



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

TEMA:

ESTUDIO TERMOGRÁFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA-I.

Trabajo de grado, previo a la obtención del título de Ingeniero en la Especialidad de Mantenimiento Eléctrico.

AUTOR:

Vásquez Paredes Diego Javier

DIRECTOR:

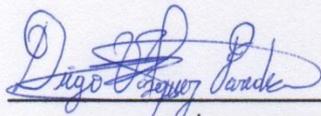
Ing. Mauricio Vásquez

Ibarra, 2015

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Ibarra, martes 15 de Diciembre del 2015

Yo: Diego Javier Vásquez Paredes, con Cédula de Ciudadanía Nro.: 1004041875, declaro que los contenidos y los resultados obtenidos en el presente proyecto son absolutamente originales, auténticos, personales y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.



DIEGO JAVIER VÁSQUEZ PAREDES
CC.: 100404187-5

CERTIFICACIÓN DEL ASESOR

En mi calidad de asesor del Trabajo de Grado “ESTUDIO TERMOGRÁFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA-I”, presentado por: Diego Javier Vásquez Paredes, previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

CERTIFICO

Que dicho proyecto ha sido revisado en todas sus partes y considero que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del tribunal examinador que se designe.

En la ciudad de Ibarra – lunes, 23 de Noviembre de 2015



ING. MAURICIO VÁSQUEZ BRITO
ASESOR

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A
FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA
DEL NORTE**

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004041875
APELLIDOS Y NOMBRES:	VÁSQUEZ PAREDES DIEGO JAVIER
DIRECCIÓN:	IBARRA - FLORES 785 Y OLMEDO
E-MAIL:	djvasquez777@gmail.com
TELÉFONO MÓVIL:	0997170556

DATOS DE CONTACTO	
TÍTULO	ESTUDIO TERMOGRÁFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA-I
AUTOR	VÁSQUEZ PAREDES DIEGO JAVIER
FECHA:	martes, 15 de diciembre de 2015
PROGRAMA:	PREGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
DIRECTOR:	Ing. VÁSQUEZ BRITO ALFONSO MAURICIO

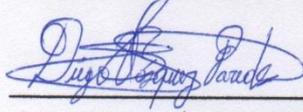
2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, VÁSQUEZ PAREDES DIEGO JAVIER, con cédula de identidad Nro. 100404187-5, en calidad de autor y titular de los derechos patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior, Artículo 144.

3. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original, que se la desarrolló sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra – martes, 15 de diciembre de 2015.



DIEGO JAVIER VÁSQUEZ PAREDES
CC.: 100404187-5

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo: Vásquez Paredes Diego Javier, con Cédula de Ciudadanía Nro.: 1004041875 autor del proyecto "ESTUDIO TERMOGRÁFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA-I", cedo a la Universidad Técnica del Norte, los derechos que le corresponden sobre el proyecto desarrollado, incluyendo los derechos de edición y publicación.



DIEGO JAVIER VÁSQUEZ PAREDES
CC.: 100404187-5

DEDICATORIA

A la memoria de mi Madre, CARMEN CECILIA PAREDES PROAÑO, quien con su motivación y consejos supo formarme como ser humano.

AGRADECIMIENTO

Agradezco en especial, a mis abuelitos José Paredes Castro y Rosita Proaño Unda, por el apoyo necesario para la culminación de este trabajo de grado.

A todos los profesionales ingenieros y termógrafos quienes con su conocimiento y experiencia aportaron en el desarrollo de esta investigación, les tengo presentes a todos y les guardo mi respeto y consideración.

A mis familiares, amigos y compañeros que siempre me apoyaron.

ÍNDICE GENERAL

PORTADA	
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD.....	iii
CERTIFICACIÓN DEL ASESOR.....	v
AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.....	vii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	xi
DEDICATORIA.....	xiii
AGRADECIMIENTO.....	xv
ÍNDICE GENERAL.....	xvii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xxiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxv
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xxix
CAPÍTULO I.....	21
1 Problema de Investigación.	21
1.1 Antecedentes.	21
1.2 Planteamiento del problema.....	22
1.3 Formulación del problema.	23
1.4 Delimitación.....	24
1.4.1 Delimitación espacial.....	24
1.4.2 Delimitación temporal.....	24
1.5 Objetivos.	24
1.5.1 Objetivo general.....	24
1.5.2 Objetivos específicos.....	24
1.6 Justificación.....	25
CAPÍTULO II.....	27
2 Marco teórico.....	27
2.1 El calor.....	27
2.1.1 Formas de transferencia de calor.....	27
2.1.2 Transferencia de calor por conducción.....	27
2.1.3 Transferencia de calor por convección.....	28

2.1.4 Transferencia de calor por radiación.	28
2.2 Espectro electromagnético.....	28
2.3 Leyes de la termodinámica (primera y segunda ley).	29
2.4 Radiación infrarroja.....	30
2.4.1 Características de la radiación-incidente.	30
2.4.2 Radiación emitida.	31
2.4.3 Radiación del cuerpo negro.	32
2.4.4 Cuerpos reales.....	32
2.5 Termografía infrarroja.	33
2.5.1 Instrucciones de uso de la cámara Flir E4.	33
2.5.2 Técnicas de análisis de la imagen térmica.....	34
2.5.3 Métodos de inspección cualitativo y cuantitativo.....	37
2.5.4 Parámetros necesarios para medir temperatura con la cámara Flir E4.	39
2.5.5 Campo de visión (FOV e IFOV).	40
2.6 Prevención de descargas eléctricas.....	41
2.7 Aplicación de la termografía en sistemas eléctricos de media y baja tensión.	42
2.7.1 Detección de falsos contactos en conexiones eléctricas.	42
2.7.2 Detección de sobrecargas eléctricas.	43
2.7.3 Inspección de centros de Transformación.	43
2.7.4 Inspección de motores eléctricos.....	43
2.8 Inspección de sistemas mecánicos.....	44
2.8.1 Inspección de rodamientos.	45
2.9 Grado de severidad de un fallo eléctrico según la norma.....	45
2.10 Generación de informes y documentación.	46
2.11 Paletas.....	47
2.12 Instrumentos de recolección de datos.....	48
2.13 Plan de mantenimiento.	49
2.13.1 Fase de planeación del mantenimiento.....	50
2.13.2 Confiabilidad operacional.....	51
2.13.3 Estrategia de la confiabilidad operacional.....	51
2.13.4 Mantenimiento basado en condición (CBM).....	51
2.13.5 Herramienta de la confiabilidad	52

2.13.6 Metodología del RCA.	52
2.13.7 Aplicación de la metodología análisis causa raíz (RCA).	53
2.13.8 Procedimiento de inspección.	74
2.13.9 Frecuencia y condiciones de inspección.	75
2.13.10 Ruta de inspección.	76
2.13.11 Rutina de inspección.	76
2.13.12 Programa de mantenimiento.	76
2.13.13 Presupuesto	77
2.13.14 Análisis de costos.	77
2.14 Glosario de términos	78
CAPÍTULO III.....	79
3 Metodología de la Investigación.....	79
3.1 Tipo de Investigación.	79
3.1.1 Investigación propositiva.	79
3.1.2 Investigación Tecnológica.	79
3.1.3 Investigación bibliográfica.	79
3.1.4 Investigación de campo.	80
3.2 Métodos.	80
3.2.1 Método de recolección de datos de campo.	80
3.2.2 Método deductivo.	80
3.3 Técnicas e instrumentos.	81
3.3.1 Observación Directa.	81
3.3.2 Entrevista.	81
CAPÍTULO IV.....	82
4 Propuesta alternativa.....	82
4.1 Análisis e interpretación de resultados.	82
4.1.1 Resumen de resultados del estudio de termografía.	82
4.1.2 Interpretación de resultados del estudio de termografía.	86
4.2 Edificio central EMAPA-I.	87
4.3 Estación de Bombeo Yuyucocha.	88
4.4 Pozo Caranqui.	89
4.5 Pozo Yuyucocha #1.	90

4.6 Pozo Yuyucocha #2.....	91
4.7 Pozo Yuyucocha #3.....	92
4.8 Pozo La Quinta.....	93
4.9 Pozo Santa Clara.....	94
4.10 Estación de Bombeo San Agustín.....	95
4.11 Planta de Tratamiento Azaya.....	96
4.12 Planta de Tratamiento Tanguarín.....	97
4.13 Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha.....	97
4.13.1 Presupuesto para inspección termográfica.....	98
4.13.2 Análisis de costos de las acciones correctivas.....	100
4.14 Propuesta.....	106
4.14.1 Justificación e importancia.....	106
4.14.2 Introducción.....	107
4.14.3 Alcance.....	107
4.14.4 Objetivo.....	108
4.14.5 Herramienta de la confiabilidad.....	108
4.14.6 Responsables.....	109
4.14.7 Procedimiento de inspección.....	109
4.14.8 Ruta de inspección.....	122
4.14.9 Rutina de inspección.....	125
4.14.10 Diagrama de flujo de proceso del mantenimiento.....	127
4.14.11 Programa de inspecciones.....	128
4.15 Manual de prácticas de laboratorio mediante termografía.....	131
4.15.1 Práctica N° 1.....	131
4.15.2 Practica N° 2.....	137
4.15.3 Práctica N° 3.....	141
CAPÍTULO V.....	146
5 Conclusiones y recomendaciones.....	146
5.1 Conclusiones.....	146
5.2 Recomendaciones.....	148

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Espectro Electromagnético	29
Gráfico 2. Comportamiento de la radiación infrarroja sobre un objeto	32
Gráfico 3. Técnica de análisis de imagen por ajuste térmico, cuadro de medición y punto de medida.	35
Gráfico 4. Técnica de análisis de imagen mediante isoterma.	37
Gráfico 5. Ejemplo método de inspección cualitativo.	38
Gráfico 6. Ejemplo método de inspección cuantitativo.	38
Gráfico 7. Campo de visión FOV e IFOV.	41
Gráfico 8. Paletas de color iron y rainbow respectivamente.....	48
Gráfico 9. Primer paso para construir el árbol lógico de fallas en el transformador.	56
Gráfico 10. Falla en transformador.	56
Gráfico 11. Primer paso del árbol lógico de fallas en fusibles.....	57
Gráfico 12. Falla en fusibles tipo NH.	57
Gráfico 13 Primer paso del árbol lógico de falla en la barra.	58
Gráfico 14. Falla en breaker de alimentación principal.	58
Gráfico 15. Modos de falla en el transformador.	59
Gráfico 16. Modos de falla en fusibles tipo NH	59
Gráfico 17. Modos de falla barra de la fase A.	60
Gráfico 18. Hipótesis de falla para el transformador.	60
Gráfico 19. Hipótesis de falla para fusibles tipo NH.	61
Gráfico 20. Hipótesis de falla en la barra del breaker.....	61
Gráfico 21. Comprobación y descarte de las hipótesis en el transformador.....	63
Gráfico 22. Validación de hipótesis en fusibles.....	64
Gráfico 23. Verificación de hipótesis en barra.....	65
Gráfico 24 Causas raíz físicas en el transformador.....	66
Gráfico 25 Planteamiento y validación de causas raíz físicas en fusibles.	67
Gráfico 26. Establecimiento y verificación de causas raíz físicas en la barra.	67
Gráfico 27. Determinación de causas raíz humanas en el transformador.	68
Gráfico 28 Causas raíz humanas en fusibles.....	69
Gráfico 29 Determinación y verificación de causas raíz humanas en la barra.	70

Gráfico 30. Causas raíz latentes en el transformador.	71
Gráfico 31. Causas raíz latentes en los fusibles.....	72
Gráfico 32. Análisis y verificación de causas raíz latentes en la barra.	73
Gráfico 33. Normas correspondientes a los EPP.	75
Gráfico 34. Resumen resultados plantas sector urbano EMAPA-I.	86
Gráfico 35 Resumen inspección edificio central.....	87
Gráfico 36. Resumen inspección Estación de Bombeo Yuyucocha.....	88
Gráfico 37. Resumen inspección Pozo Caranqui.	89
Gráfico 38. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #1.....	90
Gráfico 39. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #2.....	91
Gráfico 40. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #3.....	92
Gráfico 41. Resumen inspección Pozo La Quinta.	93
Gráfico 42. Resumen inspección Pozo Santa Clara.	94
Gráfico 43. Resumen inspección Estación de Bombeo San Agustín.	95
Gráfico 44. Resumen inspección Planta de Tratamiento Azaya.	96
Gráfico 45. Resumen inspección Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha.	97
Gráfico 46. Modo de imagen MSX.	111
Gráfico 47. Parámetros de medición de temperatura.	111
Gráfico 48. Modo de imagen Térmico.	111
Gráfico 49. Ejemplo captura de una anomalía.	112
Gráfico 50. Paleta para equipos eléctricos.....	112
Gráfico 51. Paleta para elementos mecánicos.	112
Gráfico 52. Bloqueo de la Escala de temperaturas.....	113
Gráfico 53. Diagrama de flujo de procesos.	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Perímetros de protección frente a arcos	41
Tabla 2. Clasificación por temperatura de varios aislamientos.....	44
Tabla 3. Clasificación de fallas.	45
Tabla 4. Reporte termográfico.	47
Tabla 5. Registro de componentes inspeccionados.....	48
Tabla 6. Registro de componentes con defecto.....	49
Tabla 7. Etapas del plan de mantenimiento predictivo mediante termografía.	51
Tabla 8. Identificación del evento N°1	53
Tabla 9. Identificación del evento N°2	54
Tabla 10. Identificación del evento N°3	54
Tabla 11. Modos y Efectos de falla.....	54
Tabla 12. Resumen de cada evento.	55
Tabla 13. Recomendaciones para eliminar las fallas en los equipos.	74
Tabla 14. Resumen de resultados del estudio de termografía.....	83
Tabla 15. Resumen de resultados, plantas sector urbano EMAPA-I.	86
Tabla 16. Resumen inspección edificio central.....	87
Tabla 17. Resumen inspección Estación de Bombeo Yuyucocha.	88
Tabla 18. Resumen inspección Pozo Caranqui.	89
Tabla 19. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #1.	90
Tabla 20. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #2.	91
Tabla 21. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #3.	92
Tabla 22. Resumen inspección Pozo La Quinta.....	93
Tabla 23. Resumen inspección Pozo Santa Clara.	94
Tabla 24. Resumen inspección Estación de Bombeo San Agustín.....	95
Tabla 25. Resumen inspección Planta de Tratamiento Azaya.	96
Tabla 26. Resumen inspección Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha.....	97
Tabla 27. Depreciación proyectada para equipos y herramientas.....	98
Tabla 28. Presupuesto estimado de mantenimiento predictivo por cada planta. ..	99
Tabla 29. PdM estimado para los eventos de falla del RCA.....	100
Tabla 30. EPP necesario para corregir las anomalías.	101

Tabla 31. Costo estimado de las acciones correctivas en el transformador.	102
Tabla 32. Costo estimado de las acciones correctivas en fusibles tipo NH.....	103
Tabla 33. Costo estimado de las acciones correctivas en la barra.	104
Tabla 34. Resultados económicos de la aplicación del plan de PdM.	105
Tabla 35. Distancias de seguridad en la inspección termográfica.	110
Tabla 36. Ruta de inspección de termografía para las plantas del sector urbano de la EMAPA-I.....	123
Tabla 37. Rutina de inspección para motores.....	125
Tabla 38. Rutina de inspección para tableros de variador o soft starter.....	125
Tabla 39. Rutina de inspección para tableros Y Delta.....	125
Tabla 40. Rutina de inspección para tableros de compensación reactiva.....	126
Tabla 41. Rutina de inspección para transformadores.....	126
Tabla 42. Rutina de inspección para tableros del sistema SCADA.....	126
Tabla 43. Rutina de inspección para bombas.	126
Tabla 44. Programa de mantenimiento predictivo mediante termografía para los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.	128

RESUMEN

El presente trabajo de grado se desarrolla en cinco capítulos. En el capítulo uno, se encuentra un repaso de la historia de los tipos de mantenimiento en la industria, se justifica la necesidad de realizar un plan de mantenimiento predictivo en la EMAPA-I, y se determinan los objetivos que son el curso de acción de la investigación. En el capítulo dos, se encuentran las bases teóricas que se utilizan para elaborar el estudio de termografía, como la teoría de transmisión del calor, el espectro electromagnético, radiación, termografía infrarroja y las bases teóricas para elaborar el plan de mantenimiento predictivo. En el capítulo tres, se encuentran los tipos de investigación, los métodos y las técnicas e instrumentos que se utilizan para la ejecución del trabajo de grado. En el capítulo cuatro, se halla la propuesta alternativa que se compone del análisis e interpretación de resultados y el plan de mantenimiento predictivo mediante termografía para los pozos, plantas y estaciones de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I, por último, en el capítulo cinco, se establecen las conclusiones y las recomendaciones que emergen del desarrollo del trabajo de grado.

ABSTRACT

This degree work is divided into five chapters. The chapter one, contains a review of the history of the types of maintenance in the industry, the need for a predictive maintenance plan in EMAPA-I, and the objectives of the investigation. The chapter two, it contains the theoretical bases which are used to develop the study of thermography, as the theory of heat transmission, the electromagnetic spectrum, radiation and infrared thermography, and theoretical basis for developing predictive maintenance plan. The chapter three contains the types of research methods, techniques and instruments used in the implementation of the degree work. The chapter four contains the alternative proposal, it consists of the analysis and interpretation of results, the predictive maintenance plan by thermography for wells, plants and pumping stations in the urban sector of EMAPA-I. Finally, the chapter five, it contains the conclusions and recommendations emerging from the development of the degree work.

Capítulo I

1 Problema de Investigación.

1.1 Antecedentes.

En sus inicios las tareas de mantenimiento eléctrico dentro de la industria nacional e internacional se limitaban a la prevención y corrección de fallas eléctricas, con el afán de garantizar el suministro continuo de la energía eléctrica y de cumplir con los requerimientos principales de funcionamiento de una planta, que son la confiabilidad y la disponibilidad de los sistemas eléctricos, para esto se aplicaba solo el mantenimiento preventivo realizado para preservar equipos e instalaciones eléctricas realizando una revisión periódica, y el mantenimiento correctivo realizado para corregir fallas con el fin de habilitar equipos que dejaron de funcionar y ponerles en servicio.

Con el pasar de los años y con los avances tecnológicos se ha demostrado que el mantenimiento preventivo y correctivo no satisface los requerimientos para mantener altos índices de confiabilidad y disponibilidad de las instalaciones eléctricas debido a las paradas de revisión, también conocidas en inglés como overhaul. Debido a la incertidumbre del estado de funcionamiento de los equipos, se ha conseguido implementar técnicas de diagnóstico no invasivas como la termografía.

Hace más de cuarenta años el crecimiento urbano y rural del cantón Ibarra, obligó a las autoridades municipales de ese tiempo amparadas en la Ley de Régimen Municipal, a planificar de mejor manera la distribución del agua potable para extender su cobertura en las parroquias de Ibarra, tomando en consideración tres objetivos principales como son construir nueva infraestructura sanitaria, brindar permanencia, buen funcionamiento del servicio de agua potable, y mejorar la calidad de vida de los habitantes de Ibarra.

En la provincia de Imbabura, la Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra, fue creada en el año 1969, con el fin de dotar de servicios básicos de infraestructura sanitaria al cantón Ibarra. Teniendo como misión inicial el alcantarillado y el agua potable.

La EMAPA-I es una empresa ibarreña que se encarga de mantener altos índices de gestión en el suministro del agua potable de forma eficiente, de calidad y con continuidad, orientando su trabajo hacia el cuidado y protección ambiental.

Su misión: La Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado EMAPA-IBARRA, tiene como finalidad la captación, tratamiento, distribución, producción y venta de agua potable y la prestación de los servicios de alcantarillado a la comunidad de Ibarra y sus parroquias rurales, garantizando eficiencia y eficacia con criterio de equidad y justicia, comprometida con una concepción ecológica que preserve las cuencas hidrográficas y proteja el medio ambiente.

Su visión: Para el año 2014, será un referente regional por la excelencia, responsabilidad social y ambiental en la prestación de sus servicios. Mejorando la calidad, implementando sistemáticamente los procesos de tratamiento de aguas residuales y ampliando la infraestructura básica sanitaria en el sector rural.

1.2 Planteamiento del problema.

En el presente, se puede evidenciar que la EMAPA-I carece de un plan de mantenimiento predictivo que emplee técnicas de diagnóstico de fallas como la termografía, razón por la cual es de vital importancia realizar un estudio termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de media y baja tensión para la detección predictiva de fallas.

La EMAPA-I actualmente presenta problemas en sus sistemas eléctricos de media y baja tensión, debidas comúnmente a falsos contactos en dispositivos electromecánicos, como es el caso de terminales flojas en los bornes de un equipo,

que provocan corrientes no deseadas por tener alta resistencia y debidas al efecto joule en relés térmicos y contactores que como se ha constatado, ocasionan la pérdida de una fase y a consecuencia de esto el recalentamiento de las bombas de eje horizontal.

También existen motores que están trabajando a temperaturas sobre la nominal, propensos a ocasionar un cortocircuito entre fases del estator que como consecuencia dejan por varios días sin servicio de agua potable a toda una parroquia, en especial en las parroquias rurales como Salinas, Ambuquí y Lita, en dónde por motivos de distancia, es complicado acudir a realizar las reparaciones de manera inmediata aplazando sus reparaciones por dos, tres o cuatro días. A diferencia del sector urbano en donde se corrigen las fallas con mayor facilidad y prontitud.

En caso de no realizarse un estudio de termografía, se incrementará gradualmente los porcentajes de fallas en los sistemas eléctricos de media y baja tensión, se incrementarán los costos de mantenimiento preventivo y correctivo, habrá mayores probabilidades de suspensión del servicio de agua potable y se reducirá la vida útil de los componentes eléctricos y mecánicos hasta por la mitad en algunos casos.

1.3 Formulación del problema.

De acuerdo a las anomalías encontradas en los sistemas de bombeo debidas a la falta de aplicación de un estudio de termografía, se plantea lo siguiente:

¿Cómo realizar un estudio termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de media y baja tensión de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I para reducir los porcentajes de falla?

1.4 Delimitación.

1.4.1 Delimitación espacial.

El proyecto se realizó en los pozos, estaciones de bombeo, y plantas de tratamiento del sector urbano perteneciente a la EMAPA-I, ubicado en la ciudad de Ibarra, en total doce, que permitirá diagnosticar fallas existentes en las instalaciones eléctricas.

1.4.2 Delimitación temporal.

Este proyecto se ejecutó en un período de nueve meses, comprendido desde enero hasta septiembre del 2015.

1.5 Objetivos.

1.5.1 Objetivo general.

Realizar un estudio termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de media y baja tensión de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.

1.5.2 Objetivos específicos.

1. Realizar la investigación de campo, para conocer el estado de funcionamiento de los equipos electromecánicos que conforman los sistemas de bombeo.
2. Elaborar el estudio termográfico con base en los datos obtenidos.
3. Socializar y entregar los resultados del estudio termográfico al Director Técnico y al personal del Departamento de Electromecánica de la EMAPA-I.
4. Elaborar un plan de mantenimiento predictivo basado en termografía.
5. Elaborar un manual de prácticas de laboratorio aplicando termografía.

1.6 Justificación.

La situación actual de mantener altos índices de confiabilidad en los sistemas eléctricos es de suma importancia para la EMAPA-I, ya que es una empresa que brinda el suministro de agua potable, fundamental para el desarrollo social y económico de los habitantes de la ciudad de Ibarra.

Con el estudio de termografía realizado en la EMAPA-I, se busca reducir las costosas paradas imprevistas y optimizar el tiempo productivo, los costos de mantenimiento preventivo y no programados, e incrementar el tiempo de funcionamiento de maquinaria y equipos electromecánicos.

Los beneficios de incorporar el estudio de termografía en los sistemas eléctricos de la EMAPA-I son físicos, económicos y sociales, ya que beneficiarán tanto a la empresa como al usuario del servicio de agua potable.

En cuanto a los beneficios físicos se tendrá una mayor vida útil de los componentes eléctricos y electromecánicos de los sistemas de bombeo, ya que se detectará fallas debidas a efecto joule por malos contactos, desbalance de cargas entre fases y también se podrá observar y analizar equipos que estén trabajando en condiciones de sobre temperatura.

Así mismo, no existe un análisis predictivo de las bombas de eje horizontal que a través del análisis del espectro electromagnético emitido por su superficie, permita verificar rodamientos dañados, flujo de aire insuficiente, desequilibrio de voltaje o sobrecarga y el trabajo a sobre temperatura de un motor que provoquen una reducción en la vida útil del motor hasta en un 50% ocasionada por un incremento de 10°C de su temperatura nominal.

Con relación a la parte económica, se prevé reducir costos de mantenimiento preventivo y correctivo, y más que eso reducir las pérdidas de producción que afectarían a la empresa y a sus usuarios, debidas a la escases de agua, ya que el estudio de termografía permite planificar el día más adecuado para efectuar las

reparaciones y proveer con anterioridad de las herramientas y las partes a reemplazarse o repararse optimizando recursos.

La calidad de vida de las personas depende en gran medida, de la disponibilidad de los servicios básicos, por lo tanto el agua es uno de los servicios básicos indispensables para el buen vivir y el bien común de la sociedad, que de mejorarse el desempeño de los sistemas de bombeo se mejorará la calidad de vida de los habitantes del sector urbano de la ciudad de Ibarra.

Este proyecto proporciona mayores facilidades en cuanto a la inspección de fallas de los sistemas eléctricos ya que permite contar con información del estado y las condiciones reales de operación de una máquina u equipo mientras los sistemas se encuentran en plena operación, reduciendo tiempos de inactividad.

Capítulo II

2 Marco teórico.

2.1 El calor.

Se define como la forma de energía que se transfiere entre dos sistemas (o entre un sistema y el exterior) debido a una diferencia de temperatura. Es decir, una interacción de energía será calor sólo si ocurre debido a una diferencia de temperatura. Por tanto se deduce que no puede haber ninguna transferencia de calor entre dos sistemas que se hallan a la misma temperatura.

Según Cengel & Boles (2011) señalan que: “La diferencia de temperatura es la fuerza motriz para la transferencia de calor. Mientras más grande es la diferencia de temperatura, mayor es la tasa de transferencia de calor. La definición del calor se limita a la transferencia de la energía térmica durante un proceso” (p.61).

2.1.1 Formas de transferencia de calor.

La transferencia de calor es el intercambio de energía de un cuerpo a otro, siempre y cuando exista una diferencia de temperatura entre ellos. Los modos de transferencia del calor son: conducción, convección y radiación.

2.1.2 Transferencia de calor por conducción.

La conducción es el intercambio de energía térmica entre dos cuerpos por contacto directo de sus superficies. Se produce ya que moléculas calientes, transfieren la energía a las moléculas frías adyacentes (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

El ITC en Thermography Level 1 Course Manual (2006) enuncia que: “En conducción, las moléculas chocan entre sí y se transfieren la energía cinética” (p. 20).

La transferencia de energía térmica mediante conducción depende de la conductividad de los materiales y de la diferencia de temperatura entre los objetos. (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

2.1.3 Transferencia de calor por convección.

La convección es la transferencia de energía que se produce en fluidos como el aire o el agua que se encuentran en movimiento debido a fuerzas gravitatorias o por fuerzas externas como corrientes de aire provocadas, este fluido transmite calor de un lugar a otro, en donde las zonas más frías tienden a hundirse, y las más calientes a elevarse (ITC. Thermography Level 1 Course Manual, 2006).

En tableros eléctricos se puede visualizar este proceso, ya que la parte superior se encuentra con mayor temperatura que el resto, también en los transformadores se observa que el aceite de la cuba del transformador, posee mayor temperatura en la parte superior de la misma.

2.1.4 Transferencia de calor por radiación.

La radiación es la transferencia de energía por medio de ondas electromagnéticas en presencia de materia y a la velocidad de la luz. La radiación es energía electromagnética en la longitud de onda del infrarrojo. Mientras el ojo humano puede detectar longitudes de onda conocidas como la luz visible, la cámara termográfica detecta longitudes de onda conocidas como radiación infrarroja (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

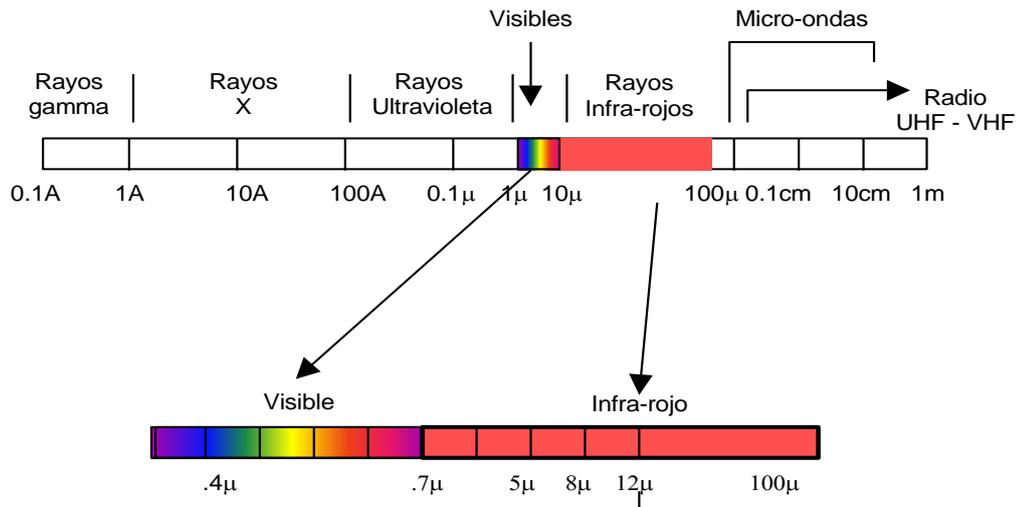
A mayor temperatura se puede observar con la cámara termográfica que existe mayor radiación infrarroja emitida por la superficie del objeto.

El ITC en Thermography Level 1 Course Manual (2006) señala que: “la transmisión de calor por radiación se lleva a cabo por emisión y absorción de radiación infrarroja” (p. 20).

2.2 Espectro electromagnético.

Fluke Corporation & The Snell Group (2009) indican que: “El espectro electromagnético es el rango de todos los tipos de radiación electromagnética clasificados por longitud de onda” (p. 45). Se mide por lo general en micras.

Gráfico 1. Espectro Electromagnético



Fuente: Kurt (2006). Termodinámica. Sexta edición. Pearson, Prentice Hall.

El espectro electromagnético sirve para identificar los tipos de radiación que se emite, transmite, absorbe o refleja en un cuerpo. La parte del espectro que fue estudiada en este proyecto fue la zona de radiación infrarroja.

La cámara termográfica que se utilizó en este proyecto, recepta ondas electromagnéticas entre $7.5 - 13 \mu\text{m}$.

2.3 Leyes de la termodinámica (primera y segunda ley).

Las leyes de la termodinámica tratan del estudio del calor y del trabajo. El calor es una transferencia de energía causada por una diferencia de temperatura; el trabajo es una transferencia de energía que es provocada por medios mecánicos, no por una diferencia de temperatura.

La primera ley de la termodinámica es un enunciado general de la conservación de la energía: la energía se transfiere o transforma, no se gana ni pierde energía en el proceso. En cualquier proceso, la energía total no aumenta ni disminuye. La energía se puede transformar de una forma a otra, y transferir de un objeto a otro, pero la cantidad total permanece constante (Giancoli, 2006).

La segunda ley de la termodinámica enuncia que el calor fluirá siempre que exista una diferencia de temperatura entre superficies, esta es la forma en que se transfiere el calor de un cuerpo a otro. La diferencia de temperatura es lo que produce el flujo de calor, por definición el sistema del cual sale o fluye el calor es el que tiene una temperatura más elevada y no es reversible (ITC. Thermography Level 1 Course Manual, 2006).

La temperatura indica con qué facilidad un cuerpo puede ceder calor a otro, cuanto más alta sea la temperatura más fácil cederá calor. Esto explica que en convección, el calor no sube, va de los lugares más calientes a los más fríos (ITC. Thermography Level 1 Course Manual, 2006).

2.4 Radiación infrarroja.

González (2011) afirma que:

La radiación infrarroja es la longitud de onda que ocupa la región del espectro electromagnético correspondiente al infrarrojo, (...). Su efecto principal al incidir sobre cualquier objeto es transmitir calor y elevar su temperatura. Todos los cuerpos emiten radiación infrarroja en mayor o menor grado, razón por la cual esta radiación se puede utilizar para obtener imágenes térmicas de objetos a distancias. (p.90)

Las cámaras termográficas captan los rayos infrarrojos que inciden en el detector como onda electromagnética, la temperatura del detector aumenta por la absorción de la energía de la radiación, la resistencia del detector cambia, y finalmente el cambio de resistencia crea la señal eléctrica obteniendo la medida de la temperatura (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

2.4.1 Características de la radiación-incidente.

Según el ITC en Thermography Level 1 Course Manual (2006) afirma que: “la radiación incidente es toda la radiación que llega a un cuerpo desde su entorno” (P.4).

La radiación incidente de los cuerpos que se estudia es absorbida (α) y reflejada (ρ), esto depende de sus propiedades, la suma de las dos siempre será uno, expresado en fórmula: $\alpha + \rho = 1$.

La temperatura de una superficie solo varía con la energía electromagnética absorbida y emitida al medio en que se propaga. (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

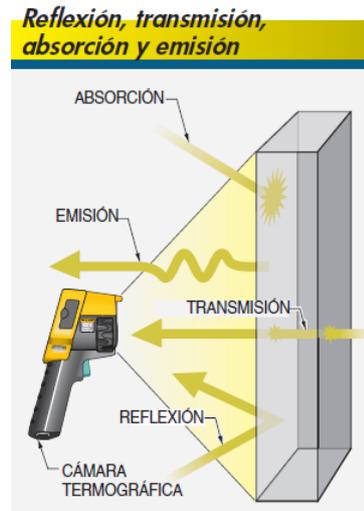
2.4.2 Radiación emitida.

La radiación emitida o saliente es toda la radiación que sale del cuerpo, independiente de la fuente que la origina (ITC. Thermography Level 1 Course Manual, 2006).

En los cuerpos reales se estudia tres fuentes de radiación emitida que sumadas son la radiación total emitida, estas son: emitida, por el mismo cuerpo; reflejada, desde una fuente enfrente del cuerpo; y transmitida, desde una fuente detrás del cuerpo.

En el trabajo práctico solo se estudia la porción de radiación saliente: emitida y reflejada. En los cuerpos opacos un buen emisor de radiación infrarroja, indica que es un buen absorbedor, por lo tanto ϵ (emisividad) = α (absortividad). De igual manera lo opuesto también se cumple. Un mal absorbedor es un buen reflector, por lo tanto un buen reflector es un mal emisor.

Gráfico 2. Comportamiento de la radiación infrarroja sobre un objeto



Fuente: Fluke Corporation & The Snell Group (2009). Introducción a los principios de la termografía.

2.4.3 Radiación del cuerpo negro.

El cuerpo negro es una superficie ideal es decir es un perfecto emisor ($\epsilon = 1$) y receptor ($\alpha = 1$) de energía infrarroja. La radiación emitida por un cuerpo real es menor a la emitida por un cuerpo negro, a la misma temperatura (Cengel & Boles, 2011).

En la vida real no existe ninguna superficie con las propiedades exactas de un cuerpo negro, solo existen superficies que se aproximan al concepto. En termografía los simuladores de cuerpos negros sirven para calibración de equipos de medición infrarroja.

2.4.4 Cuerpos reales.

Durante el trabajo práctico jamás se encontraran cuerpos negros, el objetivo serán cuerpos reales, ya que pueden tener todas las características de emitir, absorber, reflejar y transmitir radiación infrarroja. Los cuerpos reales que mediremos son opacos, es decir no son transparentes, τ : transmisividad ($\tau = 0$). Por tanto la fórmula de radiación saliente de un cuerpo opaco que se utiliza es: ϵ :

emisividad, ρ : reflectividad, $\varepsilon + \rho = 1$, esta fórmula solo es válida para cuerpos reales no transparentes. (ITC. Thermography Level 1 Course Manual, 2006)

2.5 Termografía infrarroja.

Es la ciencia que se encarga del estudio de la radiación dentro de la zona del infrarrojo, mediante la utilización de dispositivos que conjugan la óptica y la electrónica para determinar la temperatura de una superficie en función de la radiación emitida.

La termografía infrarroja es una de las técnicas del mantenimiento predictivo diseñadas para la evaluación térmica no destructiva, esto quiere decir que se realiza con los sistemas de bombeo en pleno funcionamiento. Esta técnica aprovecha la radiación infrarroja emitida por la superficie de componentes eléctricos y mecánicos para dar el diagnóstico de su estado de funcionamiento.

En este proyecto, la termografía es aplicada para identificar el estado de funcionamiento de componentes, y de conexiones en: transformadores, fusibles, magnetotérmicos, tableros de variadores de velocidad, de arrancadores suaves, tableros Y – delta, tableros de compensación reactiva, tableros de control del sistema SCADA, motores eléctricos y bombas de eje horizontal.

2.5.1 Instrucciones de uso de la cámara Flir E4.

El uso de la cámara termográfica Flir E4, utilizada en este proyecto, requiere de cierta habilidad que fue adquirida con la práctica. Para facilitar la utilización de la cámara y evitar cometer errores en la medición de temperaturas de componentes eléctricos y mecánicos, se sugiere tomar en cuenta las siguientes ideas prácticas:

Control de la imagen: primero, se verifica el rango de temperatura que no exceda el valor mín. -20°C y máx. 250°C (dato técnico de medición de la cámara); segundo, el rango debe sobre pasar con 5°C aproximadamente a la

temperatura del objeto que se está midiendo, para no saturar el detector infrarrojo, y no saturar los colores de la paleta de la imagen.

Funciones de medida: en el software FLIR Tools de la cámara, se utiliza isoterma, para identificar los puntos desde donde se genera la temperatura, también se usa el medidor de punto central en la cámara y la función de medida por área, dentro del software, que indica el punto de temperatura máx. y mín. del área seleccionada. Estos procedimientos se detallan posteriormente en este documento.

Capturando una imagen: la captura de las imágenes se realiza congelándolas y almacenándolas en la cámara, luego transfiriéndolas al ordenador mediante el cable usb - micro usb y el software FLIR Tools.

Para capturar las imágenes, se utiliza tres reglas generales, que una vez tomada la imagen ya no se pueden modificar, son: el rango de temperatura adecuado, el correcto enfoque óptico de los componentes con defecto, que para lograrlo se emplea el modo de imagen térmico, y se mantiene presionado el gatillo de la cámara, hasta que la imagen capturada aparezca en la pantalla; y por último la composición de la imagen, se consigue, ubicando los componentes bajo análisis, dentro de la imagen, sin dejar fuera, áreas importantes para el estudio de la falla, como por ejemplo, las entradas y las salidas de las fases de breakers y contactores.

2.5.2 Técnicas de análisis de la imagen térmica

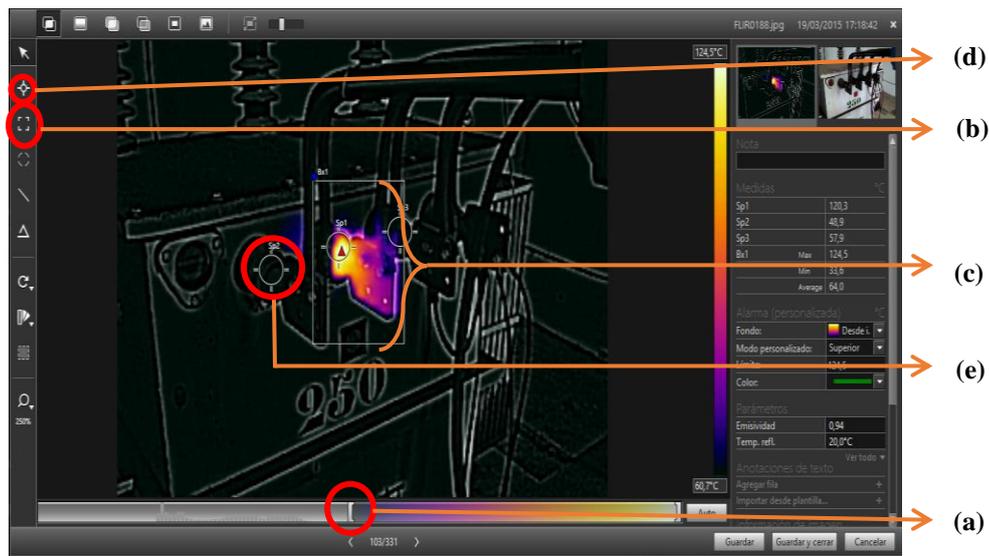
Para este tipo de trabajo en el análisis de las imágenes térmicas, se utiliza tres técnicas de análisis, que resultan efectivas, como son el ajuste térmico, la medición de cuadros y de punto, y la isoterma, que se realizan por medio del software Flir Tools, disponible en: www.flir.es.

El ajuste térmico es el ajuste de la escala de colores de la paleta seleccionada sobre el componente que se analiza, con la finalidad de señalar las zonas en falla del mismo. A continuación se presenta una imagen del bushing de la fase 2, en el secundario del transformador y se describe como realizar el ajuste térmico, de la

siguiente manera: (a) seleccionando y deslizando la barra indicada, hacia la derecha, para obtener el ajuste térmico mínimo, y señalar de esta forma las zonas en falla del transformador, como se muestra en la imagen.

Al realizar el ajuste térmico, se observa que la zona problemática, se encuentra solo en el bushing de la fase 2, del secundario del transformador y no en otros componentes.

Gráfico 3. Técnica de análisis de imagen por ajuste térmico, cuadro de medición y punto de medida.



Fuente: El Autor.

La técnica que se realiza seguida a la anterior, es la medición por cuadros, que se utiliza para identificar los puntos con máxima temperatura, dentro del área seleccionada.

En cambio, la medida por puntos que es otra técnica, sirve para medir las temperaturas de las fases en un mismo punto, y para presentar las fallas de una manera sencilla en los informes.

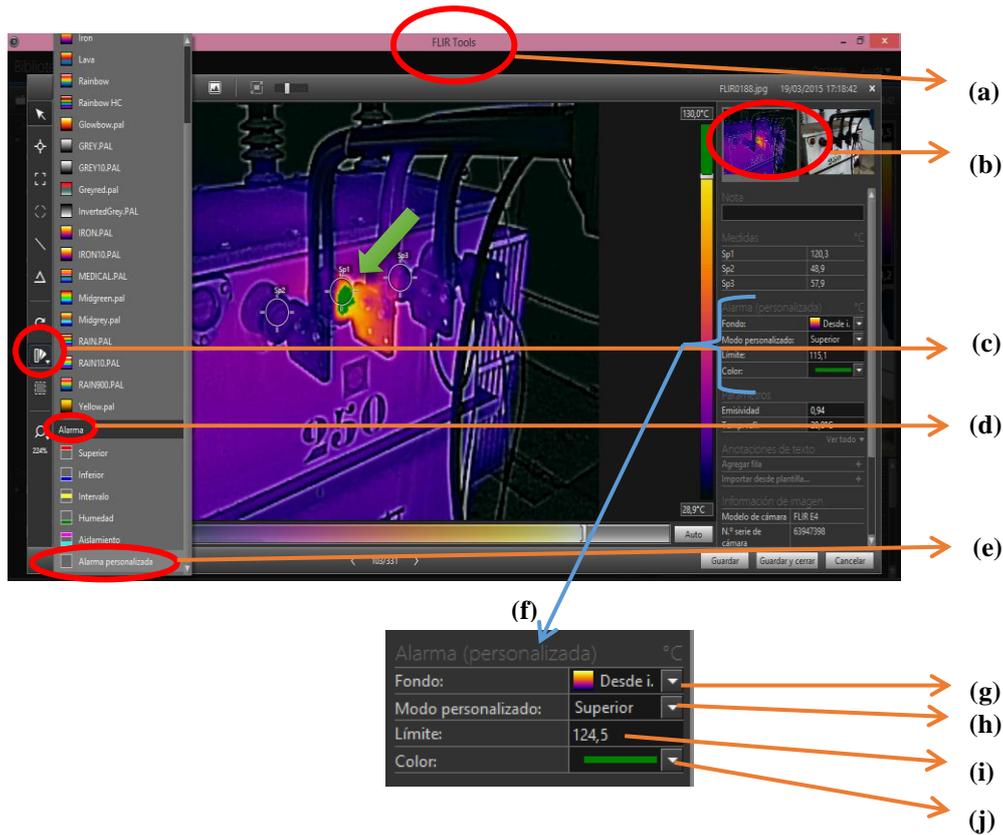
Para emplear estas técnicas de análisis, por medio del software FLIR Tools, se sigue el siguiente procedimiento: (b) se selecciona la herramienta de medición de cuadros, (c) se señala el área Bx1, para visualizar el punto máximo de temperatura

Bx1 Max., que se indica con un triángulo de color rojo, señalando el problema en la base del bushing, de la fase x2; (d) así mismo se selecciona la medida de punto, (e) que se coloca, en los puntos de mayor temperatura, para mostrar de una manera simple los puntos problemáticos en los informes.

