

# Empleo del Software Smart View 4.3 como clasificador de escenarios para detección de puntos calientes

**Ítalo H. NAVARRETE**

**Departamento de Electricidad, Universidad Técnica de Manabí  
Portoviejo, Manabí, 130105, Ecuador**

**Yolanda E. LLOSAS**

**Departamento de Electricidad, Universidad Técnica de Manabí  
Portoviejo, Manabí, 130105, Ecuador**

**Marcos BASTIDA**

**Departamento de Electricidad, Universidad Técnica de Manabí  
Portoviejo, Manabí, 130105, Ecuador**

**Daniel DÍAZ**

**Departamento de Electricidad, Universidad Técnica de Manabí  
Portoviejo, Manabí, 130105, Ecuador**

**Sergio D. CANO**

**Centro de Procesamiento de Imágenes y Señales, Universidad de Oriente  
Santiago de Cuba, Santiago de Cuba, 90100, Cuba**

## RESUMEN

En la investigación se aborda la detección de puntos calientes en líneas de distribución que se presentan en las líneas de la parroquia Crucita, realizándose el estudio en los alimentadores Crucita y San Clemente a 13.8 kV. Se describe cómo detectar la existencia de puntos calientes en los diferentes elementos de las estructuras que conforman las líneas eléctricas citadas, a partir del empleo de tecnologías novedosas como es la incorporación de cámaras termográficas para la obtención de las imágenes que corresponden a diferentes escenarios de trabajo, así como el empleo del software Smart View 4.3, permitiendo clasificar la existencia de puntos calientes y datos de gran interés para el trabajo de predicción, para indicar los elementos que necesiten mantenimiento ya sean preventivos, predictivos o correctivos aplicando las medidas de actuación requeridas para garantizar una mejor calidad del servicio eléctrico con seguridad de suministro eléctrico.

**Palabras Clave:** Seguridad de suministro, Puntos calientes, Cámara termográfica, Software Smart View, Mantenimiento, Líneas de transmisión.

## 1. INTRODUCCIÓN

La termografía es una técnica consolidada para la inspección de instalaciones eléctricas entre otras. Se utilizó por primera vez en 1965 y desde entonces se ha consolidado como el uso comercial más extendido para la termografía. En la actualidad el mantenimiento predictivo con la ayuda que nos ofrece la termografía constituye una herramienta esencial para el seguimiento de los rangos permisibles de temperatura en los diferentes equipos y componentes en el área eléctrica. Si bien la termografía no es una tecnología nueva, ya que han existido equipos termográficos desde hace décadas, si es cierto que su uso

se ha popularizado en los últimos años debido a los avances técnicos en miniaturización electrónica que han dado lugar a la aparición de equipos de prestaciones mejoradas con una reducción importante en su tamaño y precio. Esta situación está dando lugar a un incremento del uso de la termografía de forma general y de forma particular en la inspección de sistemas de distribución eléctrica. A nivel técnico, la aplicación de la termografía nos va a permitir visualizar los patrones de temperatura de los sistemas e instalaciones eléctricas [1]. En este sentido, hay que tener en cuenta que una causa de fallo en los sistemas eléctricos es un exceso de temperatura [2].

En la actualidad la CNEL-EP, Unidad de Negocios Manabí, en base a entrevistas realizadas, mayormente se realizan estudios en las estructuras tipo 3CD, 3CR, 3CP; salinidad del mar, derivaciones 1Ø, 3Ø y temperatura diaria, por lo cual, en el estudio termográfico realizado, está orientado a los tipos estructuras hallados, en conjunto a los seccionadores, grapas, aisladores, empalmes y salinidad del mar, que ameritan ser estudiados, para hallar posibles fallas y averías, que causan grandes daños y colapsos en los sistemas eléctricos.

