

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO
ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
MECÁNICA Y MINAS**

CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC

**“ANÁLISIS DEL FENÓMENO EFECTO CORONA EN LA CADENA
DE AISLADORES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L – 1001
MACHUPICCHU – CACHIMAYO”**

Presentada por:

Bach. Diego Armando Huamani Choquehuanca

Bach. Luis Enrique Salcedo Perez

Para Optar al Título Profesional de:

Ingeniero Electricista

Asesor:

Ing. Mario Gonzales Vargas

CUSCO – PERÚ

2015

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de investigación se centra en el estudio del fenómeno efecto corona en la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo y sus componentes (cadena de aisladores) que se encuentra ubicado en el departamento del Cusco. En este sentido, es relevante destacar dos cuestiones. Por un lado, la importancia en las pérdidas de potencia por efecto corona y sus variables que las influyen en su aparición. A lo largo de la literatura se puede encontrar una gran variedad de trabajos que han aportado información acerca de las pérdidas corona. Sin embargo, estas se enfocaban a la evaluación de pérdidas en líneas de más de un conductor por fase. Por ello, el presente trabajo pretende contribuir en el conocimiento de cuáles son los métodos más adecuados para la evaluación de las pérdidas corona en un solo conductor por fase y de configuración simplex.

Por otro lado, el interés por el estudio del fenómeno efecto corona en el deterioro de las cadenas de aisladores debido a que No existen muchos trabajos que aporten información acerca de los métodos para diagnosticar el deterioro de las cadenas de aisladores a causa de este fenómeno. Por ejemplo, uno de los objetivos específicos de este trabajo ha sido aplicar la técnica de la coronografía para diagnosticar el deterioro de los aisladores comprobar si este es el más adecuado. O si, por el contrario, existe otro método que diagnostique mejor el deterioro de los aisladores a causa del efecto corona. Ambas cuestiones serán evaluadas en la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo en condiciones de operación, ya que esta se encuentra en servicio por más de 30 años, aunque haciendo mayor énfasis en el primero.

Para llevar a cabo este trabajo de investigación, adoptaremos el enfoque deductivo correspondiente al método científico ya que partimos de los conceptos generales del fenómeno, para luego estudiar sus consecuencias en la línea de transmisión L-1001, bajo diversas condiciones medioambientales, condiciones físicas de sus equipos, altura sobre el nivel del mar, etc. Y con la finalidad de trabajar sin manipular deliberadamente las variables independientes, pues las variables dependientes ya ocurrieron o se dieron en el contexto real sin la intervención directa o indirecta de los responsables se usó la investigación no experimental del tipo transeccional ya que se analiza el comportamiento de las variables solo en un momento determinado.

INTRODUCCIÓN

Con el fin de conseguir los objetivos, el presente trabajo de investigación se ha estructurado en cinco capítulos y consta de los siguientes:

En el capítulo I, se aborda de manera general los aspectos relacionados a la metodología de estudio, el problema, los objetivos y las hipótesis correspondientes a la investigación, sin dejar de lado el análisis de sus variables y el contexto actual del sistema y las restricciones de acuerdo a los objetivos.

En el capítulo II, se realiza una introducción general del fenómeno efecto corona en los gases y su proceso de descarga, así como también la importancia de este fenómeno tanto en pérdidas de potencia, sus variables que influyen en estas, como en las cadenas de aisladores y el deterioro de las mismas a causa del efecto corona, y por último se desarrolla una breve descripción de la contaminación y sus efectos en las cadenas de aisladores de porcelana.

En el capítulo III, se estudian los métodos para la evaluación de las pérdidas de potencia y deterioro de aisladores por efecto corona, mediante un desarrollo minucioso de las ecuaciones que las modelan, del mismo modo se establecen las ecuaciones para el cálculo en líneas de transmisión de simple terna y un conductor por fase y para el diagnóstico del deterioro de sus componentes (cadena de aisladores).

En el capítulo IV, se realizan cálculos a las líneas de transmisión L-1002, L-1003 y L-1005 de simple terna y conductor por fase, haciendo énfasis en las ecuaciones determinadas en el capítulo III, además se hace una breve descripción de la Aplicación para los Cálculos de Pérdidas Corona, destacando el uso de la herramienta informática Visual Basic para Aplicaciones, y para el diagnóstico de deterioro en la cadena de aisladores se evaluó las líneas de transmisión L-1001 y L-1105. Asimismo, en este capítulo se incluye la discusión de los resultados obtenidos en base a los métodos teóricos anteriormente mencionados.

El capítulo V, corresponde a los resultados obtenidos al análisis de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo, con los métodos seleccionados en el capítulo IV, tanto para las pérdidas de potencia (pérdidas por conductancia) como para el diagnóstico de deterioros en las cadenas de aisladores. Por último se presentan las principales conclusiones generales y recomendaciones que se han obtenido en todo el proceso de la investigación.

RESUMEN

Esta tesis fue realizada con el fin de evaluar las repercusiones en el proceso de transmisión a causa del efecto corona, es decir, pérdidas de potencia y deterioros en las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu - Cachimayo, donde se percibe que dicha línea es afectada por este fenómeno debido a la vejez de sus equipos (conductor y aisladores), condiciones de lluvia, humedad, contaminación y principalmente aisladores en malas condiciones físicas y operativas.

Para la evaluación de las pérdidas de potencia por efecto Corona, se creó una Aplicación informática con *Visual Basic para Aplicaciones*, herramienta principal de programación de Microsoft Excel, con fundamento en los métodos de Peek y Peterson, con el objetivo de automatizar los procesos de cálculo y seleccionar el método más adecuado para estimar las pérdidas corona en líneas de transmisión de simple terna y configuración simplex. Luego, de acuerdo a los resultados obtenidos con la "*Aplicación para el Cálculo de Pérdidas Corona*" a líneas previamente seleccionadas (L-1002, L-1003 y L-1005), se eligió al método de Peterson como el más óptimo para evaluar la pérdidas corona en la línea L-1001.

Para el diagnóstico del deterioro de los aisladores, no fue difícil la elección del método a utilizar, pues entre la técnica del *Perfilado* y la *Coronografía*, esta última es la más adecuada para determinar el grado de deterioro de los aisladores a causa exclusiva del efecto corona presente en la línea L-1001.

Finalmente, de los resultados obtenidos, se llegó a la conclusión que los niveles de pérdidas de potencia en la línea L-1001, de acuerdo a las recomendaciones del COES, no son suficientes como para ser considerados perjudiciales en el proceso de transmisión, ni como tal en el circuito equivalente (pérdidas transversales). Por el contrario, no se puede afirmar lo mismo en cuanto al deterioro de los aisladores, pues según los registros obtenidos, mediante la técnica de la *Coronografía*, resultó que cuatro de seis estructuras tipo suspensión inspeccionadas presentaron actividad corona en algún aislador, por lo tanto, según el conteo de fotones de la radiación ultravioleta del efecto corona presente en los aisladores, se determinó que el nivel de deterioro es de criticidad Media.

Palabras claves: *Peek, Peterson, configuración simplex, perfilado, coronografía, COES, radiación ultravioleta, criticidad.*

DEDICATORIA

*“A mis padres amados Vidal y Andrea.
Por haberme dado la vida, enseñarme a ser quien soy y brindar momentos desde el comienzo para
que Diego se diera cuenta de lo fuerte y capaz que es”.*

Diego A. Huamani Choquehuanca.