A continuación de las técnicas anteriores, se realiza otra técnica que es la isoterma, que permite ir cubriendo con un color de elevado contraste las zonas que se encuentran más calientes dentro de la imagen. Para usar esta técnica se realiza el siguiente procedimiento:

(a) se abre el software FLIR Tools, (b) se selecciona la imagen térmica, (c) luego se hace clic en seleccionar una de las paletas de colores, (d) a continuación se dirige a alarma, (e) y dentro de esta pestaña se escoge alarma personalizada; (f) luego de esto aparece en la parte derecha de la pantalla la tabla Alarma (personalizada), bajo la tabla de medidas, (g) aquí se escoge el fondo de preferencia Iron, (h) se selecciona, modo personalizado: superior, (i) se fija el límite máximo de temperatura del componente, (j) y por último se selecciona el color de la isoterma, de preferencia verde.

Gráfico 4. Técnica de análisis de imagen mediante isoterma.



Fuente: El Autor.

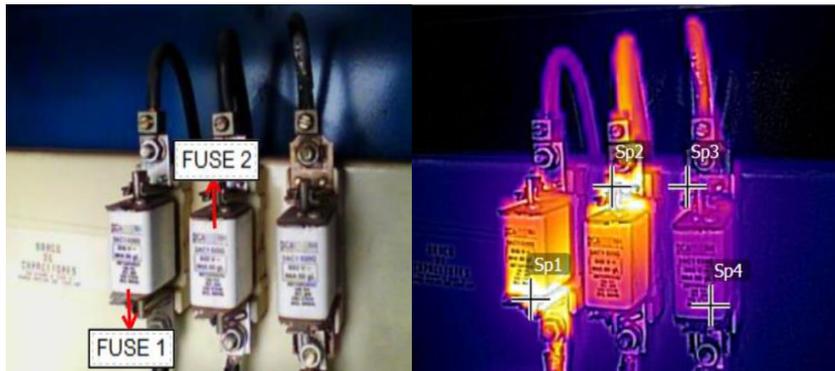
Se observa que la isoterma, en color verde, se concentra en la base del bushing, es decir el calor se genera desde este punto, por lo que se determina que existe un posible mal contacto interno.

2.5.3 Métodos de inspección cualitativo y cuantitativo.

Los métodos de inspección de termografía, utilizados, fueron cualitativo y cuantitativo (comparativo). El método cualitativo se realiza primero, y sirve para identificar y localizar las fallas en cada componente, mediante un barrido que se realiza, con la cámara termográfica, seguido de este, se realiza el método cuantitativo que sirve para determinar el grado de severidad de una falla, de acuerdo a la medida de su temperatura.

A continuación se indica el método cualitativo, con la representación de una falla en fusibles tipo NH:

Gráfico 5. Ejemplo método de inspección cualitativo.

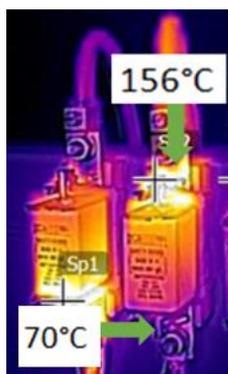


Fuente: El Autor.

La imagen que se observa es relevante. La conexión en los dos fusibles indica la existencia de una falla, y la presencia de un gradiente térmico a lo largo del cable.

Con el mismo ejemplo anterior, se describe el método cuantitativo, determinando la temperatura máxima, en cada punto de conexión.

Gráfico 6. Ejemplo método de inspección cuantitativo.



Fuente: El Autor.

Se verifica la temperatura de la misma fase a la entrada: 156°C y a la salida: 70°C, y la diferencia de temperatura: 86°C, que determina que la falla es crítica y debe ser reparada inmediatamente, de acuerdo a la norma NETA ATS-2009.

2.5.4 Parámetros necesarios para medir temperatura con la cámara Flir E4.

Se debe entregar cinco parámetros fundamentales propios de la superficie, a la cámara, como son: la emisividad del objeto, la temperatura aparente reflejada, la distancia entre el objeto y la cámara, la humedad relativa; y la temperatura de la atmósfera.

Para este tipo de trabajo, se establece los siguientes parámetros de medida de temperatura, que son: (a) emisividad= 0,93, (b) temperatura aparente reflejada= 20°C, (c) distancia entre el objeto y la cámara= entre 1m y 0.5m, (d) humedad relativa= ~50%; y (e) temperatura ambiente= entre 17°C y 25°C.

La emisividad, según Kurt (2006) menciona que: “La emisividad es un valor adimensional, entre 1.0 y 0, y es la fracción de energía que emite un cuerpo gris (cuerpo real), en comparación con un cuerpo negro” (p. 72).

La emisividad es una propiedad de cada superficie para emitir radiación infrarroja (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009). Se configura 0,93 como el valor de la emisividad, debido a la corrosión y al polvo presente en los componentes eléctricos y mecánicos.

La temperatura aparente reflejada, es la temperatura reflejada por el entorno y de objetos en frente de él, se configura en 20°C, ya que es la temperatura ambiente promedio, y no existe cuerpos reflectores frente a los componentes que se analizan, de igual manera la superficie de los componentes no es brillante (i.e., emisividad > 0,6), por lo que no necesita ser calculada.

Para evitar la temperatura reflejada del cuerpo humano se captura las imágenes en ángulos que no superen los 45° de la vista frontal del componente bajo estudio.

La distancia de medición es de 1m y 0.5m que es el valor mínimo de enfoque de la cámara, excepto en transformadores que está ~ entre 1m y 5m.

La humedad relativa se obtiene del termo higrómetro, siendo ~50%, al igual que la temperatura ambiente que está ~ entre 17°C en las mañanas, y ~25°C en las tardes.

2.5.5 Campo de visión (FOV e IFOV).

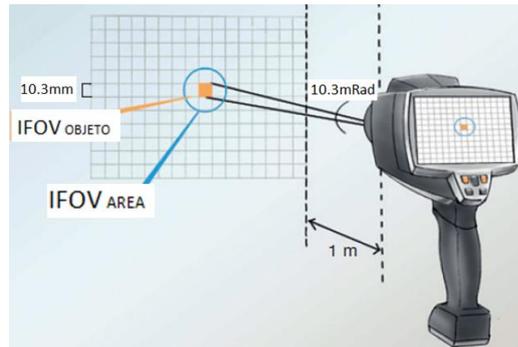
El campo de visión (FOV) de la cámara es de 45° en el plano horizontal y 34° en el vertical, por lo que no se captura imágenes en ángulos superiores a estos.

El campo de visión instantáneo (IFOV) o resolución espacial es de 10.3mRad. Por lo que se entiende que a una distancia de 1m, el objeto identificable más pequeño (IFOV_{objeto}) debe tener un tamaño de 10.3mm, y el área más pequeña identificable debe ser tres veces mayor, por lo tanto $IFOV_{\text{área}} = 3 * IFOV_{\text{objeto}}$, esto es 30,9mm o 3,9cm como se muestra en la imagen (Testo AG, 2012).

La resolución espacial de cada cámara debe entenderse y conocerse, con el fin de trabajar dentro de la resolución espacial, y no incurrir en medidas poco precisas o pasar por alto detalles importantes del componente (Testo AG, 2012).

El campo de visión de las cámaras termográficas, define el tamaño de lo que se ve en la imagen térmica, y depende del tipo de lente, por lo general vienen con un FOV ancho, es decir un lente gran angular ~45°x32°, pero algunas cámaras de mayor resolución infrarroja viene con un FOV ~25°x19°, además tienen opción para colocar lentes intercambiables de FOV estrecho o teleobjetivo y normal o estándar. EL FOV de las cámaras, debe seleccionarse, de acuerdo al tipo de aplicación.

Gráfico 7. Campo de visión FOV e IFOV.



Fuente: Testo AG (2012), termografía guía de bolsillo.

2.6 Prevención de descargas eléctricas.

Cuando se realiza inspecciones de termografía se debe tomar en cuenta las distancias mínimas de acercamiento hacia los equipos inspeccionados, ya que el riesgo de sufrir una quemadura, debida a la formación de un arco eléctrico, es máximo cuando el voltaje entre fases es igual a 480V o superior (Fluke Corporation & The Snell Group, 2009).

Se recomienda los perímetros de protección frente a arcos eléctricos de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 1. Perímetros de protección frente a arcos

Perímetros de protección frente a arcos				
Sistema nominal (tensión, rango, fase a fase*)	Perímetro de acercamiento límite		Perímetro de acercamiento restringido (para movimientos accidentales)	Perímetro de acercamiento prohibido
	Conductor móvil expuesto	Parte del circuito-fijo expuesto		
0 a 50	N/A	N/A	N/A	N/A
51 a 300	3 m	1 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 a 750	3 m	1 m	30 cm	2,5 cm
751 a 15.000	3 m	1,5 cm	65 cm	20 cm

Fuente: Fluke Corporation & The Snell Group (2009). Introducción a los principios de la termografía.

2.7 Aplicación de la termografía en sistemas eléctricos de media y baja tensión.

En la industria, la gran mayoría de problemas y averías están precedidos por cambios de temperatura. Es por ello que implementar programas de inspecciones termográficas, como herramienta de control permite localizar riesgos presentes, minimizando sus consecuencias.

En los sistemas de bombeo de la EMAPA-I, se realizó el estudio de termografía en media tensión, a la entrada de los transformadores, y en baja tensión, en todos los componentes y equipos que se encuentran aguas abajo del secundario del transformador.

2.7.1 Detección de falsos contactos en conexiones eléctricas.

En este tipo de estudio, se encuentra comúnmente falsos contactos entre superficies de conductores, terminales y bornes de componentes, esto provoca un aumento de la resistencia de contacto, incrementándose la corriente y la caída de voltaje. Esto produce un aumento de calor, que es fácilmente detectado por la cámara termográfica.

Se inspecciona los tableros eléctricos, verificando que los equipos estén trabajando al menos al 40% de su carga nominal y retirando las cubiertas aislantes en equipos como arrancadores suaves o variadores de velocidad (NFPA 70B, 2006).

Se captura las imágenes térmicas de las conexiones que presentan diferencias de temperatura iguales o superiores a 4°C, con componentes o fases similares, trabajando en las mismas condiciones.

Se verifica que los puntos calientes tengan un gradiente térmico de la terminal del conductor hasta unos pocos centímetros hacia abajo del mismo.

Cabe señalar que en este tipo de trabajo, se puede encontrar falsos contactos de dos tipos: entre terminal y borne, debido a un torque excesivo o insuficiente, y

entre conductor y terminal, debido a un mal apriete de terminales de compresión desnudas o aisladas, en breakers de alimentación principal, contactores o de terminales más pequeñas como las de tipo ojo.

Como medidas correctivas se puede señalar lo siguiente: desmontar las conexiones, limpiar las superficies en contacto y reajustar hasta lograr un buen contacto utilizando torquímetro y tablas de torque.

2.7.2 Detección de sobrecargas eléctricas.

En componentes, donde se encuentran fases con sobre temperatura, se verifica si existe gradiente térmico en todo el conductor, para determinar si existe una fase desbalanceada, posterior a esto se comprueba la carga por cada fase.

La norma NEMA MG1- 12.45 advierte el peligro que representa utilizar un motor con un desequilibrio de voltaje superior al 1%. Además esta norma sugiere descartar al motor si supera este porcentaje de desequilibrio.

2.7.3 Inspección de centros de Transformación.

Los Centros de Transformación, se encargan de transformar la media tensión en baja tensión para suministrar el voltaje y la carga necesaria para cada equipo y componente.

Dichos centros se conforman aguas arriba, por la conexión de las líneas de distribución (media tensión), a través de seccionadores fusibles, al lado primario del transformador, en el lado del secundario, salen, tres fases conectadas a los bushings de baja tensión, que pasan por fusibles tipo NH y van hacia el breaker principal, para desde ahí alimentar a componentes eléctricos en baja tensión.

2.7.4 Inspección de motores eléctricos.

Se debe inspeccionar los componentes principales como son: el estator y la caja de conexiones.

Los motores se diseñan para funcionar a una temperatura ambiente de 40°C, superior a esta temperatura, es una clara señal que existe un problema interno.

Para conocer la temperatura interna de los devanados se suma 20°C a la temperatura medida, en la carcasa del estator (Hidalgo, 2006). Y se compara con la temperatura correspondiente, a la clase de aislamiento del motor, por lo general es de tipo F y se encuentra en la placa de características, la sumatoria no debe ser superior a este valor.

Tabla 2. Clasificación por temperatura de varios aislamientos.

Tipo de aislamiento	Temperatura	
Clase A	105° C	221° F
Clase E*	120° C	248° F
Clase B	130° C	266° F
Clase F	155° C	311° F
Clase H	180° C	35° F
Clase N	200° C	392° F

Basado para una temperatura ambiente de 40 ° C (104 ° F)

** Usado en equipo Europeo*

Fuente: 1er Congreso Mexicano de Confiabilidad y Mantenimiento. La importancia de la correlación de las tecnologías predictivas en el diagnóstico de motores eléctricos, Hidalgo (2003).

Cuando se verifica este tipo de problema, se deduce que puede deberse a la ruptura de la resistencia de aislamiento de una de las bobinas de estator, que puede causar, una falla a tierra, o un cortocircuito entre espiras, debido al debilitamiento del aislamiento.

Cabe indicar que un aumento de temperatura en el motor, mayor a 10°C, puede reducir a la mitad la vida útil del mismo (Guía de aplicaciones de la termografía en mantenimiento industrial. Fluke Corporation, 2005).

Para verificar las conexiones del motor, se destapa la caja de conexiones, para verificar falsos contactos.

2.8 Inspección de sistemas mecánicos.

Las inspecciones a sistemas mecánicos, involucra dos equipos: la inspección de rodamientos en motores y bombas de eje horizontal.

2.8.1 Inspección de rodamientos.

Se inspecciona los rodamientos de carga (en el lado del eje) y flotante (en el lado del ventilador) de los motores de eje horizontal y se compara con rodamientos similares en las mismas condiciones. En las bombas de eje horizontal se realiza la misma inspección en los rodamientos.

Se comprueba que la temperatura de los rodamientos, no sea mayor a la temperatura del estator. Los daños comunes en rodamientos son: daño en la pista del rodamiento o falta de lubricación.

2.9 Grado de severidad de un fallo eléctrico según la norma.

Para establecer la prioridad y el grado de severidad de componentes con defecto, referenciado al 100% de su carga nominal, se utiliza la tabla de criterios de la norma “NETA” (International Electrical Testing Association), válida únicamente para mediciones directas de temperatura, que se muestra a continuación:

Tabla 3. Clasificación de fallas.

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

Fuente: ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18. Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise.

En este trabajo, se clasifica a un componente con deficiencia mayor, cuando la diferencia de temperatura con el ambiente es mayor a 40°C, y con el similar, mayor a 15°C.

2.10 Generación de informes y documentación.

Después de evaluar los datos térmicos, se necesita comunicar, de manera breve y clara, los resultados mediante un informe escrito, en donde primero, consta la información del lugar de la inspección, comentarios, sugerencias, una descripción general de las averías, con base en la norma que se utiliza.

Seguido de lo anterior, se incluye la tabla resumen de resultados, y la tabla resumen de la inspección, después de esto, se adjunta los reportes termográficos numerados.

Un reporte termográfico, que se indica en la tabla 4, consta de:

(a) encabezado, indica logo y el nombre de la empresa, número de reporte, fecha y hora de inspección;

(b) ubicación del lugar, instalación, componente con defecto, descripción de la falla, criterio de gravedad y nivel de la falla;

(c) imagen térmica, junto con la imagen digital;

(d) parámetros de medición relevantes como: emisividad, temperatura aparente reflejada y humedad relativa, análisis térmico, en el cual consta: temperatura máxima, temperatura de referencia, delta de temperatura, temperatura ambiente, y condiciones de trabajo (i.e., se especifica en que fases o en qué componentes se realiza el análisis térmico);

(e) posibles causas, consecuencias, acciones correctivas y el nivel de acción, de acuerdo a la clasificación de la falla;

(f) nombre de la persona que realiza la inspección, firma y fecha, nombre de la persona que repara la falla, la fecha y comentarios de reparación de la falla.

Tabla 4. Reporte termográfico.

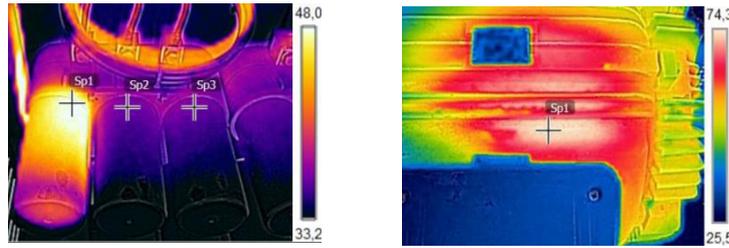
<p>EMPRESA:</p>		<p>FECHA DE INSPECCIÓN:</p>		
		<p>HORA DE INSPECCIÓN:</p>		
<p>REPORTE TERMOGRÁFICO N°1</p>				
<p>UBICACIÓN</p>	<p>INSTALACIÓN</p>	<p>COMPONENTE CON DEFECTO</p>	<p>DESCRIPCIÓN</p>	<p>CRITERIO DE GRAVEDAD</p>
				<p>NIVEL:</p>
<p>IMAGEN TÉRMICA</p>		<p>IMAGEN DIGITAL</p>		
<p> </p>				
<p>PARÁMETROS DE MEDICIÓN</p>		<p>ANÁLISIS TÉRMICO</p>		<p>CONDICIONES DE TRABAJO</p>
<p>EMISIVIDAD</p>		<p>T. MAX. °C °C</p>		<p> </p>
<p>T. REFLEJADA °C</p>		<p>T. REF. °C °C DELTA T. °C °C</p>		
<p>HUMEDAD RELATIVA %</p>		<p>T. AMB. °C °C</p>		
<p>POSIBLES CAUSAS:</p>				
<p>CONSECUENCIAS:</p>				
<p>ACCIONES CORRECTIVAS:</p>				
<p>OBSERVACIONES:</p>				
<p>INSPECCIÓN REALIZADA POR:</p>		<p>FIRMA:</p>		<p>FECHA: / / </p> <p>DD MM AA</p>
<p>REPARADO POR:</p>		<p> </p>		<p>FECHA: / / </p> <p>DD MM AA</p>
<p>COMENTARIOS:</p>				

Fuente: El Autor.

2.11 Paletas.

Para componentes eléctricos se utiliza la paleta de color iron (hierro), ya que las fallas eléctricas presentan un elevado contraste térmico como se muestra en el gráfico 8 de la izquierda, pero para analizar las superficies de los motores y rodamientos, se utiliza la paleta de color rainbow (arco iris), porque identifica mejor el problema debido al bajo contraste térmico de grandes superficies, es decir, esta paleta, muestra mayor intensidad de colores blancos y negros como se observa en el gráfico 8 de la derecha.

Gráfico 8. Paletas de color iron y rainbow respectivamente.



Fuente: El Autor.

2.12 Instrumentos de recolección de datos.

Los instrumentos que se emplean, para recabar información, relevante a cada evento de falla son dos: registro de componentes inspeccionados y el registro de componentes con defecto.

El registro de componentes inspeccionados, indica los elementos que se toman en cuenta en la inspección, se elabora de la siguiente forma: (a) identifica el lugar, fecha de inspección y la dirección del lugar, (b) establece el número de ítem, instalación, equipo, condición y nivel, (c) campos en blanco para anotar la información.

Tabla 5. Registro de componentes inspeccionados.

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:				
FECHA:		DIRECCIÓN:		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

Fuente: El Autor.

El registro de componentes con defecto, toma todos los datos posibles de la falla, se elabora de la siguiente manera:

(a) identifica el lugar, la dirección y la fecha de inspección;

(b) define el encabezado de la tabla, que contiene: número de ítem, instalación, ubicación, componente con defecto, número de fase, posibles causas, número de imagen térmica y visual;

(c) se establece los parámetros de medida con que se captura la imagen que son: emisividad, temperatura aparente reflejada en grados Celsius, el porcentaje de humedad relativa y la temperatura ambiente en grados Celsius.

Tabla 6. Registro de componentes con defecto.

REGISTRO DE COMPONENTES CON DEFECTO										
LUGAR:										
FECHA: .../.../...			DIRECCIÓN:							
	DD	MM	AA							
ITEM	INSTALACIÓN	UBICACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	#FASE	POSIBLES CAUSAS	# IMAGEN TÉRMICA	# IMAGEN VISUAL	EMISIV. T. REFL.°C	%RH	T. AMB.°C
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										

Fuente: El Autor.

2.13 Plan de mantenimiento.

Según Plaza, A (2009) enuncia que: “El plan de mantenimiento es el “conjunto de tareas de mantenimiento programado que se realiza en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad” (p.86).

Un plan de mantenimiento se debe ajustar a las necesidades de la empresa, y siempre debe ser flexible para incorporar las herramientas que den el mejor soporte a la confiabilidad operacional.

El plan de mantenimiento se ajusta a la necesidad de mantener la confiabilidad y disponibilidad de sistemas electromecánicos, con el objetivo de intervenir los equipos antes de que se produzca una falla.

2.13.1 Fase de planeación del mantenimiento.

La fase de planeación, se compone de dos etapas, que son la planificación, que comprende todas las actividades necesarias para elaborar los programas, y la programación, que es la determinación anticipada y ordenada, con tiempos y recursos, de las acciones que se van a realizar (García, 2012).

Esta fase determina el conjunto de actividades que se realizan, con el objetivo de anticiparse a la falla, comprende de las siguientes etapas:

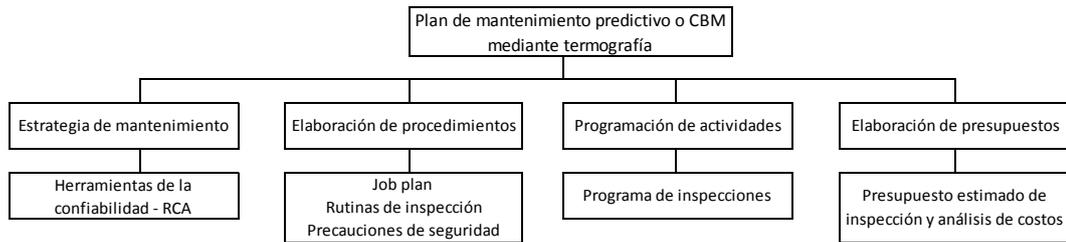
(a) establece los principios, que sirven de base para escoger la herramienta de la confiabilidad. En este tipo de trabajo, se utiliza el RCA (análisis causa raíz) como herramienta de la confiabilidad del mantenimiento predictivo;

(b) elabora procedimientos de inspección termográfica con base en las normas NFPA 70E y NFPA70B;

(c) programa las actividades, mediante un programa de inspecciones, en donde se especifica cada actividad y su tiempo de duración;

(d) elabora presupuestos, con base en los recursos necesarios para ejecutar el plan de mantenimiento predictivo mediante termografía, e incluye un análisis de costos, que da a conocer los resultados del plan (García, 2012).

Tabla 7. Etapas del plan de mantenimiento predictivo mediante termografía.



Fuente: El Autor

2.13.2 Confiabilidad operacional

El objetivo principal de la confiabilidad operacional, es mantener los equipos eléctricos y mecánicos, en condiciones normales de operación. Se obtiene con la ejecución de las tareas de mantenimiento predictivo.

2.13.3 Estrategia de la confiabilidad operacional

La estrategia de la confiabilidad, que mejor se ajusta a los resultados deseados, es el mantenimiento predictivo o basado en la condición (CBM), ya que es la que incorpora el uso de la termografía como técnica predictiva, para detectar fallas en los equipos antes de que ocurran, y a plena carga.

El mantenimiento predictivo mediante termografía, hace que las tareas de mantenimiento sean dinámicas, ya que proporciona información valiosa, del estado de funcionamiento de los activos físicos, evitando la frustración de los técnicos de mantenimiento.

2.13.4 Mantenimiento basado en condición (CBM)

La técnica de mantenimiento, que se utiliza, para brindar soporte a la confiabilidad operacional, es el mantenimiento basado en la condición (CBM).

Según García, O (2012) señala que el mantenimiento predictivo: “Es el mantenimiento basado en la medición del estado (condición) de un equipo para evaluar su probabilidad de falla durante un período futuro, con objeto de tomar la

acción más apropiada para prevenir o evitar las consecuencias de esta falla” (p.98).

El mantenimiento predictivo recoge datos de funcionamiento del equipo de variables físicas como temperatura, voltaje y corriente, etc., para determinar si los valores están dentro de tolerancias aceptables. En este tipo de trabajo, se utiliza una cámara termográfica, para analizar patrones térmicos, y una pinza amperimétrica, para medir voltajes y corrientes.

2.13.5 Herramienta de la confiabilidad

El sustento de la confiabilidad operacional, que se utiliza, en el plan de mantenimiento, es el análisis causa raíz (RCA), con el fin de mitigar la raíz del problema y no solo sus síntomas, además se describe las funciones del equipo y sus fallas funcionales para garantizar la confiabilidad de los procesos.

El RCA es una de las herramientas más importantes de la confiabilidad, ya que permite localizar las causas raíz que dieron origen al problema, encontrando deficiencias técnicas y humanas existentes en los planes de mantenimiento de la empresa.

García, O (2012) indica que: “El RCA es un riguroso método de solución de problemas, para cualquier tipo de fallas, que utiliza la lógica sistémica y el árbol de causa raíz de fallas, usando la deducción y prueba de los hechos que conducen a las causas reales” (p.114).

2.13.6 Metodología del RCA.

El RCA es un proceso que se define en seis pasos. Según Murillo, William M. (2003) enuncian que:

Los pasos para la aplicación del RCA, son:

- Paso 1: Identificar los eventos de falla más significativos
- Paso 2: Preservar las evidencias de las fallas

- Paso 3: Ordenar el análisis
- Paso 4: Construir el *Árbol Lógico De Fallas*
- Paso 5: Comunicar los resultados y las recomendaciones
- Paso 6: Hacer seguimiento a los resultados. (p.114)

2.13.7 Aplicación de la metodología análisis causa raíz (RCA).

Para la aplicación de este procedimiento, se toma tres casos de falla, que se describen a continuación:

- Paso 1. Identificación de eventos significativos.

En este paso se realiza el reconocimiento y la descripción de los eventos de falla significativos, de la siguiente manera:

Tabla 8. Identificación del evento N°1

Lugar	Instalación	Equipo	Componente
Pozo Yuyucocha #1	Cámara de transformación	Transformador 250KVA	Bushing fase X2
Descripción del evento			
Bushing de la fase x2 en el lado de baja tensión, presenta un delta temperatura mayor a 100°C con el similiar.			
Funciones del equipo			
a) Suministrar la potencia requerida por el sistema. b) Reducir el voltaje de alimentación.			
Fallas funcionales del componente			
Conductor interno fisurado, puntos de conexión sulfatados, contactos flojos o muy apretados.			

Fuente: El Autor.

Tabla 9. Identificación del evento N°2

Lugar	Instalación	Equipo	Componente
Estación de Bombeo Yuyucocha	Cuarto de máquinas Proyecto Uno	Tablero compensación reactiva	Fusibles Tipo NH
Descripción del evento			
Fusibles de las fases A y B presentan un delta temperatura mayor a 100°C en sus extremos.			
Funciones del equipo			
a) Neutralizar el efecto de las pérdidas producidas por campos magnéticos.			
b) Reducción del consumo total de energía.			
Fallas funcionales del componente			
Mal contacto entre superficies, cuchillas y fusibles deteriorados.			
Fuente: El Autor.			

Tabla 10. Identificación del evento N°3

Lugar	Instalación	Equipo	Componente
Edificio Central EMAPA-I	Tablero de cargas especiales Planta baja	Breaker principal	Barra fase A en la salida del breaker
Descripción del evento			
Barra de la fase A presenta un delta temperatura mayor a 45°C.			
Funciones del equipo			
a) Desconectar el circuito.			
b) Prevenir que se quemen equipos e instalaciones debido a cortocircuitos.			
Fallas funcionales del componente			
Mal contacto entre superficies, fisuras internas de la barra de cobre, mal dimensionamiento.			
Fuente: El Autor.			

- Paso 2. Preservar las evidencias de las fallas.

Las evidencias de falla responden a la pregunta ¿Qué sucede al producirse cada modo de falla?, es decir son los efectos de una falla, se describen a continuación:

Tabla 11. Modos y Efectos de falla.

n° Evento	Modos de falla	Efectos de falla
1	Fase sobrecargada	Corriente excesiva, deterioro del conductor
	Mal contacto entre superficies	Conductor sulfatado, propenso a fundirse
	Falla a tierra	Incremento de la corriente
2	Sobrecarga en las fases	Sobrecorriente en el conductor
	Mal dimensionamiento	Deterioro interno
	Mal contacto de superficies	Presencia de corrosión en el cobre
3	Fisura en la barra	Sobretemperatura en la barra
	Mal contacto entre superficies	Bornes sulfatados
	Fase con sobrecarga	Sobrecorriente en la fase

Fuente: El Autor.

- Paso 3. Ordenar el análisis.

En esta etapa se adjunta de manera ordenada la función del equipo, y las características de cada falla.

Tabla 12. Resumen de cada evento.

Equipo	Función	Falla funcional		
		(sobretemperatura)	Modos de falla	Efectos de falla
Transformador 250KVA	Suministrar la potencia necesaria	En la línea	Fase sobrecargada	Corriente excesiva, deterioro del conductor
	Reducir el voltaje	En la parte externa del bushing	Mal contacto entre superficies	Conductor sulfatado
		En la parte interna del bushing	Mal contacto interno	Conductor sulfatado, propenso a fundirse
Fusibles tipo NH	Reducir pérdidas magnéticas	En las líneas	Sobrecarga en las fases	Sobrecorriente en el conductor
	Reducir consumo total energía	En los fusibles	Mal dimensionamiento	Deterioro interno
		En puntos de conexión	Mal contacto entre superficies	Presencia de corrosión en el cobre
Breaker alimentador principal	Desconectar el circuito	En bornes de e/s	Mal contacto entre superficies	Sobretemperatura en la barra
	Prevenir daños por cortocircuito	En el interior del breaker	Breaker deteriorado	Daño interno
		En las líneas	Fase sobrecargada	Sobrecorriente en la fase

Fuente: El Autor

- Paso 4. Construcción del árbol lógico de fallas.

El paso más importante del RCA es la construcción del árbol lógico de fallas, para esto se requiere de seis actividades consecutivas.

Según Murillo, William M. (2003) señalan que:

Se requieren seis actividades claramente delimitadas, que se deben realizar en el orden establecido, y que son:

- Describir la falla funcional
- Determinar los modos de falla por cada falla funcional
- Hacer una lista de las causas potenciales de falla y verificarlas
- Determinar y verificar las causa raíz física

- Determinar y verificar las causa raíz humanas
- Determinar y verificar las causas del sistema (Latentes). (p.114)

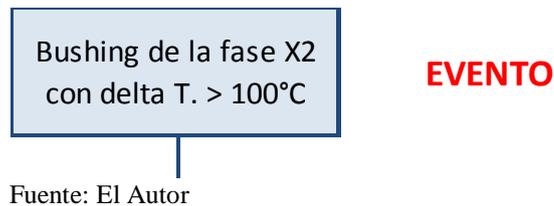
A continuación se desarrolla las actividades para cada caso de falla:

- Descripción de las fallas funcionales.

Equipo n°1 (Transformador 250kva)

La cuba y el bushing de la fase 2, en el lado de baja tensión, del transformador, presentan un delta de temperatura de 64°C y 143,3°C, respectivamente, la falla más significativa se encuentra en el bushing, ya que se encuentra el grado de severidad es crítico.

Gráfico 9. Primer paso para construir el árbol lógico de fallas en el transformador.



A continuación se presenta la falla en el transformador, que compone un eje fundamental de observación y análisis para iniciar con la elaboración del análisis causa raíz.

Gráfico 10. Falla en transformador.



Fuente: El Autor.

El gráfico, muestra el bushing de la fase 2, con sobre temperatura respecto a las fases 1 y 3, hecho que confirma la existencia de falla, que en caso de no repararse, puede ocasionar la pérdida total del transformador.

Equipo n°2 (Fusibles tipo NH)

Los fusibles 1 y 2 presentan sobre temperatura de 115,3°C, por lo que requieren intervención de carácter crítico, para evitar la pérdida de compensación reactiva, y por consiguiente la penalización por consumo de energía.

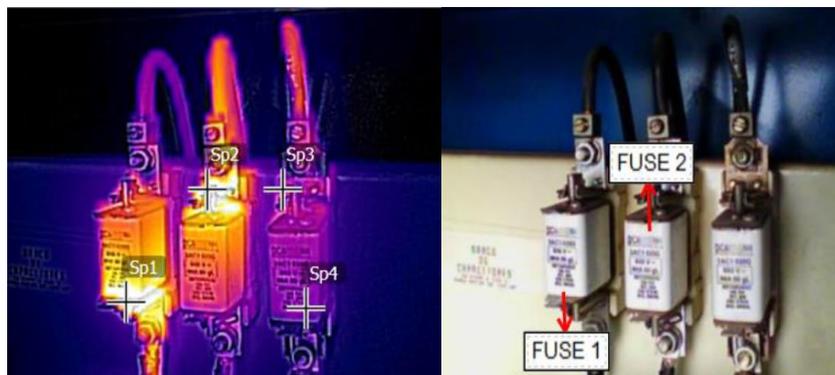
Gráfico 11. Primer paso del árbol lógico de fallas en fusibles.



Fuente: El Autor.

El gráfico 12, señala los fusibles con falla en sus terminales, a la salida del fusible en la fase 1, y a la entrada del fusible en la fase 2.

Gráfico 12. Falla en fusibles tipo NH.



Fuente: El Autor.

Equipo N°3 (Barra fase A)

La barra de la fase A en la salida del breaker de alimentación principal, presenta sobre temperatura, que ocasiona el deterioro del breaker.

Gráfico 13 Primer paso del árbol lógico de falla en la barra.

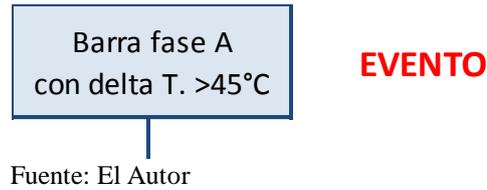
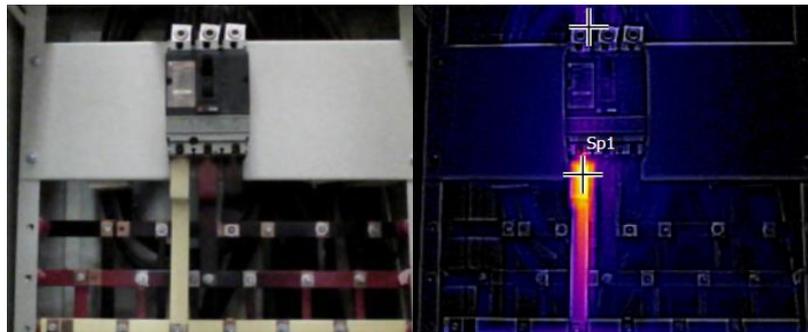


Gráfico 14. Falla en breaker de alimentación principal.



Fuente: El Autor.

La figura muestra la certeza de falla en el breaker, y por el nivel de criticidad puede llegar a comprometer el funcionamiento normal del breaker, teniendo que sustituirse en un mediano plazo.

- Descripción de los modos de falla.

Después de describir las fallas funcionales, se establece los modos de falla, que se realizan con base en hechos y no en suposiciones, esto es lo que da la forma al árbol lógico de fallas.

Equipo N°1

Los modos de falla son los siguientes:

- Asimetría en patrones de calor en la cuba del transformador: el calor excesivo en uno de los bushings, señala que la cuba del transformador se encuentra con sobre temperatura (64°C).

- Mal contacto en el bushing de la fase 2: se verifica el contacto entre las superficies del bushing y las terminales de los conductores en el lado de baja tensión.

Gráfico 15. Modos de falla en el transformador.



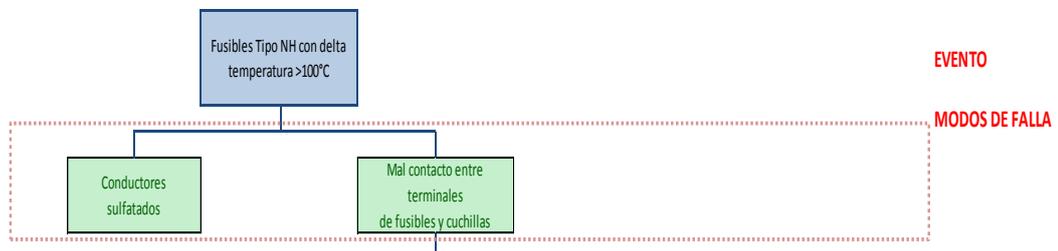
Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Los modos de falla son los siguientes:

- Conductores sulfatados: la corrosión en los conductores de alimentación, indica la existencia de un problema.
- Mal contacto entre terminales de fusibles y cuchillas: el deterioro y la corrosión en las cuchillas, indica un problema.

Gráfico 16. Modos de falla en fusibles tipo NH



Fuente: El Autor.

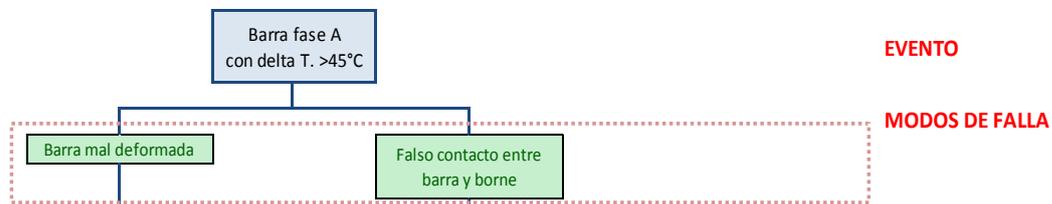
Equipo N°3

Los modos de falla son los siguientes:

- Barra mal deformada: la barra no posee buen acople con el borne de la fase.

- Falso contacto entre barra y borne: la barra y el borne, no tienen un buen contacto, mal apriete de terminal.

Gráfico 17. Modos de falla barra de la fase A.



Fuente: El Autor.

- Planteamiento de las hipótesis de falla.

Las hipótesis son suposiciones que deberán ser comprobadas para tomarlas como verdades y avanzar en el desarrollo del árbol lógico de fallas.

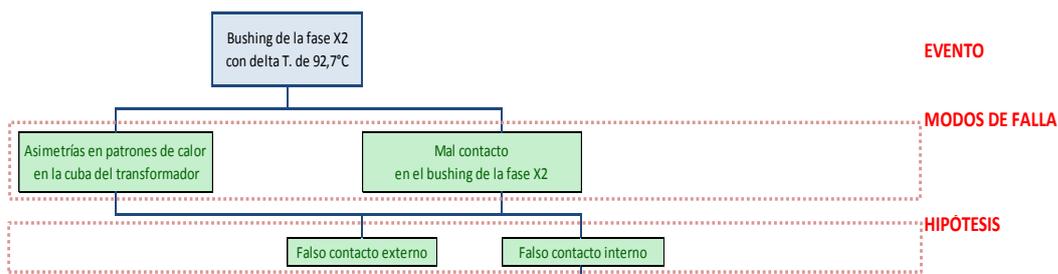
Continuando con el RCA se procede a formular las hipótesis con las cuales se pretende responder a la pregunta ¿cómo sucedió cada modo de falla?, esto se realiza para aclarar el problema.

Equipo N°1.

Las hipótesis trazadas para deducir los modos de falla son las siguientes:

- Falso contacto externo
- Falso contacto interno

Gráfico 18. Hipótesis de falla para el transformador.



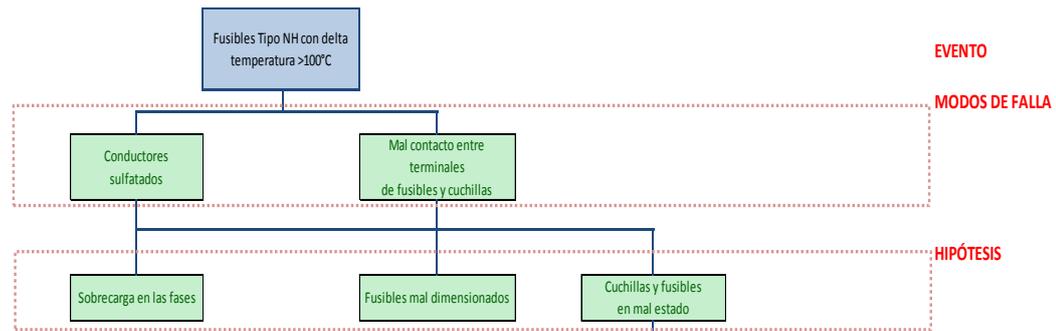
Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Las hipótesis, son las siguientes:

- Sobrecarga en las fases
- Fusibles mal dimensionados
- Cuchillas y fusibles en mal estado

Gráfico 19. Hipótesis de falla para fusibles tipo NH.



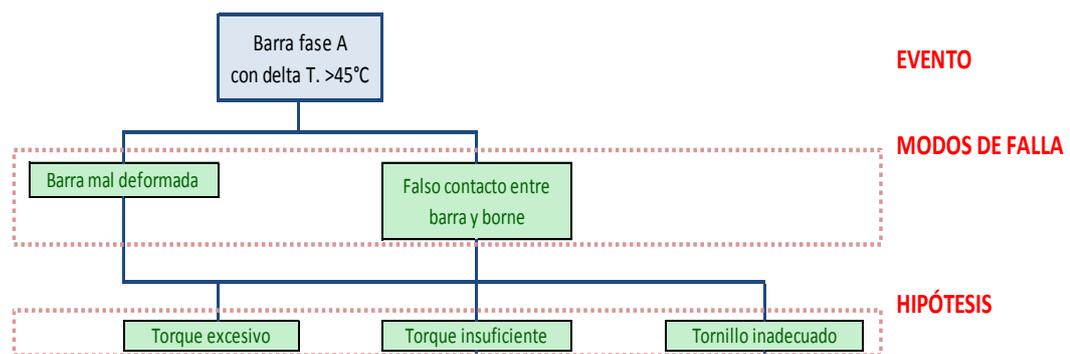
Fuente: El Autor.

Equipo N°3.

Las hipótesis de falla, son las siguientes:

- Torque excesivo
- Torque insuficiente
- Tornillo inadecuado

Gráfico 20. Hipótesis de falla en la barra del breaker.



Fuente: El Autor.

- Verificación de hipótesis.

Las hipótesis, se toman como hecho reales de falla, mediante inspección visual, medición de parámetros eléctricos y termografía. Si las hipótesis no se comprueban, se descartan.

La validación de las hipótesis, se realiza de la siguiente manera:

Equipo N°1.

Hipótesis 1: Falso contacto externo

Para la verificación de esta hipótesis, se realiza el siguiente procedimiento:

- Inspección visual: se observa que los pernos de las terminales, en el lado de baja tensión del bushing, tengan un buen contacto entre superficies.
- Termografía cualitativa: se enfoca y visualiza la radiación infrarroja, que proviene de la punta del bushing.
- Termografía cuantitativa: se mide la temperatura en la punta del bushing, en donde conectan las terminales de baja tensión, y se compara con las otras fases.

Se descarta esta hipótesis dentro del desarrollo del árbol lógico de fallas, ya que durante el proceso de verificación, no se localiza puntos calientes en la punta del bushing, que demuestren su validez.

Hipótesis 2: Falso contacto interno

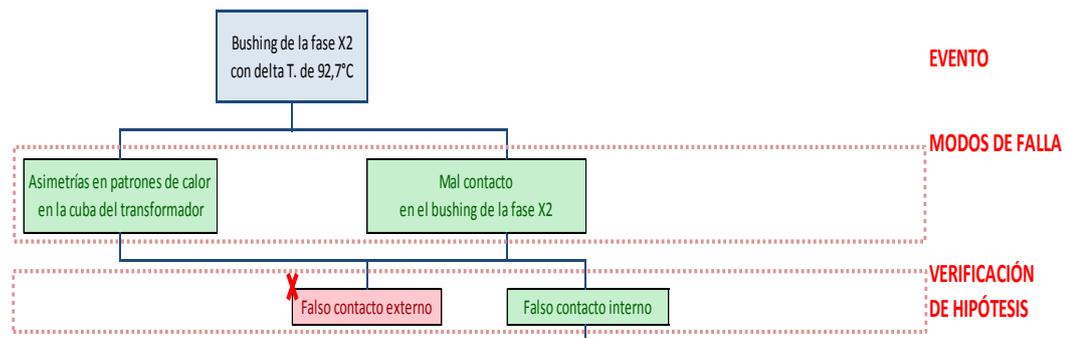
Para determinar la validez de esta hipótesis, se realiza el siguiente procedimiento:

- Termografía cualitativa: se enfoca térmicamente y se visualiza la base del bushing que sale de la cuba del transformador.