Conociendo que las subestaciones, redes de distribución y líneas de subtransmisión son de alto costo económico, la continuidad del servicio depende del DOM (Departamento de Operación y Mantenimiento); por esta razón es importante dar mayor énfasis a estos sistemas con acciones predictivas en base a un estudio termográfico y visual, con el fin de reducir los costos de mantenimiento, y mejorar la disponibilidad de los equipos de la subestación eléctrica y sus alimentadores, minimizando el riesgo de accidentes e interrupciones inesperadas.

Para ello es convenientes la elaboración de un plan de mantenimiento predictivo mediante la técnica moderna, que servirá como herramienta útil para detectar fallas, de los alimentadores de distribución de medio voltaje (13,8 kV) que

salen de la subestación Crucita con el fin de corregir y minimizar las anomalías térmicas que se presenten, por lo cual la medición de la temperatura es uno de los principales parámetros para el análisis y diagnóstico, constituyendo este trabajo una guía técnica práctica para el monitoreo mediante la inspección termográfica y visual [3].

Para la realización del reconocimiento de los escenarios estudiados en el trabajo, así como herramienta informática que permite obtener la información requerida para trazar posteriormente los planes de mantenimiento se utiliza el software Smart View 4.3, brindado un desempeño adecuado en la obtención de los parámetros involucrados en la clasificación y determinación de los puntos calientes en las líneas de medio voltaje analizadas.

## 2. MATERIALES Y MÉTODOS

La termografía es una técnica para detectar radiaciones infrarrojas invisibles (emisión de calor), sin la necesidad de mantener contacto directo con el sistema eléctrico. El principio de funcionamiento de los dispositivos a utilizar para dicho propósito es la conversión de la energía calorífica en la visible. La norma ASTM E1316, define a la termografía como: “el proceso de mostrar la temperatura real (variaciones de temperatura o emisividad o ambas) sobre la superficie de un objeto o un ambiente por medio de la medición de las variaciones de la radiación infrarroja” [4].

Por medio de esta técnica se puede obtener una imagen térmica llamada termografía, en la cual se obtiene la distribución térmica de todos los componentes de un sistema y establece la temperatura presente en cada punto de la superficie del objeto ya sea estacionario o en movimiento de forma instantánea y a una distancia segura, lo cual es de gran importancia cuando existen altas temperaturas, gases, corriente eléctrica, entre otras situaciones, que son de alto riesgo en el sitio donde se realiza la medición. Otra cualidad de esta técnica, es que las inspecciones pueden realizarse sin pérdida o reducción de la productividad porque se realizan en pleno funcionamiento del sistema. Además, la termografía es la ciencia de “ver” patrones de calor utilizando cámaras electrónicas especiales. En lugar de “ver” luz visible, estos instrumentos crean imágenes a partir del calor. Miden energía infrarroja (IR) y convierten los datos en imágenes que corresponden a la temperatura de los objetivos [5].

### Causa de fallas en los sistemas eléctricos

Incremento de resistencia en puntos de conexión.

De acuerdo con la Ley de Joule Ec. (1):

$$P = [I^2] * R \quad (1)$$

Es decir, un incremento de la resistencia de contacto da lugar a un incremento de la potencia disipada en dicho contacto, lo cual se traduce, en condiciones normales, en un incremento de su temperatura dando lugar a un “punto caliente”, el cual se puede detectar de una forma precisa con una cámara termográfica. Este incremento de la resistencia de contacto puede deberse a un fenómeno de oxidación o corrosión, tornillos que se aflojan o una presión insuficiente en los contactos móviles [6].

### Parámetros a considerar en las mediciones de termografía

A continuación, se muestran los diferentes casos a considerar.