DEDICATORIA

*Dedico y agradezco este trabajo a mi abuelita Rosario “Charito” que no dejó que desfalleciera, ni cortara mis anhelos de lograr ser un profesional, que siempre está presente para decirme: “**Sigue adelante mi ¡cholo!, tu puedes**”, A mis padres Juan Arnaldo, Julia “Maju” y Marcelina; quienes fueron los que me dieron ese cariño y calor humano necesario para seguir adelante, los que tantas veces han velado por mi salud, mis estudios, alimentación y educación, me han llenado de sabios consejos y de varios regaños también, por todas esas horas de alegría de las cuales estoy seguro que las han hecho con todo el amor del mundo es a ellos a quienes les debo todo, lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia, ¡todo!. Por todo aquello que realizan con esa gran dosis de amor y sin pedir nada a cambio mil gracias.*

A mis hermanos: Juan Carlos “Gordo”, Guissella “Negra”, Miguel Ángel “Maik”, Carlos Fernando “Patu” y María del Carmen “Camu”, con los cuales hemos compartido muchos momentos de alegría y quienes siempre han estado alerta ante cualquier problema que se me pueda presentar; quienes sacrificando sus necesidades aportaron para que pudiera alcanzar mis metas. Gracias por estar conmigo, por su comprensión y su amor incondicional en los momentos más difíciles.

A mis Tíos: Abelardo “Deivid” y Fortunata, Y a mis Tías: Maritza “Mary”, Elena, Deciree “Chechi” y Rosa María “Chochi”, que participaron en mi desarrollo personal y profesional por sus consejos, opiniones y sugerencias que me sirvieron para que pudiera salir adelante a pesar de todo, que sin su ayuda y apoyo no estaría en donde me encuentro ahora.

A mis Primos: Josefina “Pepe”, Erik, Anita, José Alberto “J”, Milagros, Andrea y Marcelita. Y a mis Sobrinos: Nicole, Piero y Alexandra, para que de uno u otro modo sigan mi ejemplo y vean que cuando uno se propone, puede alcanzar las metas que uno elija.

A Diego, amigo y hermano por este gran triunfo, por los momentos de alegrías y experiencias que compartimos, por saber llevar todo este proceso y poder conseguir culminar este corto pero arduo trabajo.

A mis Amigos que estuvieron conmigo, que compartimos tantas aventuras, experiencias, alegrías, desveladas y triunfos. Gracias a cada uno por hacer que mi estancia en la Universidad fuera súper divertida.

A Dios, por darme una familia maravillosa, por iluminarme el camino a seguir y que siempre está conmigo dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día.

Gracias a todos...

Luis Enrique Salcedo Pérez

AGREDECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos a todas aquellas personas, las cuales a través del paso del tiempo, nos animaban y recordaban que debíamos concluir esta importante etapa universitaria, pendiente por mucho tiempo, pero que finalmente termina en este trabajo de título, que esperamos sea un aporte a la comunidad universitaria y profesional.

En primer lugar queremos agradecer los consejos y comprensión del Ing. Mario Gonzales Vargas como asesor de la presente tesis, por ayudarnos a resolver las dudas que se nos han ido surgiendo durante la elaboración de este documento de forma amable y con total disponibilidad.

En segundo lugar agradecer a los ingenieros José Carlos Samaniego Perez, Walter Llancay Cjuiro y Luis Zea Miranda, funcionarios del área de operaciones de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu. S.A. – EGEMSA, por los incentivos, datos y recomendaciones propias de su experiencia que fueron muy importantes en el proceso de desarrollo de la presente tesis.

No podemos dejar de agradecer a todos los docentes que hemos tenido, durante nuestra etapa universitaria que son y serán nuestra base académica a lo largo de nuestra hermosa y apasionante carrera profesional.

Por último queremos agradecer el apoyo y los medios brindados por nuestras respectivas familias y amigos durante la creación del presente trabajo de tesis y durante toda nuestra carrera universitaria.

Los Autores

ÍNDICE GENERAL

<i>Dedicatoria</i>	<i>i</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>iii</i>
<i>Índice General</i>	<i>iv</i>
<i>Índice de Tablas</i>	<i>x</i>
<i>Índice de Figuras</i>	<i>xii</i>
<i>Abreviaturas</i>	<i>xviii</i>
CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	1
1.1. <i>Introducción</i>	2
1.2. <i>Ámbito geográfico</i>	2
1.3. <i>El problema</i>	3
1.3.1. <i>Planteamiento del problema</i>	3
1.3.2. <i>Formulación del problema</i>	4
1.4. <i>Justificación</i>	4
1.5. <i>Objetivos de la investigación</i>	4
1.5.1. <i>Objetivo general</i>	4
1.5.2. <i>Objetivos específicos</i>	5
1.6. <i>Contexto y restricciones</i>	5
1.7. <i>Hipótesis</i>	6
1.7.1. <i>Hipótesis general</i>	6
1.7.2. <i>Hipótesis específicas</i>	6
1.8. <i>Variables e Indicadores</i>	6
1.8.1. <i>Variables independientes</i>	6
1.8.2. <i>Variables dependientes</i>	6
1.8.3. <i>Variables intervinientes</i>	6
1.8.4. <i>Indicadores</i>	6
1.9. <i>Metodología</i>	7
1.9.1. <i>Tipo de investigación</i>	7
1.9.2. <i>Nivel de investigación</i>	7
1.9.3. <i>Método de investigación</i>	7
1.9.4. <i>Diseño de investigación</i>	7
1.10. <i>Población, muestra y muestreo</i>	7

1.9.4. <i>Diseño de investigación</i>	7
1.10. <i>Población, muestra y muestreo</i>	7
1.10.1. <i>Población</i>	7
1.10.2. <i>Muestra</i>	7
1.10.3. <i>Muestreo</i>	8
1.11. <i>Técnicas e instrumentos de recolección de datos</i>	8
1.11.1. <i>Técnicas</i>	8
1.11.2. <i>Instrumentos</i>	8
1.12. <i>Matriz de consistencia</i>	9
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	10
2.1. <i>Introducción</i>	11
2.2. <i>Efecto corona</i>	12
2.3. <i>Procesos elementales de la descarga en los gases</i>	12
2.3.1. <i>Procesos favorables a la descarga</i>	12
2.3.1.1. <i>Fotoionización</i>	12
2.3.1.2. <i>Ionización por choque</i>	13
2.3.2. <i>Procesos desfavorables a la descarga</i>	14
2.3.2.1. <i>Recombinación</i>	14
2.3.2.2. <i>Unión ion negativo</i>	14
2.4. <i>Características de los procesos elementales de descarga</i>	15
2.5. <i>Formación de avalancha de electrones – Descarga corona</i>	16
2.5.1. <i>Proceso avalancha</i>	16
2.5.2. <i>Procesos de descarga</i>	17
2.5.2.1. <i>Polaridad positiva</i>	17
2.5.2.2. <i>Polaridad negativa</i>	19
2.6. <i>Importancia del efecto corona</i>	21
2.6.1. <i>Pérdidas por efecto corona</i>	21
2.6.1.1. <i>Variables que influyen en las pérdidas por efecto corona</i>	22
2.6.1.1.1. <i>Gradiente de potencial superficial</i>	23
2.6.1.1.2. <i>Efecto de punta</i>	23
2.6.1.1.3. <i>Influencia de la densidad del aire y humedad</i>	25
2.6.1.1.4. <i>Influencia del número de conductores por fase</i>	25
2.6.2. <i>El efecto corona en cadenas de aisladores</i>	26

2.6.2.1.	Características de los aisladores.....	27
2.6.2.2.	Conductancia.....	30
2.6.2.3.	Deterioro de las cadenas de aisladores en servicio.....	31
2.6.2.3.1.	Causa de daños en los aisladores.....	32
2.6.2.3.2.	Modos de falla de aisladores de porcelana.....	33
2.6.2.4.	Contaminación de aisladores.....	35
2.6.2.4.1.	Efectos de la contaminación en los aisladores.....	37