- Termografía cuantitativa: se mide la temperatura, con el medidor de punto central de la cámara, en la base del bushing, y se compara, con la lectura de temperatura de los bushings de las otras fases en los mismos puntos.

Se comprueba esta hipótesis, mediante el proceso de verificación, por lo que se toma como un hecho real de falla, que sirve de base para continuar con el análisis.

Gráfico 21. Comprobación y descarte de las hipótesis en el transformador.



Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Para la validación de las hipótesis, se realiza el siguiente procedimiento:

Hipótesis 1: Sobrecarga en las fases

- Medición de parámetros eléctricos: se mide la corriente y el voltaje por cada fase con la pinza amperimétrica, y se comparan.

Se descarta esta hipótesis por no existir diferencias de corriente entre las fases.

Hipótesis 2: Fusibles mal dimensionados

- Inspección visual: se compara la corriente nominal de los fusibles, con la corriente que circula por cada fase.

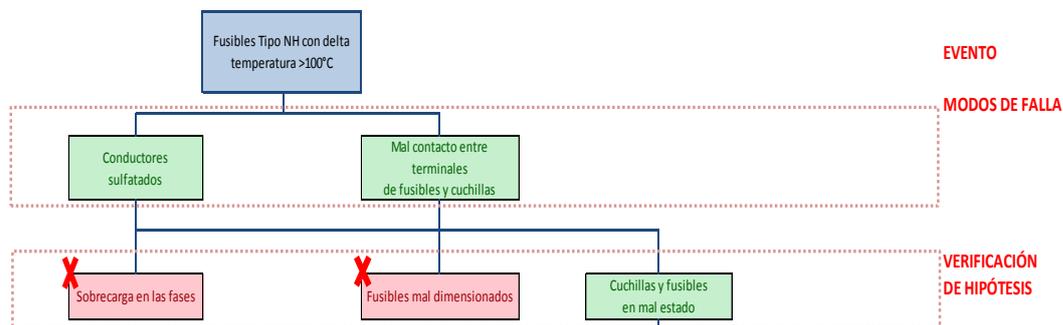
Se suprime esta hipótesis, ya que, el valor de la corriente medida, no supera la corriente nominal de los fusibles.

Hipótesis 3: Cuchillas y fusibles en mal estado

- Termografía cualitativa: se enfoca y visualiza la radiación infrarroja, emitida en los puntos de conexión, entre fusibles y cuchillas.
- Termografía cuantitativa: se mide y compara la temperatura de la entrada con la salida de cada fusible.

Se valida esta hipótesis, debido a la diferencia de temperatura de la entrada, con la salida de los fusibles de las fases 1 y 2, por lo que sirve para continuar con el RCA.

Gráfico 22. Validación de hipótesis en fusibles.



Fuente: El Autor.

Equipo N°3.

Para verificar las hipótesis se realiza el siguiente procedimiento:

Hipótesis 1: Torque excesivo

- Inspección visual: se verifica deformación de partes, en el punto de conexión de la barra y el breaker.

Se anula esta hipótesis, por no existir hechos que la demuestren.

Hipótesis 2: Torque insuficiente

- Inspección visual: se verifica separación entre barra y borne, que indica un mal contacto.
- Termografía cualitativa: se enfoca y visualiza la radiación infrarroja del punto de conexión y de toda la barra, se observa el punto más claro del contraste térmico.
- Termografía cuantitativa: en el software Flir Tools, se localiza la temperatura máxima en la barra, y se compara con la temperatura máxima de las otras fases en ese mismo punto, para esto se utiliza la medición por cuadros.

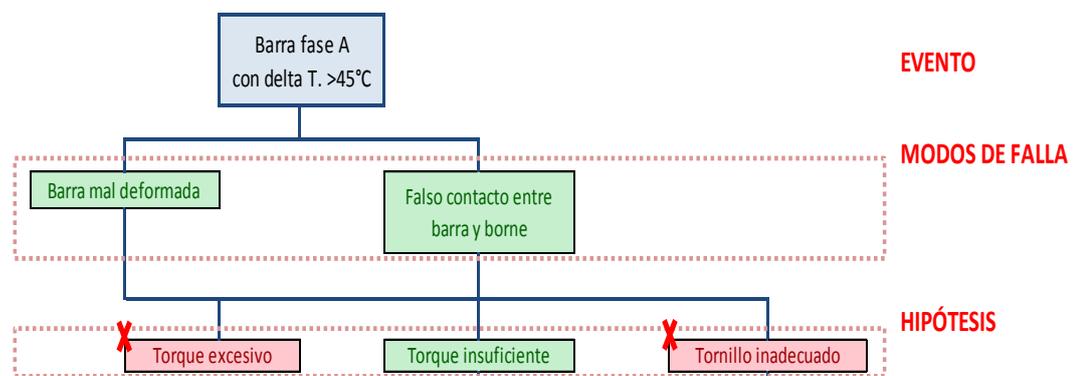
Se considera esta hipótesis como una causa evidente de falla, ya que existe una diferencia de temperatura mayor a 45°C, de la barra afectada, con las otras fases, en los mismos puntos.

Hipótesis 3: Tornillo inadecuado

- Inspección visual: se verifica que el diámetro del tornillo, coincida con el diámetro del borne del breaker.

Se elimina esta hipótesis, ya que se utiliza el tornillo recomendado por el fabricante.

Gráfico 23. Verificación de hipótesis en barra.



Fuente: El Autor.

- Determinación y validación de causas raíz físicas.

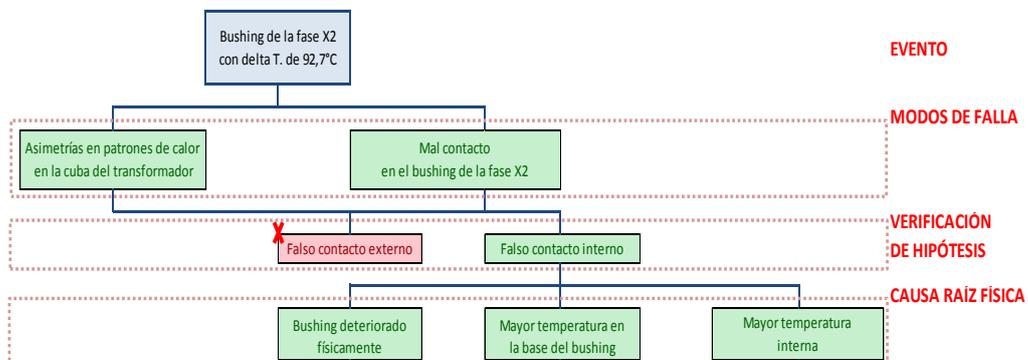
Se establece y verifica las causas raíz físicas del problema, a través de inspección visual y aplicación de la termografía.

Equipo N°1.

Las causas raíz físicas del transformador son:

- Bushing deteriorado físicamente: mediante inspección visual, se comprueba el deterioro del bushing.
- Mayor temperatura en la base del bushing: se comprueba mediante termografía cuantitativa.
- Mayor temperatura interna: se verifica mediante isoterma.

Gráfico 24 Causas raíz físicas en el transformador.



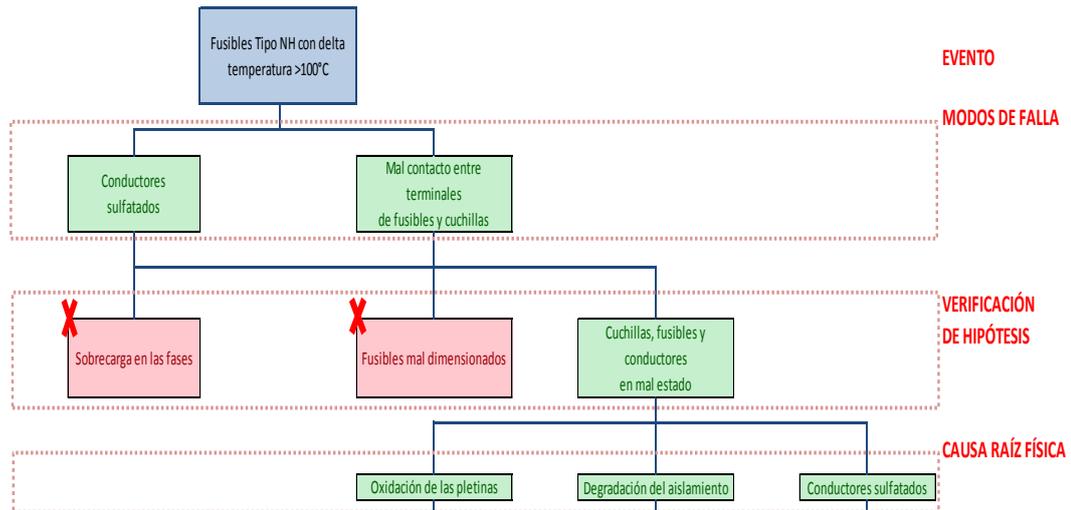
Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Las causas raíz físicas en los fusibles son:

- Oxidación de las pletinas: se verifica mediante inspección visual.
- Degradación del aislamiento: se comprueba mediante inspección visual.
- Conductores sulfatados: se verifica por inspección visual.

Gráfico 25 Planteamiento y validación de causas raíz físicas en fusibles.



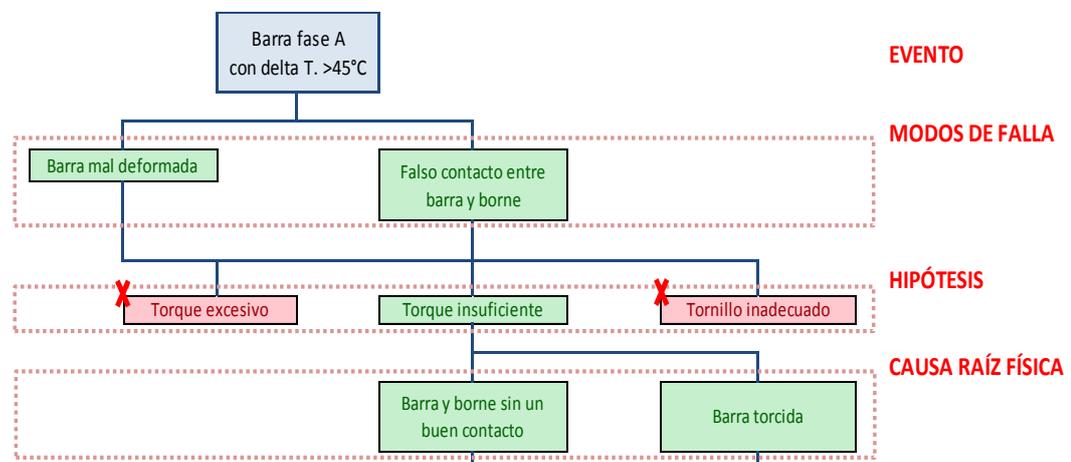
Fuente: El Autor.

Equipo N°3.

Las causas raíz físicas de la barra son:

- Barra y borne sin un buen contacto: se determina mediante inspección visual.
- Barra torcida o mal deformada: se verifica por medio de inspección visual.

Gráfico 26. Establecimiento y verificación de causas raíz físicas en la barra.



Fuente: El Autor.

- Determinación y validación de causas raíz humanas.

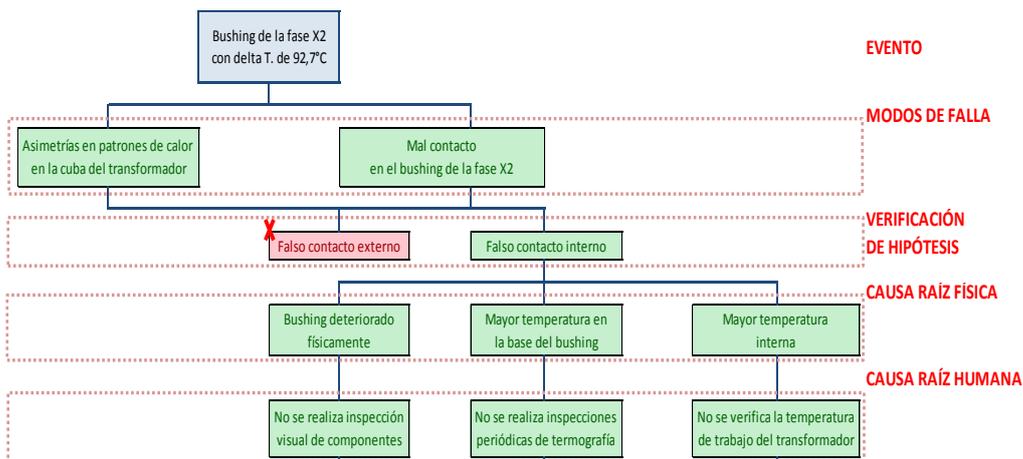
El desconocimiento y la falta de utilización de recomendaciones del fabricante, son las causas raíces humanas principales de falla, por omisión o convicción. Se comprueban, por medio de la falta de históricos de mantenimiento de los equipos y a través del diálogo directo con el personal de mantenimiento.

Equipo N°1.

Las causas raíz humanas para el evento en el transformador son:

- No se realiza inspección visual de componentes: se comprueba a través de diálogo directo con el personal de mantenimiento.
- No se realiza inspecciones de termografía: se verifica por medio del diálogo directo que no se utiliza la termografía, ni otras técnicas predictivas de falla.
- No se verifica la temperatura de trabajo del transformador: se comprueba por la falta de utilización de termografía como técnica predictiva.

Gráfico 27. Determinación de causas raíz humanas en el transformador.



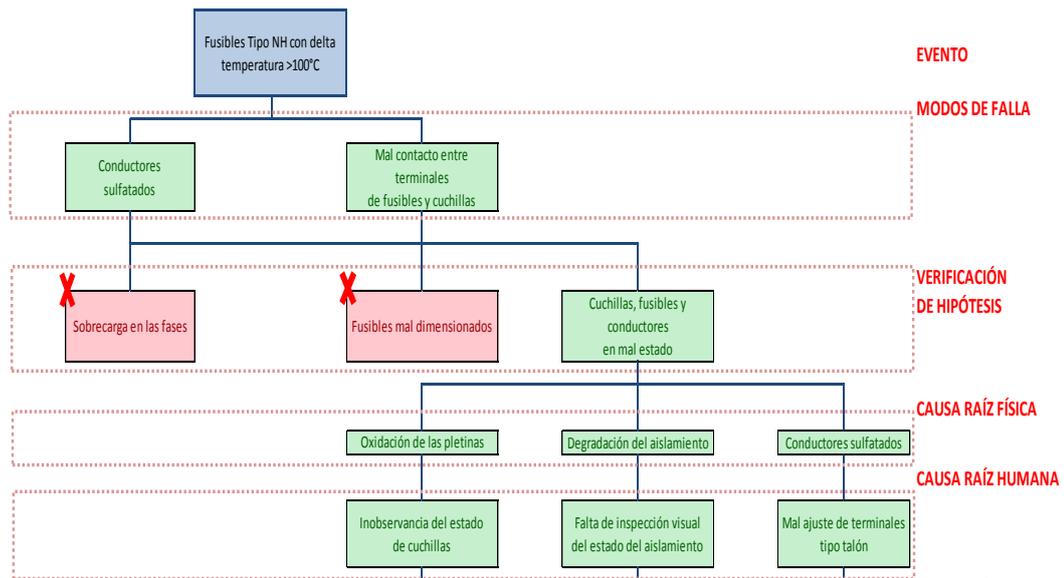
Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Para los fusibles tipo NH las causas raíz humanas son las siguientes:

- Inobservancia del estado de cuchillas: se visualiza el deterioro de las bases para fusibles.
- Falta de inspección visual del estado del aislamiento: se identifica el deterioro del aislante de los conductores.
- Mal ajuste de terminales tipo talón: se verifica corrosión en terminales y conductores.

Gráfico 28 Causas raíz humanas en fusibles.



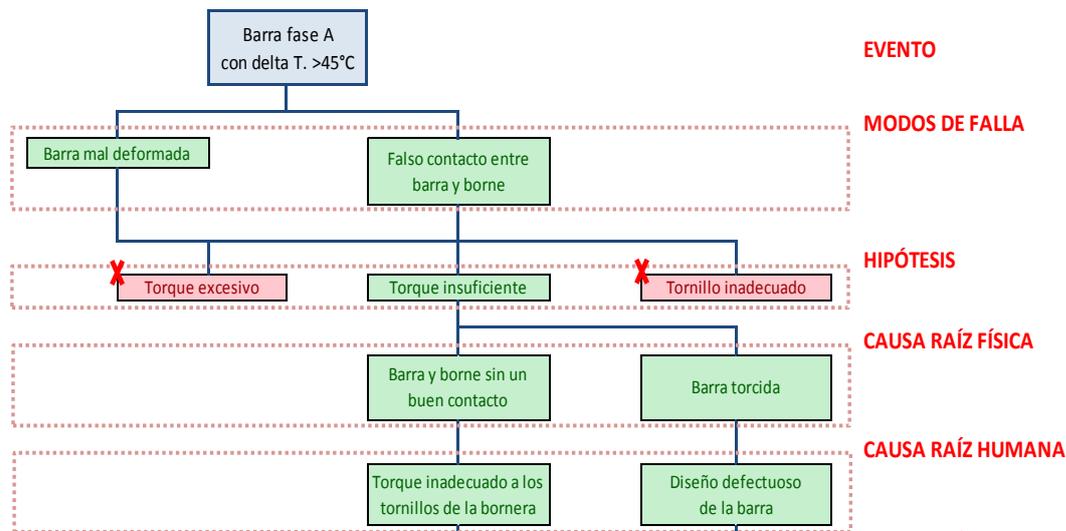
Fuente: El Autor.

Equipo N°3.

Para el evento presentado en la barra de la fase A, las causas raíz humanas, son las siguientes:

- Torque inadecuado a los tornillos de la bornera: el torque insuficiente del tornillo que aprieta la barra con el borne del breaker, es un motivo de falla.
- Diseño defectuoso de la barra: la desviación en la barra, provoca falso contacto entre superficies.

Gráfico 29 Determinación y verificación de causas raíz humanas en la barra.



Fuente: El Autor.

- Determinación y validación de causas raíz latentes.

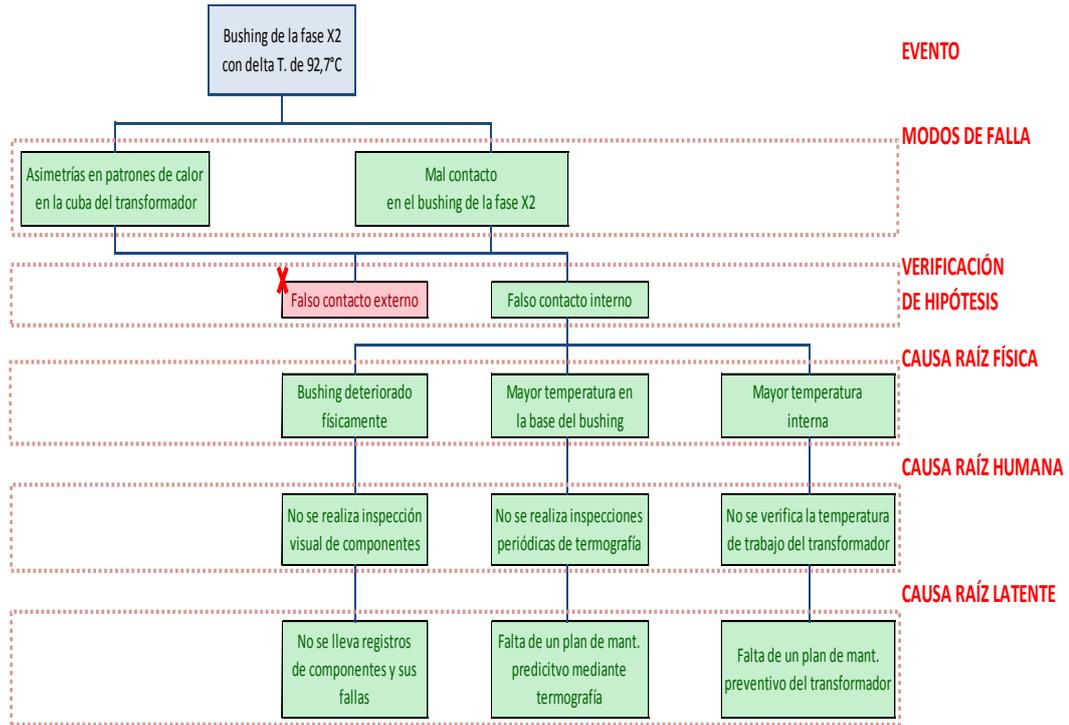
Para llegar a la solución del problema se aborda las causas raíz latentes, que se ubican al final del RCA, éstas son el resultado de las deficiencias encontradas en la gestión del mantenimiento de las plantas de la EMAPA-I, y son las que provocan la cadena de eventos que forman el árbol causa raíz de falla.

Equipo N°1.

Las causas latentes en el transformador son las siguientes:

- No se cuenta con registros de componentes y sus fallas: no se dispone de registro de componentes tanto eléctricos como mecánicos, ni de sus fallas.
- Falta de un plan de mantenimiento predictivo mediante termografía: se desconoce el estado de operación de los equipos.
- Falta de un plan de mantenimiento preventivo del transformador: la falta de un cronograma de revisión del transformador y de sus componentes, conllevan al deterioro de su vida útil.

Gráfico 30. Causas raíz latentes en el transformador.



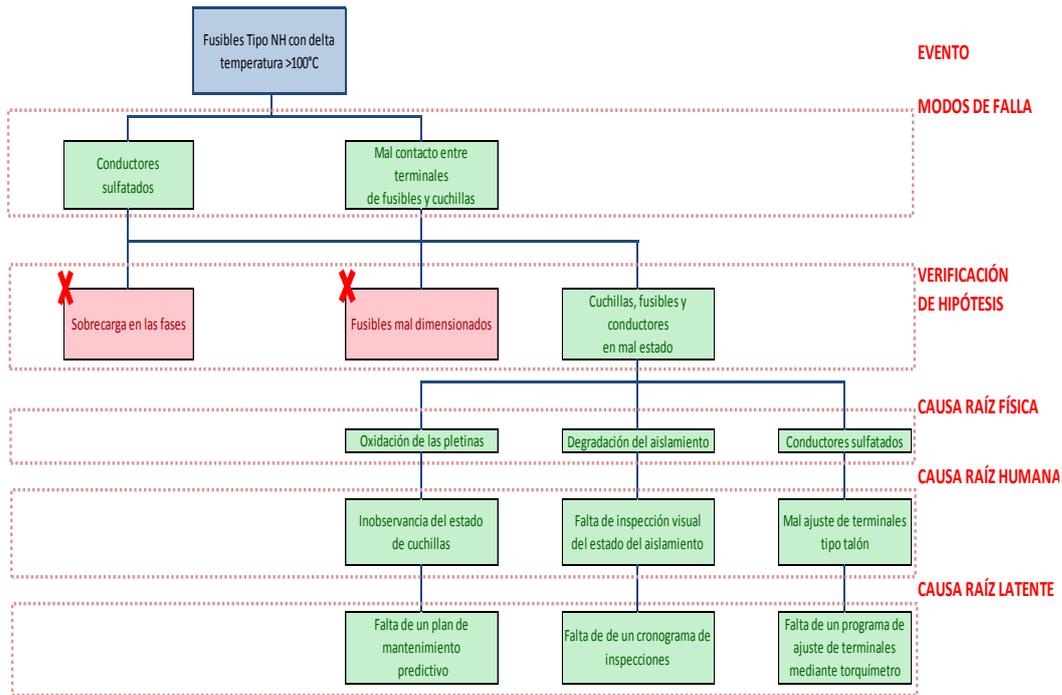
Fuente: El Autor.

Equipo N°2.

Las causas latentes en los fusibles son las siguientes:

- Falta de un plan de mantenimiento predictivo: a consecuencia de la falta de un plan de mantenimiento predictivo mediante termografía, no se identifican falsos contactos.
- Falta de un programa de inspecciones: la falta de inspecciones de termografía, acelera el deterioro de los fusibles.
- Falta de un programa de ajuste de terminales mediante torquímetro: el ajuste inadecuado de terminales se produce por la falta de utilización de un torquímetro y de tablas de torque para tornillos.

Gráfico 31. Causas raíz latentes en los fusibles.



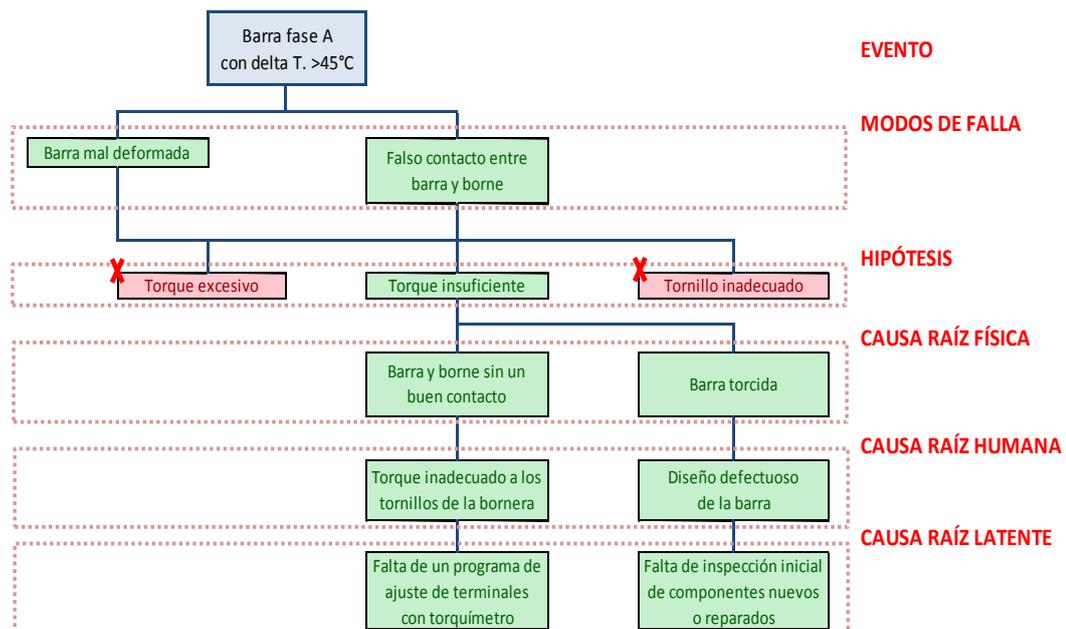
Fuente: El Autor.

Equipo N°3.

Las causas latentes que se reconocieron fueron las siguientes:

- Falta de un programa de ajuste de terminales mediante torquímetro: la falta de la utilización de un torquímetro y la falta de un programa de ajuste de terminales es la causa común de falla, que genera puntos calientes y afectan a los sistemas.
- Falta de inspección inicial de componentes nuevos: la falta de inspección inicial de equipos nuevos o que retornan a normal operación, ocasiona fallas, que se pueden mitigar.

Gráfico 32. Análisis y verificación de causas raíz latentes en la barra.



Fuente: el Autor

El árbol lógico de fallas resultante del RCA se presenta al final, y concluye con las causas latentes que son las que originan los eventos de falla, se puede decir que al ser intervenidas se elimina el problema de raíz.

Paso 5. Recomendaciones para la eliminación de la falla.

Con base en las causas latentes de cada evento de falla, se formulan las recomendaciones, que permiten eliminar las fallas de raíz, a la vez que reducen costos de mantenimiento e incrementan la confiabilidad operacional de los activos físicos.

Las recomendaciones se dirigen a la dirección de mantenimiento, con la finalidad que se pongan en práctica.

Tabla 13. Recomendaciones para eliminar las fallas en los equipos.

Item	Causas Latentes	Recomendaciones
1	No se dispone de registros de componentes nuevos y/o reparados para conocer su tiempo de trabajo, tampoco se cuenta con un histórico de fallas	Identificar y codificar equipos Crear una base de datos para los equipos y componentes del sistema Crear un registro de eventos de falla Crear un registro de datos de tendencia
2	Falta de un plan de mantenimiento predictivo basado en termografía que contenga procedimientos y rutinas de inspección	Desarrollar un plan de CBM basado en termografía Cumplir el objetivo principal del CBM Disponer de procedimientos y rutinas de inspección previamente analizadas Disponer de un cronograma de inspecciones de termografía Estimar los costos del CBM
3	Falta de un programa de reajuste de terminales empleando torquímetro	Elaborar un programa de reajuste de terminales Emplear torquímetro Disponer de tablas de torque normalizadas Elaborar un registro para prevenir el aflojamiento de terminales.

Fuente: El Autor.

- Paso 6. Hacer seguimiento a los resultados.

El desarrollo y el seguimiento de los resultados obtenidos mediante el RCA, depende de la aplicación de esta herramienta como refuerzo para conseguir la confiabilidad operacional de los activos físicos, por parte del personal encargado de la dirección del mantenimiento de la EMAPA-I.

2.13.8 Procedimiento de inspección.

El procedimiento de inspección atiende a las necesidades de la seguridad eléctrica en las inspecciones de termografía, se enfoca al personal de termografía e indica que se va hacer y cómo se lo debe hacer.

Al seguir paso por paso el procedimiento, se reduce o elimina errores en las mediciones, permitiendo optimizar tiempos del personal, haciendo el proceso de inspección más eficiente y logrando los mejores resultados.

El desarrollo de las actividades del procedimiento, se realiza con base en la norma NFPA 70E, que se enfoca en la seguridad eléctrica del trabajador, para ello, se utiliza el EPP (Equipo de protección personal) diseñado, para mitigar y prevenir los daños por quemaduras de un arco eléctrico, cuando se abre e inspecciona tableros eléctricos.

El EPP para este tipo de trabajo, se compone de protección para: la cabeza (casco de seguridad aislado), la cara (gafas o protección facial completa transparentes), oídos (protección auditiva aislada tipo orejera), cuerpo (mangas y guantes dieléctricos), ropa 100% algodón, y pies (botas dieléctricas) (NFPA 70E, 2000).

Gráfico 33. Normas correspondientes a los EPP.

Implemento de Seguridad	Normas
Protección de la cabeza	ANSI Z89.1: Requirements for protective Headwear for Industrial Workers.
Protección de los ojos y de la cara	ANSI Z87.1: Practice for Occupational and Educational Eye and Face Protection.
Guantes	ASTM D 120: Standard Specification for Rubber Insulating Gloves.
Mangas	ASTM D 1051: Standard Specification for Rubber Insulating Sleeves.
Mangas y guantes	ASTM F 496: Standard Specification for In-Service Care of Insulating Gloves and Sleeves.
Protectores de la piel	ASTM F 696: Standard Specification for Leather Protectors for Rubber Insulating Gloves and Millens.
Pies	ASTM F 1117: Standard Specification for Dielectric Overshoe Footwear. ANSI Z41: Standard for Personnel Protection, Protective Footwear.
Inspección visual	ASTM F 1236: Standard Guide for Visual Inspection of Electrical Protective Rubber Products.
Indumentaria	ASTM F 1505: Standard Specification for Protective Wearing Apparel for Use by Electrical Workers When Exposed to Momentary Electric Arc and Related Thermal Hazards.

Fuente: Arcilla, (2010). Riesgos para las personas asociados con la intervención de sistemas eléctricos.

2.13.9 Frecuencia y condiciones de inspección.

Las prácticas recomendadas en la norma NFPA 70B, señala que la frecuencia y los procedimientos de inspecciones infrarrojas se realizan anualmente, o con mayor frecuencia, trimestral o semestralmente, en este tipo de trabajo, la frecuencia de inspecciones es semestral, debido a que el ciclo de trabajo de los equipos es continuo (i.e., las 24 horas).

También se recomienda realizar las inspecciones infrarrojas en períodos de máxima carga posible, pero no menos del 40% de la carga nominal de los equipos eléctricos (NFPA 70B, 2006).

2.13.10 Ruta de inspección.

La ruta de inspección es el camino señalado, que recorre el personal de termografía, previo a una inspección de los equipos y a la jerarquización de acuerdo a su importancia dentro del sistema de cada planta.

Para esto, se realiza una lista de control, en donde se verifica, que cada equipo se haya inspeccionado. La ruta de inspección es específica para cada lugar ya que los equipos varían de acuerdo a las funciones de cada planta.

2.13.11 Rutina de inspección.

La rutina de inspección, consigue la mejor actuación del personal de termografía, con el objeto, de que no se omita equipos principales en la inspección, y se recolecte toda la información relevante del evento de una falla (i.e., medidas de corriente, voltaje, captura infrarroja del o los componentes en falla, datos de placa e inspección visual).

La rutina indica que componentes se debe inspeccionar de cada equipo de la instalación, esto facilita en gran medida el análisis de falla y determina el éxito de la inspección.

2.13.12 Programa de mantenimiento.

El programa de mantenimiento determina el lugar, los elementos, estima los tiempos, las herramientas y los equipos necesarios para que se realice las inspecciones de termografía.

El programa también asigna: las personas responsables (i.e., un supervisor de mantenimiento, un técnico en electricidad, y un termógrafo), las herramientas, como un juego de rachas, un destornillador aislado, llaves para cerradura de tableros y una pinza, los equipos (i.e., cámara termográfica, termo higrómetro y pinza amperimétrica), y los instrumentos necesarios como registros de componentes inspeccionados y de componentes con defecto que se necesitan para la ejecución del plan.

2.13.13 Presupuesto

Se estima el presupuesto necesario para realizar la inspección de termografía de acuerdo al tiempo promedio que conlleva su realización por cada planta.

El presupuesto es un instrumento administrativo de planeación y control. Como objetivo de planeación, representa un curso de acción (i.e., reducir los costos de mantenimiento preventivo y correctivo), y como propósito de control, es un medio para la realización de un fin (i.e., reducir los porcentajes de falla) (García, 2012).

El objetivo del presupuesto de mantenimiento, considera dos aspectos: presupuestar el costo del mantenimiento predictivo por cada planta, y presupuestar el costo de operar y mantener los equipos de servicio (i.e., equipo de termografía). Para la elaboración del presupuesto se define las necesidades de: mano de obra (personal), recursos (equipos), materiales, y gastos operacionales, para conservar de forma eficiente, los equipos productivos (García, 2012).

2.13.14 Análisis de costos.

El análisis de costos refleja el resultado de la implementación de las acciones correctivas que emergen del estudio de termografía, en donde se estima el costo del mantenimiento predictivo y las acciones correctivas comparado con el costo del equipo o de la no intervención de la falla.

2.14 Glosario de términos

- **EMAPA-I:** Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra.
- **Gradiente térmico:** un gradiente térmico es una distribución de temperatura gradual a lo largo de un conductor.
- **SCADA:** (Supervisory Control And Data Acquisition) es un sistema de supervisión y control de datos en tiempo real de un determinado proceso industrial, utiliza software mediante computadora con interfaces amigables, para controlar un proceso de manera remota.
- **NETA:** InterNational Electrical Testing Association (Asociación de Pruebas Eléctricas Internacional), es un estándar que abarca las pruebas e inspecciones que están disponibles para evaluar la idoneidad de componentes eléctricos.
- **NEMA:** National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos) es una asociación industrial estadounidense, este organismo es el responsable de numerosos estándares industriales en el campo de la electricidad.
- **NFPA:** National Fire Protection Association (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego) es una organización estadounidense, que se encarga de crear y mantener normas y códigos para la prevención contra incendios. Esta norma se toma de referencia a nivel profesional en el campo de la seguridad contra incendios.
- **Flir Tools:** es un software diseñado para analizar imágenes térmicas, actualizar el software de cámaras de la marca Flir y crear informes de inspección.

CAPÍTULO III

3 Metodología de la Investigación.

3.1 Tipo de Investigación.

Para el desarrollo de este proyecto, se utiliza la investigación propositiva, tecnológica, bibliográfica y de campo, ya que se parte de la necesidad de realizar este tipo de estudio, por medio del uso de la tecnología de medición infrarroja, con base en la investigación de teoría de transmisión de calor y radiación infrarroja, y por último, la recolección de la información en campo.

3.1.1 Investigación propositiva.

Este tipo de investigación, parte de la necesidad urgente de realizar un estudio termográfico, en los sistemas eléctricos de medio y bajo voltaje, de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I, que permita predecir y diagnosticar fallas, de acuerdo a un grado de severidad indicado en normas técnicas.

3.1.2 Investigación Tecnológica.

Para el análisis del estado de la condición de componentes eléctricos y mecánicos, se emplea una cámara termográfica de uso específico para instalaciones eléctricas, que permite dar un diagnóstico de fallas, por medio del estudio de la radiación infrarroja de la superficie de los cuerpos.

3.1.3 Investigación bibliográfica.

Los conocimientos teóricos, que se utilizan en el estudio de termografía, son la primera y segunda ley de la termodinámica, las formas de transferencia del calor, el espectro electromagnético, el intercambio de energía por radiación, la interpretación, técnicas de análisis de las imágenes térmicas, y las técnicas de medida infrarroja.

En el plan de mantenimiento predictivo, se emplea la teoría del proceso de planeación, programación y presupuestos del mantenimiento.

Dentro de la planeación, se utiliza la teoría de la confiabilidad operacional, la estrategia de la confiabilidad, el mantenimiento basado en la condición CBM (Condition Based Maintenance), el análisis causa raíz RCA (Root Cause Analysis) como herramienta de la confiabilidad, y las normas NFPA 70E y NFPA 70B que son la base de los procedimientos de inspección de termografía.

3.1.4 Investigación de campo.

La investigación de campo se realiza en los pozos, estaciones de bombeo, plantas de tratamiento y el edificio central pertenecientes a la EMAPA-I, en total doce sitios, de donde se recoge toda la información necesaria para evaluar las imágenes térmicas y elaborar el plan de mantenimiento predictivo mediante termografía.

3.2 Métodos.

3.2.1 Método de recolección de datos de campo.

Este método es la base para la realización de este tipo de trabajo, ya que indica el procedimiento que se realiza para la correcta adquisición de la información, que se necesita para elaborar el estudio de termografía. Sin este método no hubiera sido posible el desarrollo de este trabajo. Se recoge datos de temperatura, voltaje y corriente de cada componente con defecto.

3.2.2 Método deductivo.

Este método se utiliza para determinar el curso de acción del plan de mantenimiento, y deducir por medio del razonamiento lógico, la causa de las fallas, con base en un análisis general de la información, para llegar a lo particular.

3.3 Técnicas e instrumentos.

En cuanto a las técnicas que se utilizan en la ejecución de este trabajo de investigación son las siguientes:

- 1) Observación directa, por medio de la cámara termográfica.
- 2) Entrevista, dirigida a expertos en el tema.

3.3.1 Observación Directa.

Mediante esta técnica, se realiza el análisis visual y térmico de componentes eléctricos y mecánicos, también se determina las posibles causas de falla en el lugar de la inspección.

3.3.2 Entrevista.

Esta técnica vincula la teoría con la práctica y la experiencia laboral de termógrafos nivel I y II, además se conoce los métodos de inspección y técnicas de análisis de las imágenes térmicas, que se utilizan en la industria.

Esta información se recolecta mediante un listado de preguntas específicas, de acuerdo al área de conocimiento del entrevistado.

Capítulo IV

4 Propuesta alternativa.

4.1 Análisis e interpretación de resultados

En este capítulo, en primer lugar, se realiza el análisis de las imágenes térmicas de los componentes con defecto por cada lugar de inspección, y se resume en un cuadro gráfico sus resultados. En segundo lugar se realiza la interpretación de resultados, mediante una tabla resumen del informe de inspección, y se representa en un gráfico de barras.

En tercer lugar, se desarrolla el plan de mantenimiento predictivo mediante termografía, y sus cuatro etapas que son: la definición de la estrategia de mantenimiento, los procedimientos, el programa de inspecciones de termografía, los presupuestos y un análisis de costos.

4.1.1 Resumen de resultados del estudio de termografía.

Tabla 14. Resumen de resultados del estudio de termografía.

LUGAR:

EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Planta baja	Cuarto de tableros eléctricos	Tablero de cargas especiales	Barra de cobre	Falso contacto	REPARAR INMEDIATAMENTE	4
LUGAR:	ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA					
UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Proyecto #1	Cuarto de máquinas	Tablero compensación reactiva	Fusibles tipo NH	Deterioro, cuchillas con mal contacto	REPARAR INMEDIATAMENTE	4
		Tablero compensación reactiva	Condensador	Falla en fusibles tipo NH	Reparar tan pronto como sea posible	3
		Motor trifásico 100Hp	Bobinados del motor	Deterioro del aislamiento	Reparar tan pronto como sea posible	3
Proyecto #2	Cuarto de máquinas	Tablero Soft-starter	Breaker alimentador principal	Falso contacto en fase 3 de entrada	Reparar tan pronto como sea posible	3
		Tablero de control sistema SCADA	Relés k1, k2, k3, k4, k6, RL10, RL11, RL12	Falla en la operación del sistema	Reparar tan pronto como sea posible	3
Proyecto #3	Cuarto de máquinas	Tablero de compensación reactiva	Contactador principal	Falso contacto salida fase 1	Reparar tan pronto como sea posible	3
		Tablero de control sistema SCADA	Relés k1, k2, k3, k5, k7, k8 RL12	Falla en la operación del sistema	Reparar tan pronto como sea posible	3

LUGAR:

POZO CARANQUI

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo Caranqui	Cuarto de máquinas	Tablero de compensación reactiva	Contactador #3 de arriba hacia abajo	Falso contacto, terminal 1	Reparar tan pronto como sea posible	3
LUGAR:	POZO YUYUCOCHA #1					
UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo Yuyucocha #1	Centro de transformación	Transformador 250KVA	Bushing de salida, fase X2	Mal contacto interno	REPARAR INMEDIATAMENTE	4
	Cuarto de máquinas	Tablero variador de frecuencia	Contactador principal	Falso contacto, terminal fase 3	Dar seguimiento	1
		Tablero de control sistema SCADA	Relés K1 y RL6	Falla en la operación del sistema	Reparar tan pronto como sea posible	3

LUGAR:**POZO YUYUCOCHA #2**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo Yuyucocha #2	Cuarto de máquinas	Tablero Y - DELTA	Contactador #1	Falso contacto, fase 2 de salida	Dar seguimiento	1
		Tablero Y - DELTA	Contactador #2 de izq. A der.	Falso contacto, fase 2 de entrada	Dar seguimiento	1
		Tablero de control sistema SCADA	Relé RL6	Falla en la operación del sistema	Reparar en la próxima parada disponible	2

LUGAR:**POZO YUYUCOCHA #3**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo Yuyucocha #3	Cuarto de máquinas	No se encontró puntos calientes significativos, el tablero del variador de frecuencia no se encontraba operativo al momento de la inspección.				

LUGAR:**POZO LA QUINTA**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo La Quinta	Cuarto de máquinas	Tablero Y-DELTA motor de eje horizontal	Breaker alimentador principal	Falso contacto, fase 3 de entrada	Reparar en la próxima parada disponible	2

LUGAR:**POZO SANTA CLARA**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pozo Santa Clara, Tanguarin	Cuarto de máquinas	Breaker principal del cuarto de máquinas	Fase 2 de salida	Falso contacto entre conductor y conector	Reparar en la próxima parada disponible	2
		Tablero variador de frecuencia	Contactador principal	Falso contacto, fase 2 de entrada	Dar seguimiento	1

LUGAR:**ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Estación de bombeo San Agustín	Cuarto de máquinas	Tablero breaker principal medidor	Breaker alimentación principal	Falso contacto, fase 2 de entrada	Reparar en la próxima parada disponible	2
		Tablero Y - DELTA, motor 100Hp	Punta 1 que va hacia el motor	Deterioro del aislamiento del motor	Dar seguimiento	1
		Tablero Banco de condensador #1, superior	Contactador principal	Falso contacto, fase 2 de entrada	Reparar en la próxima parada disponible	2

LUGAR:**PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA**

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Lomas de Azaya	Cuarto de máquinas	Tablero Y-DELTA motor 125Hp	Contactador principal	Posible sobrecarga en el motor	Dar seguimiento	1

LUGAR:

PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARÍN

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Tanguarín, San Antonio	Cuarto de máquinas	Al momento de la inspección la planta se encontró inoperativa, existe problemas de la bomba de succión desde hace 3 meses.				