**Emisividad de la superficie bajo estudio:** Las cámaras termográficas miden a través de su sensor bolométrico la radiación infrarroja emitida por los cuerpos, mostrando en la pantalla del equipo una imagen de las temperaturas superficiales de dichos cuerpos, para lo cual utilizan básicamente la siguiente fórmula mostrada en la Ec. (2):

$$T = \sqrt[4]{\frac{R}{\delta \epsilon}} \quad (2)$$

Donde podemos ver la relación entre la radiación medida y la temperatura mostrada. Ambos valores están relacionados por un parámetro llamado emisividad  $\epsilon$ , que toma valores comprendidos entre 0 y 1 y que viene a caracterizar la capacidad de emitir radiación por parte de dicha superficie. A nivel práctico, este parámetro suele presentar, para la mayoría de los cuerpos, valores altos, próximos a 0,95, aunque existen excepciones, principalmente los cuerpos con superficies metálicas pulidas (cobre pulido  $\epsilon = 0,2$ ). El termógrafo deberá tener en cuenta este parámetro y hacer los ajustes oportunos bien en la cámara termográfica, bien en el software de análisis para obtener un valor de temperatura que tenga en cuenta dicho valor de emisividad. A pesar de esta situación, la medida precisa de temperatura con las cámaras termográficas en sistemas de distribución eléctrica es factible, dado que una gran parte de los materiales utilizados en estas instalaciones presentan emisividades elevadas, como por ejemplo en materiales aislantes, piezas pintadas o sucias, con polvo o grasa, oquedades y grietas en tuercas y puntos de unión, etc., lo cual facilita ampliamente la medida de la temperatura al presentar emisividades próximas a 0,95.

**Velocidad del viento:** Las inspecciones en el exterior deben tener en cuenta la velocidad del viento, ya que este es un factor que incrementa la transferencia de calor por convección entre los elementos calientes y el medio, lo cual puede dar lugar a una reducción de la temperatura de los puntos críticos, enmascarando problemas que pueden ser graves, recomendándose evitar la realización de inspecciones termográficas para velocidades del viento superiores a los 16 km/hora (ver figura 1).

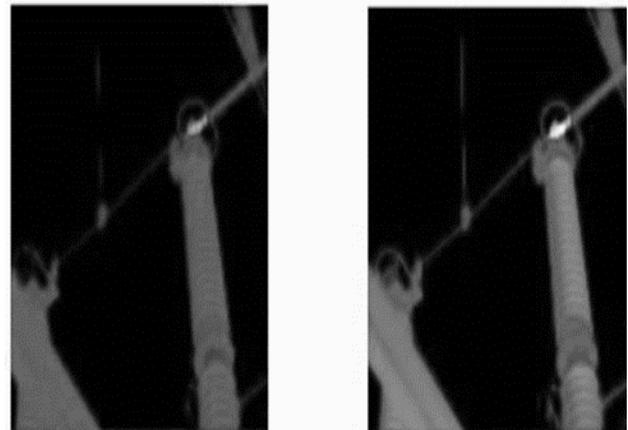


Fig. 1. Termografía tomada con un viento de 14 km/h (izquierda) y sin viento (derecha)

**Resolución espacial y resolución óptica:** Las cámaras termográficas (ver figura 2), al igual que una cámara fotográfica normal, incluyen un sistema de lentes cuya misión va a ser la de focalizar adecuadamente la radiación sobre el sensor de la cámara. En función de la distancia focal y la resolución del sensor podemos definir dos parámetros que van a influir a la hora de obtener las imágenes termográficas.



Fig. 2. Cámara Termográfica

Por un lado, podemos definir la resolución espacial o IFOVt como el ángulo de visión cubierto por cada píxel del sensor, aspecto que a nivel práctico va a definir el objeto más pequeño que puede detectar la cámara a una cierta distancia. Normalmente, este parámetro viene expresado como un ángulo en mili radianes, por ejemplo, 2,5 mrad., lo cual facilita ampliamente el cálculo, ya que, expresado de esta forma obtenemos inmediatamente el diámetro del objeto más pequeño observable a 1 metro de distancia, en el caso del ejemplo anterior sería de 2,5 mm, y para otra distancia bastaría multiplicar 2,5 por la distancia en metros (por ejemplo, a 10 m de distancia:  $10 \times 2,5 = 25$  mm). Por otro lado, se puede definir la resolución óptica o IFOVm como el objeto más pequeño sobre el cual se puede realizar una medida con precisión a una cierta distancia.

