017 y mostrados en la figura 49, se determinan los circuitos de mayor a menor densidad de falla mediante el número de eventos ocurridos sobre la longitud en km de cada circuito.

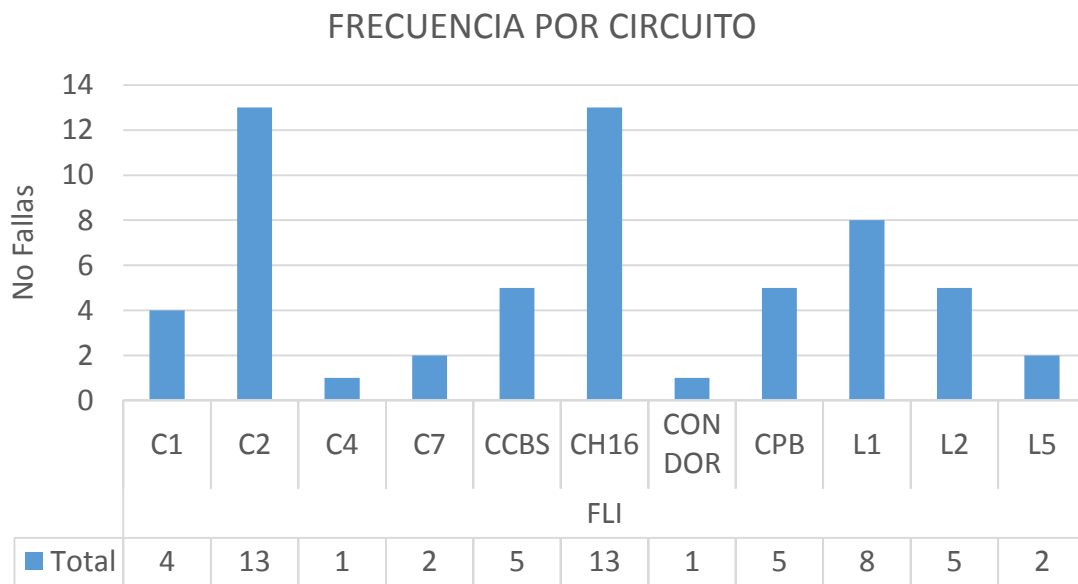


Figura 49. Indicadores de falla: frecuencia por circuito.

Adaptado de Indicadores campo Casabe (2017). Fallas en media tensión: frecuencia por circuito.

Personal redes eléctricas Ecopetrol S.A.

En orden se presentan los circuitos 1, 2, 4, 7, Casabe Sur, H16, Subestación CONDOR, Peñas Blancas, Línea 1, Línea 2, Circuito 5.

De acuerdo con la información anterior, se obtienen las fallas/km como se observa en la tabla 34, donde la relación, entre más se aproxime a 1, son las más vulnerables a fallar.

Tabla 16. *Indicadores de densidad de falla por circuito.*

CIRCUITO	FALLAS 2017	LONGITUD DE LÍNEA [km]	FALLAS / km
Línea 1	8	9,09	0,88
Línea 2	5	6,80	0,74
Interconexión P1 – P2	0	0,83	0
Interconexión PIA - CONDOR	0	2,40	0
Circuito 1	4	10,21	0,39
Circuito 2	13	13,33	0,98
Circuito 3	0	4,95	0
Circuito 4	1	3,51	0,28
Circuito 7	2	9,22	0,22
Circuito 5	2	4,83	0,41
Circuito Peñas Blancas	5	11,00	0,45
Circuito Casabe Sur	5	7,83	0,64
Circuito H16	13	13,86	0,94

Como se observa en la tabla anterior, el orden de criticidad de los circuitos según indicadores de fallas es: Circuito 2, Circuito H16, Línea 1, Línea 2, Circuito Casabe Sur, Circuito Peñas Blancas, Circuito 5, Circuito 1, Circuito 4, Circuito 7, Interconexión P1 - P2, Interconexión PIA – Producción, Circuito 3.

6.2.2 Criterio 2: Circuitos potenciales operativos de producción.

Para determinar los circuitos de mayor a menor producción de crudo, se realiza la actualización de distribución de pozos por subestación de distribución eléctrica del campo Casabe a partir del levantamiento del personal eléctrico y, mediante el formato de potenciales operativos de producción del mes de diciembre elaborado por la Vicepresidencia de Producción, se obtienen los Barriles de Petróleo por Día (BOPD) para cada pozo, determinando la producción por subestación de distribución eléctrica y, finalmente, los circuitos de mayor a menor producción del campo Casabe.

Apéndice D. Potenciales operativos por subestación campo Casabe – Diciembre 2017

En el apéndice D, los diagramas unifilares de las subestaciones eléctricas fueron levantados por el Ingeniero José Ángel Delgado, personal operativo eléctrico del campo Casabe. La digitalización de estos diagramas lo realizó el Ingeniero Saul Sánchez, personal eléctrico campo Casabe.

La producción de barriles de petróleo por día de los circuitos en el campo se presenta en la tabla 35.

Tabla 17. Circuitos de producción de barriles de petróleo por día campo Casabe

CIRCUITO	NIVEL DE TENSIÓN	PRODUCCIÓN [BOPD]	Porcentaje de producción [%]
Línea 1	34,5		
Línea 2	34,5		
Interconexión P1 – P2	34,5		
Interconexión PIA - CONDOR	34,5		
Circuito 1	34,5	4918	25,18
Circuito 2	34,5	5670	29,03
Circuito 3	6,9	0	0
Circuito 4	6,9	1319	6,75
Circuito 7	6,9	3603	18,45
Circuito 5	34,5	152	0,78
Circuito Peñas Blancas	34,5	1391	7,13
Circuito Casabe Sur	34,5	2477	12,68
Circuito H16	34,5		
TOTAL		19530 BOPD	100

Observaciones:

- Línea 1 y Línea 2 alimentan todo el campo Casabe, manejando la totalidad de la producción: 19530 BOPD.
- El campo Casabe pasó de un mecanismo de empuje natural a un programa de inyección de agua iniciando la explotación secundaria del campo. El circuito H16 alimenta los pozos de captación de agua.

De acuerdo con la información anterior, la prioridad de los circuitos según el criterio 2 se observa en la tabla 36.

Tabla 18. *Prioridad circuitos potenciales operativos de producción.*

CIRCUITO	PRODUCCIÓN [BOPD]	PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN TOTAL [%]
Línea 1	Producción total: 19530	
Línea 2	Producción total: 19530	
Interconexión PIA – CONDOR	Producción total: 19530	
Interconexión P1 – P2	Producción total: 19530	
Circuito H16	Captadores de agua	
Circuito 2	5670	29,03
Circuito 1	4918	25,18
Circuito 7	3603	18,45
Circuito Casabe Sur	2477	12,68
Circuito Peñas Blancas	1391	7,13
Circuito 4	1319	6,75
Circuito 5	152	0,78
Circuito 3	0	0

Se determina el orden de prioridad de los circuitos, según los criterios mencionados anteriormente.