LUGAR:

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES YAHUARCOCHA

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	EQUIPO	COMPONENTE CON DEFECTO	POSIBLES CAUSAS	ACCIÓN	NIVEL
Pueblo de Yahuarcocha	Cuarto de máquinas	Tablero bombas sumergibles de 1, 1.5, y 7.5Hp	Contactador #2 de izq. A der.	Falso contacto entre puntas del relé de protección y salida del contactor	REPARAR INMEDIATAMENTE	4
		Tablero bombas sumergibles de 1, 1.5, y 7.5Hp	Breaker #2 de izq. A der.	Breaker deteriorado por operación provocada por falla en el circuito	Reparar tan pronto como sea posible	3
		Tablero variador de frecuencia	Contactador principal	Falso contacto, fase 2 de salida	Reparar tan pronto como sea posible	3

Fuente: El Autor.

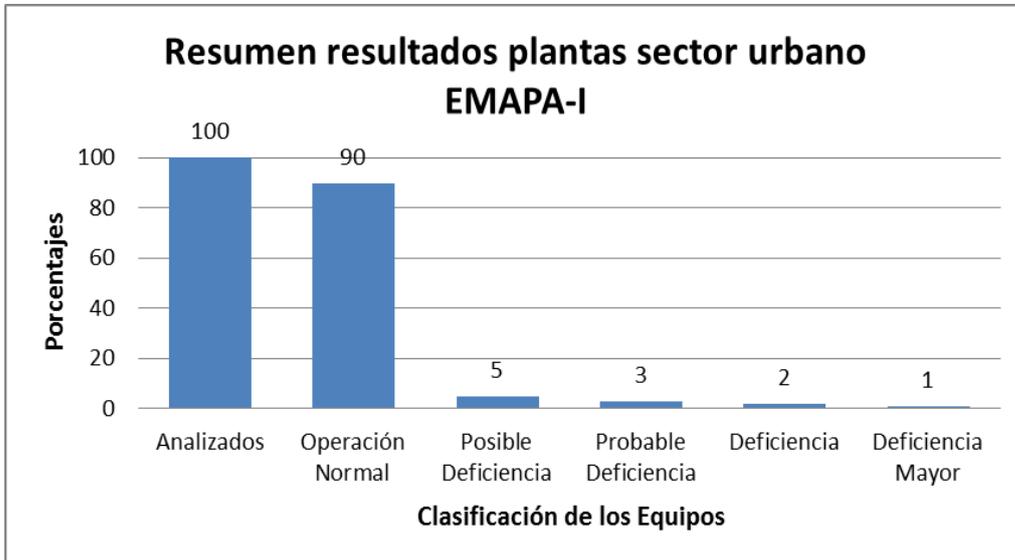
4.2 Interpretación de resultados del estudio de termografía.

Tabla 15. Resumen de resultados, plantas sector urbano EMAPA-I.

<i>Resumen resultados plantas sector urbano EMAPA-I</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	502
Operación Normal	90	450
Posible Deficiencia	5	25
Probable Deficiencia	3	14
Deficiencia	2	9
Deficiencia Mayor	1	4

Fuente: El Autor.

Gráfico 34. Resumen resultados plantas sector urbano EMAPA-I.



Fuente: El Autor.

Se observa cuatro equipos con deficiencia mayor que representan el 1% del estudio, siendo los de mayor prioridad el bushing del transformador del pozo #1, los fusibles tipo NH del proyecto #1 de la Estación de Bombeo Yuyucocha y el contactor de la planta de tratamiento Yahuarcocha.

Las causas de estos puntos calientes se deben a falsos contactos en bornes y en el caso del transformador debido a un mal contacto interno.

A continuación, se realiza la interpretación de resultados por cada lugar de inspección.

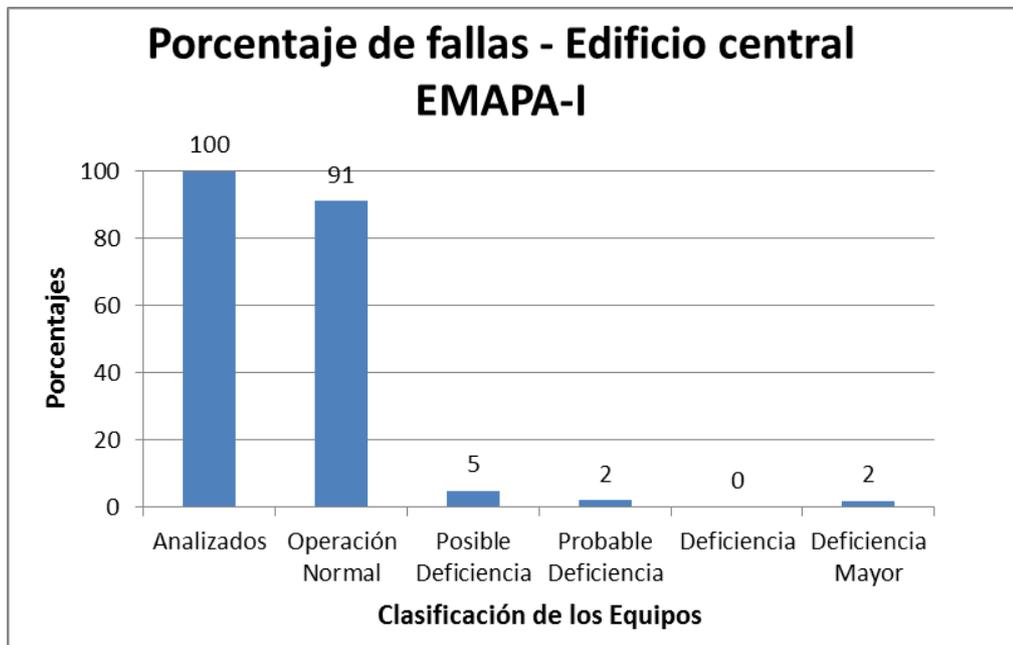
4.2.1 Edificio central EMAPA-I.

Tabla 16. Resumen inspección edificio central.

<i>Edificio central EMAPA-I</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	52
Operación Normal	91	47
Posible Deficiencia	5	3
Probable Deficiencia	2	1
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	2	1

Fuente: El Autor

Gráfico 35 Resumen inspección edificio central.



Fuente: El Autor

Se observa 2% de equipos con deficiencia mayor, encontrándose el principal problema en el breaker de alimentación principal del tablero de cargas especiales.

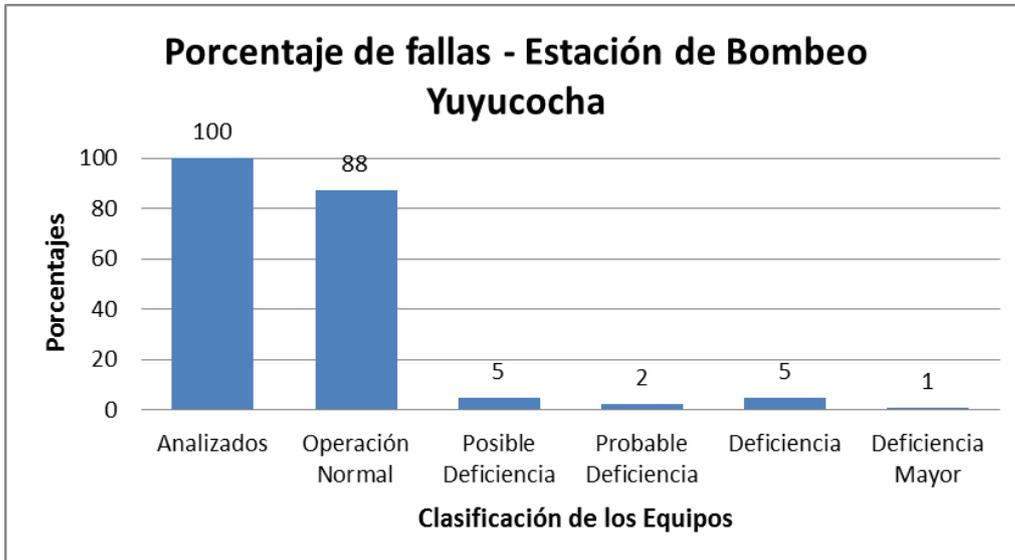
4.2.2 Estación de Bombeo Yuyucocha.

Tabla 17. Resumen inspección Estación de Bombeo Yuyucocha.

<i>Estación de Bombeo Yuyucocha</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	128
Operación Normal	88	112
Posible Deficiencia	5	6
Probable Deficiencia	2	3
Deficiencia	5	6
Deficiencia Mayor	1	1

Fuente: El Autor

Gráfico 36. Resumen inspección Estación de Bombeo Yuyucocha.



Fuente: El Autor.

Se observa 1% de componentes con deficiencia mayor, localizándose los principales problemas en: el tablero de compensación reactiva y el motor trifásico del proyecto #1.

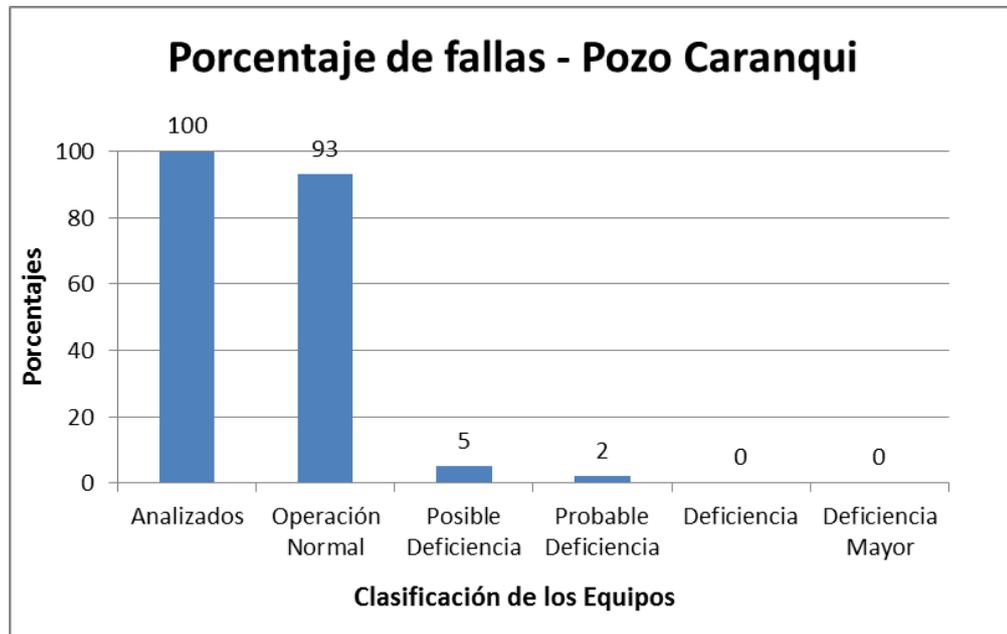
4.2.3 Pozo Caranqui.

Tabla 18. Resumen inspección Pozo Caranqui.

<i>Pozo Caranqui</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	31
Operación Normal	93	29
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	2	1
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 37. Resumen inspección Pozo Caranqui.



Fuente: El Autor.

Se observa 2% de equipos con probable deficiencia, encontrándose el principal problema en uno de los contactores del tablero de compensación reactiva.

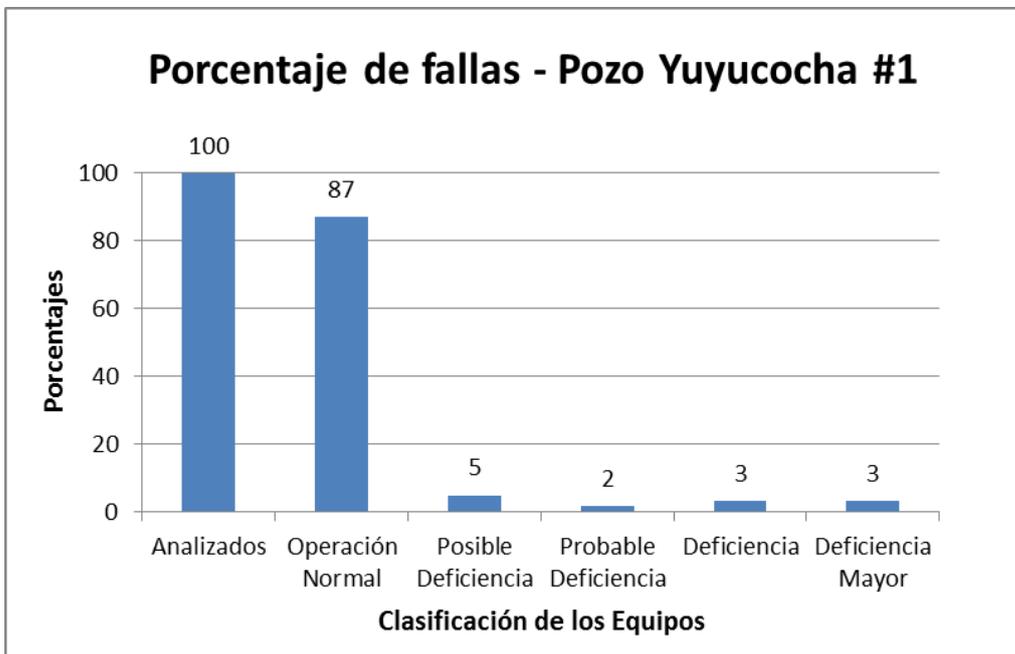
4.2.4 Pozo Yuyucocha #1.

Tabla 19. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #1.

<i>Pozo Yuyucocha #1</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	32
Operación Normal	87	28
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	2	1
Deficiencia	3	1
Deficiencia Mayor	3	1

Fuente: El Autor.

Gráfico 38. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #1.



Fuente: El Autor.

Se observa 3% de los equipos con deficiencia mayor, localizándose la falla más representativa en el transformador de 250 KVA en la cámara de transformación.

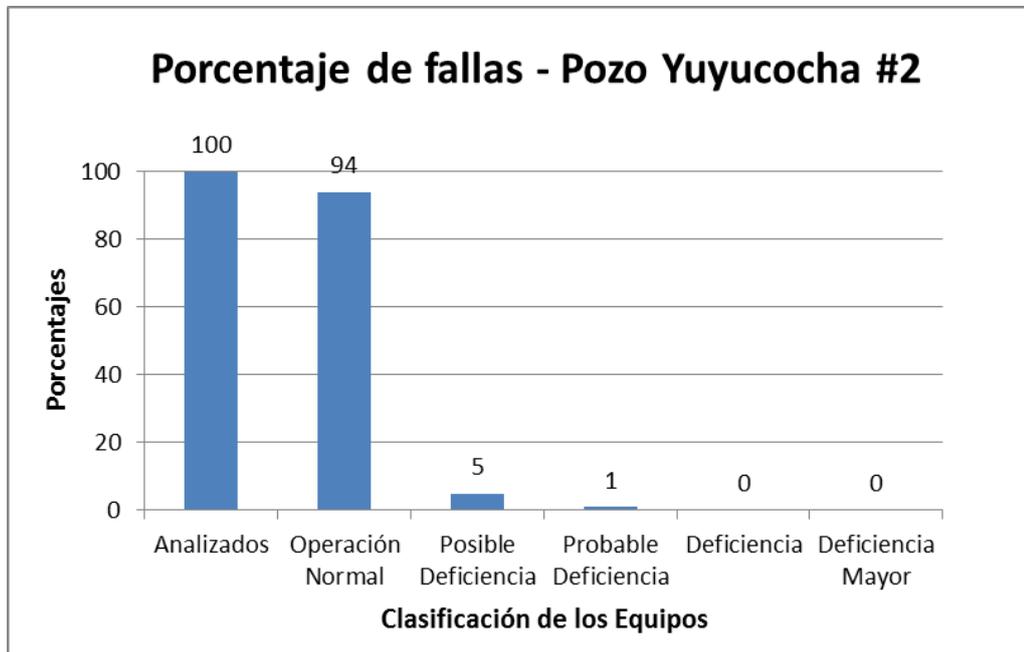
4.2.5 Pozo Yuyucocha #2.

Tabla 20. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #2.

<i>Pozo Yuyucocha #2</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	32
Operación Normal	94	30
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	1	0
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 39. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #2.



Fuente: El Autor.

Se aprecia 1% de equipos con probable deficiencia, encontrándose la principal falla en el relé de accionamiento RL6 del tablero del sistema SCADA.

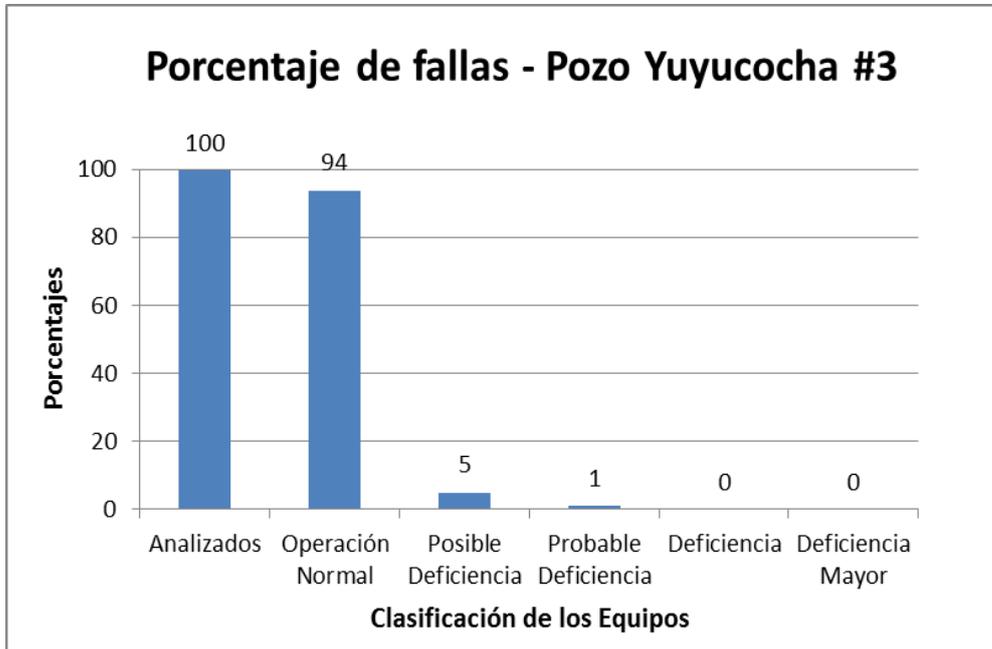
4.2.6 Pozo Yuyucocha #3.

Tabla 21. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #3.

<i>Pozo Yuyucocha #3</i>		
<i>Clasificación de los Equipos</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>N° Equipos</i>
Analizados	100	31
Operación Normal	94	29
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	1	0
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 40. Resumen inspección Pozo Yuyucocha #3.



Fuente: El Autor.

En este lugar de inspección, no se encontró fallas significativas. Se observa 5% de equipos con posible deficiencia que necesitan seguimiento térmico, y se ubican en el tablero estrella – triángulo.

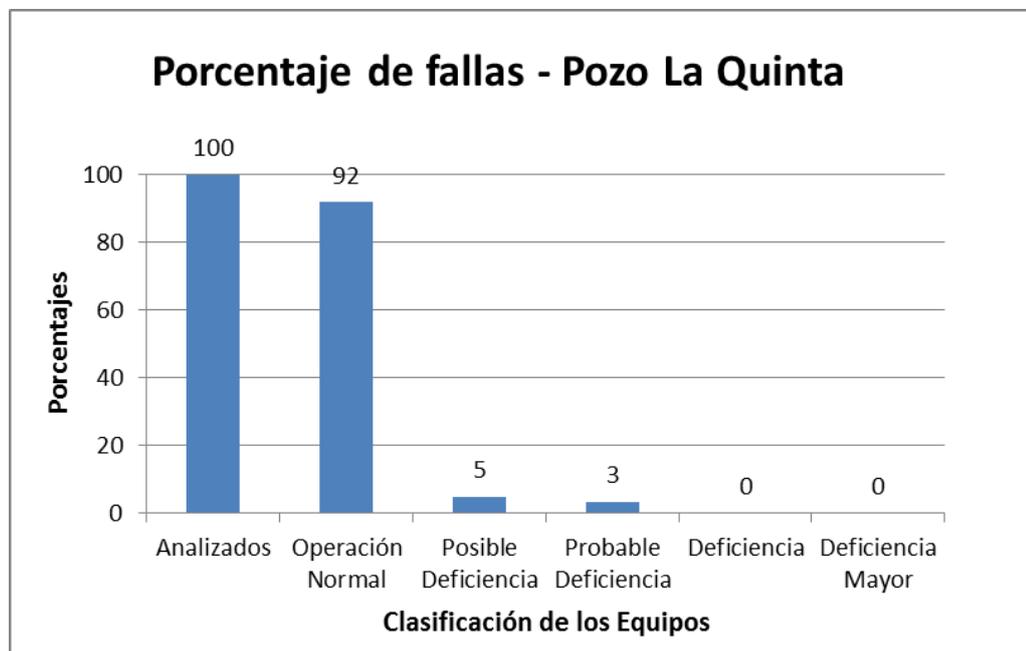
4.2.7 Pozo La Quinta.

Tabla 22. Resumen inspección Pozo La Quinta.

<i>Pozo La Quinta</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	31
Operación Normal	92	28
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	3	1
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 41. Resumen inspección Pozo La Quinta.



Fuente: El Autor.

Se aprecia 3% de equipos con probable deficiencia, localizando la principal falla en el breaker de alimentación principal del tablero estrella triangulo del motor de eje horizontal.

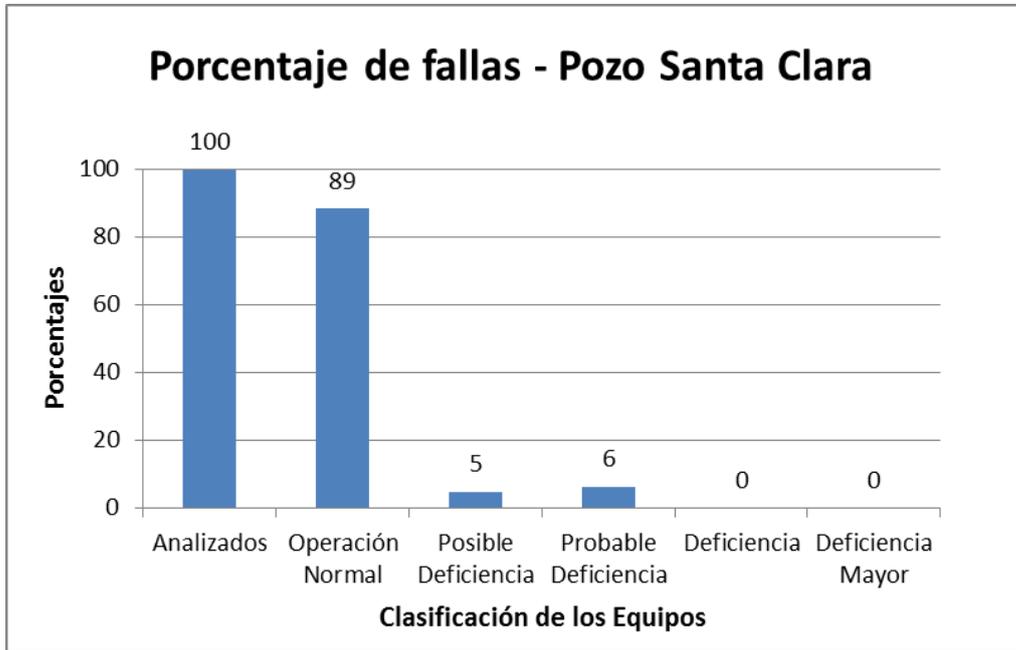
4.2.8 Pozo Santa Clara.

Tabla 23. Resumen inspección Pozo Santa Clara.

<i>Pozo Santa Clara</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	31
Operación Normal	89	27
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	6	2
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 42. Resumen inspección Pozo Santa Clara.



Fuente: El Autor.

Se observa 6% de equipos con probable deficiencia, encontrando el principal problema en el breaker principal del cuarto de máquinas.

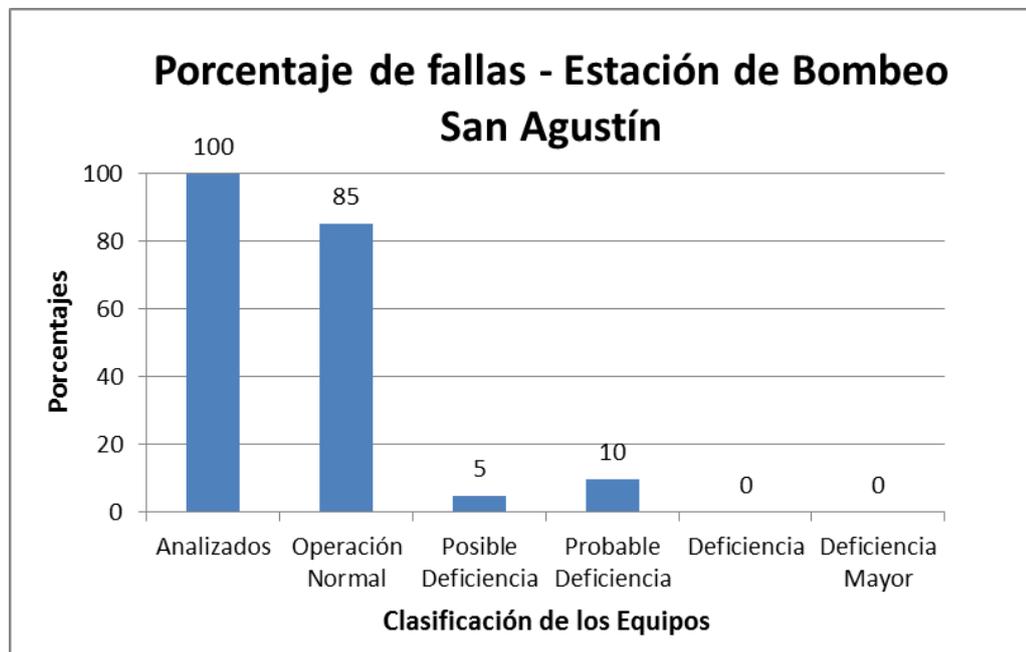
4.2.9 Estación de Bombeo San Agustín.

Tabla 24. Resumen inspección Estación de Bombeo San Agustín.

<i>Estación de Bombeo San Agustín</i>		
Clasificación de los Equipos	Porcentaje	N° Equipos
Analizados	100	31
Operación Normal	85	26
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	10	3
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 43. Resumen inspección Estación de Bombeo San Agustín.



Fuente: El Autor.

Se observa 10% de equipos con probable deficiencia, localizándose las principales fallas en: el tablero del breaker principal del medidor y en un contactor del tablero de compensación reactiva.

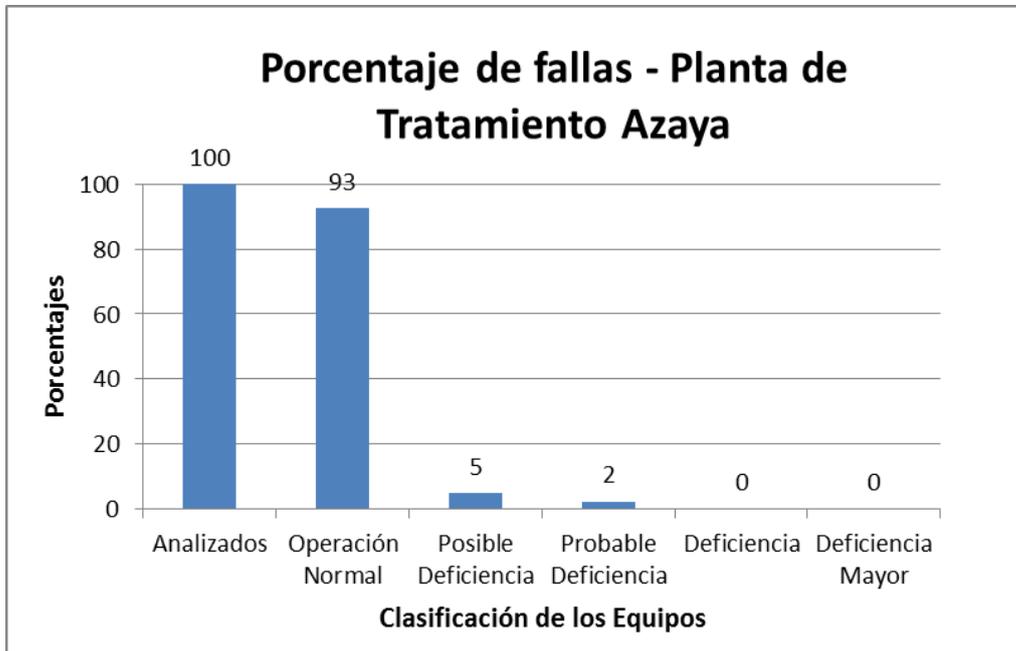
4.2.10 Planta de Tratamiento Azaya

Tabla 25. Resumen inspección Planta de Tratamiento Azaya.

<i>Planta de Tratamiento Azaya</i>		
<i>Clasificación de los Equipos</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>N° Equipos</i>
Analizados	100	41
Operación Normal	93	38
Posible Deficiencia	5	2
Probable Deficiencia	2	1
Deficiencia	0	0
Deficiencia Mayor	0	0

Fuente: El Autor.

Gráfico 44. Resumen inspección Planta de Tratamiento Azaya.



Fuente: El Autor.

Se observa 2% de equipos con probable deficiencia, encontrándose la principal falla en el contactor principal del tablero estrella – triángulo.

4.2.11 Planta de Tratamiento Tanguarín

Este lugar se encontró inoperativo al momento de la inspección, se manifestó por el guardián operador, que la planta se encuentra inactiva desde hace tres meses de la visita debido a problemas en la bomba de succión.

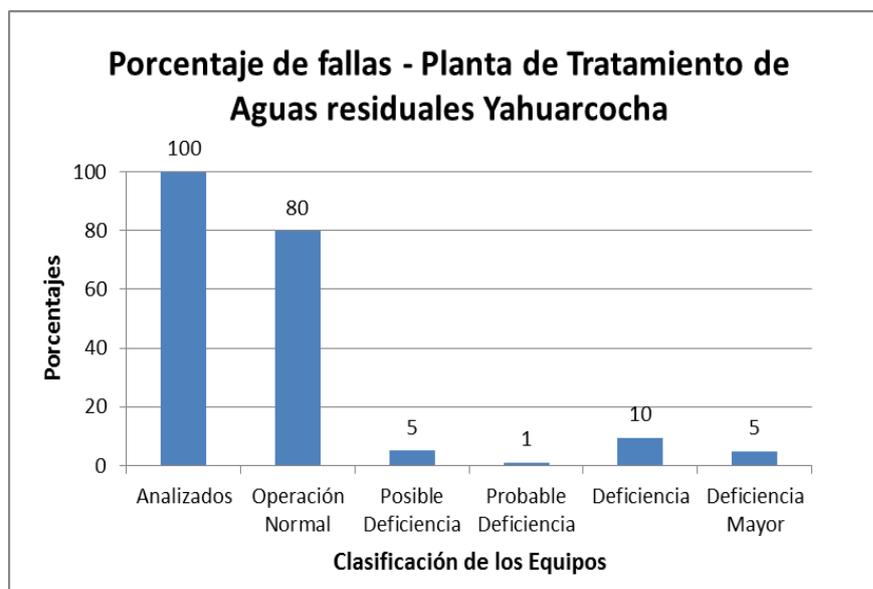
4.2.12 Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha

Tabla 26. Resumen inspección Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha.

<i>Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha</i>		
<i>Clasificación de los Equipos</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>N° Equipos</i>
Analizados	100	21
Operación Normal	80	17
Posible Deficiencia	5	1
Probable Deficiencia	1	0
Deficiencia	10	2
Deficiencia Mayor	5	1

Fuente: El Autor.

Gráfico 45. Resumen inspección Planta de Tratamiento de Aguas residuales Yahuarcocha.



Fuente: El Autor.

Se observa 1% de equipos con deficiencia mayor, ubicándose el principal problema en uno de los relés térmicos del tablero de bombas sumergibles.

4.2.13 Presupuesto para inspección termográfica.

El presupuesto, se elabora con base en la determinación de los recursos económicos, necesarios para realizar las actividades del mantenimiento predictivo.

En primer lugar, se estima el tiempo promedio que necesita el termógrafo para realizar la inspección de termografía de cada lugar de inspección, recoger la información necesaria, realizar el análisis térmico y emitir los informes. Para estas actividades, se estima 3 horas de trabajo, en cuanto a los equipos y herramientas se estima 2 horas de uso.

En segundo lugar, se estima la depreciación de equipos y herramientas en 1% por hora de inspección de acuerdo a costos de empresas del medio, que se necesita para elaborar el presupuesto, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 27. Depreciación proyectada para equipos y herramientas.

<i>ITEM</i>	<i>COSTO EQUIPO \$</i>	<i>% DEPRECIA.</i>	<i>VALOR \$</i>
Equipo de protección personal	600	1%	6
Camara Termográfica	2300	1%	23
Pinza amperimétrica	170	1%	1,7
Termo Higrómetro	400	1%	4
Juego de rachas	60	1%	0,6
Juego de destornilladores aislados	100	1%	1
Juego de Pinzas	20	1%	0,2
Llaves cerradura armarios	10	1%	0,1
Anemómetro	300	1%	3
Equipo de computación	1200	1%	12
Útiles de oficina	5	1%	0,05

Fuente: El Autor.

En tercer lugar, se estima el costo del personal, materiales, equipos y gastos operacionales, multiplicando la cantidad (en unidades), por el tiempo (en horas) y el valor de la depreciación (en dólares), como se indica en la tabla:

Tabla 28. Presupuesto estimado de mantenimiento predictivo por cada planta.

<i>ITEM</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>TIEMPO / HORA</i>	<i>VALOR \$</i>	<i>PROYECTO 1</i>
Personal				
Honorarios Termógrafo	1	2	6,5	13
Equipo de protección personal	1	2	6	12
Materiales				
Camara Termográfica	1	2	23	46
Pinza amperimétrica	1	2	1,7	3,4
Termo Higrómetro	1	2	4	8
Juego de rachas	1	2	0,6	1,2
Juego de destornilladores aislados	1	2	1	2
Juego de Pinzas	1	2	0,2	0,4
Llaves cerradura armarios	3	2	0,1	0,6
Anemómetro	1	2	3	6
Equipos				
Computación	1	2	12	24
Gastos Operacionales				
Papel	20	1	0,148	2,96
Útiles de oficina	4	1	0,05	0,2
Transporte	1	2	2	4
Viaticos	3	1	3	9
Total Proyecto				\$ 132,76

Fuente: El Autor.

4.2.14 Análisis de costos de las acciones correctivas.

El análisis de costos, revela los beneficios económicos que resultan de la aplicación del mantenimiento predictivo mediante termografía.

Se toman en cuenta los eventos de falla, que se utilizan en el análisis causa raíz RCA, de los cuales se estima el costo del mantenimiento predictivo PdM, el costo de las acciones correctivas AC, se suman, y se compara con el costo del equipo.

Primero, se estima el costo del mantenimiento predictivo PdM, por medio de una regla de tres, en donde, 2 horas de inspección equivalen a USD 132.76.

0,4 horas corresponden a 25mín, que es el tiempo necesario para realizar la inspección de la cámara de transformación, para todos los eventos, el tiempo de inspección, se toma del programa de mantenimiento.

Los valores de las inspecciones de termografía, para los eventos de falla, se muestran a continuación:

Tabla 29. PdM estimado para los eventos de falla del RCA.

<i>ITEM</i>	<i>ELEMENTOS</i>	<i>TIEMPO /HORA</i>	<i>VALOR</i>
1	Cámara de transformación	0,4	\$ 27,66
2	Tablero condensadores	0,3	\$ 16,60
3	Tablero cargas especiales	0,3	\$ 22,13

Fuente: El Autor.

Segundo, se estima el costo de las acciones correctivas (Costo AC) que se emiten de la realización del PdM.

En esta parte, se elabora una tabla, en la que se estiman los ítems (i.e., el personal, materiales, herramientas, equipo y gastos operacionales), su cantidad, el tiempo (en horas), el valor estimado de cada uno, y el valor del proyecto 1, que es el resultado de multiplicar, la cantidad, por las horas de trabajo, y el valor de cada ítem.

Se estima el 1% de depreciación para equipos y herramientas, tal y como se utiliza en el presupuesto.

Se estima el EPP que se requiere para ejecutar cada una de las acciones correctivas, para esto, se elabora la siguiente tabla:

Tabla 30. EPP necesario para corregir las anomalías.

<i>ELEMENTO</i>	<i>VALOR \$</i>
Casco de seguridad	60
Protector auditivo	15
Gafas de seguridad	3
Guantes dieléctricos	15
Camisa manga larga	30
Pantalón	40
Botas dieléctricas	100
TOTAL	\$ 263,00

Fuente: El Autor.

Seguido de esto, se estima el tiempo de reparación en 3 horas, se multiplica la cantidad, por el tiempo y el valor por cada ítem, al final se suma los resultados.

Se realiza el mismo proceso para los eventos de falla en los fusibles y la barra, que se muestran a continuación:

Tabla 31. Costo estimado de las acciones correctivas en el transformador.

COSTO ESTIMADO DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS EN EL TRANSFORMADOR				
ITEM	CANTIDAD	TIEMPO /HORA	VALOR	PROYECTO 1
Personal				
Técnicos de mantenimiento	2	3	\$ 5,00	\$ 30,00
EPP	2	3	\$ 2,63	\$ 15,78
Materiales				
Conductor	2	1	2	\$ 4,00
Funda térmica	5	1	3	\$ 15,00
Bushing	1	1	70	\$ 70,00
Herramientas y equipos				
Pinza amperimétrica	1	3	1,7	\$ 5,10
Juego destornilladores	1	3	1	\$ 3,00
Juego pinzas	1	3	0,2	\$ 0,60
Juego rachas	1	3	0,6	\$ 1,80
Cautín	1	3	0,2	\$ 0,60
Cuchilla	1	3	0,1	\$ 0,30
Pértiga	1	3	6	\$ 18,00
Gastos operacionales				
Transporte	1	3	2	\$ 6,00
Viáticos	2	1	3	\$ 6,00
Total Acciones Correctivas				\$ 176,18

Fuente: El Autor.

A continuación, se estima el costo de las acciones correctivas para los fusibles:

Tabla 32. Costo estimado de las acciones correctivas en fusibles tipo NH.

COSTO ESTIMADO DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS EN FUSIBLES TIPO NH				
ITEM	CANTIDAD	TIEMPO /HORA	VALOR	PROYECTO 1
Personal				
Técnicos de mantenimiento	2	2	\$ 2,80	\$ 11,20
EPP	2	2	\$ 2,63	\$ 10,52
Materiales				
Bases fusibles NH	3	1	4	\$ 6,00
Fusibles tipo NH	3	1	3	\$ 9,00
Conductor	15	1	3	\$ 45,00
Herramientas y equipos				
Pinza amperimétrica	1	2	1,7	\$ 3,40
Juego destornilladores	1	2	1	\$ 2,00
Juego pinzas	1	2	0,2	\$ 0,40
Juego rachas	1	2	0,6	\$ 1,20
Cuchilla	1	2	0,1	\$ 0,20
Gastos operacionales				
Transporte	1	2	2	\$ 4,00
Viáticos	2	1	3	\$ 6,00
Total Acciones Correctivas				\$ 98,92

Fuente: El Autor.

Se estima el costo de las acciones correctivas y el tiempo aproximado de reparación en 2 horas que se necesita para corregir el defecto en la barra:

Tabla 33. Costo estimado de las acciones correctivas en la barra.

COSTO ESTIMADO DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS EN LA BARRA				
ITEM	CANTIDAD	TIEMPO /HORA	VALOR	PROYECTO 1
Personal				
Técnicos de mantenimiento	2	2	\$ 2,80	\$ 11,20
EPP	2	2	\$ 2,63	\$ 10,52
Materiales				
Barra de cobre	1	1	20	\$ 20,00
Fusibles tipo NH	3	1	3	\$ 9,00
Conductor	15	1	3	\$ 45,00
Herramientas y equipos				
Pinza amperimétrica	1	2	1,7	\$ 3,40
Juego destornilladores	1	2	1	\$ 2,00
Juego pinzas	1	2	0,2	\$ 0,40
Juego rachas	1	2	0,6	\$ 1,20
Entenalla	1	1	1,5	\$ 1,50
Martillo	1	1	0,2	\$ 0,20
Cuchilla	1	2	0,1	\$ 0,20
Gastos operacionales				
Transporte	1	2	2	\$ 4,00
Viáticos	2	1	3	\$ 6,00
Total Acciones Correctivas				\$ 114,62

Fuente: El Autor.

Se verifica el costo de cada equipo, siendo el costo estimado del transformador de 250 KVA USD 7000, del breaker de alimentación principal de la barra USD 370.00, y para el caso de los fusibles, se estima el costo de la penalización por bajo factor de potencia, que aplicaría EMELNORTE, por la falta de funcionamiento de los condensadores.

La penalización por bajo factor de potencia es igual a la facturación mensual correspondiente al:

(Consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización) * Bfp.

$$Bfp = (0,92/fpr) - 1, \text{ donde:}$$

Bfp = Factor de penalización por bajo factor de potencia.

Fpr = Factor de potencia registrado. (Pliego tarifario para empresas eléctricas CONELEC, 2014).

En el caso de los fusibles es:

$$Bfp = (0,92/0,75) - 1 = 0,22667$$

Se verificó en datos de la EMAPA-I, respecto al proyecto uno de la Estación de Bombeo Yuyucocha, que cuando el sistema de compensación reactiva deja de funcionar el Fpr es 0,75.

También se verificó que el consumo eléctrico correspondiente al mes de febrero de 2015, fue USD 4478.96, entonces el valor de la penalización por bajo factor de potencia es igual a: USD 4478.96 * 0,23 = USD 1015.23

Finalmente, con la información del costo del PdM, las acciones correctivas AC y el costo del equipo, se obtiene el siguiente rubro a favor:

Tabla 34. Resultados económicos de la aplicación del plan de PdM.

ITEM	Equipo	Evento de falla	Costo PdM	Costo AC	PdM + AC	Costo del equipo	Rubro a favor
1	Transformador	Bushing de la fase X2 con delta t. > 100°C	\$ 29,96	\$ 176,18	\$ 206,14	\$ 7.000,00	\$ 6.793,86
2	Fusibles Tipo NH	Fusibles de las fases A y B con delta t. > 100°C	\$ 17,98	\$ 98,92	\$ 116,90	\$ 1.015,23	\$ 898,34
3	Barra deformada	Barra fase A con delta t. > 45°C	\$ 23,97	\$ 114,62	\$ 138,59	\$ 370,00	\$ 231,41
						Total	\$ 7.923,61

PdM: Mantenimiento predictivo (Predictive Maintenance),

AC: Acciones correctivas.

Fuente: El Autor.

4.3 Propuesta

“Plan de mantenimiento predictivo mediante termografía para las plantas, pozos y estaciones de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I”

4.3.1 Justificación e importancia

En la actualidad, los porcentajes de fallas presentes en los sistemas electromecánicos que forman parte de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I, se han incrementado, debido a la falta de un plan de mantenimiento predictivo, que permita diagnosticar equipos que se encuentran operando por fuera de sus valores nominales de temperatura y que están próximos a fallar.

Estas fallas han ocasionado que las plantas dejen de operar por largos períodos de tiempo, causando pérdidas económicas y molestias tanto a la empresa como a los usuarios del agua potable.

De lo que se ha evidenciado, por ejemplo en San Antonio de Ibarra y los huertos familiares, en donde por la inoperatividad causada por fallos eléctricos de pozos que bombean el agua hacia tanques de almacenamiento, han ocasionado la disminución considerable de los niveles de agua en los tanques de las lomas de azaya y los tanques de San Antonio de Ibarra, siendo sus niveles de difícil recuperación.

Esto ha ocasionado la preocupación y la frustración de los técnicos encargados del Departamento de Electromecánica de la EMAPA-I, ya que al desconocer las condiciones de trabajo de los equipos por la falta de un plan de mantenimiento predictivo, no se ha logrado predecir las fallas que se presentarán a corto y/o mediano plazo, determinando su causa-raíz.

4.3.2 Introducción.

Para mejorar las condiciones de operación de los equipos y optimizar recursos materiales, humanos y económicos, se define y organiza las actividades que se realizan antes y durante la ejecución de las tareas de mantenimiento predictivo mediante termografía.

Mediante investigación bibliográfica y con base en las normas NFPA 70E Y NFPA 70B, se elabora el plan de mantenimiento, dentro del cual se definen los métodos, procedimientos, precauciones de seguridad, tiempos, frecuencias y los recursos necesarios.

La estrategia de mantenimiento, se selecciona con base en los objetivos del mantenimiento basado en la condición CBM (Condition Based Maintenance) o mantenimiento predictivo, para conseguir la mayor efectividad, confiabilidad, disponibilidad y rendimiento operativo de los equipos, con la mejor optimización de los recursos.

En la actualidad, el CBM es una de las estrategias principales de mantenimiento de las empresas de clase mundial, como empresas cementeras, petroleras, etc. Donde los altos costes de mantenimiento reducen la capacidad productiva de las empresas, y es por ello la implementación de esta estrategia.