Evidentemente ambos aspectos tienen su importancia a la hora de realizar termografías en sistemas de distribución eléctrica y hay que tenerlos en cuenta de acuerdo a la distancia a la que nos encontremos del objetivo [7].

**Temperatura de fondo:** Se le denomina a la temperatura del entorno.

#### Software Smart View 4.3

El manejo del software es esencial para el análisis de cada imagen IR, captura por la cámara termográfica, ésta proporciona una buena cantidad de información y datos para el resultado que deseamos obtener. Una vez aprendido el buen uso y manejo de este, podremos obtener datos de una imagen.

En estos casos se obtienen las temperaturas de cada uno de los puntos de interés en el trabajo, así como la temperatura del entorno o de fondo.

Para una imagen seleccionada a partir de determinadas condiciones de los diferentes escenarios de trabajo, y atendiendo a los parámetros obtenidos, se realiza el análisis complementario a partir de los indicadores y opciones que brinda el Software Smart View 4.3, correspondiente al escenario IR-01166, que presenta gravedad MODERADA, y se muestra en las figuras 3, 4 y 5.

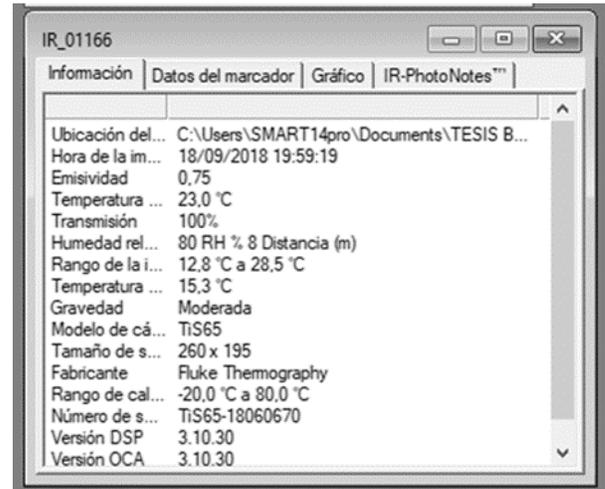


Fig. 3. Información de los indicadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01166)

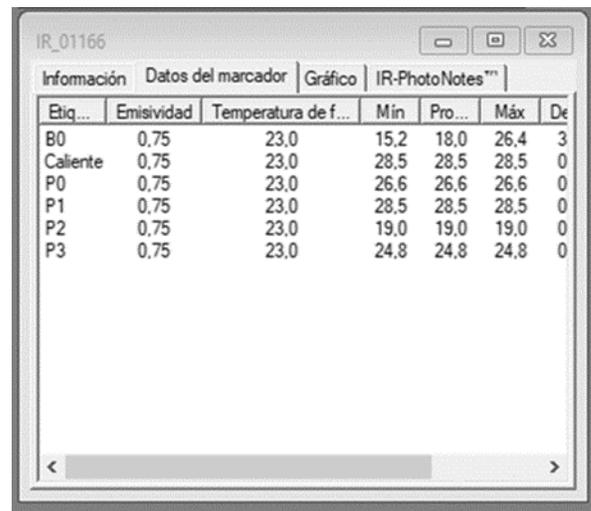


Fig. 4. Información de los marcadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01166)