Tabla 19. *Tabla resumen: Prioridad circuitos según criterios*

Criterio 1:		Criterio 2:	
CIRCUITO	Indicadores de falla [falla/km]	CIRCUITO	Producción [%]
Circuito 2	0,98	Línea 1	
Circuito H16	0,94	Línea 2	
Línea 1	0,88	Interconexión PIA – CONDOR	
Línea 2	0,74	Interconexión P1 – P2	
Circuito Casabe Sur	0,64	Circuito H16	
Circuito Peñas Blancas	0,45	Circuito 2	29,03
Circuito 5	0,41	Circuito 1	25,18
Circuito 1	0,39	Circuito 7	18,45
Circuito 4	0,28	Circuito Casabe Sur	12,68
Circuito 7	0,22	Circuito Peñas Blancas	7,13
Interconexión P1 – P2	0	Circuito 4	6,75
Interconexión PIA – CONDOR	0	Circuito 5	0,78
Circuito 3	0	Circuito 3	0

Finalmente, el orden de prioridad se presenta en la tabla 38.

Tabla 20. *Prioridad circuitos y subestaciones. Planes de mantenimiento.*

CIRCUITOS Y SUBESTACIONES	Criterio 1: Indicadores de falla [falla/km]	Criterio 2: Producción [%]
Línea 1	0,88	
Subestación CONDOR		
Circuito 2	0,98	29,03
Circuito H16	0,94	Captadores
Línea 2	0,74	
Subestación PIA		
Circuito Casabe Sur	0,64	12,68
Interconexión PIA - CONDOR	0	
Interconexión P1 – P2	0	
Circuito 1	0,39	25,18
Circuito 7	0,22	18,45
Circuito Peñas Blancas	0,45	7,13
Circuito 4	0,28	6,75
Circuito 5	0,41	0,78
Circuito 3	0	0

Nota: La Línea 1 transporta energía eléctrica desde la Subestación Magdalena Medio hasta la Subestación de Producción Cóndor y la Línea 2 transporta energía eléctrica desde la Refinería de Barrancabermeja, pasando por el pórtico Galán hasta la Subestación de la Planta de Inyección de

Agua (PIA). Entonces las subestaciones de potencia CONDOR y PIA, se ubicarán en orden de prioridad luego de Línea 1 y Línea 2 respectivamente.

6.3 Consideraciones prioridad tareas de mantenimiento

Luego de determinar los circuitos más críticos, debe determinarse las consideraciones que deben tenerse en cuenta para seleccionar las tareas de mantenimiento que se ejecutarán primero.

A partir de los indicadores de falla de los circuitos eléctricos del campo Casabe presentados en el año 2017 se registran los modos de falla que se han presentado en los circuitos eléctricos y mostrados en la figura 50, en orden: atmosféricos, eléctricos, fauna, funcionamiento, generación, instalación incorrecta, operativos, terceros, vida útil de materiales.

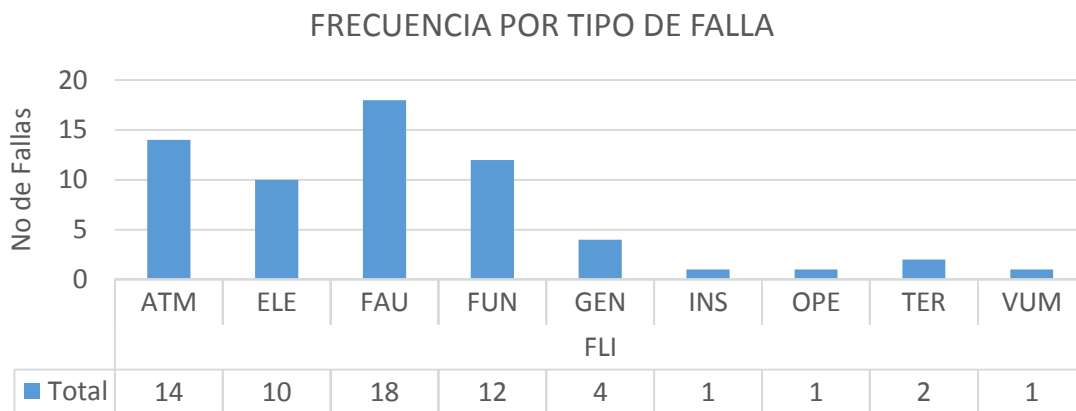


Figura 50. Modos de falla campo Casabe 2017

Adaptado de Indicadores campo Casabe (2017). Fallas en media tensión: Frecuencia por tipo de falla. Personal redes eléctricas Ecopetrol S.A.

Se observa que los modos de falla que más afectan en el campo Casabe son debido a fauna, atmosféricos, funcionamiento y eléctricos.

Además, según el IDEAM las lluvias en la zona Barrancabermeja y Yondó inician en el mes de marzo a abril y septiembre a noviembre. Lo anterior se confirma en los indicadores de pérdidas de producción mensual histórica de los años 2015, 2016 y 2017 mostrados en la figura 51, donde en los meses mencionados se presentan mayores pérdidas de producción.

Con lo anterior se puede determinar con cuáles tareas de mantenimiento debe iniciar cada cuadrilla con el fin de garantizar un sistema confiable en el campo Casabe, tiene prioridad: inspección visual o con dron, medición del sistema de puesta a tierra, limpieza de servidumbre, inspección termográfica, inspección con ultrasonido y medición de la calidad de la energía eléctrica, que son actividades que se pueden realizar sin necesidad de desenergizar los circuitos eléctricos.