CAPÍTULO III: MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA Y DETERIORO DE AISLADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE SIMPLE TERNA Y UN CONDUCTOR POR FASE.....41

3.1.	Introducción.....	42
3.2.	Campos homogéneos y no homogéneos.....	42
3.3.	Método de los coeficientes de Maxwell para el cálculo del gradiente de potencial en la superficie del conductor.....	43
3.4.	Método de Peek para el cálculo del gradiente crítico superficial.....	47
3.4.1.	Estado de la superficie del conductor.....	49
3.5.	Cálculo de la tensión crítica disruptiva.....	50
3.6.	Métodos para el cálculo de pérdidas corona en líneas de transmisión de simple terna y un conductor por fase.....	52
3.6.1.	Método de Peek.....	52
3.6.2.	Método de Peterson.....	54
3.6.2.1.	Tensión crítica de Peterson.....	54
3.6.2.2.	Razón entre gradientes de potencial E/E_0	55
3.6.2.3.	Polinomio para la curva ϕ	55
3.6.2.4.	Pérdidas de potencia por efecto corona.....	57
3.6.3.	Cálculo de pérdidas de potencia en cadenas aisladores.....	58
3.7.	Métodos para diagnosticar deterioros en cadenas de aisladores.....	60
3.7.1.	Método del medidor electrónico.....	60
3.7.2.	Método del sistema de espectro dual.....	62

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS CORONA POR LOS MÉTODOS DE PEEK Y PETERSON EN LL.TT. DE SIMPLE TERNA Y CONFIGURACIÓN SIMPLEX, Y COMPARACIÓN DE TÉCNICAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE DETERIOROS EN CADENA DE AISLADORES	66
4.1. <i>Introducción</i>	67
4.2. <i>Aplicación para el cálculo de las pérdidas corona</i>	67
4.2.1. <i>Procedimiento de la aplicación para el cálculo de pérdidas corona</i>	69
4.2.1.1. <i>Inicio</i>	69
4.2.1.2. <i>Cálculo del gradiente eléctrico</i>	70
4.2.1.2.1. <i>Cálculo del gradiente crítico superficial</i>	70
4.2.1.2.2. <i>Cálculo del gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor</i>	72
4.2.1.3. <i>Cálculo de las pérdidas corona</i>	76
4.2.1.3.1. <i>Método de Peek</i>	76
4.2.1.3.2. <i>Método de Peterson</i>	80
4.2.1.4. <i>Ventana de advertencias de la aplicación</i>	84
4.3. <i>Evaluación de las pérdidas en las líneas de transmisión L-1002, L-1003 Y L-1005 utilizando la aplicación para el cálculo de las pérdidas corona</i>	85
4.3.1. <i>Características generales de las líneas L-1002, L-1003 y L-1005</i>	85
4.3.2. <i>Reporte de la evaluación de la línea de transmisión L-1002</i>	87
4.3.3. <i>Reporte de la evaluación de la línea de transmisión L-1003</i>	98
4.3.4. <i>Reporte de la evaluación de la línea de transmisión L-1005</i>	109
4.3.5. <i>Método más adecuado para evaluar Pérdidas por el efecto corona</i>	120
4.4. <i>Comparación de técnicas para el diagnóstico de deterioros en cadenas de aisladores</i>	123
4.4.1. <i>Aplicación de la técnica del Perfilado</i>	123
4.4.2. <i>Aplicación de la técnica de la Coronografía</i>	125
4.4.3. <i>Técnica más adecuada para el diagnóstico del deterioro en las cadenas de aisladores</i>	128
4.5. <i>Método y técnica para la evaluación de las pérdidas corona y el deterioro de aisladores por el efecto corona en líneas de transmisión de simple terna y configuración simplex en condiciones de operación</i>	128

**CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE LAS PERDIDAS CORONA Y EL DETERIORO
DE LOS AISLADORES DE LA LINEA DE TRANSMISION L-1001**

MACHUPICCHU – CACHIMAYO	130
5.1. <i>Introducción</i>	131
5.2. <i>Evaluación de las pérdidas corona en la línea de transmisión L-1001</i> <i>Machupicchu – Cachimayo</i>	131
5.2.1. <i>Especificaciones técnicas de la línea</i>	131
5.2.2. <i>Características generales de la línea</i>	132
5.2.3. <i>Cálculo del gradiente crítico en la superficie del conductor</i>	134
5.2.4. <i>Cálculo del gradiente potencial máximo en la superficie del conductor</i>	138
5.2.5. <i>Cálculo de las pérdidas corona en la línea L-1001</i>	146
5.2.6. <i>Reporte de la evaluación de pérdidas utilizando la aplicación</i> <i>para el cálculo de pérdidas corona en la línea L-1001</i>	154
5.2.7. <i>Evaluación de las pérdidas en las cadenas de aisladores</i> <i>de la línea L-1001</i>	160
5.2.8. <i>Análisis de pérdidas corona y en aisladores(pérdidas por conductancia)</i> <i>frente a las pérdidas totales de la línea L-1001 Machupicchu-Cachimayo</i>	163
5.3. <i>Diagnóstico del deterioro de los aisladores de la línea de transmisión</i> <i>L-1001 Machupicchu-Cachimayo</i>	166
5.3.1. <i>Inspección visual a las cadena de aisladores</i>	167
5.3.2. <i>Inspección con la cámara Uvollé-Vi</i>	172
<i>Conclusiones</i>	187
<i>Recomendaciones</i>	189
<i>Bibliografía</i>	190
<i>Anexos</i>	191
<i>Anexo A: Perfilado de aisladores</i>	
<i>Anexo B: Registro fotográfico de sustituciones de aisladores</i>	
<i>Anexo C: Registro de los medidores de la potencia transportada por LL.TT. L-1001, L-1002</i> <i>y L-1003</i>	
<i>Anexo D: Características y especificaciones técnicas del Perfilador y la Cámara UV</i>	
<i>Anexo E: Videos de la inspección a las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-</i> <i>1105</i>	

Anexo F: Información georeferencial de la línea L-1001

Anexo G: Datos meteorológicos correspondientes a las zonas de Machupicchu y Urubamba

Anexo H: Planos del armado y soporte de la estructura (torre) tipo S utilizada en la línea L-1001.

Anexo I: Inspección realizada a las cadenas de aisladores de línea L-1001 con la cámara UVOLLÉ-Vi.

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1	Porcentajes de los aisladores dañados y contaminados de la línea L-1001, mediante la técnica del Perfilado de aisladores.....	3
-----------	---	---

CAPÍTULO II

Tabla 2.1	Procesos de contaminación para las descargas y el flashover.....	38
Tabla 2.2	Fotos de las descargas típicas que pueden ser observadas durante el proceso de contaminación y mojado.....	40

CAPÍTULO III

Tabla 3.1	Matriz de coeficientes de Maxwell.....	45
Tabla 3.2	Valores de m para diferentes condiciones superficiales.....	49
Tabla 3.3	Ventajas y desventajas de los métodos para la evaluación de las pérdidas por efecto corona.....	57
Tabla 3.4	Niveles de criticidad del efecto corona.....	63
Tabla 3.5	Ventajas y desventajas de las técnicas utilizadas para el diagnóstico del deterioro de los aisladores.....	65

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1	Datos generales de la línea de transmisión L-1002.....	85
Tabla 4.2	Datos generales de la línea de transmisión L-1003.....	85
Tabla 4.3	Datos generales de la línea de transmisión L-1005.....	86
Tabla 4.4	Límites de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión.....	122
Tabla 4.5	Tabla de perfilado de la torre N°2 de la línea L-1001.....	123
Tabla 4.6	Tabla de perfilado de la torre N°140 de la línea L-1001.....	124
Tabla 4.7	Tabla de perfilado de la torre N°212 de la línea L-1001.....	125