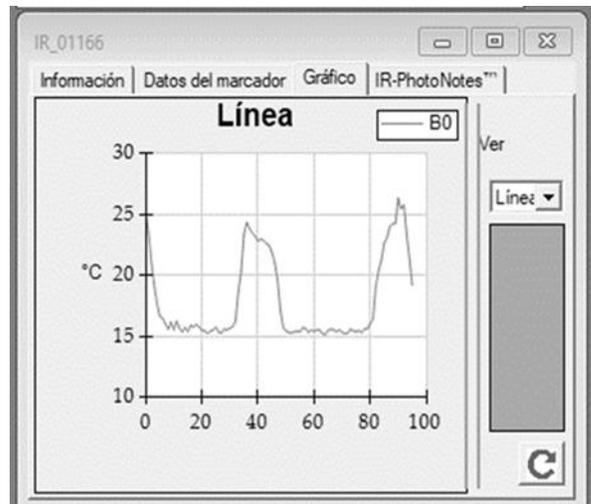


Fig. 5. Gráfico de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01166)

En el escenario de la imagen IR\_00177 se plantea gravedad con situación GRAVE, y se muestra en las figuras 6,7 y 8.

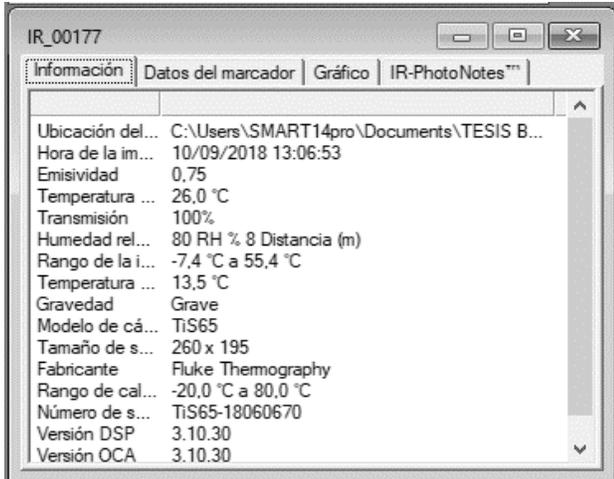


Fig.6 Información de los indicadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_00177)

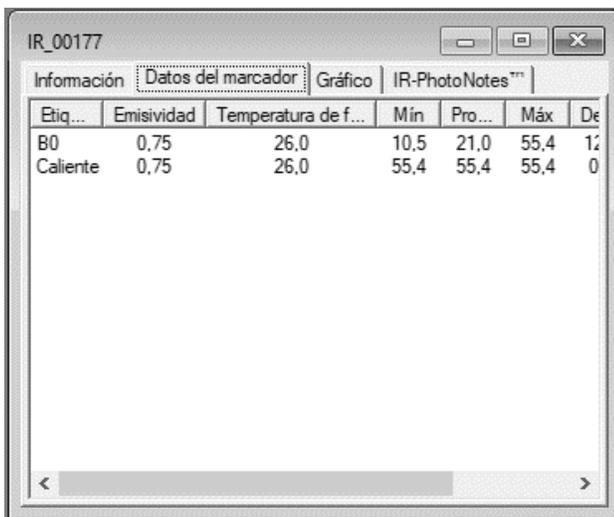


Fig. 7. Información de los marcadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_00177)

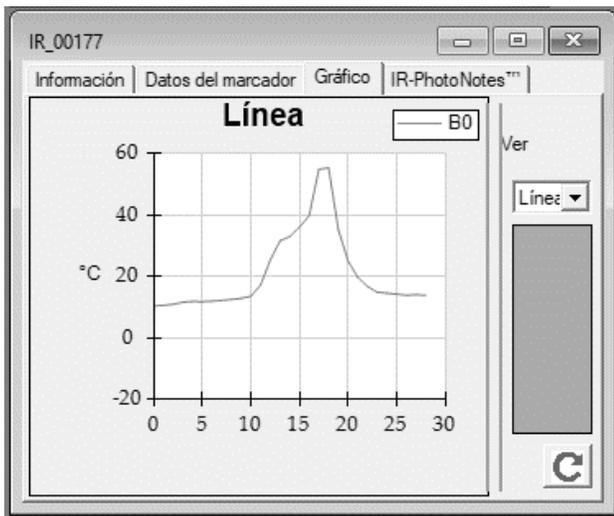


Fig. 8. Gráfico de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_00177)

En el escenario de la imagen IR\_01547 se plantea gravedad con situación EXTREMA, y se muestra en las figuras 9,10 y 11.