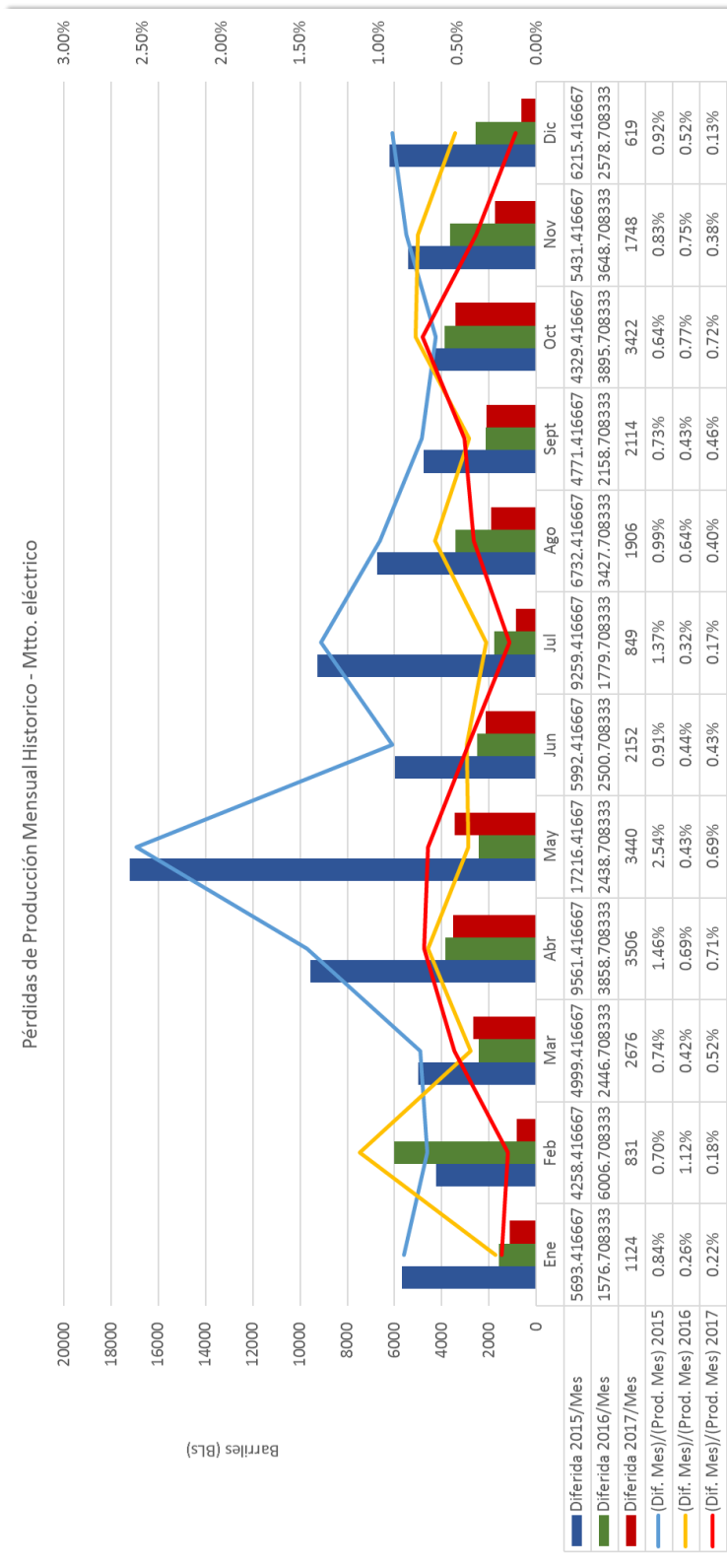


Figura 51. Pérdidas de producción mensual histórico campo Casabe.

Adaptado de Indicadores Históricos (2017). Pérdida de producción mensual histórico. Personal redes eléctricas Ecopetrol S.A.

6.4 Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas media tensión

Los planes de mantenimiento se realizan para cada cuadrilla: CBM, servidumbre, día a día.

Inicialmente se establecen las tareas de mantenimiento que debe realizar cada cuadrilla con el fin de obtener los tiempos por tarea para las redes y subestaciones eléctricas del campo Casabe. Luego, se definen los tiempos improductivos y efectivos por día, para determinar el rendimiento de ejecución de las tareas de mantenimiento como se observa en la tabla 39.

Tabla 21. *Tiempos improductivos y efectivos día.*

Tiempos de Ejecución Campo CSB Implementación de Estrategia	
Tiempos improductivos	H/día
Ley 50	0,25
Almuerzo	1,00
ACS (Charla de Seguridad)	0,25
ADZ (Desplazamiento)	2,50
APT (Permisos de Trabajo)	0,25
AAD (Administración Documentos - Reportes)	1,00
AOP (Orden Público; Paros, Meeting)	
ACL (Climatología Adversa)	
Total tiempos improductivos	5,25
HH / día disponible	9,60
Tiempo efectivo técnico /día	4,35

El artículo 161 del Código Sustantivo del Trabajo dice “*La duración máxima legal de la jornada ordinaria de trabajo es de ocho (8) horas al día y cuarenta y ocho (48) a la semana*”. Por lo tanto, se dividen 48 horas en 5 días a la semana se tiene 9,6 horas por día de trabajo. El tiempo improductivo es de 5,25 horas, es decir que el tiempo efectivo técnico es de 4,35 horas.

Los tiempos por red y subestación de potencia se obtienen a partir del número de estructuras de retención, suspensión, pórticos, torres y subestaciones eléctricas de distribución presentados en el apéndice B y de los tiempos por componente o equipo establecidos en el ítem 5.2 del presente proyecto.

Finalmente, los planes de mantenimiento que se presentan a continuación se realizan de manera tal que sean aplicables a cualquier año y se hace la siguiente consideración: Un año tiene 365 días, por lo general 52 semanas. En 1 año se asume que hay 52 fines de semana (104 días, sábado y domingo), esto podría variar dependiendo de si es año bisiesto o no. Además, se considera que al año hay 18 festivos. De acuerdo con lo anterior, en los planes de mantenimiento se considera que al año se tienen $365 - (104 + 18) = 243$ días.

6.4.1 Planes de mantenimiento cuadrilla mantenimiento basado en condición.

Esta cuadrilla realiza cinco tareas con equipo energizado, es decir, son las tareas que se ejecutan completamente en los circuitos y subestaciones: inspección visual o inspección con dron, inspección termográfica, inspección con ultrasonido, medición del sistema de puesta a tierra y medición de la calidad de la energía eléctrica. Las cuatro tareas con equipo desenergizado se ejecutan cuando se tenga la oportunidad, es decir, cuando se presente alguna falla o se pueda programar la desenergización de alguno de los circuitos se puede intervenir para realizar estos

mantenimientos: medida de aislamiento, medición de la continuidad en conductores, medición de la relación de transformación y toma de muestra para análisis de la calidad del aceite.

Apéndice E. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla CBM.

En el apéndice E se puede observar los tiempos de ejecución de cada tarea de mantenimiento mencionadas anteriormente para líneas, circuitos, subestaciones de distribución y subestaciones de potencia. En la primera hoja se presenta una tabla resumen de las tareas ejecutadas por la cuadrilla CBM, seguidamente las alternativas de planes propuestas.

Debido que en las tareas de mantenimiento con equipo energizado debe seleccionarse si se realiza inspección visual o inspección con dron de acuerdo con los requerimientos del cliente, no se realizan las dos tareas al tiempo pues sería redundante. Por lo anterior, se presentan alternativas para las dos inspecciones.

- **Planes con inspección visual**

Plan: alternativa 1

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 870 días productivos (3 años y 7 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1

Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.

Plan: alternativa 2

Personal operativo: Dos electricistas CBM y dos ayudantes.

Descripción: Las dos parejas trabajan en conjunto cada una de las tareas de mantenimiento en el mismo circuito, reduciendo el tiempo a la mitad. Se realiza mantenimiento en orden de prioridad.

Se duplica la herramienta necesaria en el plan alternativa 1.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 441 días productivos (1 año y 10 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 2	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.

Plan: alternativa 3

Personal operativo: Dos electricistas CBM y dos ayudantes.

Descripción: Las dos parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando las 4 personas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 435 días productivos (1 año y 9 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
--------------------	---

Cuadrilla 2

Telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido.

Plan: alternativa 4

Personal operativo: Tres electricistas CBM y tres ayudantes.

Descripción: Las tres parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 291 días productivos (1 año y 2 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1

Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.

Cuadrilla 2

Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.

Cuadrilla 3

Cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido.

Plan: alternativa 5

Personal operativo: Cuatro electricistas CBM y cuatro ayudantes.

Descripción: Las cuatro parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio. Cuando las cuatro parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al cuarto.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 219 días productivos (11 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Cámara Go Pro con su respectivo equipo.
Cuadrilla 2	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia.
Cuadrilla 3	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, cámara termográfica con infrarrojo, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 4	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.

▪ **Planes con inspección con dron**

Plan: alternativa 1

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 693 días productivos (2 años y 10 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Dron con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
--------------------	--

Plan: alternativa 2

Personal operativo: Dos electricistas CBM y dos ayudantes.

Descripción: Las dos parejas trabajan en conjunto cada una de las tareas de mantenimiento en el mismo circuito, reduciendo el tiempo a la mitad. Se realiza mantenimiento en orden de prioridad.