CAPÍTULO V

Tabla 5.1	Especificaciones técnicas de la línea de transmisión L-1001.....	132
Tabla 5.2	Características de los tramos seleccionados en la línea L-1001.....	133
Tabla 5.3	Gradiente crítico superficial para buen tiempo.....	138
Tabla 5.4	Gradiente crítico superficial para lluvia.....	138
Tabla 5.5	Pérdidas corona parciales para buen tiempo.....	153
Tabla 5.6	Pérdidas corona totales para buen tiempo.....	153

<i>Tabla 5.7</i>	<i>Pérdidas corona parciales para lluvia.....</i>	<i>154</i>
<i>Tabla 5.8</i>	<i>Pérdidas corona totales para lluvia.....</i>	<i>154</i>
<i>Tabla 5.9</i>	<i>Número de discos por cadenas de aisladores de la línea L-1001 según el tipo de estructura.....</i>	<i>160</i>
<i>Tabla 5.10</i>	<i>Resumen de las pérdidas por efecto corona y pérdidas en los aisladores de la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo.....</i>	<i>162</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II

Figura 2.1	Ilustración de fotoionización.....	13
Figura 2.2	Ilustración de ionización.....	14
Figura 2.3	Ilustración de recombinación.....	14
Figura 2.4	Probabilidad de descarga en función de la presión atmosférica.....	15
Figura 2.5	Energía de ionización.....	15
Figura 2.6	Formación de avalancha de electrones por colisión.....	16
Figura 2.7	Cargas del espacio en la vecindad de un conductor positivo.....	17
Figura 2.8	Cargas del espacio en la vecindad de un conductor negativo.....	19
Figura 2.9	Corona positiva y negativa en función del voltaje aplicado.....	21
Figura 2.10	Componentes de un disco aislador de porcelana.....	26
Figura 2.11	Cadena de aisladores cerámicos de la línea L-1001.....	27
Figura 2.12	Ejemplos de superficies hidrofóbicas e hidrofílicas.....	30
Figura 2.13	Ejemplos de fallas eléctricamente inducidas.....	33
Figura 2.14	Ejemplos de fallas mecánicas.....	34

CAPÍTULO III

Figura 3.1	Aplicación de la teoría de imágenes para simular el plano a tierra.....	43
Figura 3.2	Distorsión del campo eléctrico al plano de tierra.....	50
Figura 3.3	Expresión cuadrática correspondiente a la fórmula de Peek que trata de cuantificar las pérdidas por efecto corona.....	55
Figura 3.4	Factor empírico (ϕ) en función de los gradientes (E/E_0), para el cálculo de pérdidas corona según Peterson.....	56
Figura 3.5	Circuito T equivalente de un línea corta.....	59
Figura 3.6	Circuito equivalente de una línea corta.....	59
Figura 3.7	Disposición general del medidor electrónico.....	60
Figura 3.8	Perfil de cadenas de aisladores en buen estado.....	61
Figura 3.9	Perfil de cadenas de aisladores contaminados, dañados y fallados.....	61
Figura 3.10	Espectro de radiación UV emitido por el efecto corona.....	62
Figura 3.11	Sistema de observación biespectral y el resultado de la mezcla de ambos canales en la cámara.....	63
Figura 3.12	Grado de deterioro según el nivel de criticidad.....	64

CAPÍTULO IV

Figura 4.1	Ventana de interfaz gráfica de Microsoft Visual Basic para Aplicaciones.....	67
Figura 4.2	Ventana de lenguaje de programación de Microsoft Visual Basic Para Aplicaciones.....	68
Figura 4.3	Ventana de inicio de la Aplicación del cálculo de pérdidas corona.....	69
Figura 4.4	Ventana de ingreso de datos generales de la línea.....	69
Figura 4.5	Cálculo del gradiente eléctrico.....	70
Figura 4.6	Ventana de selección para el cálculo del gradiente eléctrico y ventana de selección del escenario climatológico para el cálculo.....	70
Figura 4.7	Ventana de cálculo para el gradiente crítico superficial – buen tiempo, sección de datos de entrada y botón insertar.....	71
Figura 4.8	Ventana de selección del tipo de gradiente crítico superficial.....	71
Figura 4.9	Ventana de cálculo del gradiente crítico – resultados en la sección de datos de salida.....	72
Figura 4.10	Ventana de cálculo de gradiente de potencial en la superficie.....	73
Figura 4.11	Ventana de diagrama de teoría de imágenes.....	73
Figura 4.12	Ventana de cálculo de gradiente de potencial en la superficie Del conductor – sección de datos de salida.....	74
Figura 4.13	Ventana de insertar para almacenamiento de datos.....	74
Figura 4.14	Ventana de la matriz de coeficientes de Maxwell.....	75
Figura 4.15	Ventana de las matrices columna de los voltajes máximos Instantáneos en cada fase.....	75
Figura 4.16	Ventana de las matrices columna de la distribución de las cargas Máximas en cada fase.....	75
Figura 4.17	Ventana de inicio de cálculos – selección del método para el cálculo de pérdidas corona.....	76
Figura 4.18	Ventana de selección del método para el cálculo de las pérdidas de potencia por el efecto corona.....	76
Figura 4.19	Ventana de selección de la tensión crítica de Peek y ventana de interfaz de selección del escenario.....	77
Figura 4.20	Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek y los datos extraídos.....	77
Figura 4.21	Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek para buen tiempo.....	78
Figura 4.22	Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek para lluvia.....	78
Figura 4.23	Ventana de pérdidas corona de Peek e interfaz de selección Del escenario.....	79

Figura 4.24	Ventana de cálculo de pérdidas corona de Peek.....	79
Figura 4.25	Ventana de selección de la tensión crítica de Peterson y ventana de interfaz de selección de escenario.....	80
Figura 4.26	Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peterson.....	81
Figura 4.27	Ventana de selección para el cálculo de las Pérdidas corona y ventana de interfaz de selección de escenario.....	81
Figura 4.28	Ventana de cálculo de las pérdidas corona método Peterson y extracción de datos.....	82
Figura 4.29	Ventana de cálculo de las pérdidas corona método Peterson cálculo de pérdidas corona.....	82
Figura 4.30	Ventana de inicio de cálculos y ventana de Excel con sus respectivas hojas de reporte.....	83
Figura 4.31	Ventana de advertencia caso A.....	84
Figura 4.32	Ventana de advertencia caso A.....	84
Figura 4.33	Ventana de advertencia caso B.....	84
Figura 4.34	Ventana de advertencia caso C.....	85
Figura 4.35	Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....	96
Figura 4.36	Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....	96
Figura 4.37	Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico visual.....	96
Figura 4.38	Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico visual.....	97
Figura 4.39	Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002.....	97
Figura 4.40	Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para lluvia de la línea L-1002.....	97
Figura 4.41	Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....	107
Figura 4.42	Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....	107
Figura 4.43	Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico visual.....	107