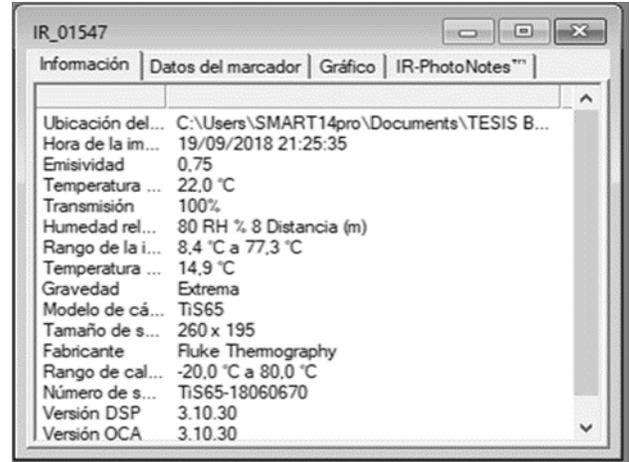


Fig. 9. Información de los indicadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01547)

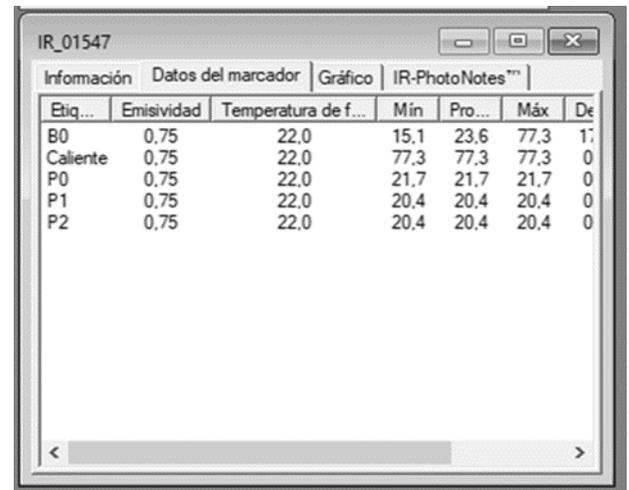


Fig. 10. Información de los marcadores obtenidos de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01574)

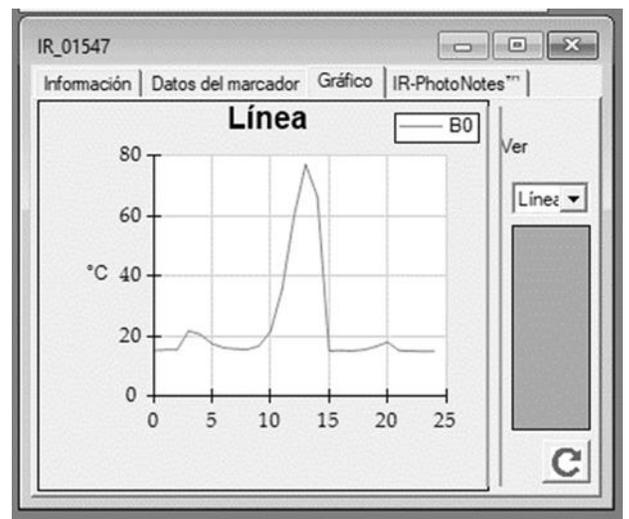


Fig. 11. Gráfico de la temperatura con el software de la imagen seleccionada (IR\_01574)

En este sentido, la clasificación realizada por el software de las diferentes imágenes que corresponden a diferentes escenarios, permiten la recomendación del tipo de mantenimiento, así como el basamento en función a la normativa ecuatoriana “Instructivo para la inspección termográfica en líneas de subtransmisión, subestaciones eléctricas y redes de distribución ” código: IT-TEC-MNT- 007 aprobado desde el 26 de octubre del 2017; que establecen la legalidad y las regulaciones de cada una de las acciones a tomar en cada escenario atendido.