Se duplica la herramienta necesaria en el plan 1.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 350 días productivos (1 año y 5 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Dron con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 2	Dron con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.

Plan: alternativa 3

Personal operativo: Dos electricistas CBM y dos ayudantes.

Descripción: Las dos parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando las 4 personas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 348 días productivos (1 año y 5 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Dron con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.
Cuadrilla 2	Telurómetro de alta frecuencia, cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.

Plan: alternativa 4

Personal operativo: Tres electricistas CBM y tres ayudantes.

Descripción: Las tres parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce

a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 230 días productivos (11 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Dron con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.
Cuadrilla 2	Telurómetro de alta frecuencia, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 3	Cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido.

Para el caso de tareas de mantenimiento con equipo desenergizado, se presentan las rutas por cada tarea individualmente. Los días productivos indican el tiempo que tardaría en ejecutar cada tarea de mantenimiento continuamente, recordando que esta actividad se realiza cuando se presente oportunidad (por falla o programado).

Plan: medida de aislamiento

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 100 días productivos (5 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Megóhmetro.
--------------------	-------------

Plan: medida de continuidad en conductores

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 35 días productivos (2 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Multímetro digital.

Plan: medida de la relación de transformación

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 23 días productivos (1 mes aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Equipo de prueba de relación de espiras en transformadores (TTR).

Plan: toma de muestra para análisis de la calidad del aceite

Personal operativo: Un electricista CBM y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 13 días productivos (1 mes aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Herramienta para toma de muestra de aceite.

De acuerdo con lo anterior, realizando mantenimiento al campo Casabe anualmente, si se ejecuta una rutina de mantenimiento eligiendo la opción de inspección visual, las alternativas viables son la 4 y la 5.

Elección: Plan alternativa 4 – con inspección visual.

Personal operativo: Tres electricistas CBM y tres ayudantes.

Descripción: Las tres parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 291 días productivos (1 año y 2 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.
Cuadrilla 2	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 3	Cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido.

Con esta alternativa, se tiene la ventaja de disponer de tres cuadrillas de trabajo. En los casos en que las parejas deban trabajar en la misma tarea, es necesario tener el equipo requerido ya sea propio de la empresa o alquilado durante la ejecución de la tarea de mantenimiento (Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo ultrasonido). Sin embargo, el tiempo para realizar todas las actividades de mantenimiento es de 1 año y 2 meses, es decir que alguna tarea no se ejecutará completamente en el año estimado.

Elección: Plan alternativa 5 – con inspección visual.

Personal operativo: Cuatro electricistas CBM y cuatro ayudantes.

Descripción: Las cuatro parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce

a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio. Cuando las cuatro parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al cuarto.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 219 días productivos (11 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Cámara Go Pro con su respectivo equipo.
Cuadrilla 2	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, telurómetro de alta frecuencia.
Cuadrilla 3	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, cámara termográfica con infrarrojo, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 4	Cámara Go Pro con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.

Con esta alternativa, se tiene la desventaja de disponer de cuatro cuadrillas de trabajo aumentando los costos respecto a la alternativa cuatro. En los casos en que las parejas deban trabajar en la misma tarea, es necesario tener el equipo requerido ya sea propio de la empresa o alquilado durante la ejecución de la tarea de mantenimiento (Cámara Go Pro con su respectivo equipo). Sin embargo, el tiempo para realizar todas las actividades de mantenimiento es de 11 meses. Se tiene 1 mes de ventaja por si se presentan imprevistos en el campo o utilizar este tiempo para realizar, hasta donde alcance, las rutinas de mantenimiento a los circuitos más críticos.

Ahora, realizando mantenimiento al campo Casabe anualmente, si se ejecuta una rutina de mantenimiento eligiendo la opción de inspección con dron, la alternativa viable es la 4.

Elección: Plan alternativa 4 – con inspección con dron.

Personal operativo: Tres electricistas CBM y tres ayudantes.

Descripción: Las tres parejas trabajan en tareas de mantenimiento separadas en orden de importancia. Cuando dos parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce a la mitad. Cuando las tres parejas trabajan en la misma tarea, mismo circuito, el tiempo se reduce al tercio.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 230 días productivos (11 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Dron con su respectivo equipo, equipo de ultrasonido.
Cuadrilla 2	Telurómetro de alta frecuencia, equipo de ultrasonido, analizador de calidad de la energía.
Cuadrilla 3	Cámara termográfica con infrarrojo, equipo de ultrasonido.

Con esta alternativa, se tiene la ventaja de disponer de tres cuadrillas de trabajo. En los casos en que las parejas deban trabajar en la misma tarea, es necesario tener el equipo requerido ya sea propio de la empresa o alquilado durante la ejecución de la tarea de mantenimiento (Equipo de ultrasonido). Sin embargo, el tiempo para realizar todas las actividades de mantenimiento es de 11 meses. Se tiene 1 mes de ventaja por si se presentan imprevistos en el campo o utilizar este tiempo para realizar, hasta donde alcance, las rutinas de mantenimiento a los circuitos más críticos.

6.4.2 Planes de mantenimiento cuadrilla servidumbre.

Para el caso de servidumbre, se establecen los circuitos que presentaron mayores fallas por fauna y flora en el año 2017 de acuerdo con los indicadores, siendo en orden: Circuito 2, circuito H16, circuito Casabe Sur, circuito 5, línea 2, subestación PIA, circuito 1, circuito Peñas Blancas, línea

1, subestación CONDOR, interconexión PIA – CONDOR, interconexión P1 – P2, circuito 7, circuito 4 y circuito 3.

Esta cuadrilla realiza una tarea con equipo energizado, es decir, esta tarea se ejecuta completamente en los circuitos y subestaciones: limpieza de servidumbre.

Apéndice F. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla servidumbre.

En el apéndice F se puede observar los tiempos de ejecución de la tarea limpieza de servidumbre para líneas, circuitos, subestaciones de distribución y subestaciones de potencia y las alternativas de planes propuestas.

Plan: alternativa 1

Personal operativo: Un liniero, un operador de motosierra y guadaña y un obrero de servidumbre.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 171 días productivos (8 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Machetes, motosierra, guadaña.

Con esta alternativa, se tiene la ventaja de disponer de solo una cuadrilla de trabajo. Sin embargo, el tiempo para realizar esta actividad de mantenimiento es de 8 meses, es decir que no se alcanzaría a realizar nuevamente la rutina completa, siendo esencial debido que la zona de Yondó es en su mayoría campo, presentando abundante maleza en crecimiento periódico.

Plan: alternativa 2

Personal operativo: Dos linieros, dos operadores de motosierra y guadaña y dos obreros de servidumbre.

Descripción: Las dos parejas trabajan en conjunto cada una de las tareas de mantenimiento en el mismo circuito, reduciendo el tiempo a la mitad. Se realiza mantenimiento en orden de prioridad. Se duplica la herramienta necesaria en el plan 1.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 87 días productivos (4 meses aproximadamente).

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1	Machetes, motosierra, guadaña.
Cuadrilla 2	Machetes, motosierra, guadaña.

Por otro lado, con esta alternativa, se dispone de dos cuadrillas de trabajo. El tiempo para realizar esta actividad de mantenimiento es de 4 meses, teniendo la opción de realizar nuevamente la rutina completa, siendo esencial debido que la zona de Yondó es en su mayoría campo, presentando abundante maleza en crecimiento periódico.