4.3.3 Alcance.

Con el presente proyecto, se pretende predecir las fallas antes de que se produzcan, además, reducir las paradas no productivas y optimizar recursos derivados de las actividades del mantenimiento de la empresa.

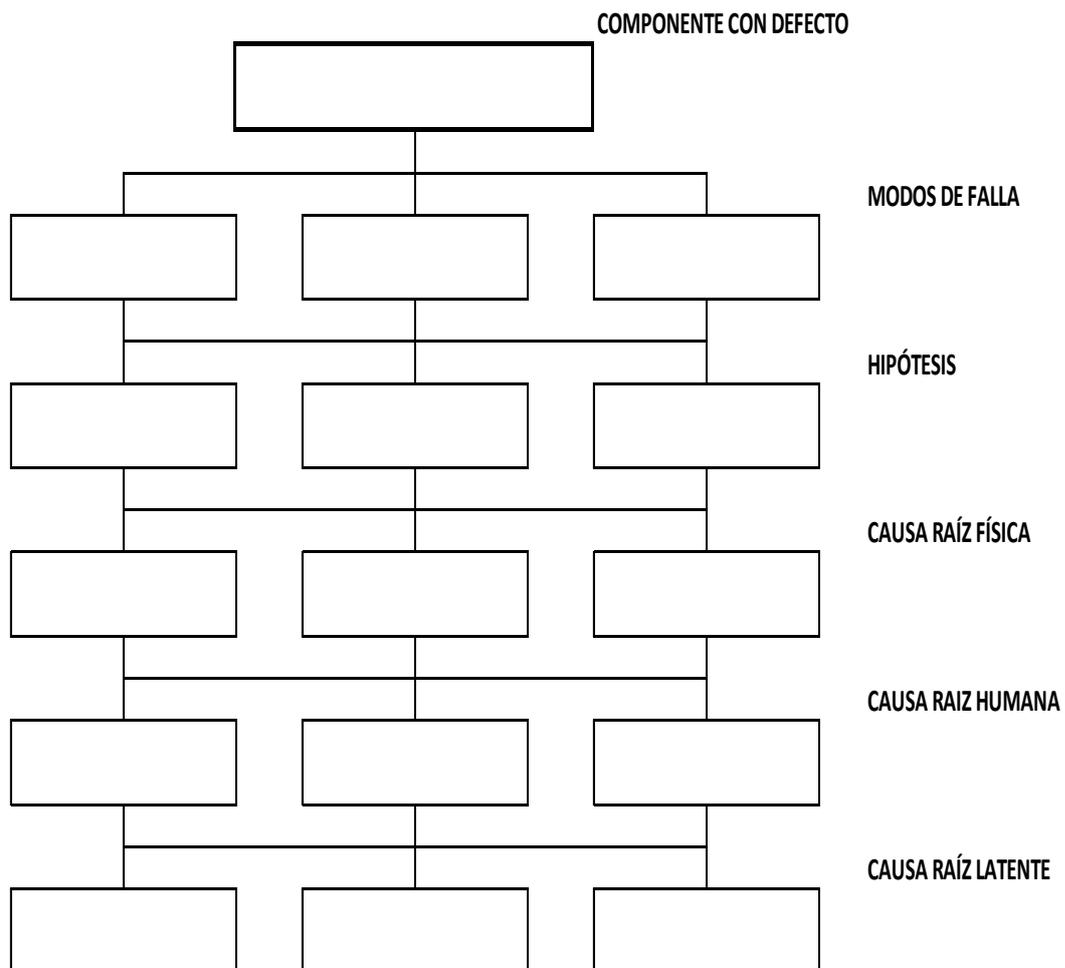
Los componentes que integran los sistemas de bombeo, que son parte de la inspección son: transformadores, equipos eléctricos y/o electromecánicos, motores y bombas.

4.3.4 Objetivo.

Elaborar un plan de mantenimiento predictivo mediante termografía de acuerdo a los criterios de las normas NFPA 70E y NFPA 70B, y a las necesidades de mantenimiento de la EMAPA-I.

4.3.5 Herramienta de la confiabilidad

Para determinar el origen de las anomalías desarrollar el análisis causa raíz y construir el Árbol Lógico de Fallas que se indica a continuación:



4.3.6 Responsables

- Un (1) Supervisor de mantenimiento
- Un (1) Termógrafo nivel I
- Un (1) Técnico de mantenimiento

4.3.7 Procedimiento de inspección.

- (a) Conforme un equipo de dos personas, por ejemplo, el termógrafo y una persona cualificada que abre los tableros, mide las cargas y cierra sin riesgo los tableros después de completado el trabajo.
- (b) Colóquese el siguiente EPP antes de iniciar la inspección:
 - Casco de seguridad dieléctrico (norma ANSI Z.89.1)
 - Gafas de protección claras o protector facial
 - Protector auditivo tipo orejera
 - Guantes con aislamiento dieléctrico
 - Camisa manga larga, pantalón y prendas 100% algodón
 - Calzado dieléctrico (norma ANSI -Z 41)
- (c) No porte accesorios metálicos como: relojes, anillos, cadenas, pulseras, celulares, etc.
- (d) Lleve las herramientas necesarias como: juego de rachas, juego de destornilladores aislados, pinzas, llaves para cerradura de tableros.
- (e) Disponga de una linterna.
- (f) Respete las distancias mínimas de seguridad como se indica en la tabla:

Tabla 35. Distancias de seguridad en la inspección termográfica.

Perímetros de protección frente a arcos				
Sistema nominal (tensión, rango, fase a fase*)	Perímetro de acercamiento límite		Perímetro de acercamiento restringido (para movimientos accidentales)	Perímetro de acercamiento prohibido
	Conductor móvil expuesto	Parte del circuito-fijo expuesto		
0 a 50	N/A	N/A	N/A	N/A
51 a 300	3 m	1 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 a 750	3 m	1 m	30 cm	2,5 cm
751 a 15.000	3 m	1,5 cm	65 cm	20 cm

Fuente: Fluke Corporation & The Snell Group (2009). Introducción a los principios de la termografía.

(g) Haga una toma panorámica en *Modo de imagen: Cámara digital*, desde la puerta de ingreso, tableros cerrados, y luego abiertos, seguidos los equipos y componentes para una mejor identificación al momento de realizar el análisis.

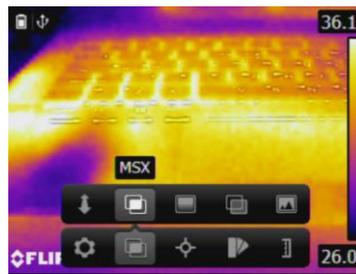
(h) Compruebe que los equipos de medición como: pinza amperimétrica, cámara termográfica y termo higrómetro, funcionen correctamente.

(i) Coloque el termo higrómetro.

(j) Verifique que los equipos estén operando por lo menos al 40% de su carga nominal y retire las micas de protección de los bornes de arrancadores suaves o variadores de velocidad.

(k) Inicie el barrido de termografía por las fuentes de voltaje, es decir aguas arriba de la instalación, para esto utilice el *Modo de imagen: MSX*, como se muestra en la imagen:

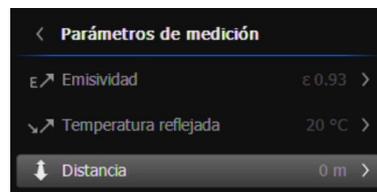
Gráfico 46. Modo de imagen MSX.



Fuente: El Autor.

(l) Antes de iniciar a medir temperaturas, introduzca los siguientes parámetros de medición en la cámara Flir E4 como se muestra en la imagen:

Gráfico 47. Parámetros de medición de temperatura.



Fuente: El Autor.

Emisividad= 0.93

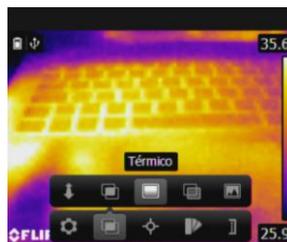
Temperatura aparente reflejada= 20°C

Distancia= mín. 0.5m y máx. 5m (entre el detector y el objeto)

(m) En componentes con defecto:

- Capture las imágenes en *Modo de imagen: Térmico*, como se muestra en la imagen:

Gráfico 48. Modo de imagen Térmico.



Fuente: El Autor.

- Tome las imágenes en tres ángulos distintos, izquierda, centro y derecha, sin sobrepasar un ángulo de 45°, evitando la perpendicular y visualizando el componente a la entrada y salida de sus fases dentro de la misma imagen como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 49. Ejemplo captura de una anomalía.



Fuente: El Autor.

- (n) Para inspección de componentes eléctricos utilice la paleta de color *Hierro*, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 50. Paleta para equipos eléctricos.



Fuente: El Autor.

- (o) Para inspección de elementos mecánicos utilice la paleta de color *Arcoiris*, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 51. Paleta para elementos mecánicos.



Fuente: El Autor.

(p) Si el componente que está analizando no aparece en la imagen, puede ser debido a fuentes de radiación superiores que provienen del entorno, en este caso busque el ángulo en el que aparezca el componente o elemento que esté analizando en la imagen y bloquee la *Escala de temperaturas* antes de tomar la imagen, como se indica a continuación:

Gráfico 52. Bloqueo de la Escala de temperaturas.



Fuente: El Autor.

(q) Mantenga presionado el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen capturada en la pantalla.

(r) No enfoque directamente al sol, ni a focos incandescentes.

(s) Para no dejar equipos ni elementos fuera de la inspección termográfica siga y marque con un visto los equipos que se indica en la ruta de inspección, y los componentes que se indica en la rutina de inspección.

(t) Escriba los datos de la anomalía en el registro de componentes con defecto que se indica a continuación:

(u) El valor de la temperatura ambiente y el porcentaje de humedad relativa tómelos del termo higrómetro.

(v) Indique los componentes inspeccionados en el registro que se muestra a continuación:

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS

LUGAR:

FECHA:

...../...../.....
DD MM AA

DIRECCIÓN:

ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

(w) Cuando no esté utilizando la cámara, cierre la tapa del lente infrarrojo.

(x) Conecte el cable micro usb - usb de la cámara hacia el computador, abra el software Flir Tools, descargue las imágenes, luego realice el análisis de las imágenes térmicas aplicando las siguientes técnicas: ajuste térmico, medición por cuadros y de punto, e isoterma.

(y) Para emitir las posibles causas y las acciones correctivas del defecto desarrolle el análisis causa raíz.

(z) Introduzca la información referente al estudio en el siguiente informe de inspección:



Inspección de termografía en:

Fecha de inspección:

Inspección de termografía en

Dirección

Fecha

Inspeccionado por

IMAGEN LUGAR DE INSPECCIÓN

	Inspección de termografía	Fecha de inspección:
---	---------------------------	----------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	

Comentarios:

Sugerencias:

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía en

Fecha de inspección:

Resumen de resultados

<i>Clasificación de los Equipos</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Nº Equipos</i>
Analizados		
Operación Normal		
Posible Deficiencia		
Probable Deficiencia		
Deficiencia		
Deficiencia Mayor		

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS

LUGAR:

FECHA:

DD MM AA

DIRECCIÓN:

ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

	REPORTE TERMOGRÁFICO N°1	FECHA DE INSPECCIÓN:
		HORA DE INSPECCIÓN:

EMPRESA:

UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD

NIVEL:

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL

PARÁMETROS DE MEDICIÓN
EMISIVIDAD
T. REFLEJADA °C
HUMEDAD RELATIVA %

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	°C		
T. REF. °C	°C	DELTA T. °C	°C
T. AMB. °C	°C		

CONDICIONES DE TRABAJO	

POSIBLES CAUSAS:
CONSECUENCIAS:
ACCIONES CORRECTIVAS:
OBSERVACIONES:

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:			
.....			

4.3.8 Ruta de inspección.

A continuación se muestra el camino de inspección a seguir para cada una de las plantas:

Tabla 36. Ruta de inspección de termografía para las plantas del sector urbano de la EMAPA-I.

Item	Lugar	Instalación	Orden inspección	Equipos a inspeccionar	
1	Pozo Caranqui	Cámara de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador padmounted	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero soft starter	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
			5°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
2	Pozo Yuyucocha #1	Cámara de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero soft starter	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
			5°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
			6°	Motor trifásico 100Hp	<input type="checkbox"/>
			7°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>
			8°	Tablero sistema SCADA	<input type="checkbox"/>
3	Pozo Yuyucocha #2	Centro de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero variador de frecuencia	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero Y Delta en operación	<input type="checkbox"/>
			5°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
			6°	Motor trifásico en operación	<input type="checkbox"/>
			7°	Bomba de eje horizontal	<input type="checkbox"/>
			8°	Tablero sistema SCADA	<input type="checkbox"/>
4	Pozo Yuyucocha #3	Centro de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero soft starter	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
			5°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
			6°	Tablero sistema SCADA	<input type="checkbox"/>
5	Pozo La Quinta	Centro de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero Y Delta bomba sumergible	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero Y Delta motor eje horizontal	<input type="checkbox"/>
			5°	Motor 100Hp	<input type="checkbox"/>
			6°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>
6	Pozo Santa Clara	Centro de transformación Breaker principal Cuarto de Máquinas	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
			2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
			3°	Tablero variador de frecuencia	<input type="checkbox"/>
			4°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
			5°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
			6°	Motor trifásico	<input type="checkbox"/>
			7°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>

7 Estación de bombeo Yuyucocha	Centros de transformación	1°	Transformador proyecto uno	<input type="checkbox"/>
		2°	Transformador proyecto dos	<input type="checkbox"/>
		3°	Transformador proyecto tres	<input type="checkbox"/>
Proyecto Uno	Cuarto de Máquinas	1°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
		2°	Tablero soft starter	<input type="checkbox"/>
		3°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
		4°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
		5°	Motor trifásico 100Hp	<input type="checkbox"/>
		6°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>
Proyecto Dos	Cuarto de Máquinas	1°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
		2°	Tablero soft starter motor centro	<input type="checkbox"/>
		3°	Motor trifásico 100Hp centro	<input type="checkbox"/>
		4°	Bomba eje horizontal centro	<input type="checkbox"/>
		5°	Tablero soft starter motor lateral	<input type="checkbox"/>
		6°	Motor trifásico 100Hp lateral	<input type="checkbox"/>
		7°	Bomba eje horizontal lateral	<input type="checkbox"/>
		8°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
		9°	Tablero sistema SCADA	<input type="checkbox"/>
		10°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
Proyecto Tres	Cuarto de Máquinas	1°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
		2°	Tablero soft starter	<input type="checkbox"/>
		3°	Tablero compensación reactiva	<input type="checkbox"/>
		4°	Tablero Y Delta	<input type="checkbox"/>
		5°	Motor trifásico 100Hp	<input type="checkbox"/>
		6°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>
		7°	Tablero sistema SCADA	<input type="checkbox"/>
8 Estación de bombeo San Agustín	Centro de transformación	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
	Breaker principal	2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
	Cuarto de Máquinas	3°	Tablero Y Delta motor	<input type="checkbox"/>
		4°	Motor 100Hp	<input type="checkbox"/>
		5°	Bomba eje horizontal	<input type="checkbox"/>
		6°	Tablero compensación reactiva 1	<input type="checkbox"/>
		7°	Tablero compensación reactiva 2	<input type="checkbox"/>
9 Planta de tratamiento Azaya	Centro de transformación	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
	Breaker principal	2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
	Cuarto de Máquinas	3°	Tablero Y Delta motor	<input type="checkbox"/>
		4°	Tablero variador de frecuencia	<input type="checkbox"/>
		5°	Motor 125Hp	<input type="checkbox"/>
10 Planta de tratamiento de aguas residuales Yahuarcocha	Centro de transformación	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
	Breaker principal	2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
	Cuarto de Máquinas	3°	Tablero variador de frecuencia	<input type="checkbox"/>
		4°	Tablero de bombas sumergibles	<input type="checkbox"/>
11 Planta de tratamiento Tanguarín	Centro de transformación	1°	Transformador	<input type="checkbox"/>
	Breaker principal	2°	Interruptor principal	<input type="checkbox"/>
	Cuarto de Máquinas	3°	Tablero Y Delta bomba 1 y 2	<input type="checkbox"/>
		4°	Motor de eje horizontal 1 y 2	<input type="checkbox"/>
		5°	Bomba eje horizontal 1 y 2	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

4.3.9 Rutina de inspección

A continuación se indica los elementos a inspeccionar por cada equipo de la instalación:

Tabla 37. Rutina de inspección para motores

Rutina de inspección para motores		
Item	Actividad	Control
1	Medir la temperatura del estator	<input type="checkbox"/>
2	Destapar la caja de conexiones del motor y verificar su temperatura	<input type="checkbox"/>
3	Verificar la temperatura del rodamiento de carga y flotante.	<input type="checkbox"/>
4	Verificar la temp. en la bornera de la fuente de alimentación hacia el motor	<input type="checkbox"/>
5	Verificar la corriente y el voltaje del motor	<input type="checkbox"/>
6	Anotar los valores de placa como voltaje, corriente, temp. y clase de aislamiento	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

Tabla 38. Rutina de inspección para tableros de variador o soft starter

Rutina de inspección para tableros de variador o soft starter		
Item	Actividad	Control
1	Realizar barrido de termografía desde la fuente de alimentación	<input type="checkbox"/>
2	Medir la temp. y la corriente de las fases de e/s del breaker de alim. Principal	<input type="checkbox"/>
3	Medir la temp. y la corriente de las fases de e/s del vdf o soft starter.	<input type="checkbox"/>
4	Medir la temp. y la corriente de las fases de e/s de los fusibles	<input type="checkbox"/>
5	Medir la temp. en las fases de e/s de o los contactores	<input type="checkbox"/>
6	Medir la temperatura en los breakers	<input type="checkbox"/>
7	Medir la temperatura y la corriente en la bornera de conexión hacia el motor	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

Tabla 39. Rutina de inspección para tableros Y Delta

Rutina de inspección para tableros Y Delta		
Item	Actividad	Control
1	Realizar barrido de termografía desde la fuente de alimentación	<input type="checkbox"/>
2	Medir la temp. y la corriente de las fases a la e/s del breaker de alim. Principal.	<input type="checkbox"/>
3	Medir la temp. a la e/s de los contactores	<input type="checkbox"/>
4	Medir la temp. y la corriente en la bornera de conexión hacia el motor	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

Tabla 40. Rutina de inspección para tableros de compensación reactiva.

Rutina de inspección para tableros de compensación reactiva		
Item	Actividad	Control
1	Realizar barrido de termografía desde la fuente de alimentación	<input type="checkbox"/>
2	Medir la temperatura y la corriente de fusibles y de sus bornes de e/s	<input type="checkbox"/>
3	Medir la temperatura de los contactores y de sus bornes de e/s	<input type="checkbox"/>
4	Medir la temperatura de los condensadores	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

Tabla 41. Rutina de inspección para transformadores.

Rutina de inspección para Transformadores		
Item	Actividad	Control
1	Realizar barrido de termografía al transformador y sus componentes	<input type="checkbox"/>
2	Medir la temperatura de los portafusibles en el primario	<input type="checkbox"/>
3	Medir la temperatura en los bushings del primario	<input type="checkbox"/>
4	Medir la temperatura en los bushings del secundario del transformador	<input type="checkbox"/>
5	Medir la temperatura de la cuba del transformador	<input type="checkbox"/>
6	Medir la temperatura de los fusibles tipo NH en lado del secundario	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

Tabla 42. Rutina de inspección para tableros del sistema SCADA

Rutina de inspección para tableros del sistema SCADA		
Item	Actividad	Control
1	Realizar barrido de termografía desde las fuentes de voltaje	<input type="checkbox"/>
2	Verificar la temperatura de breakers y sus bornes a la e/s	<input type="checkbox"/>
3	Verificar la temperatura de fusibles y supresores de transientes	<input type="checkbox"/>
4	Verificar la temperatura de relés de accionamiento	<input type="checkbox"/>
5	Verificar la temperatura de las borneras de conexión	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

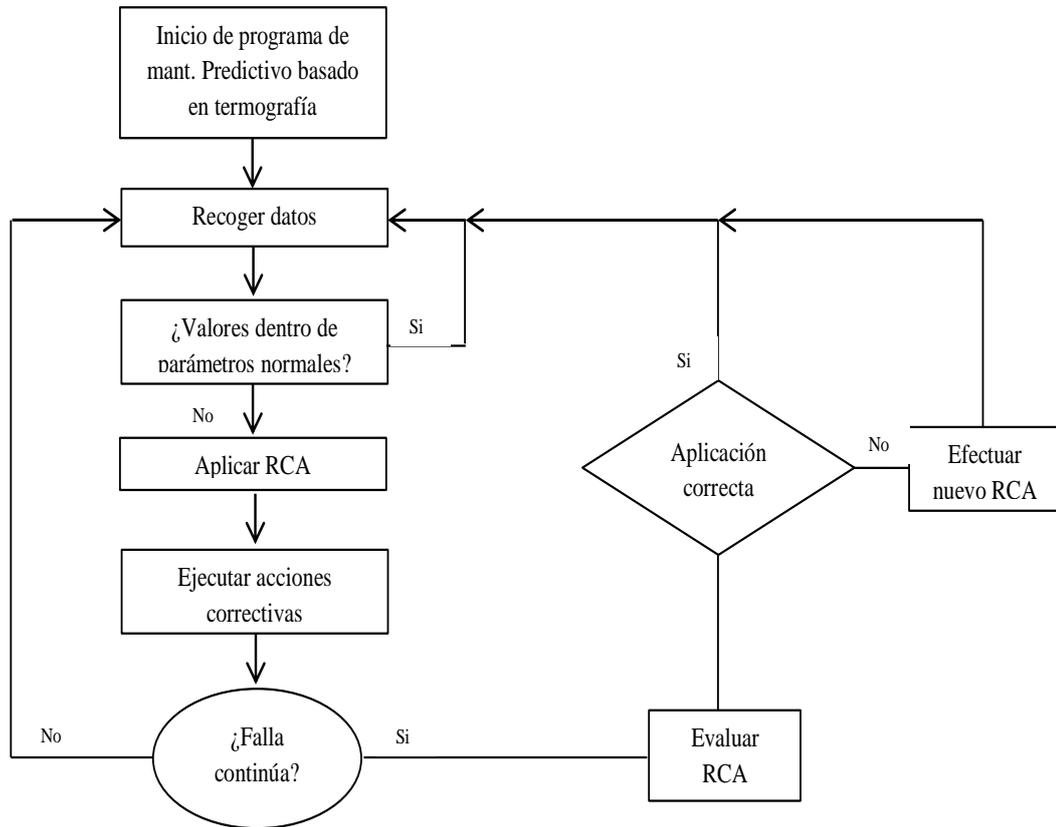
Tabla 43. Rutina de inspección para bombas.

Rutina de inspección para bombas		
Item	Actividad	Control
1	Verificar la temperatura de la carcasa de la bomba	<input type="checkbox"/>
2	Medir la temperatura de los rodamientos	<input type="checkbox"/>

Fuente: El Autor.

4.3.10 Diagrama de flujo de proceso del mantenimiento.

Gráfico 53. Diagrama de flujo de procesos.



Fuente: El Autor.



Programa de Mantenimiento Predictivo basado en termografía

Lugar: Pozos, plantas y estaciones de bombeo.	Cobertura: Sector urbano de la EMAPA-I
Departamento responsable Electromecánica	

4.3.11 Programa de inspecciones.

El programa de inspecciones de termografía debe realizarse semestralmente de acuerdo a la norma NFPA 70B para equipos eléctricos con alta carga de trabajo.

Tabla 44. Programa de mantenimiento predictivo mediante termografía para los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.

ITEM	LUGAR	ELEMENTOS	Tiempo (mín.)	FRECUENCIA	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	Pozo Caranqui	Cámara de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro
		Tablero soft starter	20	S	Pinza amperimétrica
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros
		Total	85		
2	Pozo Yuyucocha #1	Cámara de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro
		Tablero soft starter	20	S	Pinza amperimétrica
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros
		Motor eje horizontal	20	S	Juego de rachas
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de destornilladores
		Tablero control SCADA	5	S	
Total	115				
3	Pozo Yuyucocha #2	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro
		Tablero variador	20	S	Pinza amperimétrica
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros
		Motor eje horizontal	20	S	Juego de rachas
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de destornilladores
		Tablero control SCADA	5	S	
Total	115				
4	Pozo Yuyucocha #3	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro
		Tablero variador	20	S	Pinza amperimétrica
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros
		Tablero control SCADA	5	S	Juego de destornilladores
		Total	90		



Programa de Mantenimiento Predictivo basado en termografía

Lugar: Pozos, plantas y estaciones de bombeo.	Cobertura: Sector urbano de la EMAPA-I
---	--

Departamento responsable
Electromecánica

ITEM	LUGAR	ELEMENTOS	Tiempo (mín.)		HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	
5	Pozo La Quinta	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica	
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro	
		Tablero Y delta bomba	20	S	Higrómetro	
		Tablero Y delta motor	20	S	Pinza amperimétrica	
		Motor eje horizontal	20	S	Llaves para tableros	
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de rachas	
		Total	95		Juego de destornilladores	
6	Pozo Santa Clara	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica	
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro	
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro	
		Tablero condensadores	15	S	Pinza amperimétrica	
		Motor eje horizontal	20	S	Llaves para tableros	
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de rachas	
		Total	90		Juego de destornilladores	
7	Estación de bombeo Yuyucocha Poyecto Uno	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica	
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro	
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro	
		Tablero variador	20	S	Pinza amperimétrica	
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros	
		Motor eje horizontal	20	S	Juego de rachas	
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de destornilladores	
	Tablero control SCADA	5	S			
	Total	115				
	Poyecto Dos	Poyecto Dos	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
			Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
			Tablero soft starter 1	20	S	Higrómetro
			Tablero soft starter 2	20	S	Pinza amperimétrica
			Motor eje horizontal 1	20	S	Llaves para tableros
Motor eje horizontal 2			20	S	Juego de rachas	
Bomba eje horizontal 1			5	S	Juego de destornilladores	
Bomba eje horizontal 2			5	S		
Tablero Y delta			20	S		
Tablero condensadores			15	S		
Tablero control SCADA	5	S				
Total	160					
Poyecto Tres	Poyecto Tres	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica	
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro	
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro	
		Tablero condensadores	15	S	Pinza amperimétrica	
		Motor eje horizontal	20	S	Llaves para tableros	
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de rachas	
		Tablero control SCADA	5	S	Juego de destornilladores	
Total	95					



Programa de Mantenimiento Predictivo basado en termografía

Lugar:		Cobertura:			
Pozos, plantas y estaciones de bombeo.		Sector urbano de la EMAPA-I			
Departamento responsable					
Electromecánica					
ITEM	LUGAR	ELEMENTOS	Tiempo (mín.)		HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
8	Estación de bombeo San Agustín	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero condensadores II	15	S	Higrómetro
		Tablero condensadores II	15	S	Pinza amperimétrica
		Tablero Y delta	20	S	Llaves para tableros
		Motor eje horizontal	20	S	Juego de rachas
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de destornilladores
		Total	105		
9	Planta de tratamiento Azaya	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero Y delta	20	S	Higrómetro
		Tablero variador	20	S	Pinza amperimétrica
		Tablero condensadores	15	S	Llaves para tableros
		Motor eje horizontal	20	S	Juego de rachas
		Bomba eje horizontal	5	S	Juego de destornilladores
		Tablero control SCADA	5	S	
Total	115				
10	Planta de tratamiento de aguas residuales Yahuarcocha	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Tablero bombas sumergibles	15	S	Higrómetro
		Tablero variador	20	S	Pinza amperimétrica
		Total	65		Llaves para tableros
11	Planta de tratamiento Tanguarín	Centro de transformación	25	S	Cámara termográfica
		Breaker principal	5	S	Termoanemómetro
		Motor eje horizontal I	20	S	Higrómetro
		Motor eje horizontal II	20	S	Pinza amperimétrica
		Bomba eje horizontal I	5	S	Llaves para tableros
		Bomba eje horizontal II	5	S	Juego de rachas
		Tablero Y delta I y II	20	S	Juego de destornilladores
		Total	100		
12	Edificio central EMAPA-I	Tablero distribución principal	10	S	Cámara termográfica
		Tablero cargas especiales	20	S	Higrómetro
		Tablero iluminación I	10	S	Pinza amperimétrica
		Tablero iluminación II	10	S	Llaves para tableros
		Tablero tomacorrientes	10	S	Juego de rachas
		Total	60		Juego de destornilladores

Fuente: El Autor.

4.4 Manual de prácticas de laboratorio mediante termografía.

4.4.1 Práctica N° 1.

- **Tema:** “*Inspección termográfica de motores de CA*”.
- **Fecha:**
- **Estudiante:**
- **Objetivos:**

1. Inspeccionar térmicamente las partes de un motor de corriente alterna.
2. Enfocar y capturar la imagen térmica.
3. Medir la temperatura de la caja de conexiones, el estator y los rodamientos en el lado del eje y posterior al eje del motor.

- **Materiales y equipos:**

- Cámara termográfica
- Termo higrómetro
- Juego de rachas y destornilladores.
- Computador con el software Flir Tools.
- Motor de CA monofásico o trifásico.

- **Desarrollo de la práctica:**

a) Introducir en la cámara y anotar los parámetros de medición por infrarrojo siguientes:

- Emisividad=
- Temperatura aparente reflejada=
- Temperatura ambiente=

- Humedad relativa=

b) Inspeccione con la cámara termográfica el motor cuando se encuentre operando mínimo al 40% de su carga nominal, visualice en modo de imagen térmico las siguientes partes:

1. Estator.
2. Caja de conexiones.
3. Rodamientos del motor.

c) Enfoque y capture la caja de conexiones del motor, para esto realice el siguiente procedimiento:

- En la cámara seleccione, modo de imagen térmico
- Visualice la caja de conexiones a 0,5m y en un ángulo que no supere los 45° en el plano horizontal.
- Presione el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen en la pantalla.
- Verifique que la imagen térmica capturada muestre los puntos de conexión de la bornera.

d) Enfoque y capture el estator del motor, para esto realice el siguiente procedimiento:

- En modo de imagen térmico, elija la paleta de color rainbow, y utilice el medidor de punto central.
- Visualice la carcasa del estator a 0,5m y en un ángulo que no supere los 45° en el plano horizontal.
- Presione el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen en la pantalla.
- Verifique la temperatura máxima de la carcasa del motor e incremente 20°C, esta es la temperatura aproximada de los devanados.
- Compruebe que el valor de la temperatura aproximada de los devanados, no supere la temperatura de la clase de aislamiento del motor.

e) Enfoque y capture los rodamientos del motor, para esto realice el siguiente procedimiento:

- En modo de imagen térmico, elija la paleta de color rainbow, y utilice el medidor de punto central.

- Visualice el rodamiento del lado del eje y posterior al eje a una distancia mínima de 0,5m, en un ángulo que no supere los 45° en el plano horizontal.

- Presione el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen en la pantalla.

- Compruebe que la temperatura de los rodamientos, no supere la temperatura del estator.

f) Conecte el cable micro USB de la cámara hacia el computador.

- Abra el software Flir Tools y descargue las imágenes capturadas.

- Utilice las herramientas de medición del software Flir Tools, para medir y verificar los puntos de máxima temperatura.

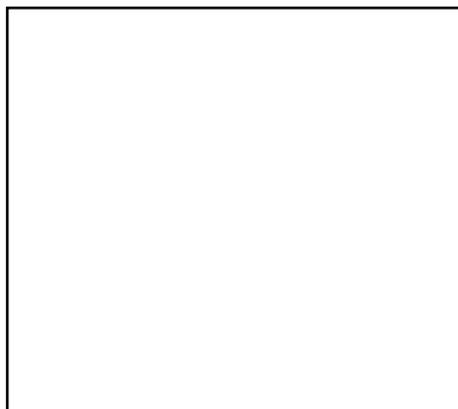
g) Con los resultados, complete la siguiente información:

Caja de conexiones.

- Imagen térmica:



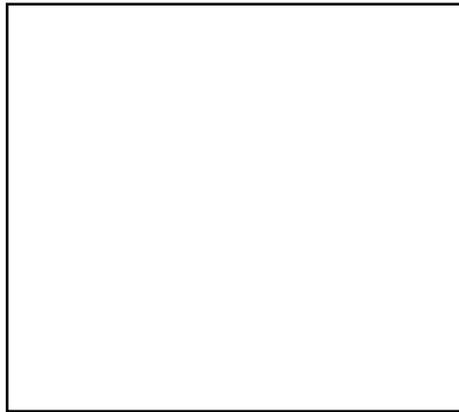
- Imagen visual:



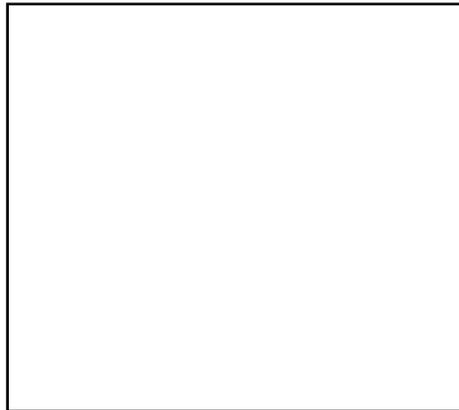
- Temperatura máxima=
- Temperatura de referencia=
- Delta: Temperatura máxima – Temperatura de referencia=

Estator.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:

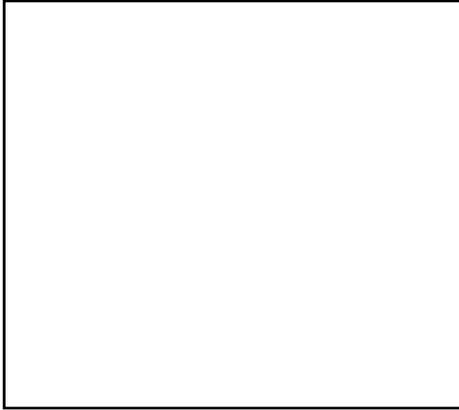


- Temperatura máxima del estator + 20°C=
- Temperatura de la clase de aislamiento=

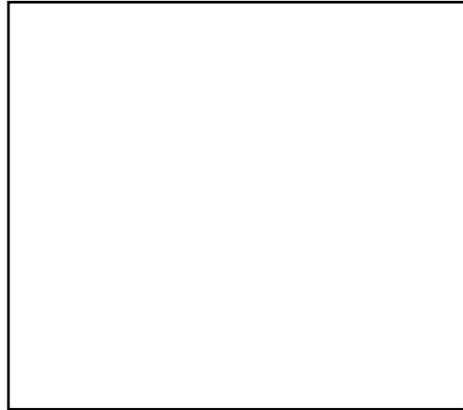
Rodamientos.

- Imagen Térmica:

Rodamiento del eje.

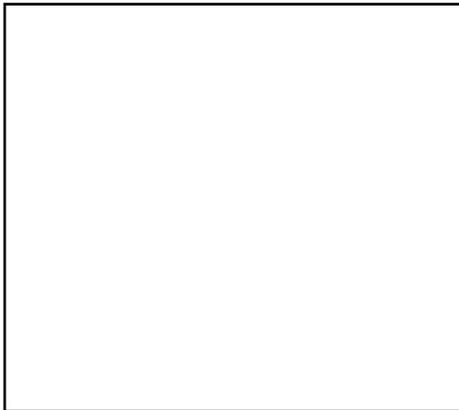


Rodamiento posterior al eje.



- Imagen Visual:

Rodamiento del eje.



Rodamiento posterior al eje.



- Temperatura máx. Rodamiento del eje=

- Temperatura máx. Rodamiento posterior al eje=

- **Conclusiones:**

Si se encuentra anomalías, indique sus posibles causas.

.....
.....
.....
.....
.....
.....

- **Bibliografía:**

Manual del usuario Flir Tools/Tools+ 2014, FLIR Systems, Inc. All rights reserved worldwide).

4.4.2 Practica N° 2.

- **Tema:** *“Inspección termográfica de transformadores de distribución”.*
- **Fecha:**
- **Estudiante:**
- **Objetivos:**

1. Inspeccionar los componentes del transformador de distribución.
2. Enfocar y capturar la imagen térmica.
3. Medir la temperatura de los bushings y los fusibles tipo NH en el lado de baja tensión.

- **Materiales y equipos:**

- Cámara termográfica
- Termo higrómetro
- Computadora con el software Flir Tools

- **Desarrollo de la práctica:**

a) Introducir en la cámara y anotar los parámetros de medición por infrarrojo siguientes:

- Emisividad=
- Temperatura aparente reflejada=
- Temperatura ambiente=
- Humedad relativa=

b) Inspeccione con la cámara termográfica en modo de imagen térmico las siguientes partes:

1. Bushings del secundario.

2. Fusibles tipo NH.

c) Enfoque y capture los bushings y los fusibles en el lado de baja tensión:

- En la cámara seleccione, modo de imagen térmico y la paleta de color iron.
- Visualice los bushings y los fusibles, en un ángulo que no supere los 45° en el plano horizontal.
- Presione el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen en la pantalla.
- Verifique que la imagen térmica capturada permita visualizar los bushings y los fusibles.
- En el software Flir Tools, mida y compare con el similar la temperatura entre bushings y entre fusibles de cada fase.

d) Conecte el cable micro USB de la cámara hacia el computador.

- Abra el software Flir Tools y descargue la imagen capturada.
- Utilice las herramientas de medición del software Flir tools, para medir y comparar los puntos de conexión de las fases.

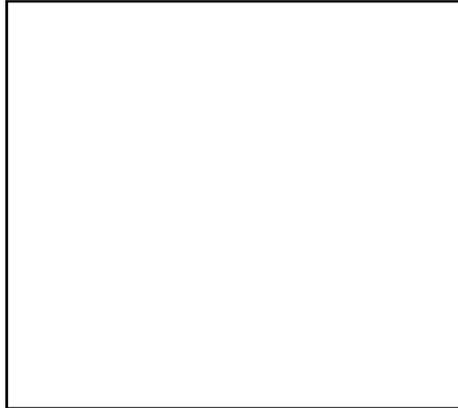
e) Con los resultados, complete la siguiente información:

Bushings.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:



- Temperatura bushing: fase 1=, fase 2=, fase 3=

- Delta bushing: fase 1 y 2=, fase 1 y 3=, fase 2 y 3=

Fusibles Tipo NH.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:



- Temperatura fusibles: fase 1=....., fase 2=....., fase 3=.....

- Delta fusibles: fase 1 y 2=....., fase 2 y 3=....., fase 1 y 3=.....

- **Conclusiones:**

Si se encuentra anomalías, indique sus posibles causas.

.....
.....
.....
.....
.....
.....

- **Bibliografía:**

Manual del usuario Flir Tools/Tools+ 2014, FLIR Systems, Inc. All rights reserved worldwide).

4.4.3 Práctica N° 3.

- **Tema:** “*Inspección termográfica de tableros para arranque estrella - triángulo*”.
- **Fecha:**
- **Estudiante:**
- **Objetivos:**

1. Inspeccionar los componentes del tablero estrella - triángulo.
2. Enfocar y capturar la imagen térmica.
3. Medir la temperatura de las fases a la entrada y salida del breaker de alimentación principal y los contactores.

- **Materiales y equipos:**

- Cámara termográfica
- Termo higrómetro
- Computadora con el software Flir Tools
- Tablero para arranque estrella - triángulo

- **Desarrollo de la práctica:**

a) Introducir en la cámara y anotar los parámetros de medición por infrarrojo siguientes:

- Emisividad=
- Temperatura aparente reflejada=
- Temperatura ambiente=
- Humedad relativa=

b) Inspeccione con la cámara termográfica en modo de imagen térmico las siguientes partes:

1. Breaker de alimentación principal.

2. Contactores.

c) Enfoque y capture el breaker de alimentación principal y los contactores:

- En la cámara seleccione, modo de imagen térmico y la paleta de color iron.
- Visualice el breaker y contactores a la entrada y salida de las fases, en un ángulo que no supere los 45° en el plano horizontal.
- Presione el gatillo de la cámara hasta que aparezca la imagen en la pantalla.
- Verifique que la imagen térmica muestre las terminales de entrada y salida.
- En el software Flir Tools, mida y compare la temperatura de cada fase de entrada con su salida.

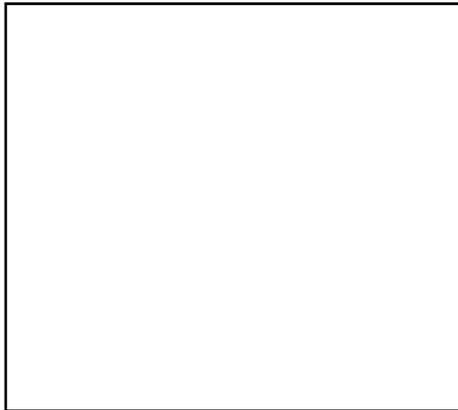
d) Conecte el cable micro USB de la cámara hacia el computador:

- Abra el software Flir Tools y descargue las imágenes capturadas.
- Utilice las herramientas de medición del software Flir Tools, para medir y comparar los puntos de conexión de las fases.

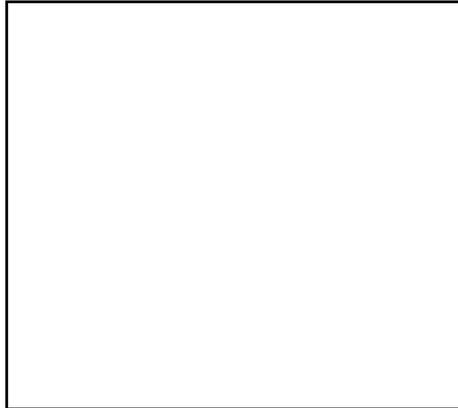
e) Con los resultados, complete la siguiente información:

Breaker alimentación principal.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:



- Temperatura de las fases del breaker de alimentación principal.-

Entrada: fase 1=....., fase 2=....., fase 3=.....

Salida: fase 1=....., fase 2=....., fase 3=.....

Delta: fase 1=....., fase 2=....., fase 3=.....

Contactador 1.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:



- Temperatura de las fases del contactor 1.-

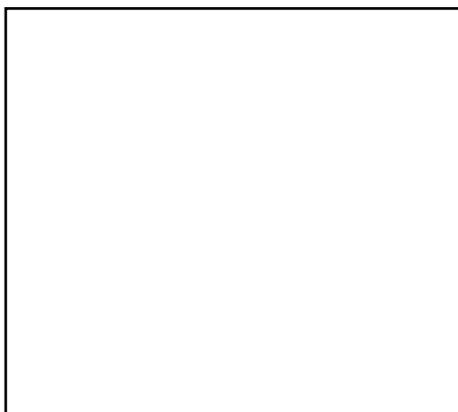
Entrada: fase 1=, fase 2=, fase 3=

Salida: fase 1=, fase 2=, fase 3=

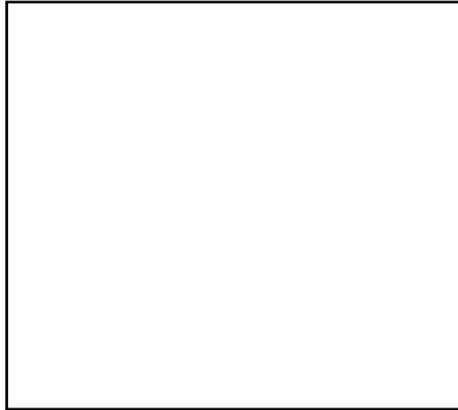
Delta: fase 1=, fase 2=, fase 3=

Contactor 2.

- Imagen Térmica:



- Imagen Visual:



- Temperatura de las fases del contactor 2.-

Entrada: fase 1=, fase 2=, fase 3=

Salida: fase 1=, fase 2=, fase 3=

Delta: fase 1=, fase 2=, fase 3=

• **Conclusiones:**

Si se encuentra anomalías, indique sus posibles causas.

.....
.....
.....
.....
.....
.....

• **Bibliografía:**

Manual del usuario Flir Tools/Tools+ 2014, FLIR Systems, Inc. All rights reserved worldwide).

Capítulo V

5 Conclusiones y recomendaciones.

En este capítulo se resume los resultados del trabajo, desde un punto de vista crítico de la situación, y se da sugerencias para reducir los porcentajes de fallas de las instalaciones eléctricas de media y baja tensión de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.

5.1 Conclusiones.

- Tras realizar la investigación de campo, se evidencia gran cantidad de componentes con defecto, debido al deterioro y la falta de mantenimiento de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.
- Luego de realizar el análisis de las imágenes térmicas, se verifica el grado de severidad de las fallas, encontrando cuatro componentes eléctricos en distintas plantas con deficiencia mayor, que necesitan ser reparados inmediatamente, y gran cantidad de componentes con deficiencia, que necesitan ser reparados tan pronto como sea posible.
- Como resultado de la socialización del estudio de termografía, el Director técnico de la EMAPA-I, decidió ejecutar las acciones correctivas sugeridas en los informes termográficos que se entregó por cada planta.
- Después de elaborar el plan de mantenimiento predictivo mediante termografía, se concluye que la mayoría de problemas se presentan debido a falsos contactos en los bornes de componentes eléctricos.