Figura 4.44	<i>Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico visual.....</i>	<i>108</i>
Figura 4.45	<i>Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003.....</i>	<i>108</i>
Figura 4.46	<i>Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para lluvia de la línea L-1003.....</i>	<i>108</i>
Figura 4.47	<i>Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....</i>	<i>118</i>
Figura 4.48	<i>Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico disruptivo.....</i>	<i>118</i>
Figura 4.49	<i>Pérdidas Peek vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico visual.....</i>	<i>118</i>
Figura 4.50	<i>Pérdidas Peek vs Peterson para lluvia de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico visual.....</i>	<i>119</i>
Figura 4.51	<i>Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005.....</i>	<i>119</i>
Figura 4.52	<i>Comparación de las pérdidas Peek (disruptivo y visual) vs Peterson para lluvia de la línea L-1005.....</i>	<i>119</i>
Figura 4.53	<i>Proporción de pérdidas Peek y Peterson vs la potencia transportada por la línea L-1002 para lluvia y buen tiempo.....</i>	<i>120</i>
Figura 4.54	<i>Proporción de pérdidas Peek y Peterson vs la potencia transportada por la línea L-1002 para lluvia y buen tiempo.....</i>	<i>121</i>
Figura 4.55	<i>Proporción de pérdidas Peek y Peterson vs la potencia transportada por la línea L-1002 para lluvia y buen tiempo.....</i>	<i>121</i>
Figura 4.56	<i>Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°2 de la línea L-1001.....</i>	<i>123</i>
Figura 4.57	<i>Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°140 de la línea L-1001.....</i>	<i>124</i>
Figura 4.58	<i>Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°212 de la línea L-1001.....</i>	<i>125</i>
Figura 4.59	<i>Captura en un instante del video, de la actividad corona en la cadena De aisladores de la línea L-1105.....</i>	<i>126</i>
Figura 4.60	<i>Captura en un instante del video, de la actividad corona en la cadena De aisladores de la línea L-1105.....</i>	<i>127</i>
Figura 4.61	<i>Esquema para la evaluación del efecto corona en líneas de transmisión de simple terna y configuración Simplex, en operación.....</i>	<i>129</i>

CAPÍTULO V

<i>Figura 5.1</i>	<i>Esquema para la evaluación del efecto corona en la línea L-1001.....</i>	<i>131</i>
<i>Figura 5.2</i>	<i>Perfil topográfico del terreno en DLTCAD, por donde recorre la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 5.3</i>	<i>Configuración triangular de las fases en la torre tipo “S” de la línea L-1001.....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 5.4</i>	<i>Diagrama de la teoría de las imágenes para la torre de suspensión tipo “S” de la línea L-1001.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 5.5</i>	<i>Pérdidas por conductancia Vs pérdidas totales para condiciones de lluvia y buen tiempo.....</i>	<i>163</i>
<i>Figura 5.6</i>	<i>Proporción de pérdidas por conductancia vs pérdidas totales para condiciones de buen tiempo (mes de Julio).....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 5.7</i>	<i>Proporción de pérdidas por conductancia vs pérdidas totales para condiciones de lluvia (mes de Noviembre).....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 5.8</i>	<i>Proporción de pérdidas en aisladores vs corona vs pérdidas totales para condiciones de buen tiempo (mes de Julio).....</i>	<i>165</i>
<i>Figura 5.9</i>	<i>Proporción de pérdidas en aisladores vs corona vs pérdidas totales para condiciones de lluvia (mes de Noviembre).....</i>	<i>166</i>
<i>Figura 5.10</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores en suspensión con aisladores reemplazados.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura 5.11</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores con la presencia de un disco reemplazado.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura 5.12</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador desportillado.....</i>	<i>168</i>
<i>Figura 5.13</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador desportillado.....</i>	<i>168</i>
<i>Figura 5.14</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador picado.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 5.15</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aisladores contaminados en la parte inferior.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 5.16</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores con la presencia de contaminación.....</i>	<i>170</i>
<i>Figura 5.17</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador erosionado.....</i>	<i>170</i>
<i>Figura 5.18</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores defectuosa con un aislador fragmentado.....</i>	<i>171</i>
<i>Figura 5.19</i>	<i>Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores defectuosa con la ausencia de un disco.....</i>	<i>171</i>

Figura 5.20 *Resumen del conteo máximo de fotones de la inspección a las Cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001.....185*

ABREVIATURAS

<i>EGEMSA</i>	<i>: Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.</i>
<i>COES</i>	<i>: Comité de Operación Económica del Sistema</i>
<i>EPRI</i>	<i>: Electric Power Research Institute (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica)</i>
<i>IEC</i>	<i>: Comisión Electrotécnica Internacional</i>
<i>EP</i>	<i>: Elaboración Propia</i>
<i>SENAMHI</i>	<i>: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología</i>
<i>ACSR</i>	<i>: Conductor de Aleación Aluminio con Alma de Acero</i>
<i>AAAC</i>	<i>: Conductor de Aleación Aluminio con Alma de Aluminio</i>
<i>kW</i>	<i>: Kilovatios</i>
<i>kV</i>	<i>: Kilovoltios</i>
<i>UV</i>	<i>: Ultra Violeta</i>
<i>LL.TT.</i>	<i>: Líneas de Transmisión</i>
<i>SIMPLEX</i>	<i>: Un Conductor por Fase</i>
<i>CNE</i>	<i>: Código Nacional de Electricidad</i>

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis pretende revelar la presencia del efecto corona en la línea de transmisión L-1001 Machupicchu - Cachimayo y las repercusiones de este fenómeno reflejado en pérdidas de potencia y deterioros en los dispositivos aislantes (cadenas de aisladores), para lo cual se ha estructurado en 5 capítulos, con el fin de obtener un recorrido más amplio de las nociones y conceptos que este estudio involucra.

De inicio se abordan de manera general los aspectos relacionados con la metodología de estudio, área y sistema seleccionado para el análisis del fenómeno, variables relevantes, el contexto actual del sistema y las restricciones de acuerdo a los objetivos planteados.

Posteriormente se presentan los métodos de evaluación de pérdidas y diagnóstico del estado físico - operativo de las cadenas de aisladores. Para el caso de pérdidas de potencia por efecto corona se pone más énfasis en los métodos empíricos de *Peek y Peterson*, para el diagnóstico del deterioro de los aisladores se presenta el método del *Medidor Electrónico* y el *Método Biespectral*, para luego seleccionar los más convenientes según las características del sistema y objetivos del estudio.

Por último, se analizan los resultados tanto de pérdidas en la línea como del deterioro de aisladores causados por el efecto corona. Se comparan las pérdidas corona con pérdidas totales de la línea, se muestran también resultados de los métodos de diagnóstico de deterioro de aisladores, los mismos que fueron mencionados en el párrafo anterior. Finalmente se expone las respectivas conclusiones y recomendaciones.

Para efecto del presente estudio, únicamente se analizan los eventos desfavorables en la transmisión de energía eléctrica de la línea L-1001 a causa del efecto corona; es decir, pérdidas de potencia y deterioros en las cadenas de aisladores. Donde se percibe que dicha línea se ve afectada por este fenómeno debido a las condiciones de lluvia, humedad, contaminación y principalmente a la vejez de sus equipos.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO

El ámbito geográfico que abarca el presente estudio, se encuentra ubicado en:

Departamento	:	Cusco.
Provincias	:	Urubamba y Anta.
Distritos	:	Machupicchu, Ollantaytambo y Cachimayo.
Altitud mínima	:	1739 msnm.
Altitud máxima	:	3700 msnm.

1.3. EL PROBLEMA

1.3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En 1958 la CRIF (Corporación para la Reconstrucción y Fomento Industrial), un organismo creado para la industrialización de la ciudad del Cusco después del desastre natural de 1950, es responsable de la licitación para la construcción de la central eléctrica Machupicchu, entrando en operación la primera etapa en 1965. Desde entonces, también entra en operación la línea de transmisión Machupicchu – Cusco en 138 kV, más adelante esta misma línea se dividiría en dos tramos a causa de la inclusión de carga de Industrias Cachimayo, quedando parte de la línea comprendida desde Machupicchu hasta Cachimayo con la denominación “L-1001 Machupicchu – Cachimayo”. Se puede notar entonces que la línea de transmisión L-1001 tiende en su haber poco menos de 50 años de operación y se sabe que el horizonte de operación para líneas de transmisión es por lo general 30 años.