6.4.3 Planes de mantenimiento cuadrilla día a día.

Esta cuadrilla realiza tres tareas con equipo desenergizado se ejecutan cuando se tenga la oportunidad, es decir, cuando se presente alguna falla o se pueda programar la desenergización de alguno de los circuitos se puede intervenir para realizar estos mantenimientos: limpieza de equipo, lubricación y aplicación de pintura anticorrosiva. En algunos casos se realiza la limpieza de equipo con equipo energizado. Además, esta cuadrilla realiza las actividades que consideren pertinentes el equipo CBM como búsqueda de falla y cambio de componente, siendo ya tareas correctivas.

Apéndice G. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla día a día.

En el apéndice G se puede observar los tiempos de ejecución de cada tarea de mantenimientos mencionados anteriormente para líneas, circuitos, subestaciones de distribución y subestaciones de potencia. En la primera hoja se presenta una tabla resumen de las tareas ejecutadas por la cuadrilla CBM, seguidamente las alternativas de planes propuestas.

Para este caso, se presentan las rutas por cada tarea individualmente, debido que se realizan con equipo desenergizado o energizado en algunos casos.

Plan: limpieza de equipo

Personal operativo: Un liniero y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 129 días productivos (6 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Equipo para limpieza de equipo.

Plan: lubricación

Personal operativo: Un liniero y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 20 días productivos (1 mes aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Equipo para lubricación.

Plan: aplicación de pintura anticorrosiva

Personal operativo: Un liniero y un ayudante.

Descripción: Solo una cuadrilla realiza las tareas de mantenimiento.

Tiempo de ejecución equipo energizado: 332 días productivos (1 año y 4 meses aproximadamente)

Equipo necesario por cuadrilla:

Cuadrilla 1 Equipo para aplicación de pintura anticorrosiva.

Conclusiones y observaciones

Se realiza un levantamiento punto a punto de las subestaciones eléctricas de los circuitos del campo Casabe con el fin de visualizar en forma integral y sencilla el sistema eléctrico de potencia en un diagrama unifilar, el cual representa de modo gráfico las subestaciones, transformadores, equipos de protección, pórticos eléctricos y circuitos derivados, así como la interconexión entre ellos.

La metodología RCM permitió analizar de forma adecuada los equipos seleccionados, en total diecisiete equipos, permitiendo analizarlos de forma sencilla y ordenada, alcanzando un nivel de detalle de los modos de falla presentes en ellos con el fin de identificar las tareas de mantenimiento preventivas y predictivas para mitigarlos eficientemente.

Para aumentar la confiabilidad y disponibilidad de los circuitos y subestaciones eléctricas, no es suficiente implementar una metodología rutinaria de mantenimiento, se necesita el desarrollo de un análisis causa – efecto de fallas para eliminar el origen del problema (modos de falla) y tratar consecuencias presentes mediante la ejecución de las tareas y frecuencias de mantenimiento.

El mantenimiento cumple una función fundamental para el buen desempeño del sistema productivo de una empresa, mediante la ejecución de un plan de mantenimiento integrado para los equipos que componen este sistema, representa un arma importante en seguridad laboral, ya que un gran porcentaje de accidentes son causados por desperfectos en los equipos que pueden ser prevenidos. También el mantener las áreas y ambientes de trabajo con adecuado orden, limpieza e iluminación, es parte del mantenimiento preventivo de los sitios de trabajo.

Los planes de mantenimiento de las redes y subestaciones eléctricas de media tensión del campo Casabe se desarrollan con base en las tareas de mantenimiento obtenidas de la aplicación de la metodología del RCM realizada a los equipos que componen las redes y subestaciones del sistema eléctrico, de acuerdo con lo anterior, se realizan los procedimientos de ejecución para cada tarea de mantenimiento donde se establece el alcance de la misma, restricciones, equipo y herramienta necesaria, riesgos presentes, personal, procedimiento de la actividad y tiempos para ejecutar cada tarea de mantenimiento con el personal mínimo.

Los planes de mantenimiento presentados se basan en el histórico de fallos reportados del año 2017, además de la experiencia de las personas que constituyen el equipo de mantenimiento del taller eléctrico de Ecopetrol S.A.

Se proponen diferentes alternativas de tiempo y personal operativo en los planes de mantenimiento para las tres cuadrillas de trabajo: CBM, servidumbre y día a día, a partir de la prioridad, en criticidad, de los circuitos y subestaciones eléctricas mediante los siguientes criterios: indicadores de densidad de falla del año 2017 y los circuitos operativos por producción actualizados a diciembre de 2017.

Para la cuadrilla CBM, se recomienda implementar el plan de mantenimiento propuesto en la alternativa cuatro (Con inspección con dron) pues se tiene la ventaja de disponer de tres cuadrillas de trabajo, el tiempo para realizar todas las actividades de mantenimiento es de 11 meses y se tiene 1 mes de ventaja por si se presentan imprevistos en el campo. Para la cuadrilla servidumbre, se recomienda ejecutar la alternativa dos, disponiendo de dos cuadrillas de trabajo realizando la actividad de limpieza de servidumbre dos veces al año.

Los planes de mantenimiento provenientes de un estudio RCM, debe ser enriquecido continuamente con nuevas observaciones y aportaciones que del uso del sistema se deriven, de tal manera que se ajuste cada vez más a las necesidades reales de mantenimiento del sistema en su entorno operacional.

Finalizado el presente trabajo de grado, se recomienda realizar las siguientes actividades encaminadas a mejorar la confiabilidad, operación y mantenimiento del sistema eléctrico y de los equipos que dependen del suministro de energía para su funcionamiento:

- Realizar planes de mantenimiento para circuitos de baja tensión con el fin de cumplir disponibilidad, fiabilidad, coste y aumentar al máximo posible la vida útil de la instalación eléctrica.
- Actualizar el diagrama unifilar en la herramienta NEPLAN para el estudio de coordinación de protecciones, necesarios para seleccionar o verificar las características de liberación de fallas de los dispositivos de protección tales como seccionadores, interruptores y otros usados en el esquema de protección; además de analizar, planear, optimizar y simular redes para la realización de maniobras en el campo.
- Con este trabajo de grado se implementan rutinas de mantenimiento en el campo Casabe iniciando en el año 2018, al finalizar el primer año, se obtiene un diagnóstico general del sistema eléctrico para determinar frecuencias y periodicidad de mantenimiento más acertadas a las redes de mayor criticidad, además de realizar las correcciones necesarias en el sistema para su operación estable y confiable en el suministro de energía como son: mejoramiento del sistema de puesta a tierra de las estructuras y subestaciones, mantenimiento o cambio de equipos deteriorados, análisis de datos de calidad de energía comparando con la NTC 5000 realizando correcciones necesarias (Instalación de DPS, filtro de armónicos, DVR),

correcciones de puntos calientes, cambio en presencia de tracking eléctrico, entre otras actividades.

- Realizar un listado de recursos necesarios para tener disponibilidad de estos en caso de presentar una avería el sistema eléctrico y garantizar la continuidad en el servicio de energía en la mayor brevedad posible.
- Realizar un análisis de costos-beneficio proporcionando una medida de rentabilidad del proyecto mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados.