Cabe recalcar que esta normativa fue realizada para el régimen costa, UN MAN y UN GYE. Se efectúan entonces una serie de análisis de diferentes escenarios a diferentes horas y con diferentes condiciones, los cuales se muestran de forma resumida en tres casos de análisis como referencia [8].

A continuación, en las tablas 1, 2 y 3 aparecen los resultados alcanzados para una imagen en horario diurno.

Tabla 1. Información de la imagen

Rango de la imagen	2,8°C a 30,7°C
Tamaño del sensor IR	260 x 195

Tabla 2. Marcadores de la imagen principal

Nombre	Prom	Min	Max	Emisiv	Fondo
80	11,3°C	5,4°C	25,7°C	0,75	26,0°C

Tabla 3. Puntos analizados en la imagen

Puntos	Temperatura	Emisividad	Fondo
P0	23,6°C	0,95	26,0°C
P1	23,9°C	0,95	26,0°C
P2	19,5°C	0,95	26,0°C

A continuación, en las tablas 4, 5 y 6 aparecen los resultados tabulados para una imagen en el horario nocturno.

Tabla 4. Información de la imagen

Rango de la imagen	14,5°C a 25,4°C
Tamaño del sensor IR	260 x 195

Tabla 5. Marcadores de la imagen principal

Nombre	Prom	Min	Max	Emisiv	Fondo
80	17,9°C	15,7°C	24,5°C	0,75	22,0°C

Tabla 6. Puntos analizados en la imagen

Nombre	Temperatura	Emisiv	Fondo
P0	22,8°C	0,75	22,0°C
P1	21,2°C	0,75	22,0°C
P2	22,1°C	0,75	22,0°C

### 3. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

Se realiza un análisis valorativo de los resultados, así como las orientaciones precisas al operario según los indicadores obtenidos.

El análisis mediante el método tradicional se realizó por escenarios, ya que los impactos producidos por las brisas marinas en cada uno de los componentes de las líneas eléctricas van

dejando acumulaciones de sales que pueden provocar la inmediata corrosión de las estructuras.

Se procede a definir los escenarios de estudio, tomando en cuenta la afectación de las brisas marinas en cada uno de los componentes que conforman las estructuras y a que distancia varia esta afectación, tomando como base la estructura que se encuentre a mayor distancia del mar (6000mts), con estos datos se determinan los puntos más críticos de influencia en las líneas eléctricas, con la ayuda del GOOGLE EARTH y AUTO-CAD.

Por lo que se procede a delimitar los siguientes escenarios:

- 0-500mts
- 500-1000mts
- 1000-1500mts
- 1500-2000mts
- 2000-3000mts
- 3000-4000mts
- 4000-6000mts

Una vez realizado el estudio en el trascurso de las líneas se encontraron problemas técnicos categorizados por sus características, y que, dependiendo de la ubicación de cada una de estas estructuras se procede a determinar los posibles fallos que necesitarán un mantenimiento ya sea preventivo, predictivo o correctivo. Este modelo de análisis se puede realizar en cualquier línea que está ubicada en una zona de iguales características.

Realizando el análisis correspondiente, atendiendo a la zona en que se encuentra, así como a los problemas encontrados en cada caso y su categorización, se proponen los resultados en la tabla 7 a modo de conclusión.