Por otra parte, la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo en 138 kV presenta algunos desperfectos que se detallan en el reporte del estado de la cadena de aisladores realizados por la empresa Egemsa a través de una empresa contratista (Anexo A), utilizando la técnica del *Perfilamiento de Aisladores* correspondiente al mencionado método del *Medidor Electrónico*, donde se encontró que la mayoría de ellos tiene la presencia de aisladores dañados y contaminados, el resumen se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Porcentajes de aisladores dañados y contaminados de la línea L-1001, mediante la técnica del Perfilado de Aisladores.

Estado de Aisladores de la línea L-1001				
	Altura (msnm)	Total aisladores	Aisladores Contaminados (%)	Aisladores Dañados (%)
TRAMO I	menor a 2500	4851	93.03	6.97
TRAMO II	de 2500 a 3000	4785	87.48	12.52
TRAMO III	mayor a 3000	1710	98.13	1.87

Fuente: Informe de trabajo de la empresa VCN Contratistas SAC para EGEMSA en el año 2011. [EP]

En el registro fotográfico que se adjunta en el *Anexo B*, se pueden percibir las sustituciones de varias unidades componentes de las cadenas de aisladores debido a que los mismos presentaban fisuras, astillamientos y desprendimientos de porciones de porcelana.

Por lo manifestado, se entiende que la línea y sus dispositivos aislantes no están en buenas condiciones, a esto incluido las condiciones medioambientales desfavorables (contaminación, lluvia y humedad) de su ámbito geográfico y la consideración despreciable de sus pérdidas transversales en su circuito equivalente debido a su longitud (76.83 km) amerita desarrollar un estudio que permita determinar en la actualidad la influencia del efecto corona tanto en pérdidas eléctricas como en el deterioro de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001.

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Entonces planteado el problema surge la siguiente interrogante: ¿Qué niveles de pérdidas de energía presentará la línea de transmisión L-1001 Machupicchu - Cachimayo en 138 kV, y cuál es el grado de deterioro de los aisladores a causa del efecto corona?

1.4. JUSTIFICACIÓN

El presente estudio ofrece el beneficio de proveer más información sobre todo en lo concerniente a los posibles deterioros en las cadenas de aisladores de la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, y además a las pérdidas eléctricas en la misma causadas por el efecto corona, cuya intensidad depende de muchos factores tales como el nivel de tensión de la línea, el estado o acabado de los materiales, el tiempo que tiene en servicio, las condiciones medioambientales desfavorables (contaminación, lluvia y humedad) en la que dicha línea se encuentra operando actualmente, etc.

Para el caso de las cadenas de aisladores, este estudio involucra una amplia tendencia al mejoramiento de las técnicas de mantenimiento predictivo - preventivo y a la disminución de las actividades de mantenimiento correctivo (sustitución post falla) a los componentes de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001, resaltando la necesidad de incrementar la frecuencia en que se está realizando el mantenimiento a estos dispositivos.

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el grado de deterioro de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo a consecuencia del efecto corona.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Comparar los métodos de Peek vs Peterson para el cálculo de pérdidas corona para líneas de simple terna y un conductor por fase, en las líneas de transmisión L-1002, L-1003 y L-1005.
- b. Evaluar las pérdidas por conductancia, es decir pérdidas corona y pérdidas en las cadenas de aisladores de la línea L-1001.
- c. Aplicar la técnica de la coronografía para diagnosticar el deterioro de los aisladores de la línea L-1001 a causa exclusiva del efecto corona.

1.6. CONTEXTO Y RESTRICCIONES

El presente estudio abarca el análisis del efecto corona en la línea de transmisión L-1001, sin incluir a ésta el análisis en las subestaciones existentes en el empuje y final de la línea, Machupicchu y Cachimayo respectivamente, debido a que la investigación está orientado a los eventos desfavorables en el procesos de transmisión de la energía eléctrica.

Este estudio está enfocado al análisis de las consecuencias del efecto corona, principalmente los deterioros ocasionados en las cadenas de aisladores y pérdidas de potencia de la línea L-1001, más no así, al análisis de la radiointerferencia, que es un aspecto importante como consecuencia del fenómeno, pero que a objetivos del presente estudio no se tomará en consideración debido a que está más relacionada a la perturbación de señales de comunicación. Cabe mencionar también, que no se considera en el estudio los aisladores de material polimérico existentes en la línea, por ser escasa su presencia y no tener el mismo tiempo de servicio que los aisladores de porcelana, por ende dificultan en el proceso de generalización.

Para entender mejor los métodos de cálculo, expuestos en capítulos posteriores, es necesario detallar importantes consideraciones:

- Que la línea opera en un régimen de estado permanente.
- Que la línea está construida de forma homogénea, es decir, que tiene las mismas características constructivas en cualquier parte de la línea; lo que significa que la separación entre conductores siempre es la misma a lo largo de toda la línea.
- Que la línea trifásica opera siempre con cargas trifásicas balanceadas.

1.7. HIPÓTESIS

1.7.1. HIPÓTESIS GENERAL

Asumiendo el método más apropiado, se podrá realizar el análisis respectivo a la línea de transmisión L-1001, el cual permitirá conocer la intensidad del fenómeno efecto corona en el deterioro de las cadenas de aisladores.

1.7.2. HIPÓTESIS ESPECIFICAS

- a. El método de Peterson sería el más adecuado para el cálculo de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión de simple terna y un conductor por fase.
- b. Al evaluar las pérdidas por conductancia, se determinará la proporción de las pérdidas en los aisladores y corona con respecto a las pérdidas por conductancia total de la línea L-1001.
- c. La aplicación de la coronografía permitirá conocer empíricamente la ubicación exacta de aisladores defectuosos y el grado de deterioro de las cadenas de aisladores de la línea L-1001 a causa de las descargas corona.

1.8. VARIABLES E INDICADORES

1.8.1. VARIABLES INDEPENDIENTES

- a. Gradiente de campo eléctrico superficial (kV/cm).
- b. Condiciones medioambientales.
- c. Antigüedad de la línea.

1.8.2. VARIABLES DEPENDIENTES

- a. Pérdidas de potencia (kW).
- b. Deterioro de aisladores.

1.8.3. VARIABLES INTERVINIENTES

- a. Sobretensiones (kV).
- b. Material de los aisladores.

1.8.4. INDICADORES

- a. Kilowatt (kW).
- b. Criticidad (bajo, medio y alto).

1.9. METODOLOGÍA

1.9.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de tesis tiene el carácter de investigación tecnológica, distinguiendo como explicativo el tipo de estudio.

1.9.2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

Pre grado.

1.9.3. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Se desarrolla siguiendo los procedimientos correspondientes al método científico, bajo un enfoque deductivo.

Se parte de los conceptos generales del fenómeno, para luego estudiar sus consecuencias en la línea de transmisión L-1001, bajo diversas condiciones medioambientales, condiciones físicas de sus equipos, altura sobre el nivel del mar, etc.

1.9.4. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

La investigación es No experimental de tipo Transeccional, por que se realiza sin manipular deliberadamente las variables independientes, pues las variables dependientes ya ocurrieron o se dieron en el contexto real sin la intervención directa o indirecta de los responsables del presente estudio y es transeccional porque se analiza el comportamiento de las variables solo en un momento determinado.

1.10. POBLACIÓN, MUESTRA Y MUESTREO

1.10.1. POBLACIÓN

Se considera como población las 1155 cadenas de aisladores de porcelana que conforman el sistema de aislamiento de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo.