Glosario

Aislador. Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra.

Analizador de calidad eléctrica. Detectar y registrar todos los detalles de las perturbaciones eléctricas, realizar análisis de tendencias y verificar la calidad del suministro eléctrico durante intervalos definidos por el usuario.

ASTM. Asociación Americana de Ensayo de Materiales.

Arco eléctrico. Tipo de explosión eléctrica, debida a un cortocircuito sostenido en el tiempo a través del aire ionizado. Este es causado por una rápida liberación de energía debido a una deficiencia en el aislamiento eléctrico entre una parte energizada y otra a otro potencial (falla entre barras, falla a tierra, fallas fase-neutro).

Barraje eléctrico. Barras de cobre para conectarse, en forma segura, varios equipos eléctricos distribuyendo en forma ordenada y adecuada la energía eléctrica.

Borne. Parte metálica de una máquina o dispositivo eléctrico donde se produce la conexión con el circuito eléctrico exterior. Normalmente se conectan a través de terminales a los cables que sirven para su alimentación eléctrica

Buje. Elemento de una máquina donde se apoya y gira un eje. Puede ser una simple pieza que sujeta un cilindro de metal o un conjunto muy elaborado de componentes que forman un punto de unión.

Calidad. Grado en el que un conjunto de características inherentes cumple con los requisitos.

Calidad de la energía eléctrica. Su objetivo es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica.

Calor. Forma de energía que se transfiere entre diferentes cuerpos o diferentes zonas de un mismo cuerpo que se encuentran a distintas temperaturas, transferencia de energía.

Cámara de arqueo. Componente de un interruptor que extingue un arco cuando los contactos abren.

Cámara termográfica. Aparato que sirve para detectar fallas eléctricas (infrarrojo) en las redes y sistemas eléctricos de alta, media y baja tensión.

CCM. Centro de Control de Motores. Cuarto o conjuntos de celdas eléctricas contenidas en aceite, aire, gas o algún otro componente dieléctrico que contiene internamente los elementos de protección, despeje y medida de motores.

Celdas eléctricas. Conjunto continuo de secciones verticales en las cuales se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores, etc.), medida (transformadores de corriente y de tensión, etc.), y, cuando se solicite, equipos de protección y control, montados en uno o más compartimientos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Condensación. Cambio de estado de la materia que se encuentra en forma gaseosa (generalmente vapores) y pasa a forma líquida.

Conductividad eléctrica. Es la medida de la capacidad de un material para conducir la corriente eléctrica, su aptitud para dejar circular libremente las cargas eléctricas.

Confiabilidad. Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dado. Equivale a fiabilidad.

Corrientes armónicas. Las armónicas son corrientes y/o voltajes presentes en un sistema eléctrico, con una frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental. Esta situación puede llegar a causar un funcionamiento incorrecto de muchos equipos (especialmente los menos robustos) que han sido diseñados para operar bajo condiciones normales (poca distorsión armónica). Además, se presenta un incremento en los costos de operación como resultado de algunos factores ligados a la generación de armónicas.

Corrosión. La corrosión no es más que una reacción química producto de la unión del metal con el oxígeno, es decir, la corrosión es un deterioro observado en un objeto metálico a causa de un alto impacto electroquímico de carácter oxidativo y la velocidad degenerativa de dicho material dependerá de la exposición al agente oxidante, la temperatura presentada, si se encuentra expuesto a soluciones salinizadas (conjugadas con sal), y por último de las propiedades químicas que posean estos agentes metálicos.

Cortocircuito. Falla que se genera en una línea eléctrica o en un dispositivo cuando dos conductores que tienen distintas polaridades entran en contacto por la pérdida de su cobertura aislante. Esto hace que el circuito pierda también su resistencia y el equilibrio que brinda la llamada ley de Ohm.

Criticidad. Es la calificación del impacto y consecuencias adversas para el negocio, ante la ocurrencia de una falla o evento de un equipo o sistema, y la probabilidad de ocurrencia del impacto considerando la topología, mantenibilidad y capacidad del sistema (grado de redundancia).

Crudo. El petróleo crudo es un líquido oleoso de color entre amarillo oscuro y negro, que suele encontrarse en yacimientos subterráneos naturales. Se formó cuando los restos de animales y plantas existentes hace millones de años quedaron cubiertos por capas de arena. El calor y la presión de esas capas convirtieron a esos restos en petróleo crudo.

Desgaste abrasivo. Acción de corte de un material duro y agudo a través de la superficie de un material más suave. Tiende a formar ralladuras profundas cuando las partículas duras penetran en la superficie, ocasionando deformación plástica y/o arrancando virutas.

Desionización. Proceso que sirve para eliminar todas las sustancias ionizadas de una solución. Más comúnmente es un proceso de intercambio donde cationes y aniones son eliminados independientemente los unos de los otros.

Diagrama unifilar. Representación gráfica de una instalación eléctrica. Se refiere a una sola línea para indicar conexiones entre diferentes elementos, tanto de conducción como de protección y control.

Distribución de energía eléctrica. Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.

Dron. Vehículo aéreo no tripulado, capaz de mantener de manera autónoma un nivel de vuelo controlado y sostenido, y propulsado por un motor de explosión, eléctrico o de reacción.

ECOPETROL. Sigla de la Empresa Colombiana de Petróleos.

Efecto corona. El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce por la ionización del fluido que rodea a un conductor cargado. Ocurre espontáneamente en las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso

Equipo ultrasonido. Aparato que sirve para detectar fallas eléctricas (efecto corona) en las redes y sistemas eléctricos de alta, media y baja tensión.

Equipotencializar. Colocar todo sobre el mismo potencial.

Estructura. Todo aquello que puede ser construido o edificado, pueden ser fijas o móviles, pueden estar en el aire, sobre la tierra, bajo tierra o en el agua.

Falla. Degradación de componentes. Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida.

Fatiga. Reducción gradual de la capacidad de carga del componente, por la ruptura lenta de ese material, consecuencia del avance casi infinitesimal de las fisuras que se forman en su interior.

Fisura. Abertura alargada y con muy poca separación entre sus bordes, que se hace en un cuerpo sólido.

Georreferenciación. Técnica de posicionamiento espacial de una entidad en una localización geográfica única y bien definida en un sistema de coordenadas específicos. Todos los elementos de una capa de mapa tienen una ubicación geográfica y una extensión específicas que permiten situarlos en la superficie de la Tierra o cerca de ella.

Grieta. Abertura alargada y con muy poca separación entre sus bordes que se hace en la tierra o en un cuerpo sólido, generalmente de manera natural.

Humedad. Cantidad de agua, vapor de agua o cualquier otro líquido que está presente en la superficie o el interior de un cuerpo o en el aire.

IEC. Comisión Electrotécnica Internacional.

Inspección. Examen del diseño de un producto, proceso o instalación y determinación de su conformidad con requisitos específicos o, sobre la base del juicio profesional, con requisitos generales. La inspección de un proceso puede incluir la inspección de personas, equipos, instalaciones, tecnología y metodología.

ISO. Organización Internacional de Normalización.

Línea eléctrica. Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica.

Línea de transmisión. Un sistema de conductores y sus accesorios, para el transporte de energía eléctrica, desde una planta de generación o una subestación a otra subestación. Un circuito teórico equivalente que representa una línea de energía o de comunicaciones.