- Tras elaborar el manual de prácticas mediante termografía, se determinó que en este tipo de trabajo los mayores problemas se presentan en motores, transformadores y tableros de arranque estrella – triángulo, por tal motivo se elaboró las prácticas para este tipo de equipos eléctricos.

5.2 Recomendaciones.

- Se sugiere implementar un plan de mantenimiento predictivo, que utilice ensayos no destructivos como la termografía y el análisis de vibraciones, para conocer el estado de funcionamiento de los equipos eléctricos y mecánicos que conforman los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.
- Se sugiere que se establezca un orden de prioridad para la corrección de las anomalías de acuerdo a la tabla de clasificación de fallas de la ANSI/NETA ATS-2009.
- Se aconseja que los componentes con defecto, que tienen deficiencia mayor, se reparen a la mayor brevedad posible para evitar la inoperatividad de las plantas.
- Debido al alto porcentaje de fallas ocasionadas por falsos contactos, se sugiere implementar un programa de ajuste de terminales mediante uso de torquímetro y de tablas de torque, para proveer el torque necesario a los tornillos de los bornes de los componentes eléctricos.
- Se sugiere que para realizar las prácticas mediante termografía, se dé a conocer a los estudiantes las bases teóricas de transmisión del calor, parámetros de medición por infrarrojo, y técnicas básicas de medida y análisis de las imágenes térmicas.

Referencias Bibliográficas

- Arcilla, A. (2010). *Riesgos para las personas asociados con la intervención de sistemas eléctricos*. México: Ingeniería Especializada S.A.
- Arques, J. (2009). *Ingeniería y gestión del mantenimiento en el sector ferroviario*. España: EDIGRAFOS, S.A.
- Fluke Corporation & The Snell Group (2009). *Introducción a los principios de la termografía*. Impreso en los países bajos: American Technical Publishers.
- Fluke, (2008). *Guía de aplicaciones de la termografía en mantenimiento industrial*. Madrid, España: Fluke Ibérica, S.L.
- García, O. (2012). *Gestión moderna del mantenimiento industrial*. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.
- Giancoli, C. (2006). *Física. Principios con aplicaciones*. Sexta edición. México: Pearson Educación.
- González, A. (2001). *¿Qué es el Magnetismo?*. Salamanca, España: Ediciones Universidad de Salamanca.
- Hidalgo, J. (2003). *La importancia de la correlación de las tecnologías predictivas en el diagnóstico de motores eléctricos*. León, Gto. México: 1er Congreso Mexicano de Confiabilidad y Mantenimiento.
- Holman, J. (1999). *Transferencia de calor*. México: Compañía Editorial Continental S.A.
- Incropera, F., De Witt, D. (1999). *Fundamentos de transferencia de calor*. Cuarta edición. México: Pearson Educación.
- INTERNATIONAL ELECTRIC TESTING ASSOCIATION INC.- NETA MTS-2005.
- ITC. (2006). *Thermography Level 1 Course Manual*. DANDERYD, Sweden: FLIR Systems AB.
- Kern, D. (1999). *Procesos de transferencia de calor*. Trigésima primera reimpresión. México: Compañía Editorial Continental, S.A. DE C.V

- Kurt, R. (2006). *Termodinámica*. Sexta edición. México: Pearson, Prentice Hall.
- Manriquez, J. (2002). *Transferencia de calor*. Segunda edición. México: Oxford University Press. Alfaomega.
- Manual del usuario Flir Tools/Tools+ 2014, FLIR Systems, Inc. All rights reserved worldwide).
- Murillo, William M. (2003). *Modelo de confiabilidad basado en el análisis de fallas*. Bogotá, Colombia: ACIEM – ECOPETROL. V Congreso internacional de mantenimiento industrial.
- Plaza, A (2009). *Apuntes teóricos y ejercicios de aplicación de gestión del mantenimiento industrial*. Libro de bolsillo. Editorial: lulu.com.
- Pliego Tarifario Para Empresas Eléctricas -Servicio Eléctrico, CONELEC 2014.
- Testo AG. (2012). *Termografía, guía de bolsillo*. Argentina: Copyright, Testo AG.
- Trashorras, J. (2006). *Desarrollo de instalaciones electrotécnicas en los edificios*. Cuarta edición. España: PARANINFO. S.A.

ANEXOS



UNIDAD DE ELECTROMECAÁNICA
LISTADO DE PLANTAS SECTOR URBANO

1. Pozo Caranqui.
2. Pozo Yuyucocha #1
3. Pozo Yuyucocha #2.
4. Pozo Yuyucocha #3.
5. Pozo La Quinta.
6. Pozo Santa Clara.
7. Estación de Bombeo Yuyucocha.
8. Estación de Bombeo San Agustín.
9. Planta de Tratamiento Azaya.
10. Planta de Tratamiento Yahuarcocha.
11. Planta de Tratamiento Tanguarin.
12. Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
Yahuarcocha



Inspección de termografía
POZO CARANQUI

Fecha de inspección:
26-06-2015

Inspección de termografía en

POZO CARANQUI

Dirección

Av. Atahualpa y Calle Los Incas

Fecha

26 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía POZO CARANQUI	Fecha de inspección: 26-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en la cámara de transformación padmounted, y los tableros eléctricos.
- Se inspeccionó el transformador padmounted, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos del pozo.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el pozo incrementando su disponibilidad y su confiabilidad de operación, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
POZO CARANQUI

Fecha de inspección:
26-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	31	100 %
Equipos en operación Normal	30	97 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	1	3,2 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:		POZO CARANQUI		
FECHA:	26 / JUN / 2015 DD MM AA	DIRECCIÓN:	Av. Atahualpa y Calle Los Incas.	
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cámara de Transformación	Transformador padmounted 175KVA	Normal	0
2	Tablero breaker principal	Interruptor principal	Normal	0
3	Cuarto de máquinas	Tablero variador de frecuencia	Normal	0
4		Tablero Y delta	Normal	0
5		Tablero de compensación reactiva	Deficiencia	3



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

26/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

4:59:33 PM

EMPRESA:

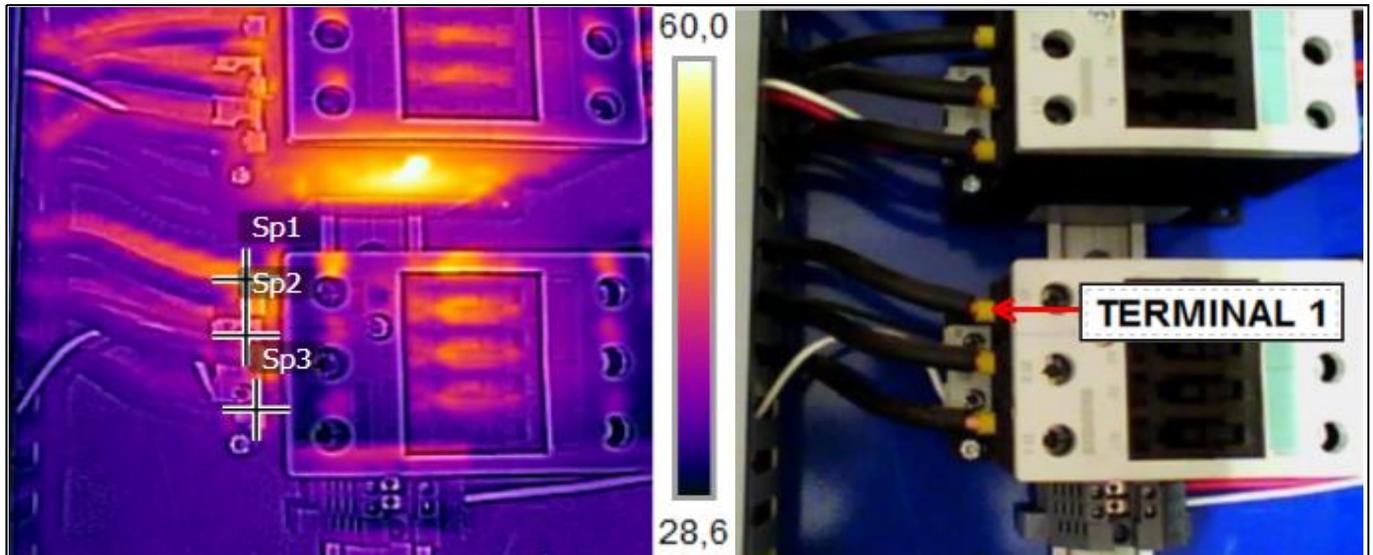
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO CARANQUI. AV. ATAHUALPA Y CALLE LOS INCAS.	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO DE COMPENSACIÓN REACTIVA	CONTACTOR #3 DE ARRIBA HACIA ABAJO	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA TERMINAL 1	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	41%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	55,8 °C	
T. REF. °C	40,2 °C	DELTA T. °C 16 °C
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL 1
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre terminal y conductor.
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor y el contactor, terminal probable a fundirse.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar la terminal, limpiar las superficies de contacto, lograr un buen contacto entre terminal y conductor, reajustar bien.
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



Inspección de termografía
POZO YUYUCOCHA #1

Fecha de inspección:
15-06-2015

Inspección de termografía en

POZO YUYUCOCHA #1

Dirección

Ciudadela Municipal Yuyucocha, Av. Cap. José Espinoza de los Monteros;
junto a la granja experimental de la UTN.

Fecha

15 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía POZO YUYUCOCHA #1	Fecha de inspección: 15-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de teléfono	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en la cámara de transformación y el cuarto de máquinas.
- Se inspeccionó el transformador y sus componentes, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento del pozo incrementando su disponibilidad y su confiabilidad, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
POZO YUYUCOCHA #1

Fecha de inspección:
15-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	32	100 %
Equipos en operación Normal	29	91 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	1	3,1 %
Equipos con Deficiencia	1	3,1 %
Equipos con Deficiencia Mayor	1	3,1 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: POZO YUYUCOCHA #1				
FECHA: 15 / JUN / 2015 DD M AA		DIRECCIÓN: Ciudadela Municipal Yuyucocha. Av. Cap. José Espinoza de los Monteros, Esquina.		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cámara de Transformación	Transformador 250KVA	Deficiencia Mayor	4
2	Cuarto de máquinas	Tablero breaker principal	Normal	0
3		Tablero variador de frecuencia	Probable Deficiencia	2
4		Tablero Y delta	Normal	0
5		Tablero de compensación reactiva	Normal	0
6		Motor trifásico 100Hp	Normal	0
7		Bomba de eje horizontal	Normal	0
8		Tablero de control, SCADA	Deficiencia	3



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

15/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

8:48:23 PM

EMPRESA:

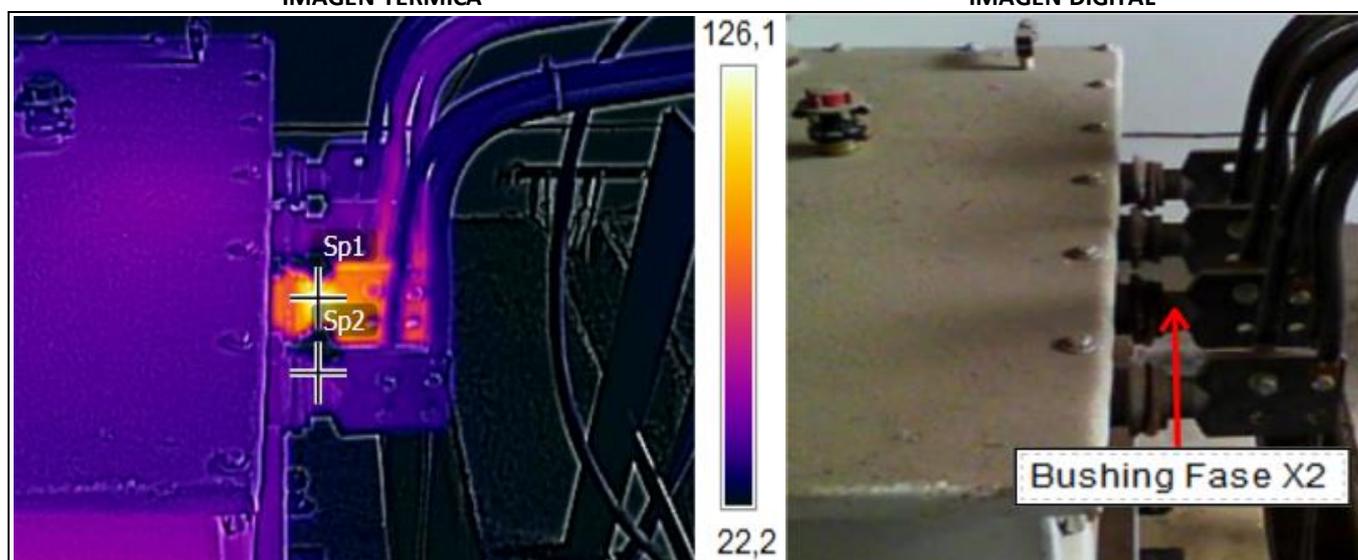
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #1 AV. JOSÉ ESPINOZA DE LOS MONTEROS Y MARCO TULLIO HIBROBO, JUNTO A LA GRANJA EXPERIMENTAL UTN	CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN POZO #1	TRANSFORMADOR DE 250 KVA	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL BUSHING DEL SECUNDARIO EN EL LADO DE BT, FASE X2	DEFICIENCIA MAYOR NIVEL: 4

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	48%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	143,4 °C	
T. REF. °C	50,7 °C	DELTA T. °C 92,7 °C
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	BUSHING BT
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	BUSHING CON MAL CONTACTO INTERNO
CONSECUENCIAS:	SOBRECARGA DE LA FASE X2, CONTACTO INTERNO PRÓXIMO A FUNDIRSE
ACCIONES CORRECTIVAS:	VERIFICAR PUNTOS DE CONEXIÓN INTERNA
OBSERVACIONES:	REPARAR INMEDIATAMENTE

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
		DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
		DD MM AA
COMENTARIOS:	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

15/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

4:59:23 PM

EMPRESA:

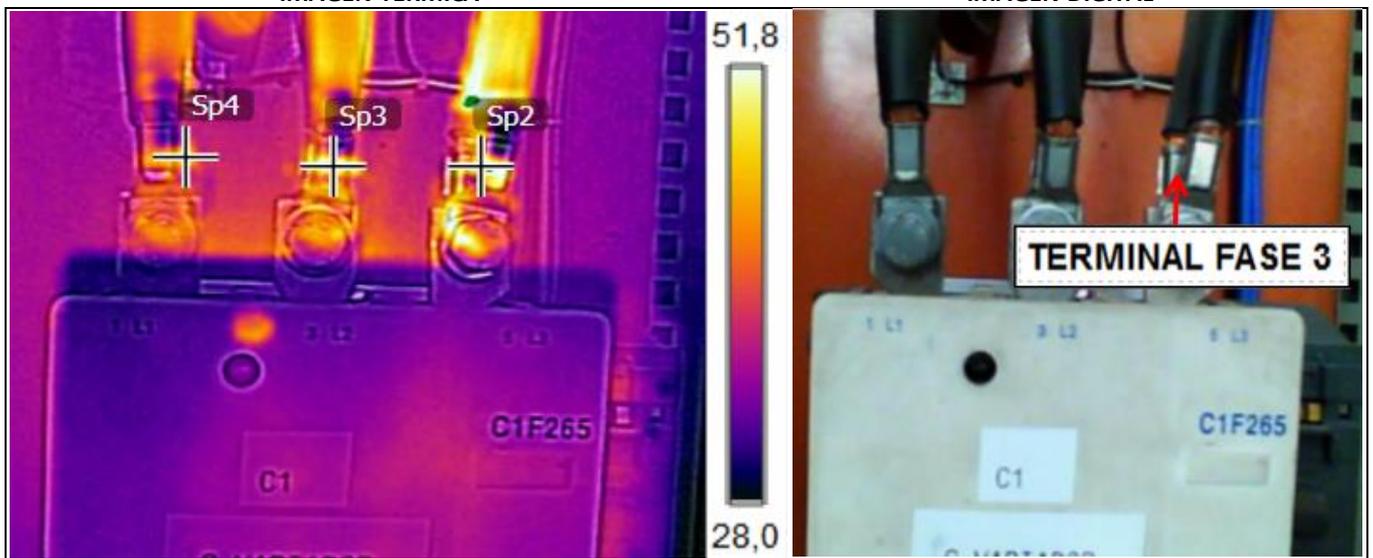
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #1 AV. JOSÉ ESPINOZA DE LOS MONTEROS Y MARCO TULLIO HIBROBO, JUNTO A LA GRANJA EXPERIMENTAL UTN	CUARTO DE MÁQUINAS	CONTACTOR PRINCIPAL VARIADOR DE FRECUENCIA	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 3 DE ENTRADA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	48%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	59,2 °C	DELTA T. °C 10 °C
T. REF. °C	49,2 °C	
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre terminal tipo ojo y conductor
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, incremento del consumo de energía
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar superficies de unión, reemplazar la terminal, machinar y reajustar hasta lograr un buen contacto entre conductor, terminal y borne.
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, planificar una nueva inspección

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
 15/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
 5:03:33 PM

EMPRESA:

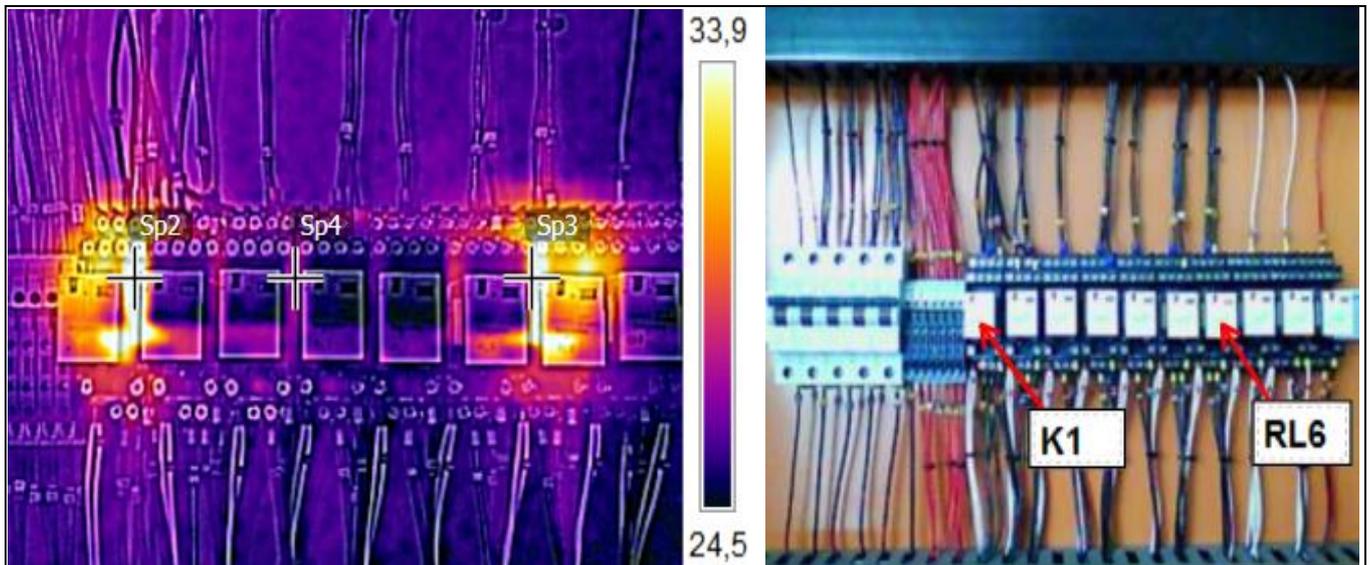
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
 Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #1 AV. JOSÉ ESPINOZA DE LOS MONTEROS Y MARCO TULIO HIBROBO, JUNTO A LA GRANJA EXPERIMENTAL UTN	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO DE CONTROL SISTEMA SCADA	RELES K1 Y RL6	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LOS RELES K1 Y RL6	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	50%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	43,8 °C	DELTA T. °C 17 °C
T. REF. °C	27,2 °C	
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
RELÉS	K1 RL6

POSIBLES CAUSAS:	Relé deteriorado por operación deficiente del sistema
CONSECUENCIAS:	Probable corto circuito interno
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el sistema SCADA, reemplazar el relé
OBSERVACIONES:	REPARAR TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



Inspección de termografía
POZO YUYUCOCHA #2

Fecha de inspección:
17-06-2015

Inspección de termografía en

POZO YUYUCOCHA #2

Dirección

Ciudadela Municipal Yuyucocha,
Av. Víctor Manuel Cifuentes García, Esquina.

Fecha

17 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía POZO YUYUCOCHA #2	Fecha de inspección: 17-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en los tableros eléctricos, motores y bombas del pozo.
- Se inspeccionó el transformador, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento del pozo, incrementando su disponibilidad y su confiabilidad de operación, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
POZO YUYUCOCHA #2

Fecha de inspección:
17-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	32	100 %
Equipos en operación Normal	29	91 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	3	9,4 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: POZO YUYUCOCHA #2				
FECHA: 17 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: Ciudadela Municipal Yuyucocha. Av. Víctor Manuel Cifuentes García, Esquina.		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cámara de Transformación	Transformador 225KVA	Normal	0
2	Tablero breaker principal	Interruptor principal	Normal	0
3	Cuarto de máquinas	Tablero variador de frecuencia	Normal	0
4		Tablero Y - delta Contactor 1	Probable deficiencia	2
5		Tablero Y - delta Contactor 2	Probable deficiencia	2
6		Tablero de compensación reactiva	Normal	0
7		Motor trifásico 100Hp	Normal	0
8		Bomba de eje horizontal	Normal	0
9		Tablero de control, SCADA	Probable deficiencia, reparar	2



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

17/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

1:35:59 PM

EMPRESA:

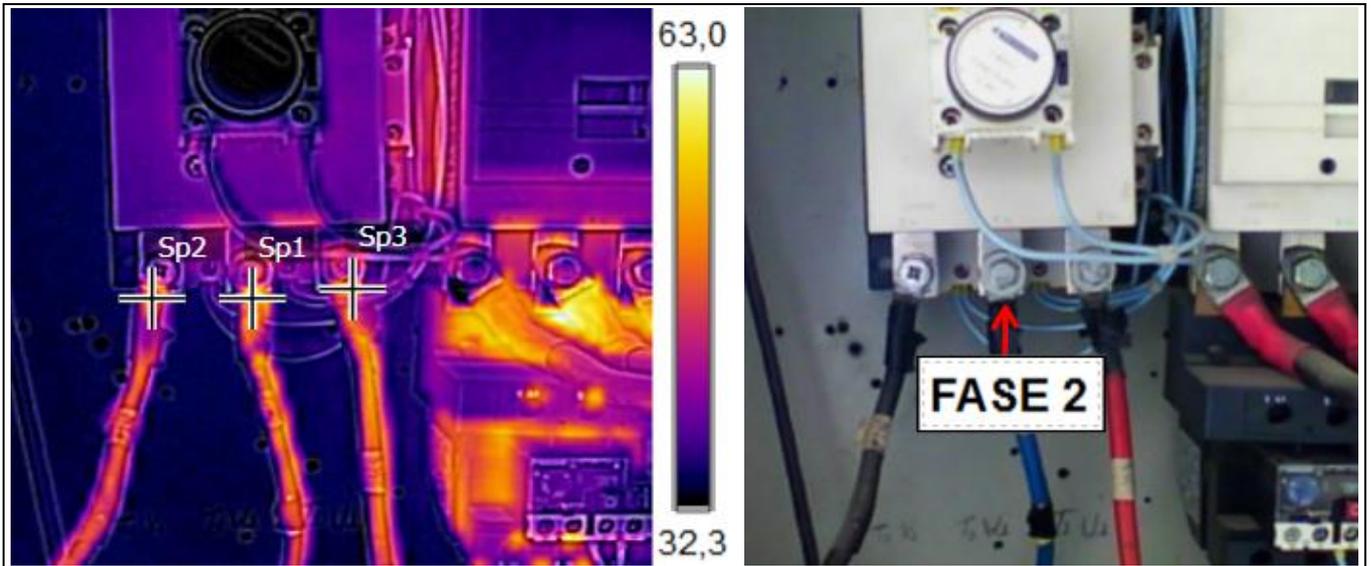
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #2 AV. VICTOR MANUEL CIFUENTES Y ABELARDO PAEZ TORRES, ESQUINA.	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO Y- DELTA	CONTACTOR 1 DE IZQ. A DER.	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 DE SALIDA.	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	48%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	60,1 °C	DELTA T. °C 7,7 °C
T. REF. °C	52,4 °C	
T. AMB. °C	17 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL DE SALIDA
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre borne y terminal
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, contacto probable a sulfarse, incremento de la resistencia,
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar las superficies de unión y asegurar un buen contacto
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, planificar nueva inspección

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
		DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
		DD MM AA
COMENTARIOS:	
	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

17/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

1:35:59 PM

EMPRESA:

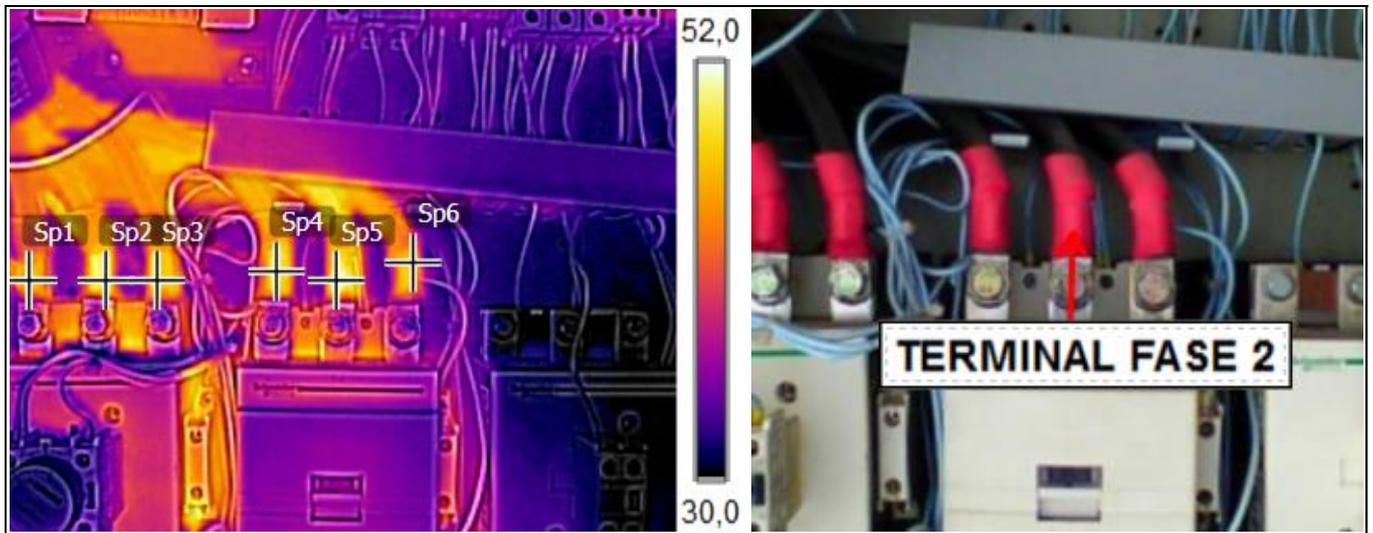
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #2 AV. VICTOR MANUEL CIFUENTES Y ABELARDO PAEZ TORRES, ESQUINA.	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO Y- DELTA	CONTACTOR 2 DE IZQ. A DER.	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA TERMINAL DE LA FASE 2 DE ENTRADA.	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	48%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	55,7 °C	DELTA T. °C 7,8 °C
T. REF. °C	47,9 °C	
T. AMB. °C	17 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre conductor y terminal
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, incremento de la corriente y el consumo
RECOMENDACIONES:	Verificar con una nueva inspección la falla
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, planificar nueva inspección

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
17/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
2:55:34 PM

EMPRESA:

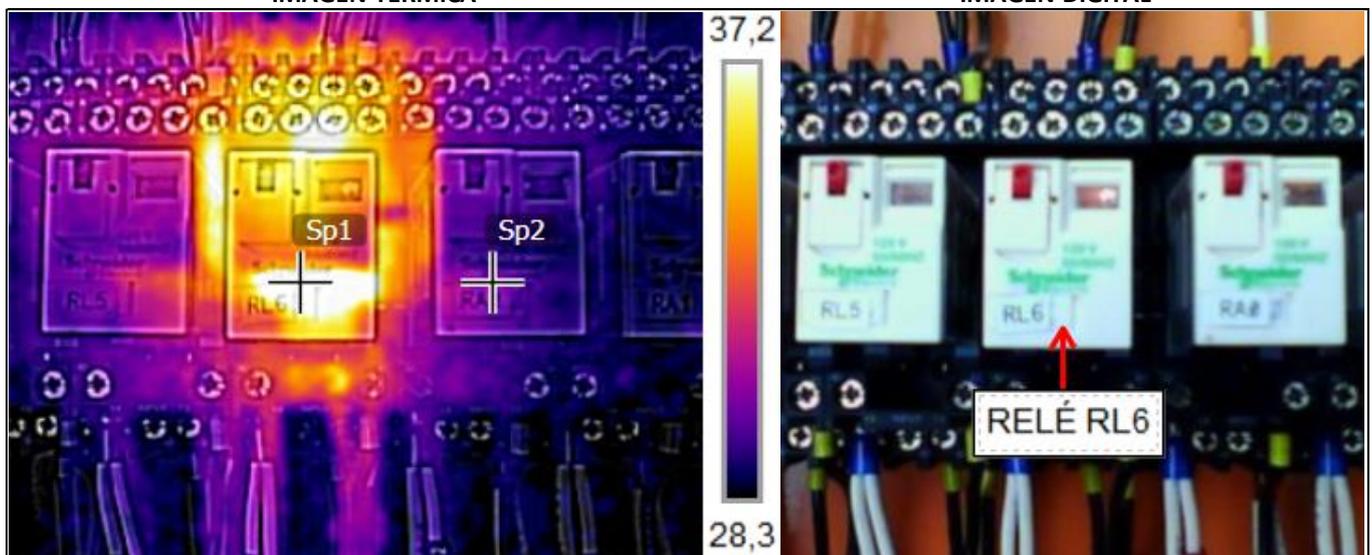
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO #2 AV. VICTOR MANUEL CIFUENTES, ESQUINA.	CUARTO DE MÁQUINAS, TABLERO SCADA	RELÉ RL6	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL RELÉ INDICADO.	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	50%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	42,9 °C	DELTA T. °C 12,2 °C
T. REF. °C	30,7 °C	
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
RELÉ	RL6

POSIBLES CAUSAS:	Relé deteriorado por operación deficiente del sistema
CONSECUENCIAS:	Probable corto circuito interno
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el sistema SCADA, reemplazar el relé
OBSERVACIONES:	Reparar en la próxima parada disponible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



Inspección de termografía
POZO YUYUCOCHA #3

Fecha de inspección:
21-06-2015

Inspección de termografía en

POZO YUYUCOCHA #3

Dirección

Ciudadela Municipal Yuyucocha,
Carrera Armando Hidrobo, diagonal a la entrada de la urbanización Gustavo Pareja

Fecha

21 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía POZO YUYUCOCHA #3	Fecha de inspección: 21-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en el transformador y los tableros eléctricos.
- Al momento de la inspección se verificó que el motor sumergible no está funcionando con el arrancador suave, sino solo con el arranque Y – Delta.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

Resumen de resultados

	Inspección de termografía POZO YUYUCOCHA #3	Fecha de inspección: 21-06-2015
---	--	------------------------------------

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	31	100 %
Equipos en operación Normal	31	100 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: POZO YUYUCOCHA #3				
FECHA: 21 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: Ciudadela Municipal Yuyucocha. Av. Armando hidrobo, diagonal a la entrada de la urbanización Gustavo Pareja.		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cámara de Transformación	Transformador 250KVA	Normal	0
2	Tablero breaker principal	Interruptor principal	Normal	0
3	Cuarto de máquinas	Tablero variador de frecuencia	Inoperativo	0
4		Tablero Y delta	Normal	0
5		Tablero de compensación reactiva	Normal	0
6		Tablero de control, SCADA	Normal, inoperativo	0



Inspección de termografía
POZO LA QUINTA

Fecha de inspección:
28-06-2015

Inspección de termografía en

POZO LA QUINTA

Dirección

IBARRA, SECTOR LA QUINTA

Fecha

28 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía en POZO LA QUINTA	Fecha de inspección: 28-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en los tableros eléctricos, motores y bombas del pozo.
- Se inspeccionó el transformador, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos del pozo.
- Al momento de la inspección se verificó que la bomba no operaba con el variador de frecuencia, sino solo con el arranque Y –delta.
- El motor de eje horizontal que se encontraba en funcionamiento era el de emergencia, motor Westinghouse de 100Hp.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento del pozo, incrementando su disponibilidad y su confiabilidad de operación, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
- Se sugiere realizar una nueva inspección de termografía luego de realizar los correctivos.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

	Inspección de termografía en POZO LA QUINTA	Fecha de inspección: 28-06-2015
---	--	------------------------------------

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	31	100 %
Equipos en operación Normal	30	97 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	1	3,2 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: POZO LA QUINTA				
FECHA: 28 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: IBARRA, SECTOR LA QUINTA		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Estructura tipo H	Transformador 200KVA	Normal	0
2	Tablero breaker medidor	Breaker principal	Normal	0
3	Cuarto de máquinas	Tablero Y delta (Bomba sumergible)	Normal	0
4		Tablero Y delta (Motor de eje horizontal)	Probable Deficiencia	2
5		Motor Westinghouse 100hp	Normal	0



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
 07/07/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
 4:15:17 PM

EMPRESA:

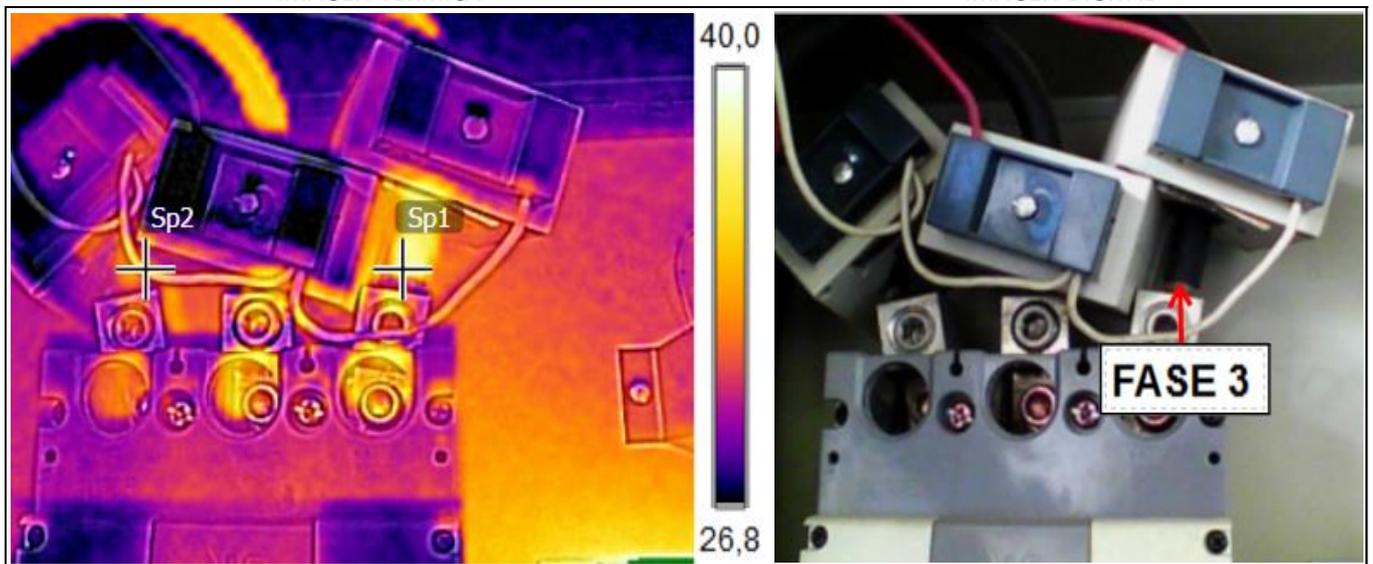
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO LA QUINTA SECTOR LA QUINTA	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO Y-DELTA MOTOR 100HP EJE HORIZONTAL	BREAKER ALIMENTACIÓN PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA TERMINAL 3 DE ENTRADA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	41%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	43,5 °C	DELTA T. °C 10 °C
T. REF. °C	33,5 °C	
T. AMB. °C	20 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	
FASE 3	TERMINAL

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre conductor y terminal talón.
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, terminal probable a sulfatarse y fundirse.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar las superficies de unión, reajustar hasta lograr un buen contacto.
OBSERVACIONES:	Reparar en la próxima parada disponible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /	DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /	DD MM AA
COMENTARIOS:			



Inspección de termografía
POZO SANTA CLARA

Fecha de inspección:
28-06-2015

Inspección de termografía en

POZO SANTA CLARA

Dirección

TANGUARIN, SAN ANTONIO DE IBARRA

Fecha

28 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía POZO SANTA CLARA	Fecha de inspección: 28-06-2015
---	---	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó desde el transformador, hasta el cuarto de máquinas del pozo.
- Se inspeccionó el transformador, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento del pozo, incrementando su disponibilidad y su confiabilidad de operación, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
- Se sugiere realizar una nueva inspección de termografía luego de realizar los correctivos.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

Resumen de resultados

	Inspección de termografía POZO SANTA CLARA	Fecha de inspección: 28-06-2015
---	---	------------------------------------

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
Equipos analizados	31	100 %
Equipos en operación Normal	29	94 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	2	6,5 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: POZO SANTA CLARA				
FECHA: 28 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: SAN ANTONIO, TANGUARÍN.		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Estructura tipo H	Transformador 75KVA	Normal	0
2	Tablero breaker principal	Interruptor principal	Probable Deficiencia, intervenir	2
3	Cuarto de máquinas	Tablero variador de frecuencia	Probable Deficiencia, dar seguimineto	2
4		Tablero banco de capacitores	Normal	0
5		Tablero Y delta	Normal	0



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
28/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
10:52:34 AM

EMPRESA:

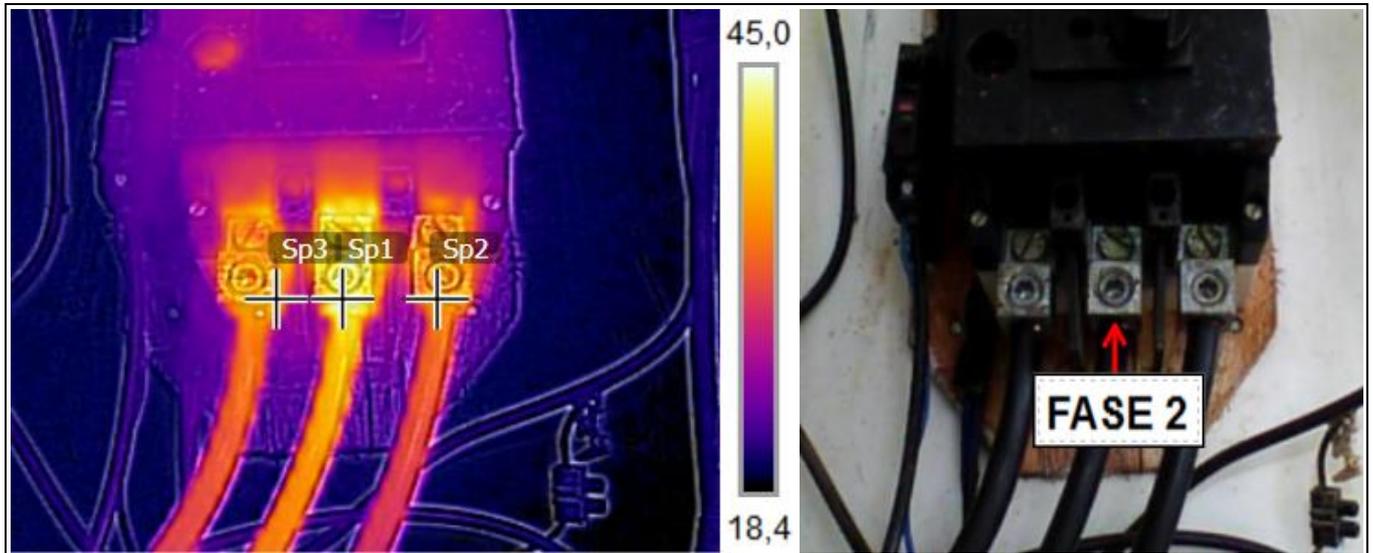
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO SANTA CLARA TANGUARIN, SAN ANTONIO	BREAKER DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL CUARTO DE MÁQUINAS	BREAKER PRICIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 DE SALIDA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	49%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	46,9 °C	DELTA T. °C 8,8 °C
T. REF. °C	38,1 °C	
T. AMB. °C	23 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	CONECTOR
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre conductor y conector, posible sobrecarga
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor y conector.
RECOMENDACIONES:	Limpiar las superficies de unión, asegurar un buen contacto.
OBSERVACIONES:	Reparar en la próxima parada disponible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

28/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

10:32:34 AM

EMPRESA:

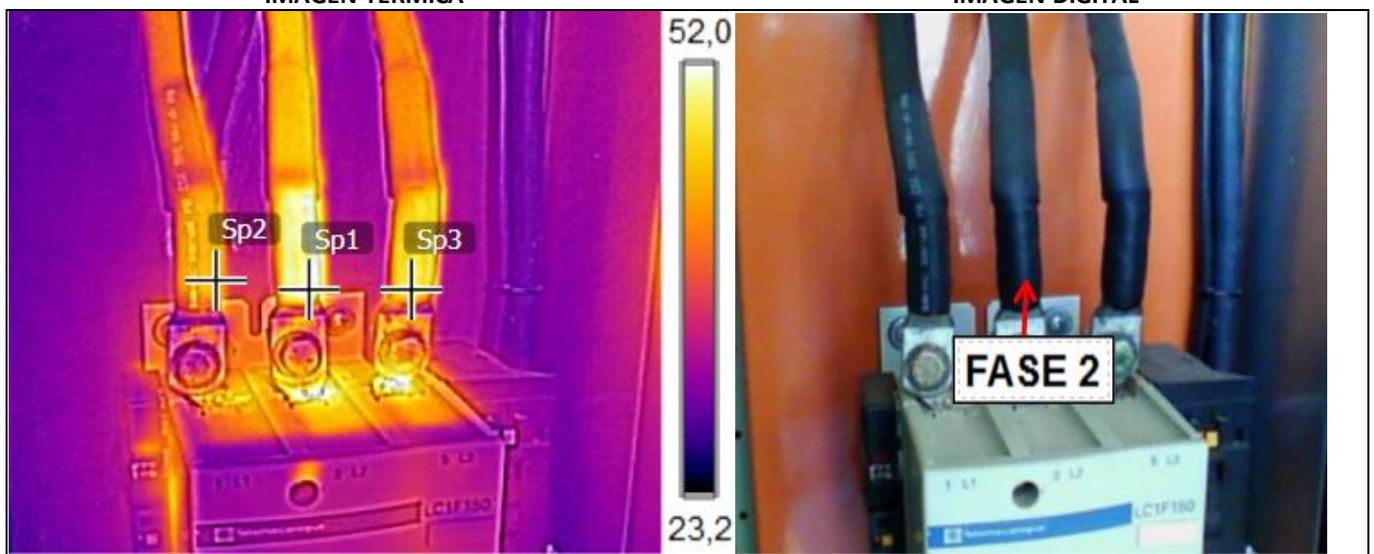
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
POZO SANTA CLARA TANGUARIN, SAN ANTONIO	CUARTO DE MÁQUINAS, TABLERO VARIADOR DE FRCUENCIA	CONTACTOR PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN TERMINAL DE COMPRESIÓN FASE 2 DE ENTRADA AL CONTACTOR	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	49%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	57,5 °C	DELTA T. °C 11,3 °C
T. REF. °C	46,2 °C	
T. AMB. °C	22,4 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL COMPRESIÓN
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Mal contacto entre conductor y terminal de compresión
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, incremento de la corriente, mayor consumo
RECOMENDACIONES:	Planificar una nueva inspección
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, realizar una nueva inspección.