1.10.2. MUESTRA

De las 222 cadenas de aisladores de porcelana correspondientes al tramo III, se seleccionó 60 cadenas para su análisis de deterioro respectivo con la cámara U-vollé VI.

1.10.3. MUESTREO

Para la elección de la muestra se recurre al método “Empírico o No Probabilístico”, donde se elige, de una forma racional, al tramo III como muestra por presentar éste mayor índice de aisladores contaminados según la tabla 1.1 (ver Anexo A).

1.11. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

1.11.1. TÉCNICAS

Las principales técnicas para obtener información o datos relacionados con las variables involucradas son:

- El análisis documental
- Entrevistas y
- Observación

1.11.2. INSTRUMENTOS

Los instrumentos a utilizar para recoger y almacenar datos son:

- Uvullé – vi (cámara de efecto corona)
- GPS portátil
- Cámara fotográfica
- Grabadora
- Computadora portátil
- Programas informáticos (Microsoft Office, AutoCAD, Visual Basic 6.0, MapSource y DLTCAD)
- Usb´s.

1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA

"ANÁLISIS DEL FENÓMENO EFECTO CORONA EN LA CADENA DE AISLADORES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1001 MACHUPICCHU-CACHIMAYO"		
Planteamiento del problema	Objetivos	Variables
<p>En 1958 la CRIF (Corporación para la Reconstrucción y Fomento Industrial), un organismo creado para la industrialización de la ciudad del cusco después del desastre natural de 1950, es responsable de la licitación para la construcción de la central eléctrica Machupicchu, entrando en operación la primera etapa en 1965. Desde entonces, también entra en operación la línea de transmisión Machupicchu – Dolorespata en 138 kV, más adelante esta misma línea se dividiría en dos tramos a causa de la inclusión de carga de Industrias Cachimayo, quedando parte de la línea comprendida desde Machupicchu hasta Cachimayo con la denominación "L-1001 Machupicchu – Cachimayo". Se puede notar entonces que la línea de transmisión L-1001 tiene en su haber poco menos de 50 años de operación y se sabe que el horizonte de operación para líneas de transmisión es por lo general 30 años.</p> <p>Por otra parte, la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo en 138 kV presenta algunos desperfectos que se detallan en el reporte del estado de la cadena de aisladores realizados por la empresa Egemsa a través de una empresa contratista, utilizando la técnica del <i>Perfilamiento de Aisladores</i> correspondiente al mencionado método del Medidor Electrónico, donde se encontró que la mayoría de ellos tiene la presencia de aisladores dañados y contaminados.</p> <p>En el registro fotográfico <i>Anexo B</i>, se pueden percibir las sustituciones de varias unidades componentes de las cadenas de aisladores debido a que los mismos presentaban fisuras, astillamientos y desprendimientos de porciones de porcelana.</p> <p>Por lo manifestado, se entiende que la línea y sus dispositivos aislantes no están en buenas condiciones, a esto incluido las condiciones medioambientales desfavorables (contaminación, lluvia y humedad) de su ámbito geográfico y la consideración despreciable de sus pérdidas transversales en su circuito equivalente debido a su longitud (76.83 km) amerita desarrollar un estudio que permita determinar en la actualidad la influencia del efecto corona tanto en pérdidas eléctricas como en el deterioro de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001.</p>	<p>Objetivo General Determinar el grado de deterioro de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo a consecuencia del efecto corona.</p> <p>Objetivos Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comparar los métodos de Peek vs Peterson para el cálculo de pérdidas corona para líneas de simple terna y un conductor por fase, en las líneas de transmisión L-1002, L-1003 y L-1005. • Evaluar las pérdidas por conductancia, es decir pérdidas corona y pérdidas en las cadenas de aisladores de la línea L-1001. • Aplicar la técnica de la coronografía para diagnosticar el deterioro de los aisladores de la línea L-1001 a causa exclusiva del efecto corona. 	<p>Variables independientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gradiente de campo eléctrico superficial (kV/cm). • Condiciones medioambientales. • Antigüedad de la línea. <p>Variables dependientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas de potencia (kW). • Deterioro de aisladores. <p>Variables intervinientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sobretensiones (kV). • Material de los aisladores. <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kilowatt (kW). • Criticidad (bajo, medio y alto).
Hipótesis	Justificación	Metodología
<p>Hipótesis General Asumiendo el método más apropiado, se podrá realizar el análisis respectivo a la línea de transmisión L-1001, el cual permitirá conocer la intensidad del fenómeno efecto corona en el deterioro de las cadenas de aisladores.</p> <p>Hipótesis Específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> • El método de Peterson sería el más adecuado para el cálculo de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión de simple terna y un conductor por fase. • Al evaluar las pérdidas por conductancia, se determinará la proporción de las pérdidas en los aisladores y corona con respecto a las pérdidas por conductancia total de la línea L-1001. • La aplicación de la coronografía permitirá conocer empíricamente la ubicación exacta de aisladores defectuosos y el grado de deterioro de las cadenas de aisladores de la línea L-1001 a causa de las descargas corona. 	<p>El presente estudio ofrece el beneficio de proveer más información sobre todo en lo concerniente a los posibles deterioros en las cadenas de aisladores de la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, y además a las pérdidas eléctricas en la misma causadas por el efecto corona, cuya intensidad depende de muchos factores tales como el nivel de tensión de la línea, el estado o acabado de los materiales, el tiempo que tiene en servicio, las condiciones medioambientales desfavorables (contaminación, lluvia y humedad) en la que dicha línea se encuentra operando actualmente, etc.</p> <p>Para el caso de las cadenas de aisladores, este estudio involucra una amplia tendencia al mejoramiento de las técnicas de mantenimiento predictivo - preventivo y a la disminución de las actividades de mantenimiento correctivo (sustitución post falla) a los componentes de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001, resaltando la necesidad de incrementar la frecuencia en que se está realizando el mantenimiento a estos dispositivos.</p>	<p>Tipo de Investigación Tiene el carácter de investigación tecnológica, distinguiendo como explicativo el tipo de estudio.</p> <p>Método de Investigación Se desarrolla siguiendo los procedimientos correspondientes al método científico, bajo un enfoque deductivo.</p> <p>Diseño de Investigación La investigación es No experimental de tipo Transeccional, por que se realiza sin manipular deliberadamente las variables independientes, y es transeccional porque se analiza el comportamiento de las variables solo en un momento determinado.</p>

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

Uno de los fenómenos más frecuentes que ocurren en el aire cuando un conductor es sometido a una gran diferencia de potencial eléctrico y a su consecuente gradiente de campo eléctrico en su superficie, es lo que se denomina comúnmente como “Efecto Corona”, el cual algunos investigadores describen y engloban dentro de los fenómenos de las descargas parciales y otros lo tratan como un fenómeno aparte con características propias diferenciadas, pero de origen común. En el fondo el origen del fenómeno corona parte de la ionización de un gas por la aplicación de una fuerte diferencia de potencial eléctrico y la influencia de su campo eléctrico asociado a las moléculas del gas que envuelve al material conductor.

En el estudio de la ruptura dieléctrica de un gas hay que diferenciar el punto de vista puramente de física cuántica, que realizaría un investigador de física, este enfoque excedería nuestro estudio teórico, que busca explicar el fenómeno para aplicaciones de la ingeniería eléctrica desde un punto de vista más práctico que nos permita entender el fenómeno; entre las teorías que vamos a estudiar, tenemos la fotoionización, ionización por choque, recombinación y la “teoría de Townsend” o “teoría de la avalancha”.