Lubricante. Sustancia grasa o aceitosa que se aplica a las piezas de un engranaje para que el rozamiento sea menor o más suave.

Maniobra. Conjunto de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.

Mantenimiento. Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

Megóhmetro. Instrumento para la medida de aislamiento eléctrico.

Ménsula. Elemento estructural en voladizo.

Modo de falla. Es una causa de falla o una posible manera en la que un sistema puede fallar.

MT. Media Tensión, comprende todos los Sistemas Eléctricos cuya tensión eléctrica de operación es mayor a 1000 V y menor a 57,5 kV.

Multímetro. Instrumento que permite medir directamente magnitudes eléctricas activas como corrientes y diferencia de potenciales o pasivas como resistencias, capacidades y otras. Las medidas pueden realizarse para corriente continua o alterna.

NETA. Asociación de Pruebas Eléctricas Internacionales.

Norma de seguridad. Toda acción encaminada a evitar un accidente.

NTC. Norma Técnica Colombiana.

Pararrayos. Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Más técnicamente se denomina terminal de captación.

Perturbación eléctrica. Ocasiona una menor calidad en la señal de alimentación suministrada a los equipos.

Plan de mantenimiento. Conjunto de acciones y tareas de mantenimiento seleccionadas y dirigidas a proteger la función de un activo, estableciendo una frecuencia de ejecución de estas y el personal destinado a realizarlas.

Plano eléctrico. Representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.

Poda. Es una labor cultural que consiste en cortar las ramas de los árboles o arbustos para mejorar su aspecto, un adecuado desarrollo y mantener una forma deseada. También se realiza para

eliminar ramas muertas o con daños físicos causados por enfermedad o manipulación inadecuada, y para disminuir o evitar los peligros y obstáculos que pueden generar estas ramas para las personas o propiedades o aquellas que se encuentran dentro del área de influencia puntual de un proyecto.

Pozo petrolífero. Perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

Prevención. Evaluación predictiva de los riesgos y sus consecuencias. Conocimiento a priori para controlar los riesgos. Acciones para eliminar la probabilidad de un accidente.

Productividad. Es la relación entre la producción obtenida por un sistema de producción o servicios y los recursos utilizados para obtenerla.

Radiación. Transferencia de calor producida por ondas electromagnéticas.

Radiación infrarroja. Tipo de radiación electromagnética y térmica de mayor longitud de onda que la luz visible, pero menor que la de las microondas, que es emitida por cualquier cuerpo cuya temperatura sea mayor que 0 Kelvin.

RAM. Matriz de Valoración de Riesgos.

Rayo. Descarga natural de electricidad estática, producida durante una tormenta eléctrica, que genera un pulso electromagnético.

RCM. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Es una técnica más dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una planta industrial.

Red de distribución. Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

Red de transmisión. Conjunto de líneas de alta y extra alta tensión con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales.

Red interna o de uso final. Es el conjunto de conductores, canalizaciones y equipos (accesorios, dispositivos y artefactos) que llevan la energía eléctrica desde la frontera del Operador de Red hasta los puntos de uso final.

Resistencia dieléctrica. Voltaje máximo al que puede exponerse un material sin provocarle perforación alguna; expresado en voltios o kilovoltios por unidad de grosor.

RETIE. Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia que establece las medidas que garantizan la seguridad de las personas, de la vida humana, animal y vegetal y la preservación del medio ambiente, previniendo, minimizando o eliminando riesgos de origen eléctrico.

Rocería. Adecuación de un lugar o espacio para trabajo mediante desmonte de vegetación o material acumulado.

Rozamiento. Fuerza de fricción a la resistencia que se opone al movimiento o a la tendencia al movimiento de dos superficies en contacto.

RPAS. Sistema de Aeronave Piloteada a Distancia (Remotely Piloted Aircraft System).

SAE. Sociedad de Ingenieros Automotores.

SAES (Sistema Aislamiento Eléctrico Seguro). Es el conjunto de actividades, técnicas y de gerenciamiento, establecidas como procedimiento para la eliminación del riesgo de liberación de una o varias fuentes de energía, involucradas con un equipo o sistema que se va a intervenir, incluyendo la aplicación de las cinco (5) reglas de oro.

SF6. El Hexafloruro de Azufre es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de media y alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva.

Sobrecarga. Se produce cuando la suma de la potencia de los equipos que están conectados al circuito eléctrico es superior a la potencia para la cual está diseñado. Es una exigencia a un circuito eléctrico.

Sobretensión. Aumentos de tensión que pueden causar graves problemas a los equipos conectados a la línea, desde su envejecimiento prematuro a incendios o destrucción de estos.

Subestación. Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Suciedad. Polvo, basura, manchas o impurezas que hay en un equipo.

Tala. Procedimiento que corresponde al corte del árbol desde su base.

Telemandado. También conocido como aparato de control remoto, es un dispositivo que sirve para controlar a distancia un aparato o equipo.

Temperatura. Propiedad de los sistemas que determina si están en equilibrio térmico.

Tensión. La diferencia de potencial eléctrico entre dos elementos, que hace que fluyan electrones por una resistencia que los una.

Tensión de paso. Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (un metro).

Tensión de contacto. Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

Tracking eléctrico. Es un proceso destructivo progresivo e irreversible debido a descargas parciales, que avanza dentro o en la superficie de un dieléctrico cuando se lo somete a un prolongado estrés eléctrico de alta tensión.

Transformación. Proceso mediante el cual son modificados, los parámetros de tensión y corriente de una red eléctrica, por medio de uno o más transformadores, cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros transformación (incluye equipos de protección y seccionamiento).

Transmisión. Proceso mediante el cual se hace transferencia de grandes bloques de energía eléctrica, desde las centrales de generación hasta las áreas de consumo.

UPS. Sistema de Potencia Ininterrumpida.

Vida útil. Tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue concebido.

Referencias bibliográficas

Arbeláez, C., Leal, L. (2016). *Guía Matriz de Valoración de Riesgos. Gestión HSE Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Ecopetrol*

Botero, C. (2017). *MANUAL DE MANTENIMIENTO. Parte I: ¿Qué es el Mantenimiento?*

Bogotá, Colombia. Recuperado de:

http://biblioteca.sena.edu.co/exlibris/aleph/u21_1/alephe/www_f_spa/icon/45896/Informador47/7/1

Callejas, I. (2009). *Tableros de Distribución Eléctricos. Introducción.* Recuperado de:

<http://tablerosdedistribucionelectricos.blogspot.com.co/>

Circular Reglamentaria No. 002 de 2015. *“Requisitos generales de aeronavegabilidad y operaciones para RPAS”*

CODENSA S.A (2011). LA410 *Templetes y retenidas terminales.* Recuperado de:

http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/templetes_retenidas/la410_templetes_retenidas_terminales

Comisión Electrotécnica Internacional. *IEC 61000-4-30. “Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia”*

Concha, P. (2017). *Mallas de tierra.* Recuperado de:

http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo5/mallas_de_tierra.html

Digi-Key Electronics. (2015). Transformadores de corriente serie CT. Recuperado de:
<https://www.digikey.com/es/product-highlight/a/amgis/ct-series-current-transformers>

ECOPETROL S.A. *Estándares establecidos por ECOPETROL S.A. – Sección Eléctrica.*

ECOPETROL S.A. (2016). *Especificaciones técnicas: Servicio de mantenimiento y operación de los sistemas de distribución de energía eléctrica asociados con los procesos de producción en los campos de la gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.*

ECOPETROL (2017). *Indicadores campo Casabe.*

ECOPETROL (2016). *Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM.* Dirección de Responsabilidad Ambiental, Ecopetrol.