Tabla 7. Análisis valorativo de los resultados del mantenimiento Indicado

Tabla de Mantenimiento			
Escenarios	Preventivo	Predictivo	Correctivo
Escenarios 0-500	0%	78%	22%
Escenarios 500-1000	0%	78%	22%
Escenarios 1000-1500	0%	78%	22%
Escenarios 1500-2000	0%	78%	22%
Escenarios 2000-3000	0%	100%	0%
Escenarios 3000-4000	0%	100%	0%
Escenarios 4000-6000	11%	89%	0%
%	2%	86%	13%

De igual manera, se realiza el análisis de los tipos de mantenimiento, expresando que un 86% corresponde a mantenimiento predictivo, 13% a mantenimiento correctivo y solo un 2% al mantenimiento preventivo.

### 4. CONCLUSIONES

La detección de puntos calientes. ha sido realizada mediante la técnica moderna con la cámara termográfica y visual, obteniendo datos de los elementos que fueron analizados, con el fin de saber en qué estado se encontraba en función de la temperatura y así poder realizar una predicción de avería.

La cámara termográfica FLUKE TiS65 posee grandes ventajas y beneficios a la hora de realizar estudios termográficos, ya que obtiene datos reales en conjunto con su software para el análisis de las imágenes termográficas capturadas y aprovechar el máximo la información que nos entrega, se puede presentar un informe del estado del elemento analizado.

El buen uso y manejo del software Smart View es de mucha ayuda a la hora de realizar los informes, ya que éste cuenta con amplia gama de parámetros a elegir a la hora de estructurar un informe según la conveniencia y la necesidad. Los informes se pueden resultar complicados de hacer, no obstante, con mucha información detallada, que contribuye a la hora de explicar los análisis efectuados. Entender el software ofrece la optimización de tiempo y trabajo, ya que es una herramienta compleja pero muy eficiente.

Para seleccionar los escenarios y criterios que permitan detectar la existencia de puntos calientes, así como los tipos de mantenimiento que se pueden aplicar ya sea preventivo, predictivo o correctivo, es necesario realizar estudios para determinar los puntos donde se pueden realizar los mantenimientos antes mencionados.

De acuerdo con los resultados obtenidos se llegó a la conclusión que el mantenimiento predictivo predomina, por motivo de la presencia de puntos calientes activos en todos los escenarios estudiados.

## 5. REFERENCIAS

- [1] Nieta Duarte, L. & Elkin Peño Rodríguez. Principios básicos de la Termografía infrarroja y su utilización como técnica para mantenimiento predictivo. 2011.
- [2] Crespo-Quintero, I. E. Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en UNAL [www.bdigital.unal.edu.co/2028/1/71795342.20101.pdf](http://www.bdigital.unal.edu.co/2028/1/71795342.20101.pdf). 2010.
- [3] Escotto, L. Mantenimiento correctivo. Obtenido de [http://www.monografias.com/trabajos-pdf5/mantenimiento correctivo/mantenimiento- correctivo.shtml](http://www.monografias.com/trabajos-pdf5/mantenimiento%20correctivo/mantenimiento-%20correctivo.shtml). 2010.
- [4] Garcés-Restrepo, J. C. Inspecciones Aéreas de Líneas de Transmisión con Alta Tecnología. Jornadas Técnicas ISA. 2012.
- [5] Navarrete-García, I. Detección de puntos calientes en Líneas de Transmisión usando redes neuronales artificiales y elementos de Inteligencia Artificial. Santiago, Cuba: Universidad de Oriente. junio de 2015.
- [6] Paneso-Hernández, A. F., & Mora-Flórez, J. J. Localización de Fallas Monofásicas en Sistemas de Distribución Considerando el Efecto Capacitivo y la No Homogeneidad de las Líneas. Vol. 2, Nº 52. <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4271870>. Diciembre de 2012.
- [7] Poyato, R. Termografía en Sistemas de Distribución Eléctrica "FLUKE". Obtenido de <http://pt.rs-online.com/es/pdf/RSFLUKEELECTRICIDAD02.pdf>. 2012.
- [8] Saavedra, T. J. Revisión de la efectividad del plan anual de mantenimiento preventivo de la red de distribución de ENELCO a 13,8 kV. 2007.