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS: 			



Inspección de termografía
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA

Fecha de inspección:
22-06-2015

Inspección de termografía en ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA

Dirección

Ciudadela Municipal Yuyucocha,
Junto a las piscinas de Yuyucocha

Fecha

22 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	<p style="text-align: center;">Inspección de termografía ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA</p>	<p style="text-align: right;">Fecha de inspección: 22-06-2015</p>
---	---	---

Información del lugar de la inspección

Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

<p>Comentarios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La inspección de termografía se realizó en el proyecto uno, dos y tres de la estación. • Se inspeccionó los transformadores, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos de cada proyecto. <p>Sugerencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico. • Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento de la estación, incrementando la disponibilidad y la confiabilidad, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos.
--

Descripción general de las averías

**ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18
Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise**

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA

Fecha de inspección:
22-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	128	100 %
Equipos en operación Normal	121	95 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia	6	4,7 %
Equipos con Deficiencia Mayor	1	0,8 %



Inspección de termografía
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA

Fecha de inspección:
22-06-2015

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS

LUGAR: ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA				
FECHA: 22 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: Ciudadela Municipal Yuyucocha, Junto a las piscinas de Yuyucocha.		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Estructura tipo H Centros de Transformación	Seccionadores; Portafusibles; Bushings del primario; Bushings del secundario; Fusibles de baja tensión tipo NH	Normal	0

PROYECTO 1

ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
2	Tablero interruptor principal	Breaker principal	Normal	0
3	Cuarto de Máquinas	Tablero Soft Starter	Normal	0
4		Tablero compensación reactiva Fusibles tipo NH	Deficiencia Mayor	4
5		Tablero compensación reactiva Condensador	Deficiencia	3
6		Tablero conexión Y - delta	Normal	0
7		Motor trifásico 100Hp	Deficiencia	3

PROYECTO 3

ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
8	Tablero interruptor principal	Breaker principal	Normal	0
9	Cuarto de Máquinas	Tablero Soft Starter	Normal	0
10		Tablero compensación reactiva	Deficiencia	3
11		Tablero conexión Y - delta	Normal	0
12		Motor trifásico 100Hp	Normal	0
13		Tablero Scada	Deficiencia	3

PROYECTO 2

ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
14	Tablero interruptor principal	Breaker principal	Normal	0
15	Cuarto de Máquinas	Tablero Soft Starter Motor #2 centro	Deficiencia	3
16		Motor 100Hp Centro del cuarto de máquinas	Normal	0
17		Bomba N°1, centro	Normal	0
18		Tablero Soft Starter Motor #3	Normal	0
19		Motor 100Hp, derecha	Normal	0
20		Bomba N°2	Normal	0
21		Tablero Y delta	Normal	0
22		Tablero de control, SCADA	Deficiencia	3
23		Tablero Compensación Reactiva	Normal	0

PROYECTO #1

	REPORTE TERMOGRÁFICO N°1	FECHA DE INSPECCIÓN: 22/06/2015 HORA DE INSPECCIÓN: 12:15:28 PM
---	---------------------------------	--

EMPRESA:

**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO UNO	MOTOR 100HP	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA CARCASA DEL MOTOR	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

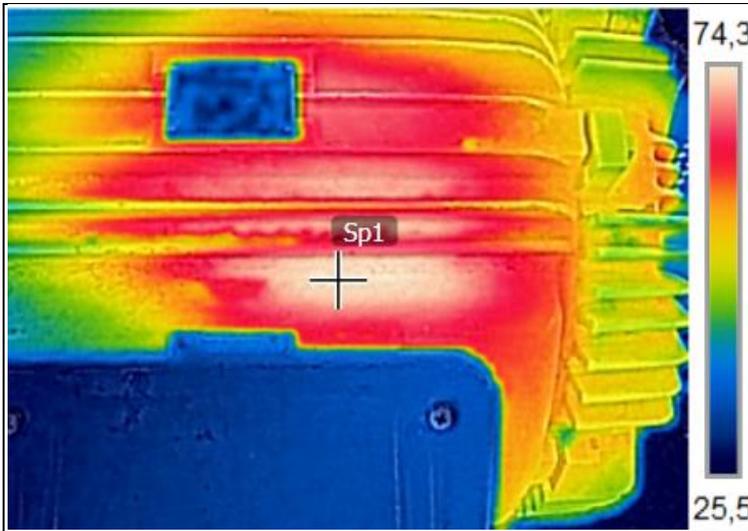
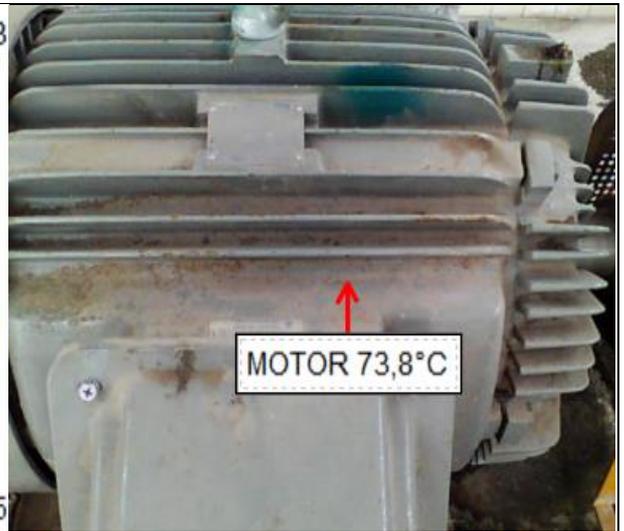


IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	47%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	73,8 °C	DELTA T. °C 27,4 °C
T. REF. °C	46,4 °C	
T. AMB. °C	22,2 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
MOTOR	ESTATOR

POSIBLES CAUSAS:	Debilitamiento del aislamiento de los bobinados del motor
CONSECUENCIAS:	Motor vulnerable a cortocircuitarse
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el estado de las bobinas del estator, comprobar la resistencia de aislamiento, la resistencia a tierra del motor.
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /	DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /	DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
22/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
10:54:39 AM

EMPRESA:

**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO UNO	MOTOR DE EJE HORIZONTAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL RODAMIENTO DE CARGA DEL MOTOR	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

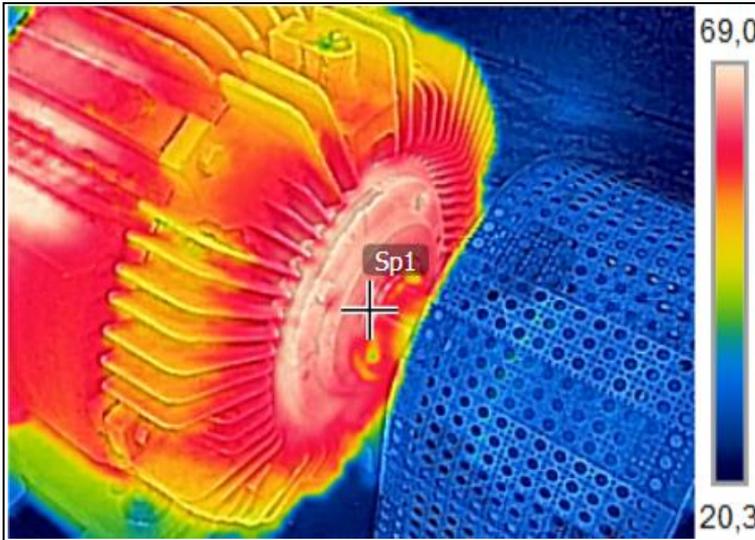
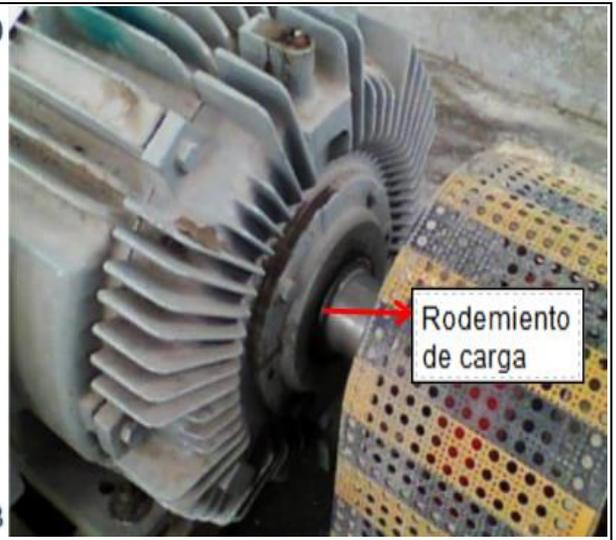


IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	52%

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	65,7 °C	DELTA T. °C	19,2 °C
T. REF. °C	46,5 °C		
T. AMB. °C	22,2 °C		

CONDICIONES DE TRABAJO	
MOTOR	RODAMIENTO Y EJE DEL ROTOR

POSIBLES CAUSAS:	Probable rodamiento con deficiente lubricación interna, desgastado, posible desbalance del eje.
CONSECUENCIAS:	Incremento de la corriente del motor, esfuerzo mecánico
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el rodamiento de carga y el eje del rotor
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:			



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
22/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
5:36:24 PM

EMPRESA:

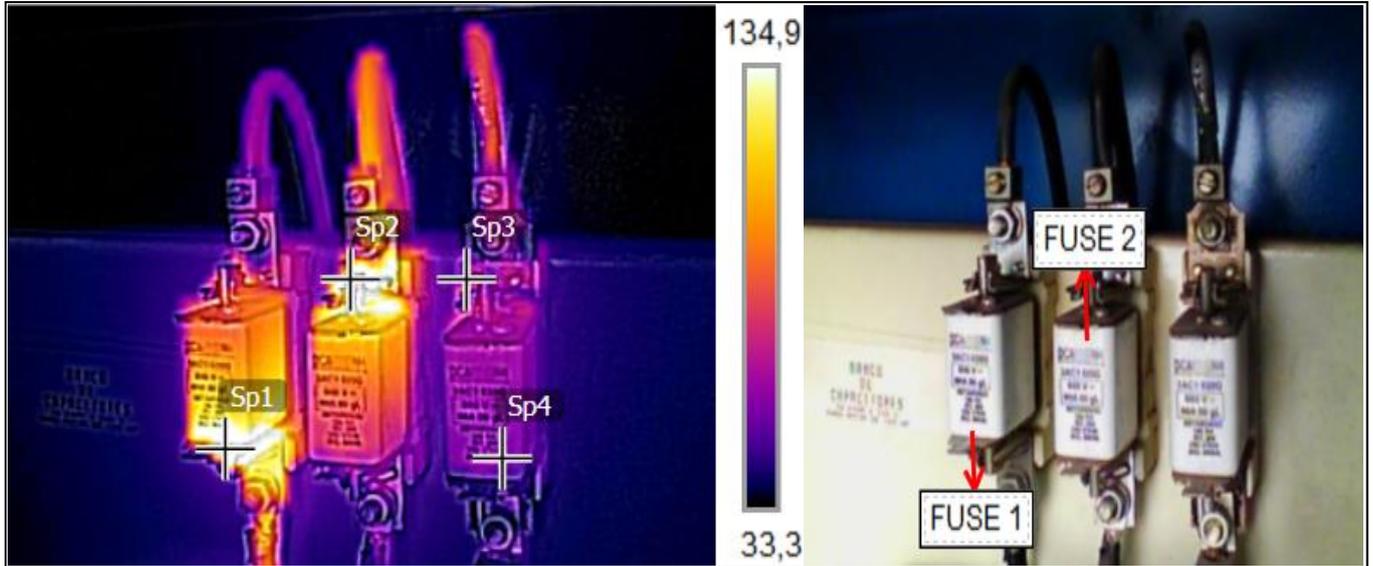
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO UNO TABLERO BANCO DE CAPACITORES	FUSIBLES TIPO NH	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA SALIDA DEL FUSIBLE UNO Y EN LA ENTRADA DEL FUSIBLE DOS	DEFICIENCIA MAYOR NIVEL: 4

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	40%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	180,9 °C	DELTA T. °C 115,3 °C
T. REF. °C	65,6 °C	
T. AMB. °C	25,2 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	FUSIBLE 1
FASE 2	FUSIBLE 2
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Cuchillas y fusibles deteriorados por desgaste normal de operación.
CONSECUENCIAS:	Pérdida de fase, mala compensación reactiva, deterioro del conductor.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar cuchillas y fusibles, reajustar hasta lograr un buen contacto.
OBSERVACIONES:	REPARAR INMEDIATAMENTE

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
		DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
		DD MM AA
COMENTARIOS:	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
22/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
10:42:15 AM

EMPRESA:

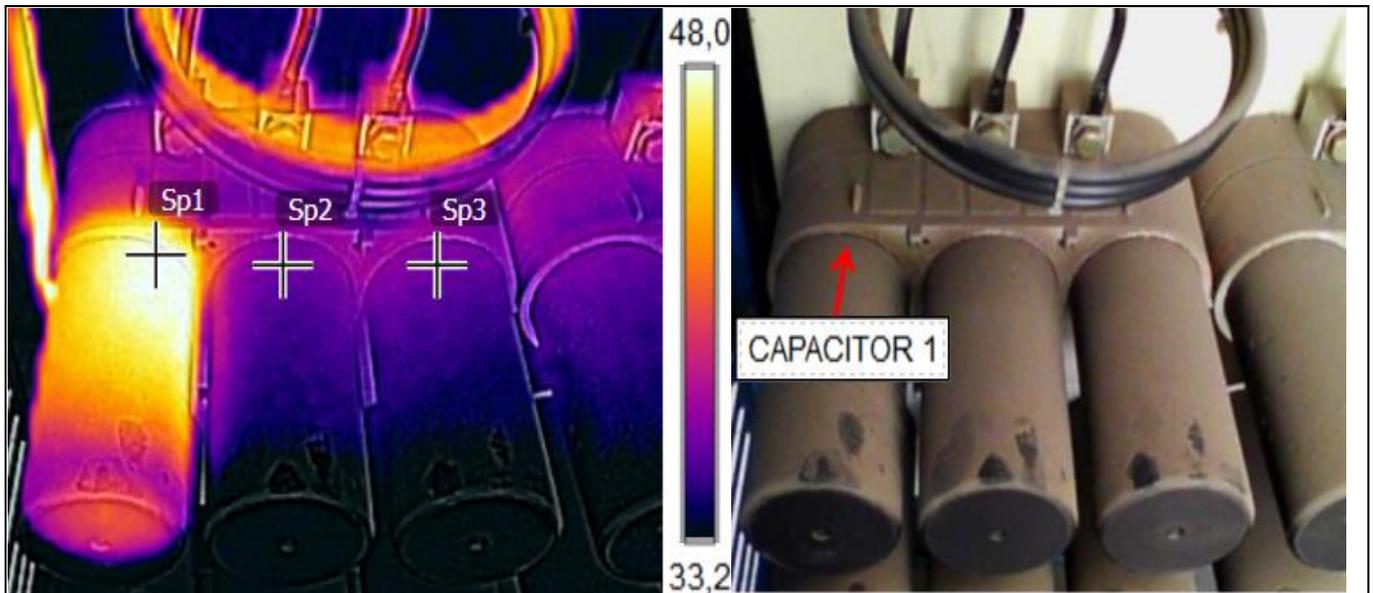
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO UNO TABLERO COMPENSACIÓN REACTIVA	CAPACITOR #1 DESDE LA PARTE SUPERIOR IZQUIERDA DE LOS CAPACITORES	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL CAPACITOR 1	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	41%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	52,2 °C	
T. REF. °C	36,1 °C	DELTA T. °C 16,1 °C
T. AMB. °C	22 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
BANCO DE CAPACITOR	CAPACITOR #1

POSIBLES CAUSAS:	Incremento de corriente debido a falla en fusibles tipo NH
CONSECUENCIAS:	Mala compensación reactiva
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar el capacitor
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:		

PROYECTO #2

	REPORTE TERMOGRÁFICO N°1	FECHA DE INSPECCIÓN: 22/06/2015 HORA DE INSPECCIÓN: 1:12:55 PM
---	---------------------------------	---

EMPRESA: EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE IBARRA

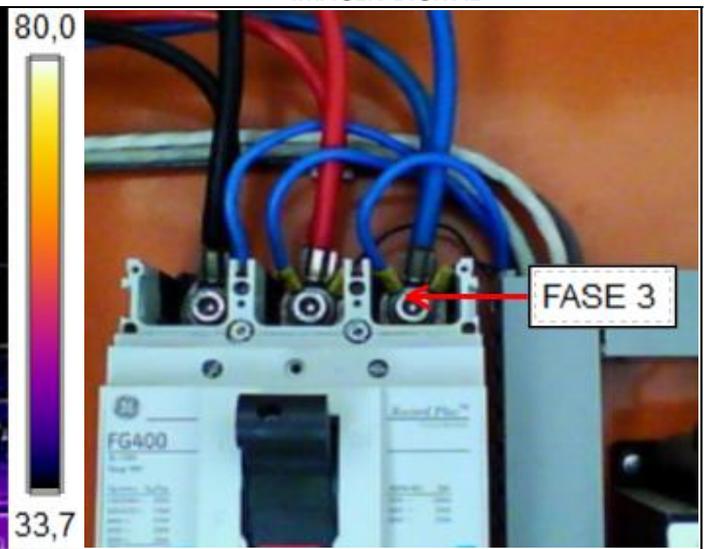


UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO DOS TABLERO SOFT STARTER, BOMBA CENTRO	BREAKER ALIMENTADOR PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA ENTRADA DE LA FASE 3	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA



IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	49%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	78,4 °C	DELTA T. °C 19,9 °C
T. REF. °C	58,5 °C	
T. AMB. °C	24,7 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	
FASE 3	TERMINAL TIPO OJO

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre borne y terminal amarillo tipo ojo
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, propenso a sulfatarse o fundirse
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar las terminales, cambiar el conductor, limpiar superficies de unión y asegurar un buen contacto.
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /	DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /	DD MM AA
COMENTARIOS:		
		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
 22/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
 1:12:55 PM

EMPRESA:

**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
 Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO DOS TABLERO SISTEMA DE CONTROL SCADA	RELÉS K1, K2, K3, K4, K6, RL10, RL11 Y RL12	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LOS RELÉS, SE ENCUENTRAN DISPARADOS	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA



IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	48%

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	53,6 °C	DELTA T. °C	16,5 °C
T. REF. °C	37,1 °C		
T. AMB. °C	25 °C		

CONDICIONES DE TRABAJO	
RELÉS	K1, K2, K3, K4, K6 RL10, RL11 Y RL12

POSIBLES CAUSAS:	Deterioro por falla en la operación del sistema
CONSECUENCIAS:	Relé con probable corto circuito interno
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el sistema scada, reemplazar los relés
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:			

PROYECTO #3

	REPORTE TERMOGRÁFICO N°1	FECHA DE INSPECCIÓN: 22/06/2015 HORA DE INSPECCIÓN: 11:57:29 AM
---	---------------------------------	--

EMPRESA: EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE IBARRA

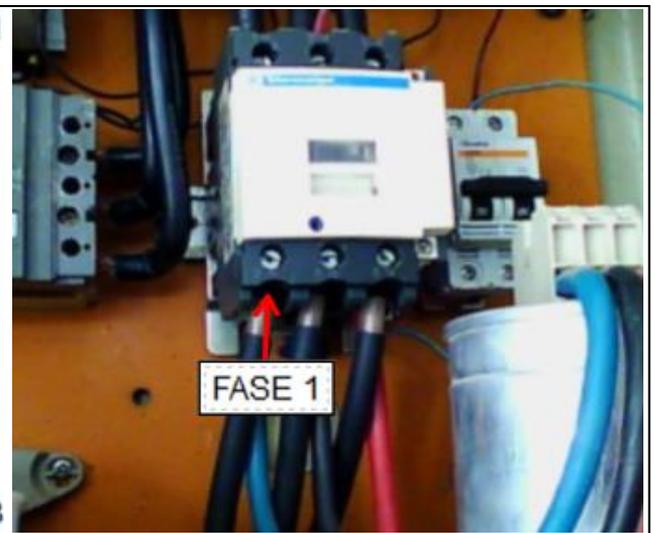


UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	PROYECTO TRES CUARTO DE MÁQUINAS, TABLERO DE COMPENSACIÓN REACTIVA	CONTACTOR	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE UNO DE SALIDA	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA



IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	37%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	64,9 °C	DELTA T. °C 16,3 °C
T. REF. °C	48,6 °C	
T. AMB. °C	25 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL SALIDA
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre borne y terminal
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, propenso a sulfarse o fundirse
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar las superficies de unión entre borne y terminal, reajustar hasta lograr un buen contacto.
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

22/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

12:21:44 PM

EMPRESA:

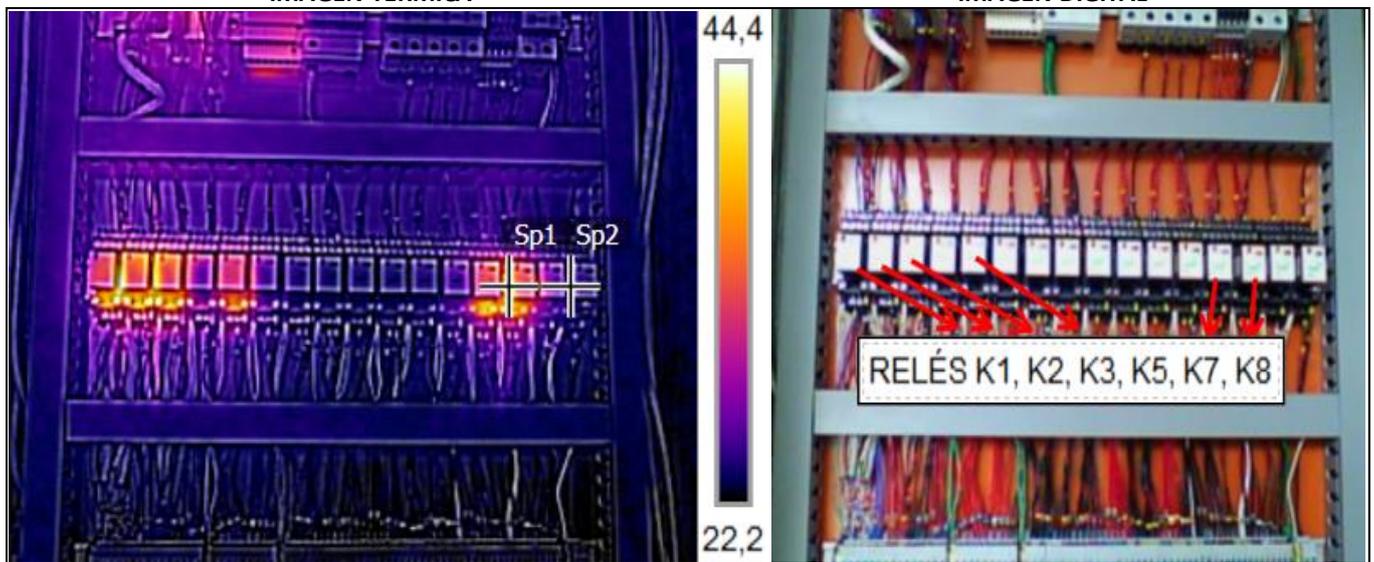
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO YUYUCOCHA, JUNTO A LAS PISCINAS DE YUYUCOCHA	CUARTO DE MÁQUINAS, PROYECTO TRES TABLERO SCADA	RELÉS K1, K2, K3, K5, K7 Y K8	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LOS RELÉS MENCIONADOS, SE ENCUENTRAN DISPARADOS	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	52%

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	47,9 °C	DELTA T. °C	23,6 °C
T. REF. °C	24,3 °C		
T. AMB. °C	22 °C		

CONDICIONES DE TRABAJO	
RELÉS	K1, K2, K3, K5, K7, K8

POSIBLES CAUSAS:	Relés defectuosos, deteriorados por operación del sistema
CONSECUENCIAS:	Accionamiento deficiente de los relés
ACCIONES CORRECTIVAS:	Verificar el sistema de control scada, sustituir relés
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



Inspección de termografía
ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN

Fecha de inspección:
08-07-2015

Inspección de termografía en ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN

Dirección

San Antonio de Ibarra

Fecha

08 de Julio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN	Fecha de inspección: 08-07-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de teléfono	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en la cámara de transformación y el cuarto de máquinas.
- Se inspeccionó el transformador y sus componentes, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento de la planta, incrementando su disponibilidad y su confiabilidad, a la vez que alargará la vida útil de sus componentes electromecánicos.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN

Fecha de inspección:
08-07-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	31	100 %
Equipos en operación Normal	28	90 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	3	9,7 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:		ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN		
FECHA:	08 / JUL / 2015 DD M AA	DIRECCIÓN:	San Antonio de Ibarra	
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cámara de Transformación	Transformador 75KVA	Normal	0
2	Cuarto de máquinas	Tablero breaker principal	Probable Deficiencia	2
3		Tablero banco de capacitor 1 superior	Probable Deficiencia	2
4		Tablero banco de capacitor 2 inferior	Normal	0
5		Tablero Y Delta motor	Probable Deficiencia	2
6		Motor 100Hp Siemens	Normal	0
7		Bomba de eje horizontal	Normal	0



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
08/07/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
3:55:13 PM

EMPRESA:

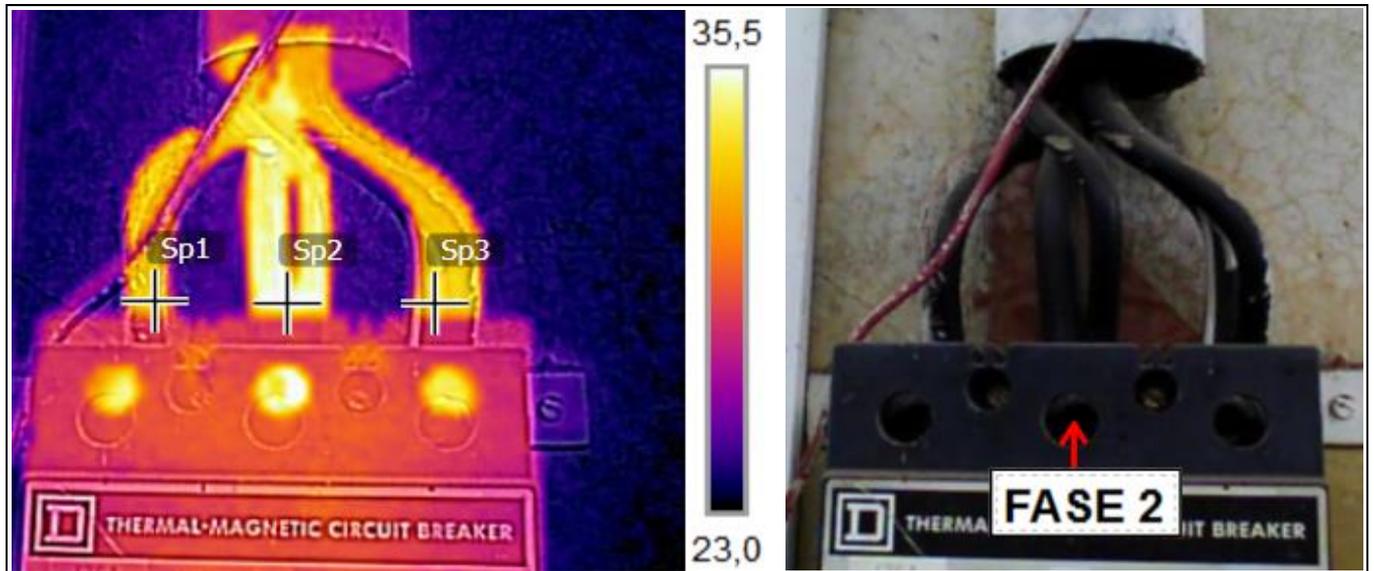
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN. SAN ANTONIO DE IBARRA, A 2KM DE LA GRUTA DE LA VÍRGEN.	CUARTO DE MÁQUINAS	BREAKER DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 DE ENTRADA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	38%

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	40,7 °C		
T. REF. °C	33,8 °C	DELTA T. °C	6,9 °C
T. AMB. °C	27,1 °C		

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	TERMINAL
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre conductor y borne
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor, incremento del consumo de energía
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar superficies de unión, reajustar hasta lograr un buen contacto entre conductor, borne.
OBSERVACIONES:	Reparar en la próxima parada disponible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
		DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
		DD MM AA
COMENTARIOS:	
	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
08/07/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
3:53:08 PM

EMPRESA:

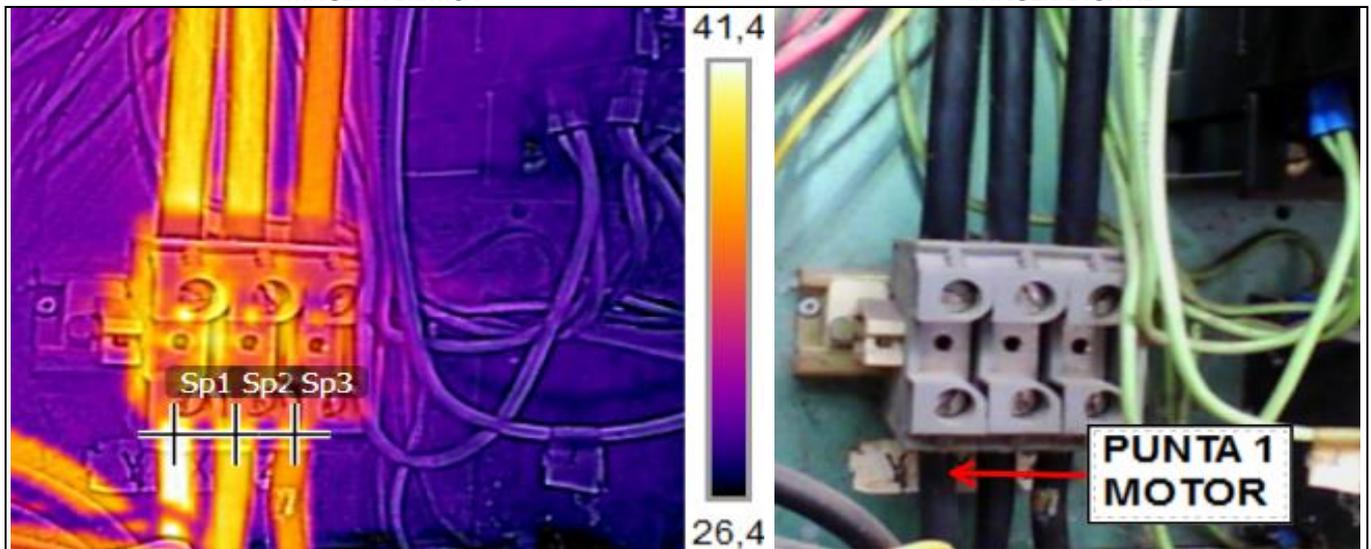
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN. SAN ANTONIO DE IBARRA, A 2KM DE LA GRUTA DE LA VÍRGEN.	CUARTO DE MÁQUINAS	TABLERO CONEXIÓN Y - DELTA, AL MOTOR	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA PUNTA 1 DE ENTRADA AL MOTOR	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	40%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	47,1 °C	DELTA T. °C 9,9 °C
T. REF. °C	37,2 °C	
T. AMB. °C	27 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Deterioro del aislamiento de los bobinados del motor, falla a tierra
CONSECUENCIAS:	Deterioro del aislamiento del motor
SUGERENCIAS:	Medir la resistencia a tierra, y la resistencia de aislamiento del motor
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, planificar una nueva inspección.

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
08/07/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
3:53:08 PM

EMPRESA:

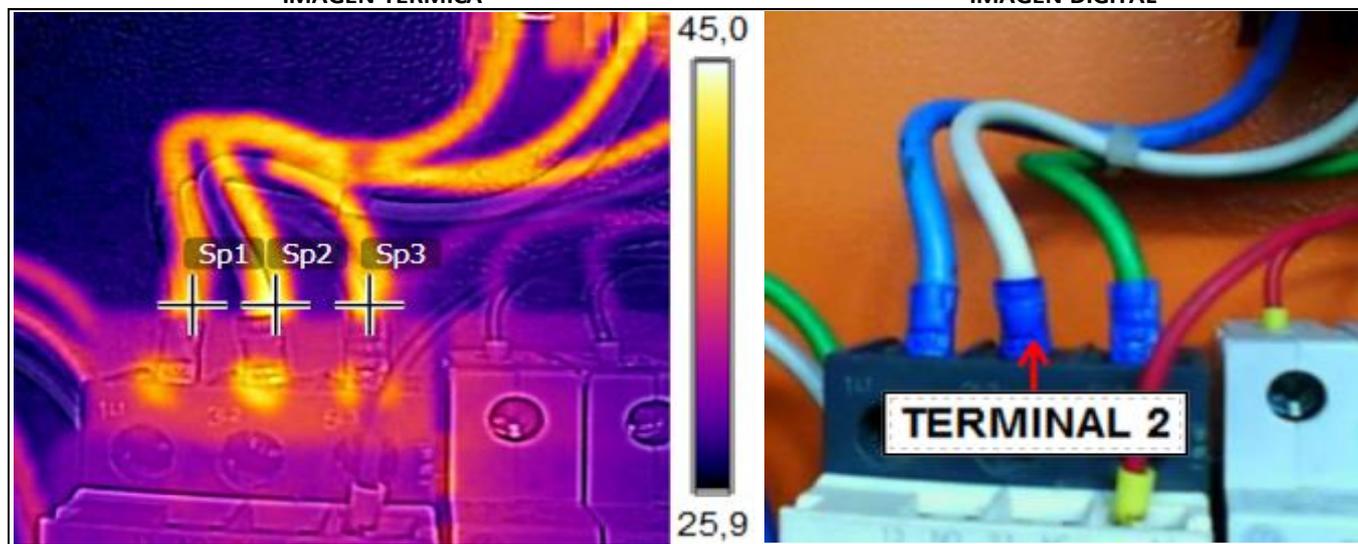
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
ESTACIÓN DE BOMBEO SAN AGUSTÍN. SAN ANTONIO DE IBARRA, A 2KM DE LA GRUTA DE LA VÍRGEN.	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO BANCO DE CONDENSADOR #1, SUPERIOR	Contactor principal	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 DE ENTRADA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	38%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	49,8 °C	
T. REF. °C	41,1 °C	DELTA T. °C 8,7 °C
T. AMB. °C	27 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	TERMINAL
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Mal contacto entre terminal y conductor
CONSECUENCIAS:	Deterioro de la terminal y del conductor
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar la terminal, lograr un buen contacto entre superficies, entre terminal, conductor y borne
OBSERVACIONES:	Reparar en la próxima parada disponible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:	



Inspección de termografía
PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA

Fecha de inspección:
29-06-2015

Inspección de termografía en

PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA

Dirección

IBARRA, SECTOR LOMAS DE AZAYA

Fecha

28 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA	Fecha de inspección: 29-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de teléfono	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en los tableros eléctricos, motores y bombas de la planta.
- Se inspeccionó el transformador, la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos de la planta.
- Al momento de la inspección se verificó que el motor de eje horizontal de 125hp estaba alimentado por un arranque estrella triángulo, mas no por el variador de frecuencia.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía en
PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA

Fecha de inspección:
29-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	41	100 %
Equipos en operación Normal	40	98 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	1	2,4 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR: PLANTA DE TRATAMIENTO AZAYA				
FECHA: 29 / JUN / 2015 DD MM AA		DIRECCIÓN: IBARRA, SECTOR LOMAS DE AZAYA		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Estructura tipo H	Transformador 160KVA	Normal	0
2	Tablero breaker medidor	Breaker principal	Normal	0
3	Cuarto de máquinas	Tablero Y delta Motor 125HP	PROBABLE DEFICIENCIA	2
4		Tablero variador de frecuencia	Inoperativo	-
5		Motor Westinghouse 125hp	Normal	0



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
29/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
11:02:44 AM

EMPRESA:

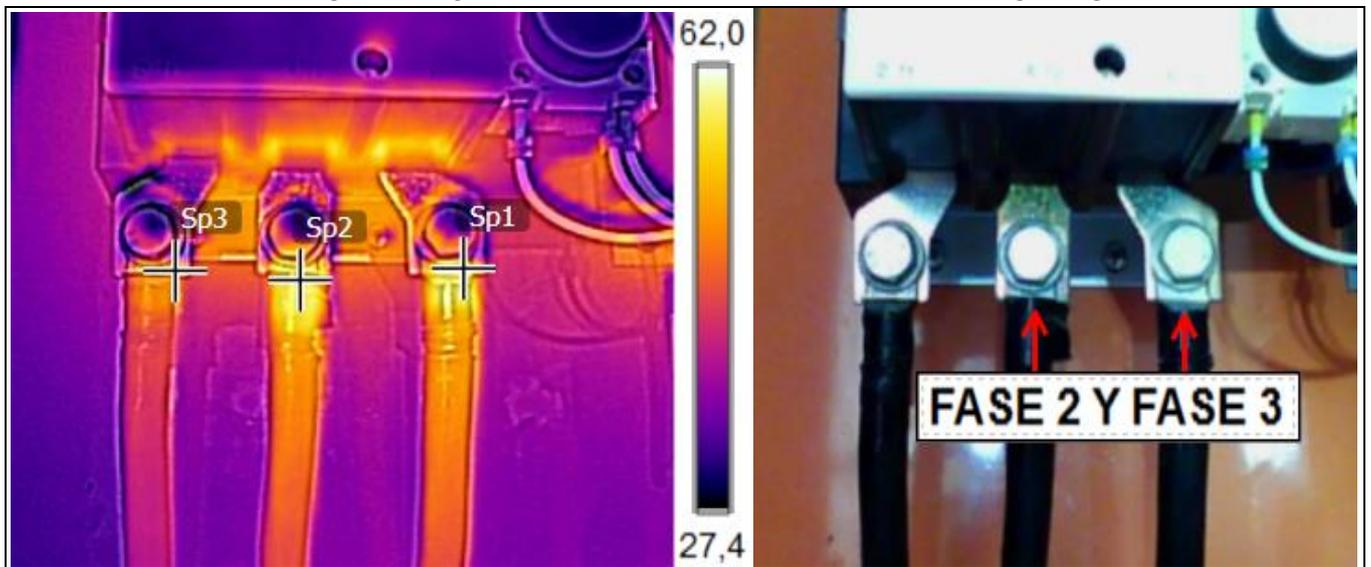
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
IBARRA, SECTOR LOMAS DE AZAYA	CUARTO DE MÁQUINAS TABLERO Y-DELTA MOTOR 125HP	CONTACTOR PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 Y LA FASE 3 DE SALIDA	PROBABLE DEFICIENCIA NIVEL: 2

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	46%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	72,4 °C	DELTA T. °C 14,5 °C
T. REF. °C	57,9 °C	
T. AMB. °C	23,7 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	
FASE 2	TERMINAL
FASE 3	TERMINAL

POSIBLES CAUSAS:	Sobrecarga en el motor, posible falla a tierra, aislamiento deficiente
CONSECUENCIAS:	Deterioro del aislamiento del motor, propenso a sufrir un cortocircuito interno
RECOMENDACIONES:	Verificar estado de los devanados del motor, medir la resistencia a tierra, medir la resistencia de aislamiento del motor
OBSERVACIONES:	Dar seguimiento, realizar una nueva inspección

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:			



Inspección de termografía
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES YAHUARCOCHA

Fecha de inspección:
27-06-2015

Inspección de termografía en

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES YAHUARCOCHA

Dirección

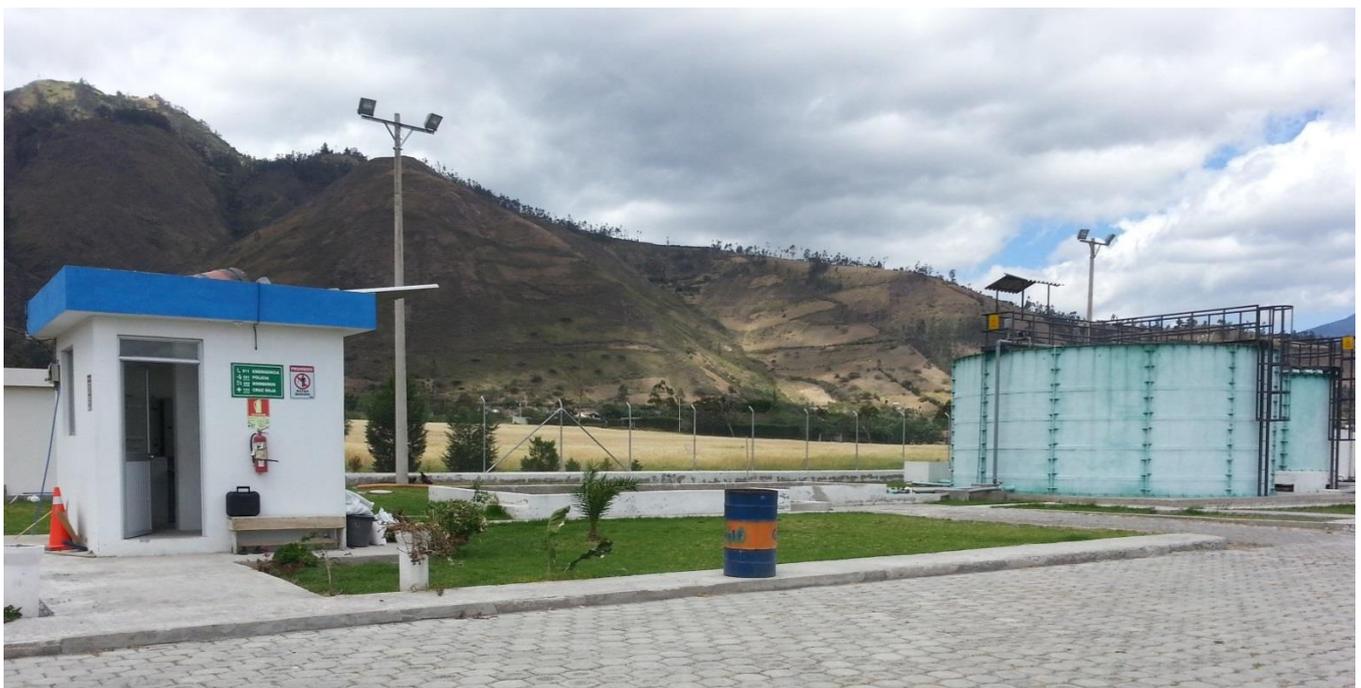
**PUEBLO DE YAHUARCOCHA, DESTACAMENTO YAGUACHI, PASAJE L.
A MANO IZQ. DE ALDEAS S.O.S**

Fecha

27 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES YAHUARCOCHA	Fecha de inspección: 27-06-2015
---	--	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de teléfono	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- La inspección de termografía se realizó en el tablero del variador de frecuencia y de las bombas sumergibles.
- Se inspeccionó la aparamenta eléctrica y los equipos electromecánicos.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico.
- Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará el funcionamiento de la planta de tratamiento, incrementando su disponibilidad y su confiabilidad, a la vez que alargará la vida útil de sus componentes electromecánicos.
- Se recomienda hacer una nueva inspección después de ejecutar las acciones correctivas.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18 Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

	<p style="text-align: center;">Inspección de termografía PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES YAHUARCOCHA</p>	<p style="text-align: right;">Fecha de inspección: 27-06-2015</p>
---	--	---

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	21	100 %
Equipos en operación Normal	18	86 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia	2	9,5 %
Equipos con Deficiencia Mayor	1	4,8 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:		PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES YAHUARCOCHA		
FECHA:		DIRECCIÓN:		
27 / JUN / 2015 DD M AA		PUEBLO DE YAHUARCOCHA, DESTACAMENTO YAGUACHI, PASAJE L. A MANO IZQ. DE ALDEAS S.O.S		
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Cuarto de máquinas	Tablero breaker principal	Normal	0
2		Tablero variador de frecuencia	Deficiencia	3
3		Tablero de bombas sumergibles de 1; 1.5 y 7.5Hp - Contactor	Deficiencia Mayor	4
4		Tablero de bombas sumergibles de 1; 1.5 y 7.5Hp - Breaker	Deficiencia	3



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
27/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
11:45:22 AM

EMPRESA:

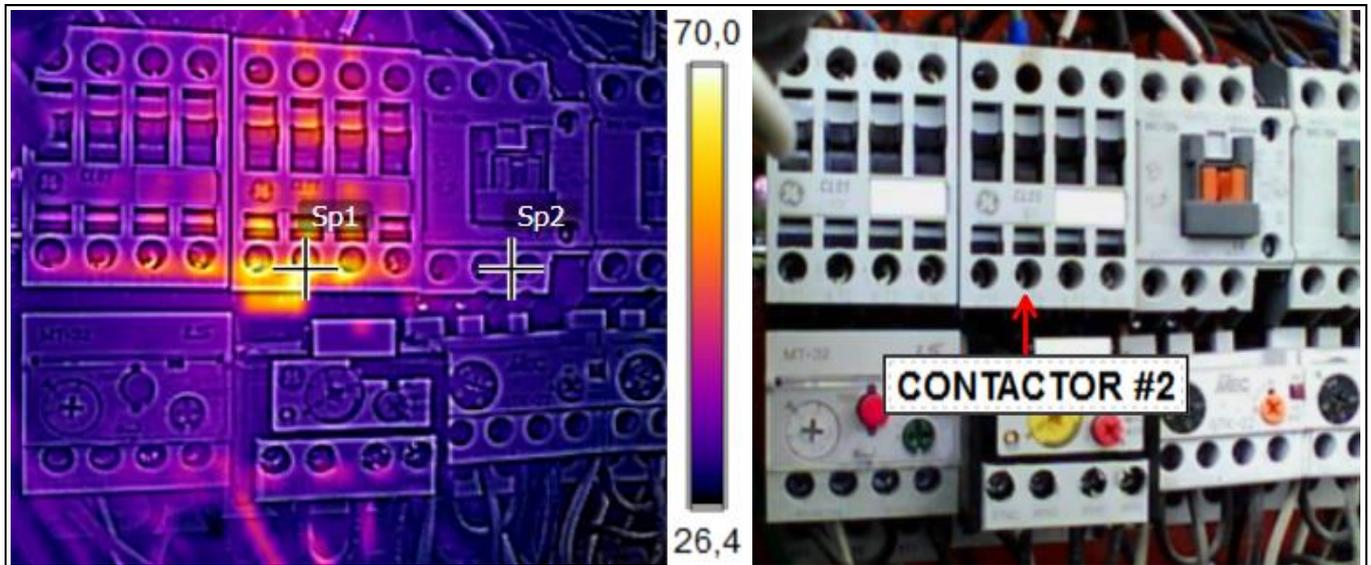
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
PUEBLO DE YAHUARCOCHA, DESTACAMENTO YAGUACHI, PASAJE L. A MANO IZQ. DE ALDEAS S.O.S	TABLERO DE BOMBAS SUMERGIBLES DE 1; 1.5 y 7.5Hp	CONTACTOR #2 DE IZQ. A DER.	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA SALIDA DEL CONTACTOR #2	DEFICIENCIA MAYOR NIVEL: 4

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	46%

ANÁLISIS TÉRMICO			
T. MAX. °C	70,1 °C		
T. REF. °C	34,1 °C	DELTA T. °C	36 °C
T. AMB. °C	25,3 °C		

CONDICIONES DE TRABAJO	
CONTACTOR	#2

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre puntas del relé y bornera del contactor.
CONSECUENCIAS:	Deterioro del contactor, barras de cobre del relé propensas a sulfatarse o fundirse, disparo del relé térmico.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar las superficies en contacto, reajustar hasta lograr un buen contacto.
OBSERVACIONES:	REPARAR INMEDIATAMENTE

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / /
			DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / /
			DD MM AA
COMENTARIOS:		



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:

27/06/2015

HORA DE INSPECCIÓN:

11:36:13 AM

EMPRESA:

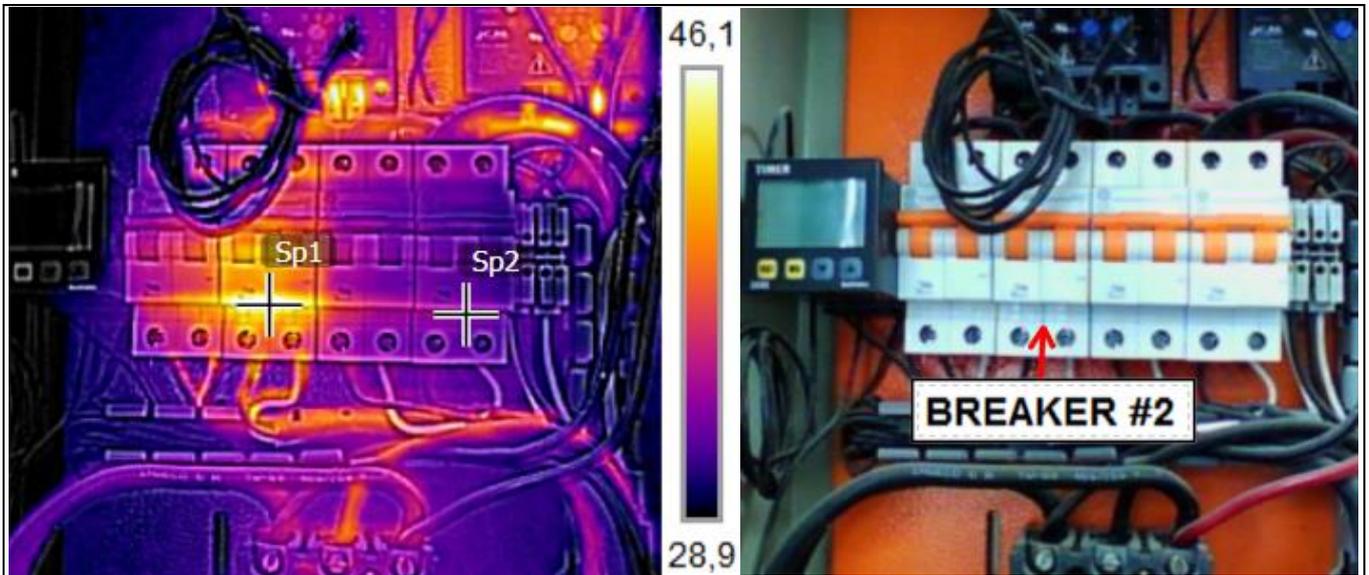
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
PUEBLO DE YAHUARCOCHA, DESTACAMENTO YAGUACHI, PASAJE L. A MANO IZQ. DE ALDEAS S.O.S	TABLERO DE BOMBAS SUMERGIBLES DE 1; 1.5 y 7.5Hp	BREAKER #2 BIFÁSICO	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL BREAKER #2	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	45%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	49,6 °C	
T. REF. °C	33,3 °C	DELTA T. °C 16,3 °C
T. AMB. °C	24,4 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
BREAKER	#2

POSIBLES CAUSAS:	Breaker deteriorado por operación del sistema.
CONSECUENCIAS:	Probable cortocircuito interno, desconexión del circuito
ACCIONES CORRECTIVAS:	Reemplazar el breaker
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:	



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
27/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
12:00:22 PM

EMPRESA:

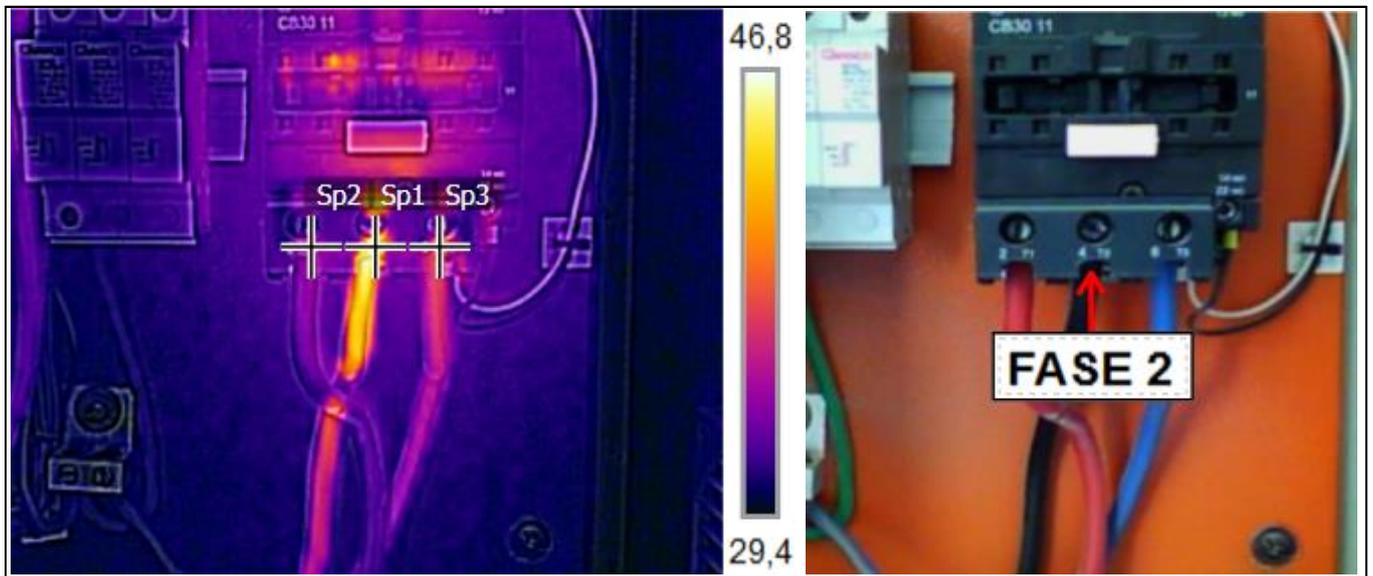
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
PUEBLO DE YAHUARCOCHA, DESTACAMENTO YAGUACHI, PASAJE L. A MANO IZQ. DE ALDEAS S.O.S	TABLERO VARIADOR DE VELOCIDAD	CONTACTOR PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA FASE 2 DE SALIDA	DEFICIENCIA NIVEL: 3

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,94
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	40%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	51,8 °C	DELTA T. °C 16,6 °C
T. REF. °C	35,2 °C	
T. AMB. °C	26,4 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	TERMINAL
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Falso contacto entre conductor y terminal.
CONSECUENCIAS:	Deterioro del conductor y su aislante, fase propensa a sulfatarse y fundirse.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Limpiar las superficies de unión y asegurar un buen contacto.
OBSERVACIONES:	Reparar tan pronto como sea posible

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:	



Inspección de termografía
PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARIN

Fecha de inspección:
28-06-2015

Inspección de termografía en
PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARIN

Dirección

TANGUARIN, SAN ANTONIO

Fecha

28 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARIN	Fecha de inspección: 28-06-2015
---	---	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de teléfono	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

Comentarios:

- Al momento de la inspección, la planta no se encontraba operativa debido a fallas en el bombeo de agua.
- El guardián operador de la planta, señaló que la planta no se encuentra en funcionamiento desde hace aproximadamente tres meses.

Sugerencias:

- Se sugiere realizar una inspección de termografía cuando la planta se encuentre operando a plena carga.

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18

Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARIN

Fecha de inspección:
28-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	20	100 %
Equipos en operación Normal	0	0 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	0	0 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:		PLANTA DE TRATAMIENTO TANGUARIN		
FECHA:	28 / JUN / 2015 DD M AA	DIRECCIÓN:	TANGUARIN, SAN ANTONIO	
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	Estructura tipo H	Transformador	Normal	0
2	Cuarto de máquinas	Tablero breaker principal	Normal	0
3		Tablero Y-delta bomba 1 y 2	INOPERATIVO	0
4		Motor de eje horizontal 1 y 2	INOPERATIVO	0
5		Bomba de eje horizontal 1 y 2	INOPERATIVO	0



Inspección de termografía
EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I

Fecha de inspección:
19-06-2015

Inspección de termografía en

EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I

Dirección

**IBARRA,
CARRERA PEDRO MONCAYO Y SUCRE;
PLAZOLETA FRANCISCO CALDERON**

Fecha

19 de Junio del 2015

Inspeccionado por

Diego Vásquez Paredes



	Inspección de termografía EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I	Fecha de inspección: 19-06-2015
---	---	------------------------------------

Información del lugar de la inspección	
Empresa	EMAPA-I
Dirección	Edificio central, Calle Pedro Moncayo y Sucre
Departamento responsable de inspección	Dirección Técnica
Persona de contacto	Ing. Giovani Rivadeneira Director Técnico
Email	rivapaz2@yahoo.com
Número de contacto	0981245743
Departamento responsable de corrección	Electromecánica
Elaborado por	Diego Vásquez Paredes

<p>Comentarios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La inspección de termografía se realizó en los tableros eléctricos de distribución principal del edificio central, ubicados en la planta baja. • Se inspeccionó los breakers de alimentación principal, secundarios, tomacorrientes y los de iluminación de planta baja. <p>Sugerencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se sugiere realizar una inspección termográfica semestralmente, ya que varios elementos necesitan de seguimiento térmico. • Al efectuar las acciones correctivas sugeridas en este informe se optimizará los sistemas eléctricos, se incrementará su disponibilidad y su confiabilidad de operación, a la vez que alargará la vida útil de los componentes electromecánicos. • Se recomienda hacer una nueva inspección de termografía después de ejecutar las acciones correctivas.
--

Descripción general de las averías

ANSI/NETA ATS-2009; TABLA 100.18 Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise

Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

O/A: Over Ambient: (Sobre Temperatura ambiente)

O/S: Over Similar: (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)



Inspección de termografía
EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I

Fecha de inspección:
11-06-2015

Resumen de resultados

CLASIFICACIÓN DE FALLAS	TOTAL	%
<i>Equipos analizados</i>	52	100 %
Equipos en operación Normal	51	98 %
Equipos con Posible Deficiencia	0	0 %
Equipos con Probable Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia	0	0 %
Equipos con Deficiencia Mayor	1	1,9 %

Resumen de la inspección

REGISTRO DE COMPONENTES INSPECCIONADOS				
LUGAR:		EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I		
FECHA:	11 / JUN / 2015 DD MM AA	DIRECCIÓN:	CARRERA PEDRO MONCAYO Y SUCRE, PLAZOLETA FRANCISCO CALDERON.	
ITEM	INSTALACIÓN	EQUIPO	CONDICIÓN	NIVEL
1	CUARTO TABLEROS ELÉCTRICOS PLANTA BAJA	Tablero cargas especiales	Deficiencia Mayor	4
2		Tablero de tomacorrientes planta baja	Normal	0
3		Tablero de distribución principal de carga	Normal	0
4		Tablero puntos de iluminación	Normal	0



REPORTE TERMOGRÁFICO N°1

FECHA DE INSPECCIÓN:
19/06/2015
HORA DE INSPECCIÓN:
10:42:01 AM

EMPRESA:

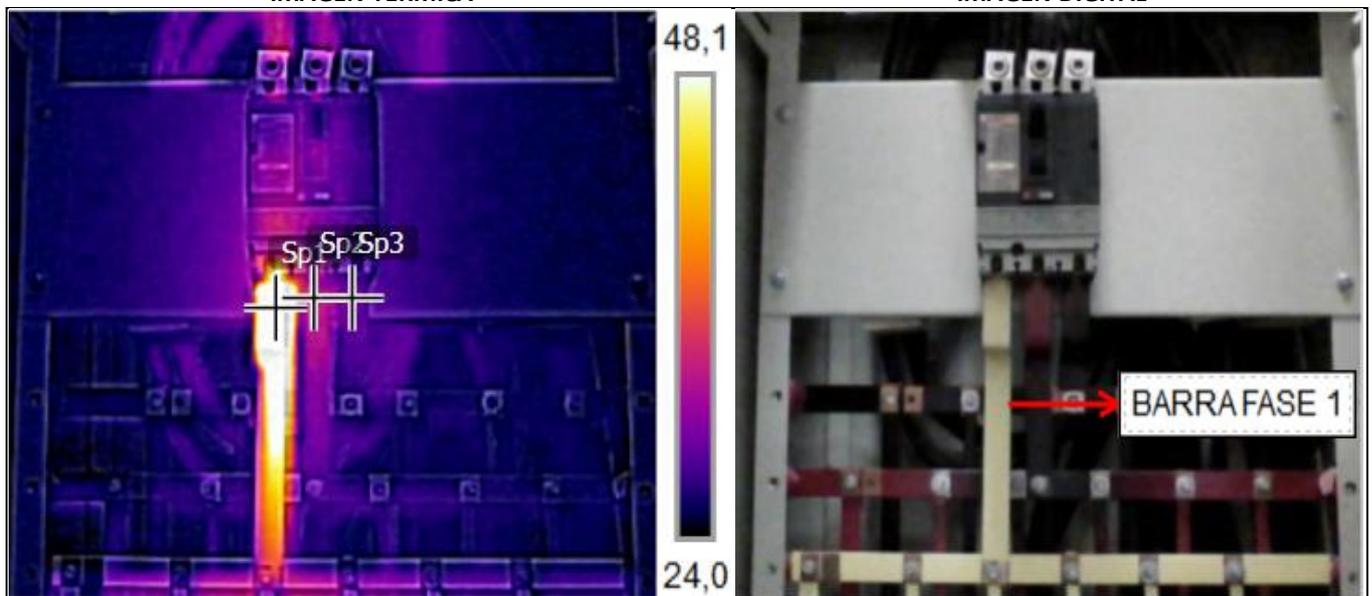
**EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA**



UBICACIÓN	INSTALACIÓN	COMOPONENTE CON DEFECTO	DESCRIPCIÓN	CRITERIO DE GRAVEDAD
EDIFICIO CENTRAL EMAPA-I CALLE PEDRO MONCAYO Y SUCRE	CUARTO DE TABLEROS ELÉCTRICOS. PLANTA BAJA TABLERO DE CARGAS ESPECIALES	BREAKER ALIMENTACIÓN PRINCIPAL	DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA BARRA DE LA FASE 1. A LA SALIDA DEL BREAKER	DEFICIENCIA MAYOR NIVEL: 4

IMAGEN TÉRMICA

IMAGEN DIGITAL



PARÁMETROS DE MEDICIÓN	
EMISIVIDAD	0,93
T. REFLEJADA °C	20°C
HUMEDAD RELATIVA %	52%

ANÁLISIS TÉRMICO		
T. MAX. °C	77,9 °C	DELTA T. °C 48,6 °C
T. REF. °C	29,3 °C	
T. AMB. °C	21 °C	

CONDICIONES DE TRABAJO	
FASE 1	BARRA DE COBRE
FASE 2	
FASE 3	

POSIBLES CAUSAS:	Barra deteriorada su capacidad conductora, posiblemente fisurada.
CONSECUENCIAS:	Pérdida de la capacidad conductora, deterioro térmico del breaker.
ACCIONES CORRECTIVAS:	Sustituir la barra conductora
OBSERVACIONES:	REPARAR INMEDIATAMENTE

INSPECCIÓN REALIZADA POR:	FIRMA:	FECHA: / / DD MM AA
REPARADO POR:		FECHA: / / DD MM AA
COMENTARIOS:		



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE IBARRA – ECUADOR

Entrevista dirigida a:

Ing. José Daniel Escobar
Termógrafo Nivel I
Asesor de ventas Hivimar, Flir.

El motivo de la presente fue realizada con motivo de despejar inquietudes resultantes en el desarrollo del trabajo de grado, titulado *Estudio Termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de medio y bajo voltaje de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.*

De antemano muchas gracias por su valiosa colaboración en este proyecto. Las preguntas son de libre respuesta, sin olvidar que la experiencia es la herramienta más importante en esta investigación.

1. ¿Qué paletas de colores se debe utilizar para evaluar equipos eléctricos y mecánicos?

Las paletas de colores se utilizan de acuerdo a la persona que esté realizando el análisis, el objetivo es elegir la paleta que mejor identifica y comunica el problema. Principalmente al evaluar un equipo se debe considerar también el rango y el campo. El rango fijará las temperaturas máximas y mínimas a partir de las cuales se puede medir con la cámara, el campo es el intervalo de temperaturas que se ven durante la inspección, también se denomina constante térmica.

2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de utilizar video radiométrico al momento de evaluar las condiciones de un equipo?

El video radiométrico tiene como ventaja tener un registro de temperatura continuo, no tiene desventajas. Permite dividir cada píxel de una secuencia de imágenes y analizarlas por separado, las imágenes se graban en formato jpeg radiométrico de tamaño mucho menor a las imágenes IR comunes. En cada píxel se puede hacer un análisis de temperatura.

3. ¿Qué otros instrumentos se debe emplear en una inspección de termografía?

En el procedimiento de una inspección de termografía, se necesita tener el valor de temperatura ambiente y humedad relativa. Si se tiene una humedad que sobrepase el 80% los datos de temperatura van a ser erróneos. Otro dato importante es sobre todo en líneas de transmisión es la carga, por eso se recomienda realizar la termografía en la noche para que se encuentre las líneas a plena carga.

4. ¿En la cámara Flir E4, que parámetros se debe considerar para tener una buena imagen radiométrica?

Para tener una buena imagen radiométrica aparte de los valores de temperatura ambiente y humedad relativa, también es importante verificar la emisividad y la temperatura reflejada que son las que afectan a la medida de la temperatura.

5. ¿Cuándo se captura una imagen radiométrica con la cámara Flir E4, a que se debe que en ocasiones la imagen térmica se desplaza de la imagen real?

La imagen radiométrica se desplaza de una imagen real debido a una falla de enfoque de la persona que está realizando inspección, esto también se debe a la utilización del MSX al no realizar un enfoque antes de tomar la imagen. También se produce cuando no se presiona a fondo el gatillo o no se mantiene presionado hasta que aparezca la imagen capturada. Para esto se debe tomar las imágenes en modo de imagen térmica, no con MSX.





UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE IBARRA – ECUADOR

Entrevista dirigida a:

Tlgo. Luis Cervantes
Termógrafo Nivel II
UNACEM ECUADOR

El motivo de la presente fue realizada con motivo de despejar inquietudes resultantes en el desarrollo del trabajo de grado, titulado *Estudio Termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de medio y bajo voltaje de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.*

De antemano muchas gracias por su valiosa colaboración en este proyecto. Las preguntas son de libre respuesta, sin olvidar que la experiencia es la herramienta más importante en esta investigación.

1. ¿Qué elementos se debe inspeccionar en motores y bombas?

Se debe inspeccionar puntos calientes en bobinados (carcasa), elementos rodantes (rodamientos) Determinar sobrecargas, pérdidas de fase y mal estado de rodamientos. En bombas se busca en especial el estado de los rodamientos y obstrucciones.

2. ¿En un caso práctico, si se tiene una temperatura alta en rodamientos, como se puede detectar su origen?

Se determina en la inspección visual luego de extraer los rodamientos, puede ser sobrecarga Falta de lubricante, contaminantes en el lubricante, desalineamiento extremo, etc. Se debe realizar análisis como la medición de vibraciones para determinar la causa-raíz del problema.

3. Con base en su experiencia ¿Qué parámetros técnicos debemos considerar para poder determinar una falla en un relé de protección?

Se debe verificar la corriente de circulación, verificar si no existen sobrecorrientes, usualmente se lleva un registro de disparos por cortocircuito de los relés.

4. En base a su experiencia, explique ¿Qué porcentaje de desequilibrio de voltaje puede tener un motor para su correcto funcionamiento?

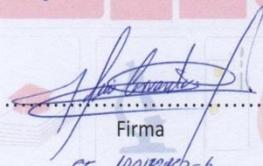
Un motor puede tener $\pm 5\%$ de desequilibrio de voltaje, pasado este porcentaje se genera mayores temperaturas. Se debe verificar el voltaje y que las corrientes estén equilibradas.

5. ¿Qué parámetros de medición son necesarios para poder emitir acciones correctivas en sistemas eléctricos y mecánicos?

Se debe tomar en consideración que los equipos estén operando al 75% de su carga nominal, o el % que indique en placa con la mejor eficiencia del equipo. Se debe conocer la potencia, temperatura, vibraciones, temperatura ambiente, temperatura generada por equipos calientes. Mientras más mediciones se tenga es mejor para el diagnóstico.

6. De acuerdo a su experiencia ¿Qué procedimiento de análisis debe seguirse para evaluar una imagen radiométrica?

Se debe realizar isometrias y comparación de temperatura. Se basa en el $\Delta T^{\circ}C$ ó diferencia de temperatura entre equipos o puntos similares (en iguales condiciones de carga).


Firma
CE 10019850-6

AUTONOMA DESDE 1986
IBARRA - ECUADOR



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
IBARRA – ECUADOR

Entrevista dirigida a:
Tlgo. Nixon Espinoza
Termógrafo Nivel I
Emelnorte

El motivo de la presente fue realizada con motivo de despejar inquietudes resultantes en el desarrollo del trabajo de grado, titulado *Estudio Termográfico aplicado como técnica de mantenimiento predictivo en las instalaciones eléctricas de medio y bajo voltaje de los sistemas de bombeo del sector urbano de la EMAPA-I.*

De antemano muchas gracias por su valiosa colaboración en este proyecto. Las preguntas son de libre respuesta, sin olvidar que la experiencia es la herramienta más importante en esta investigación.

1. De manera personal ¿De un criterio técnico con respecto a la utilización de la termografía en sistemas eléctricos de media tensión?

La termografía determina el calentamiento del conductor por efecto Joule cuando estos tienen estén sobrecargados se produce un mayor calentamiento y puede ser detectada por la cámara termográfica.

2. ¿Cómo se puede determinar un punto caliente por falso contacto y/o por sobrecorriente?

Podemos determinar por falso contacto cuando tenemos una temperatura puntual en conector o puntos de conexión por sobre corriente tenemos una imagen radiométrica con una temperatura en todo el conductor.

3. ¿Cuáles son las técnicas más importantes para evaluar una imagen radiométrica en sistemas mecánicos y eléctricos?

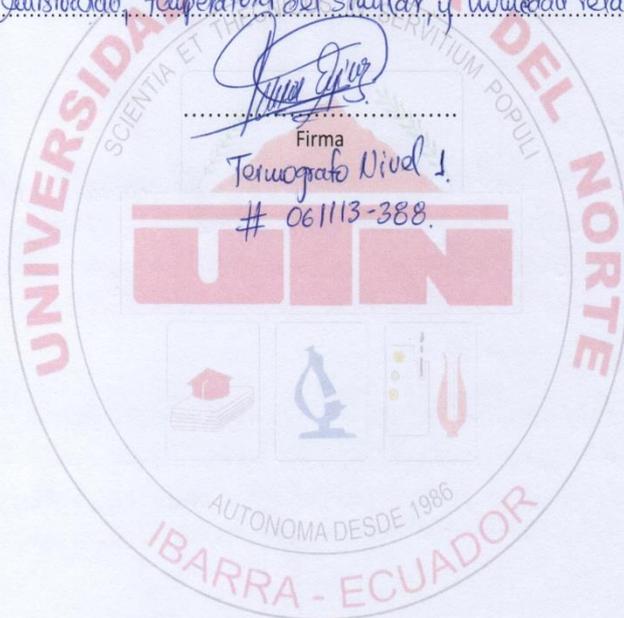
Para poder evaluar una imagen radiométrica debemos tener los siguientes puntos: un buen enfoque, calibración, ajustes de sensibilidad.

4. ¿Para tener mejores resultados de temperatura, en qué momento se debe realizar inspecciones de termografía?

Para obtener un buen resultado con respecto a una falla o punto caliente es importante realizar el análisis termográfico cuando el motor, transformador o circuito eléctrico este trabajando a su carga máxima.

5. ¿Qué otros datos de medición son necesarios para poder emitir acciones correctivas en sistemas eléctricos y mecánicos?

Para poder evaluar un punto que se necesita ser corregido debemos tener su aceite, temperatura ambiente, humedad, temperatura del similar, y humedad relativa.





EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALCANTARILLADO DE IBARRA

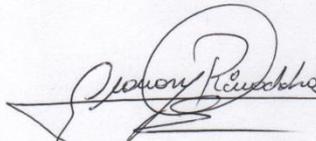


Ibarra, 06 de julio del 2015

ING. MILTON GIOVANI RIVADENEIRA PAZ, Gerente General (E) de la Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra

CERTIFICO

Que el Sr. Diego Javier Vásquez Paredes, estudiante de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, ha realizado la investigación de campo y el diagnóstico del estado de funcionamiento de los Equipos Eléctricos y Mecánicos que conforman los Sistemas de Bombeo del Sector Urbano de la EMAPA-I, ésta información servirá para ejecutar las debidas acciones correctivas en el Plan de Mantenimiento Preventivo de Plantas, Pozos y Estaciones de Bombeo para reducir los porcentajes de fallas e incrementar la confiabilidad y la disponibilidad de dichos Sistemas.



Ing. Giovanni Rivadeneira Paz
GERENTE GENERAL EMAPA-I (E)



EMPRESA PÚBLICA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE
Y ALcantarillado DE IBARRA

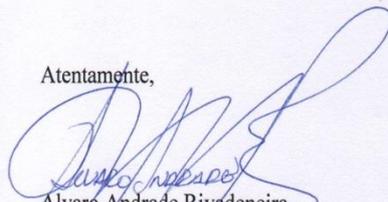


PARA: Guardianes Operadores de Plantas, Pozos y Sistemas
DE: Alvaro Andrade Rivadeneira **ELECTROMECHANICO**
ASUNTO: Autorización de Ingreso
FECHA: 17 de marzo del 2015

Comunico que el Sr. Diego Vásquez Paredes con Cédula N° 1004041875, estudiante de la Universidad Técnica del Norte, se encuentra realizando un estudio termográfico en todas las plantas pozos y sistemas que administra la EMAPA-I en el sector urbano, en tal motivo está autorizado para ingresar a las instalaciones de su lugar de trabajo para que realice el diagnóstico respectivo.

Particular que informo para los fines pertinentes,

Atentamente,


Alvaro Andrade Rivadeneira
ELECTROMECHANICO





PARA: Señores Universidad Técnica del Norte.
DE: Ing. Alvaro Andrade Rivadeneira - *Electromecánica*
ASUNTO: Autorización de ejecución de tesis de grado.
FECHA: 09 de marzo del 2015

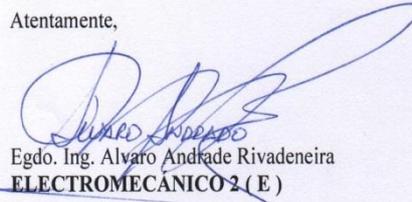
UEM 01- 2015

El departamento de Electromecánica de la EMAPA-I, autoriza que el señor VÁZQUEZ PAREDES DIEGO JAVIER, estudiante de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la Universidad Técnica del Norte, tenga acceso a los equipos electromecánicos instalados en los sistemas de bombeo del sector urbano y rural, para que realice un estudio termográfico de los sistemas eléctricos de media, baja tensión.

Esto como parte fundamental para la ejecución de su trabajo de grado con el tema **“ESTUDIO TERMOGRAFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA-I”**.

Este estudio servirá para detectar fallas y disponer de un plan de mantenimiento predictivo que alargara la vida útil de los equipos electromecánicos existentes en las Estaciones de Bombeo de la EMAPA-I.

Atentamente,


Egdo. Ing. Alvaro Andrade Rivadeneira
ELECTROMECAÁNICO 2 (E)



Ibarra, 10 de Octubre de 2014

Estimados Señores
EMAPA – IBARRA
De mis consideraciones,

Por medio del presente CERTIFICO que el señor DIEGO JAVIER VÁSQUEZ PAREDES, portador de la cédula de identidad 100404187-5, realizó sus prácticas Pre-profesionales como técnico electricista y egresado de ingeniería eléctrica, en los distintos proyectos de diseño y construcción que ABLEC INGENIERIA ELECTRICA y EICONS Cía. Ltda. ha desarrollado dentro y fuera de la provincia, para clientes públicos y privados, entre los años 2012 y 2014.

Certifico además que el señor Diego Vásquez es una persona responsable, puntual, honrada, que sabe desempeñarse eficazmente en todo cuanto le es asignado como tarea, y tiene un elevado interés en el desarrollo de ciencia y tecnología aplicada en nuestro medio.

Recomiendo también al señor Diego Vásquez, como excelente postulante para la realización del Estudio Termográfico de las Instalaciones Eléctricas en MT y BT de EMAPA-I, a implementarse como tema de tesis para Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico de la UTN, ofreciéndole todo nuestro apoyo técnico.

Es cuanto puedo informar en honor a la verdad autorizándole hacer buen uso del presente en lo que requiera.

Atentamente.-



Ing. Alfonso Echeverría Guevara.-
PRESIDENTE EICONS CIA. LTDA.
INGENIERO ELECTRICO E.P.N.
CIEEI 03-10-048

Ibarra, 18 de noviembre de 2014

Señor

Ing. Arturo Fuentes

GERENTE DE LA EMPRESA EMAPA-I

Presente

De mis consideraciones;

Reciba mi cordial saludo, deseándole éxitos en el desempeño de su actual administración dentro de esta empresa tan importante para el desarrollo del pueblo ibarreño.

El motivo de la presente es, apelando a su amabilidad y continua búsqueda de mejoramiento de la empresa que precede, solicitarle de la manera más comedida, me autorice a realizar un estudio termográfico a los tableros y cargas de las diferentes estaciones y pozos que conforman la EMAPA-I; esto como parte fundamental de mi plan de trabajo de grado para la obtención de mi título en Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la UTN.

El trabajo consiste en aplicar técnicas no invasivas de mantenimiento predictivo a través del análisis del espectro electromagnético emitido por radiación del cuerpo negro, en la superficie e interiores de todos los equipos eléctricos que conforman sus sistemas de bombeo. Asimismo, se pretende realizar un análisis de vibraciones a las bombas de piso existentes

Este estudio ha sido sugerido por el Ing. Alfonso Echeverría, quien colabora con mi persona como tutor auxiliar de mi proyecto de grado y actualmente es el encargado del mantenimiento del sistema eléctrico de Emapa-I.

De ser su respuesta positiva a mi propuesta, previa autorización, me trasladaré lo antes posible con los técnicos del Ingeniero Echeverría, a las diferentes estaciones y plantas para realizar dicho estudio.

Cabe recalcar que los resultados obtenidos serán entregados a su departamento de mantenimiento electromecánico de la Emapa- I, con las debidas conclusiones y recomendaciones. El estudio propuesto **NO TIENE COSTO** para Emapa-I, únicamente necesitamos su autorización por escrito y la socialización del mismo

Por su atención a mi pedido, de antemano quedo muy agradecido.

Atentamente;



Sr. Diego Vásquez Paredes
Estudiante de pregrado UTN.

Pd. Adjunto recomendación y certificado emitido por el Ing. Alfonso Echeverría





UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE EDUCACIÓN, CIENCIA Y TECNOLOGÍA
DECANATO

Oficio 536-D
23 de febrero de 2015

Economista
Marcelo Moreno
PRESIDENTE EJECUTIVO DE EMELNORTE

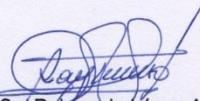
Señor Presidente:

A nombre de la Facultad de Educación, Ciencia y Tecnología, reciba un cordial y atento saludo, a la vez que le auguro el mejor de los éxitos en las funciones que viene desempeñando.

Me dirijo a usted con la finalidad de solicitarle de la manera más comedida, se proporcione información estadística de los estudios termográficos que realiza EMELNORTE, al señor VÁSQUEZ PAREDES DIEGO JAVIER, estudiante de décimo semestre de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, quien se encuentra desarrollando el trabajo de grado con el tema: "ESTUDIO TERMOGRÁFICO APLICADO COMO TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DEL SECTOR URBANO DE LA EMAPA - I".

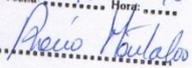
Por su favorable atención, le agradezco.

Atentamente,
CIENCIA Y TECNICA AL SERVICIO DEL PUEBLO


MSc. Raimundo López Ayala
DECANO



Mónica B.

U DOCUMENTACION Y ARCHIVO
EMELNORTE S.A
No 270215 Fecha Hora:
Firma 
Hugo Hernán Pérez

21.13 Impedance Testing of Equipment Grounding Conductor.

21.13.1 This test is used to determine the integrity of the grounding path from the point of test back to the source panel or supply transformer. A low-impedance grounding path is necessary to facilitate operation of the overcurrent device under ground-fault conditions as well as to provide a zero voltage reference for reliable operation of computers and other microprocessor-based electronic equipment.

21.13.2 Instruments are available to measure the impedance of the grounding path. When using these instruments, the user should remember that, although a high-impedance value is an indication of a problem, for example, a loose connection or excessive conductor length, a low-impedance readout does not necessarily indicate the adequacy of the grounding path.

21.13.2.1 A grounding path that is found to have a low impedance by the use of relatively low test currents might not have sufficient capacity to handle large ground faults. Visual examinations and actual checking for tightness of connections are still necessary to determine the adequacy of the grounding path.

21.13.3 Impedance tests can be performed reliably on circuits where an equipment-grounding conductor is not connected to other parallel paths. These equipment-grounding conductors can be in nonmetallic sheathed cable, circuits installed in non-metallic conduits and fittings, flexible cords, and systems using an isolated ground.

21.13.4 Ground loop or grounding conductor impedance cannot be measured reliably in situations where metallic conduits are used or where metallic boxes or equipment are attached to metal building frames or interconnected structures. Such situations create parallel paths for test currents that make it impossible to measure the impedance of the grounding conductor or even to detect an open or missing grounding conductor. Also, the impedance of a steel raceway varies somewhat unpredictably with the amount of current flowing through it. The relatively low test currents used during testing usually produce a higher impedance than that actually encountered by fault currents. However, this higher impedance tends to render the tests conservative, and the impedance values might still be acceptable.

21.14 Grounded Conductor Impedance Testing.

21.14.1 On solidly grounded low-voltage systems (600 volts or less) supplying microprocessor-based electronic equipment with switching power supplies, this test is used to determine the quality of the grounded conductor (neutral) from the point of test back to the source panel or supply transformer. These electronic loads can create harmonic currents in the neutral that can exceed the current in the phase conductors. A low-impedance neutral is necessary to minimize neutral-to-ground potentials and common-mode noise produced by these harmonic currents.

21.14.2 Some instruments used to perform the equipment ground-impedance tests in Section 21.13 can be used to perform grounded conductor (neutral) impedance tests.

21.15 Grounding-Electrode Resistance Testing. Grounding-electrode resistance testing is used to determine the effectiveness and integrity of the grounding system. An adequate grounding system is necessary to (1) provide a discharge path for lightning, (2) prevent induced voltages caused by surges on power lines from damaging equipment connected to the

power line, and (3) maintain a reference point of potential for instrumentation safety. Periodic testing is necessary because variations in soil resistivity are caused by changes in soil temperature, soil moisture, conductive salts in the soil, and corrosion of the ground connectors. The test set used ordinarily is a ground-resistance test set, designed for the purpose, using the principle of the fall of potential of ac-circulated current from a test spot to the ground connection under test. This instrument is direct reading and calibrated in ohms of ground resistance.

21.16 Circuit Breaker Time-Travel Analysis.

21.16.1 This test, used on medium- and high-voltage circuit breakers, provides information as to whether the operating mechanism of the circuit breaker is operating properly. All test instruments should be used in strict compliance with the manufacturer's instructions and recommendations. Failure to follow manufacturer's instructions can result in injury to personnel and can produce meaningless data. The test presents in graphical form the position of the breaker contacts versus time. This test can be used to determine the opening and closing speeds of the breaker, the interval time for closing and tripping, and the contact bounce. The test provides information that can be used to detect problems such as weak accelerating springs, defective shock absorbers, dashpots, buffers, and closing mechanisms.

21.16.2 The test is performed by a mechanical device that is attached to the breaker. There are several types of devices available to perform this function. One device, a rotating drum with a chart attached, is temporarily connected to the chassis or tank of the breaker. A movable rod with a marking device attached is installed on the lift rod portion of the breaker. As the breaker is opened or closed, the marking device indicates the amount of contact travel on the chart as the drum rotates at a known speed. With another available device, a transducer is attached to the movable rod, and the breaker operation is recorded on an oscillograph.

21.17 Infrared Inspection.

21.17.1 Introduction. Infrared inspections of electrical systems are beneficial to reduce the number of costly and catastrophic equipment failures and unscheduled plant shutdowns.

21.17.1.1 Infrared inspections should be performed by qualified and trained personnel who have an understanding of infrared technology, electrical equipment maintenance, and the safety issues involved. Infrared inspections have uncovered a multitude of potentially dangerous situations. Proper diagnosis and remedial action of these situations have also helped to prevent numerous major losses.

21.17.1.2 The instruments most suitable for infrared inspections are of the type that use a scanning technique to produce an image of the equipment being inspected. These devices display a picture on which the "hot spots" appear as bright or brighter spots.

21.17.1.3 Infrared surveys can be accomplished by either in-house teams or by a qualified outside contractor. The economics and effectiveness of the two alternatives should be carefully weighed. Many organizations find it preferable to obtain these surveys from qualified outside contractors. Because of outside contractors' more extensive experience, their findings and recommendations are likely to be more

accurate, practical, and economical than those of a part-time in-house team.

21.17.1.4 Infrared surveys of electrical systems should not be viewed as replacement for visual inspections. Visual inspections or checks are still required on lightly loaded circuits or on circuits not energized or not carrying current at the time of the infrared survey (e.g., neutral connections).

21.17.2 Advantages of Infrared Inspections. Infrared inspections are advantageous to use in situations where electrical equipment cannot be deenergized and taken out of service or where plant production is affected. They can reduce typical visual examinations and tedious manual inspections and are especially effective in long-range detection situations.

21.17.2.1 Infrared detection can be accurate, reliable, and expedient to use in a variety of electrical installations. More important, it can be relatively inexpensive to use considering the savings often realized by preventing equipment damage and business interruptions.

21.17.2.2 Infrared inspections are considered a useful tool to evaluate previous repair work and proof test new electrical installations and new equipment still under warranty.

21.17.2.3 Regularly scheduled infrared inspections often require the readjustment of electrical maintenance priorities as well as detect trends in equipment performance that require periodic observation.

21.17.3 Disadvantages. There are some disadvantages to individual ownership of certain types of equipment. Scanning-type thermal imaging devices can be costly to purchase outright. Training is recommended for persons who operate scanning-type thermal imaging instruments.

21.17.3.1 Infrared inspections require special measures and analysis. Equipment enclosed for safety or reliability can be difficult to scan or to detect radiation from within. Special precautions, including the removal of access panels, might be necessary for satisfactory measurements. Weather can be a factor in the conduct of a survey of electrical systems located outdoors, for example, overhead electric open lines and substations. Rain and wind can produce abnormal cooling of defective conductors and components. Because the reflection of sun rays from bright surfaces can be misread as hot spots, infrared work on outdoor equipment might have to be performed at night. That, in turn, presents a problem, because electrical loads usually are lower at night, and the faulty connections and equipment might not overheat enough to enable detection. Shiny surfaces do not emit radiation energy efficiently and can be hot while appearing cool in the infrared image.

21.17.3.2 The handling of liquid nitrogen, argon, and other liquefied gases with their inherent hazards is a disadvantage of some infrared testing equipment.

21.17.4 Desirable Operational Features. The equipment display should be large and provide good resolution of hot spots. The equipment should provide color or black and white photographs to identify the exact location of the hot spot. The unit should be portable, easy to adjust, and approved for use in the atmosphere in which it is to be used. It should also have a cone of vision that gives enough detail to accurately identify the hot spot.

21.17.4.1 The unit should be designed so that the operator knows the degree of accuracy in the display. There should be easily operated checks to verify the accuracy of the display.

21.17.5 Inspection Frequency and Procedures. Routine infrared inspections of energized electrical systems should be performed annually prior to shutdown. More frequent infrared inspections, for example, quarterly or semiannually, should be performed where warranted by loss experience, installation of new electrical equipment, or changes in environmental, operational, or load conditions.

21.17.5.1 All critical electrical equipment as determined by Section 6.3 should be included in the infrared inspection.

21.17.5.2 Infrared surveys should be performed during periods of maximum possible loading but not less than 40 percent of rated load of the electrical equipment being inspected. The circuit loading characteristics should be included as part of the documentation provided in 21.17.5.4.

21.17.5.3 Equipment enclosures should be opened for a direct view of components whenever possible. When opening the enclosure is impossible, such as in some busway systems, internal temperatures can be higher than the surface temperatures. Plastic and glass covers in electrical enclosures are not transparent to infrared radiation.

21.17.5.4 Infrared surveys should be documented as outlined in 6.5.2 and Section 21.8.

21.17.5.5 The electrical supervisor should be immediately notified of critical, impending faults so that corrective action can be taken before a failure occurs. Priorities should be established to correct other deficiencies.

21.17.5.6 Section 9 and Table 10.18 of the NETA *Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and Systems* suggest temperature benchmarks similar to those in the following list. The temperature differences in this list denote differences from the normal referenced temperature. The normal referenced temperature is determined by the qualified technician.

- (1) Temperature differences of 1°C to 3°C indicate possible deficiency and warrant investigation.
- (2) Temperature differences of 4°C to 15°C indicate deficiency; repairs should be made as time permits.
- (3) Temperature differences of 16°C and above indicate major deficiency; repairs should be made immediately.

21.18 Fault-Gas Analysis. The analysis of the percentage of combustible gases present in the nitrogen cap of sealed, pressurized oil-filled transformers can provide information as to the likelihood of incipient faults in the transformer. When arcing or excessive heating occurs below the top surface of the oil, some oil decomposes. Some of the products of the decomposition are combustible gases that rise to the top of the oil and mix with the nitrogen above the oil.

21.18.1 The test set for this test is designed for the purpose. A small sample of nitrogen is removed from the transformer and analyzed. The set has a direct reading scale calibrated in percent of combustible gas. Ordinarily, the nitrogen cap in a transformer has less than 0.5 percent combustible content. As a problem develops over a period of time, the combustible content can rise to 10 percent or 15 percent.

21.18.2 A suggested evaluation of the test results is shown in Table 21.18.2.