EcuRed. (2017). *Transformador.* Ecuador. Recuperado de: <https://www.ecured.cu/Transformador>

Electricidad Sena Codensa. (2017). Cortacircuitos. Bogotá, Colombia. Recuperado de:
<http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com.co/p/cortacircuitos.html>

Fluke. (2017). *Fall-of-Potential Measurement.* Recuperado de:
<http://www.fluke.com/fluke/auen/solutions/earthground/fall-of-potential.htm>

Georreferenciación campo Casabe ECOPETROL S.A. Google Earth

González, I. (2012). *Diseño de un plan de mantenimiento basado en confiabilidad para el circuito PROPATRIA B2.* Sartenejas, Venezuela. Recuperado de:
<http://159.90.80.55/tesis/000156836.pdf>

Grupo Electrotécnica. (2017). *Mantenimiento preventivo y predictivo.* Costa Rica. Recuperado de:
<http://www.grupoelectrotecnica.com/es/servicios/mantenimiento-preventivo-y-predictivo>

IMEDEXSA – Industrias Mecánicas de Extremadura S.A. (2008). *Productos en catálogo: Pórticos*. Cáceres, España. Recuperado de: <http://www.imedexsa.es/public/seccion02.asp?ids=2&idss=14>

International Electric Testing Association (NETA)

Martínez, L. (2014). *Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del Sistema de Transmisión Nacional*. Medellín, Colombia.

Montaña, J., y Velandia, M. (2014). *Mantenimiento centrado en confiabilidad en equipo básico de subestaciones eléctricas*. Bucaramanga, Colombia.

MPL Soluciones. (2017). *Cinco reglas de Oro*. Recuperado de: <http://mplsoluciones.com/riesgos-laborales/2280-cartel-cinco-reglas-de-oro.html>

Moubray, J. (2004). *Reliability-Centred Maintenance II. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Carolina del Norte.

Norma SSPC- PA- 1. “Pintura de acero en taller, campo y mantenimiento”

Norma Técnica Colombiana. NTC 2050. Colombia.

Norma Técnica Colombiana. NTC 375. “Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados”

Norma Técnica Colombiana. NTC 380. “Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades”

Norma Técnica Colombiana. NTC 471. “Transformadores. Relación de transformación. Verificación de la polaridad y relación de fase”

Norma Técnica Colombiana. *NTC 1465. “Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes, para transformadores, interruptores y equipos eléctricos”*

Norma Técnica Colombiana. *NTC 3284. “Electrotecnia. Guía para el mantenimiento y la supervisión de los aceites minerales aislantes en servicio en equipos eléctricos”*

Norma Técnica Colombiana. *NTC 5000. “Calidad de la Potencia Eléctrica – CPE-. Definiciones y términos fundamentales”*

Organización Internacional de Normalización (ISO). *ISO 9712:2005. “Prueba no destructiva. Calificación y certificación del personal”*

Organización Internacional de Normalización (ISO). (2006). *Estándar ISO 14224. Industria de Petróleo y Gas – Recolección e Intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos.*

Organización Internacional de Normalización (ISO). *ISO 18434-1:2008. “Condición de vigilancia y diagnóstico de máquinas – Termografía. Parte 1: Procedimientos generales”*

Orjuela, J. (2017). *La confiabilidad en los sistemas eléctricos.* Recuperado de: <https://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Confiabilidad-sistemas-electricos.pdf>

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. *RETIE Artículo 15. Std IEEE 81 “Guía para la medición de la impedancia y las características de seguridad de sistemas de puesta a tierra grandes, extendidos o interconectados”*

Renovetec. (2013). *Curso de Implantación de RCM en centrales eléctricas*. Madrid, España.

Recuperado de: <http://www.renovetec.com/434-curso-deimplantacion-de-rcm-en-centrales-electricas>

Resolución 90708 de Agosto 30 de 2013 con sus ajustes. (2013). *Anexo general Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Colombia.

Schneider Electric. (2009). *Automatización de redes*. Recuperado de: <https://www.schneider-electric.com.co/documents/press-release/automatizacin-de-redes.pdf>

Sector Electricidad. (2015). Apantallamiento de líneas de transmisión con cable de guarda.

Recuperado de: <http://www.sectorelectricidad.com/12673/proteccion-ofrecida-por-dos-cables-de-tierra/>

Sertec SRL Soluciones Inteligentes. (2015). *Pararrayos desionizantes de carga electrostática*.

Recuperado de: <http://www.sectorelectricidad.com/13714/pararrayos-desionizantes-de-darga-electrostatica/>

SINAIS. (2013). *Mantenimiento proactivo*. España. Recuperado de:

http://www.sinais.es/Recursos/Curso-vibraciones/intro/mantenimiento_proactivo.html

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ANSI / NETA MTS 2007. “Estándar para las especificaciones de prueba de mantenimiento para equipos y sistemas de distribución de energía eléctrica”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM S- 877:07. “Método de prueba estándar del voltaje de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes por el uso de electrodos en forma de disco”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D- 971: 99a. “Método de prueba estándar para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D- 974:08. “Método de prueba estándar para el ácido y número de base mediante la valoración del indicador de color”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM E 1002 – 05. “Método de prueba estándar para fugas usando ultrasonidos”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D- 1298:99(05). “Método de prueba estándar para la densidad, la densidad relativa (gravedad específica) o la gravedad API del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo mediante el método del hidrómetro”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM F 1430. “Método de prueba estándar para la prueba de emisión acústica de dispositivos de personal aéreo aislado y no aislados con implementos de manejo de carga suplementarios”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D-1500:07. “Método de prueba estándar para color ASTM de productos del petróleo (Escala de colores ASTM)”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D-1533:00(05). “Método de prueba estándar para agua en líquidos aislantes por titulación coulométrica Karl Fischer”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM E1934-99a (2005). “Guía estándar para examinar el equipo eléctrico y mecánico con la termografía infrarroja”*

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. *ASTM D-3612-02. “Método de prueba estándar para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases”*

Sociedad de Ingenieros Automotores (SAE). *SAE JA 1011 y 1012. Criterios de evaluación para procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).*

Stmeu. (2013). *Sub-Estaciones Eléctricas y RETIE.* Recuperado de:
<http://stmeu.com/capacitacion/sub-estaciones-electricas-y-retie/>

Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2006). *Curso Virtual de Redes Eléctricas: Tipos de estructuras.* Bogotá, Colombia. Recuperado de:
<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2testructuras22.php>

Apéndices

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A. Diagramas unifilares circuitos y subestaciones eléctricas campo Casabe – Ecopetrol.

Apéndice B. Inventario circuitos y subestaciones eléctricas campo Casabe – Ecopetrol.

Apéndice C. Aplicación metodología mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).

Apéndice D. Potenciales operativos por subestación campo Casabe – Diciembre 2017.

Apéndice E. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla CBM.

Apéndice F. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla servidumbre.

Apéndice G. Planes de mantenimiento redes y subestaciones eléctricas cuadrilla día a día.