En nuestro caso como se va a tratar solamente el efecto corona en los gases, el dieléctrico que vamos a estudiar es el aire, que es obviamente el dieléctrico natural utilizado en las líneas eléctricas de alta tensión, pero cabe también mencionar, que este fenómeno ocurre en otros materiales dieléctricos presentes en los sistemas de potencia, como pueden ser en los aceites de los transformadores o el Hexafluoruro de azufre (SF₆) en subestaciones encapsuladas y en cámaras de extinción de arco eléctrico de disyuntores, materiales aislantes sólidos, etc.

Existen varias causas que influyen en la aparición del efecto corona en líneas de alta tensión: El gradiente de campo eléctrico en la superficie de los conductores que a su vez está en función de la tensión de operación de la línea, diámetro y disposición de los conductores. Así como también, de las condiciones medioambientales existentes, etc. Por otra parte influyen también en la aparición de este fenómeno los defectos de fabricación e instalación a los que hayan podido ser sometidos las conexiones de conductores, aisladores, ferretería, etc., como hilos sueltos, efectos de punta, deformaciones de los radios de curvatura, aprietes inapropiados en grapas que causan deformación, lo que indica claramente que es importante no solo supervisar la etapa de diseño de una línea, sino también, las posteriores como las de montaje, instalación, operación y mantenimiento.

2.2. EFECTO CORONA

Es un fenómeno que corresponde a una descarga parcial en un gas, localizada en una zona limitada del espacio y que no significa la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, por cuanto el resto conserva sus propiedades dieléctricas originales. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa.

Cuando el campo eléctrico o gradiente de potencial en la superficie del conductor alcanza el valor de la "rigidez dieléctrica del aire" (aproximadamente 30 kV/cm a presión atmosférica de 76 cm de Hg y 25°C, es decir condiciones estándar), este aire se ioniza, en inmediaciones del cuerpo energizado se hace conductor y se produce una descarga local. Este fenómeno a veces va acompañado de un efluvio luminoso del cual proviene su nombre. Además, se producen pérdidas de energía y un zumbido fácilmente perceptible en las cercanías de la zona donde se localiza el efecto corona. También se produce ozono, el cual trae como consecuencia la corrosión de los componentes metálicos cuando el fenómeno es intenso.

En síntesis, el efecto corona está relacionado con el conjunto de fenómenos que llevan a la aparición de la conductividad del aire alrededor de un conductor sometido a alta tensión.

Existen diversos procesos elementales que contribuyen, detienen o retardan la producción de cargas eléctricas en el aire; de acuerdo con su acción, podemos clasificarlos en procesos favorables a la descarga y procesos desfavorables.

2.3. PROCESOS ELEMENTALES DE LA DESCARGA EN LOS GASES

En un gas tal como el aire se pueden producir procesos que contribuyen a que se produzca una descarga y procesos que la detienen o retardan ^[1].

2.3.1. PROCESOS FAVORABLES A LA DESCARGA

2.3.1.1. FOTOIONIZACIÓN

La luz ultravioleta o las radiaciones producidas en una descarga son capaces de introducir energía en los átomos del gas en forma de fotones. Si la energía de un fotón es suficiente, se desprende un electrón del átomo transformándose este en un ion positivo, queda así un electrón libre (fig. 2.1).

[1] Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 3.

Este proceso ocurre en forma natural en la atmósfera y contribuye a crear electrones libres que existen siempre en el aire y son iniciadores de otros procesos.

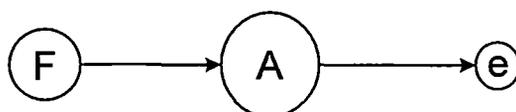
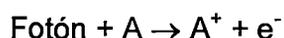


Figura 2.1. Ilustración de fotoionización. [EP]

2.3.1.2. IONIZACIÓN POR CHOQUE

Los electrones libres se desplazan y aceleran por la acción de un campo eléctrico. En su movimiento el electrón encuentra átomos y moléculas de los gases del aire, chocando con ellos.

La probabilidad de ionizar por choque de iones es bajísima, a causa de que, por su gran masa y dimensiones, tienen tan baja movilidad que pueden ser considerados inmóviles con respecto a los electrones. El choque puede ser de dos clases:

a. Elástico

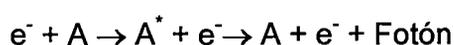
No ocurren cambios en la energía interna ni en la estructura de los átomos. Solo sucede que el electrón pierde algo de su energía cinética.

b. Inelástico

Ocurren cambios de energía interna y de estructura del átomo. Este es más importante y pueden ocurrir como consecuencia dos fenómenos en el átomo neutro chocado:

- **Excitación**

Cambio del átomo a un estado de mayor energía interna por desplazamiento orbital de sus electrones. Generalmente este estado es inestable y el átomo vuelve a su estado normal desprendiéndose de la energía en exceso mediante la emisión de un fotón.



- **Ionización**

Si la energía del electrón es alta, el choque tiene como consecuencia el desprendimiento de un electrón del átomo chocado. El átomo primitivamente neutro, al quedar con un electrón menos, se convierte en ion positivo, quedando finalmente libres de desplazarse por efecto del campo dos electrones y un ion positivo (fig. 2.2).

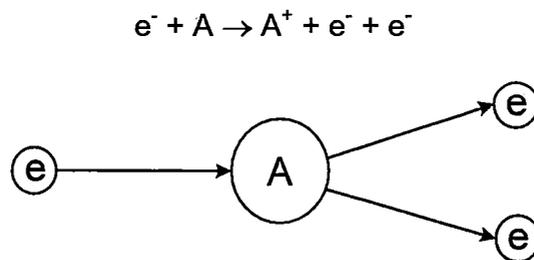


Figura 2.2. Ilustración de ionización. [EP]

2.3.2. PROCESOS DESFAVORABLES A LA DESCARGA

2.3.2.1. RECOMBINACIÓN

Es un proceso de neutralización. Un electrón puede chocar con un ion positivo sin energía capaz de causar alguno de los efectos descritos anteriormente; se produce una neutralización de cargas entre ambas partículas que dando Ubre una cierta cantidad de energía en forma de fotón (fig. 2.3). Finalmente queda un átomo neutro en estado normal.

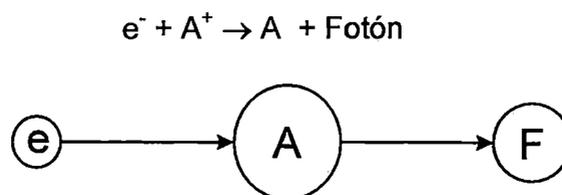
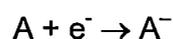


Figura 2.3. Ilustración de recombinación. [EP]

2.3.2.2. UNIÓN ION NEGATIVO

Un electrón libre con escasa energía puede chocar con un átomo neutro ligándose a él, formando un átomo negativo.

El ion negativo tiene menor movilidad que el electrón y por ese motivo, a pesar de conservarse la carga, la descarga tiende a neutralizarse.



2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS PROCESOS ELEMENTALES DE DESCARGA

Todos estos procesos se caracterizan por ser fenómenos probabilísticos, cada uno tiene una probabilidad de ocurrir y depende principalmente de la densidad del aire y de la energía que poseen las partículas que lo forman. A mayor densidad, mayor probabilidad de choque, pero menor posibilidad de adquirir energía cinética, para un electrón libre.

Como consecuencia de esta compensación de efectos se tiene que, la tensión necesaria para producir la descarga disminuye al disminuir la presión del aire hasta un valor mínimo, bajo el cual la tensión de descarga comienza a aumentar nuevamente porque los electrones chocan con dificultad, dada la baja concentración de átomos (fig. 2.4).

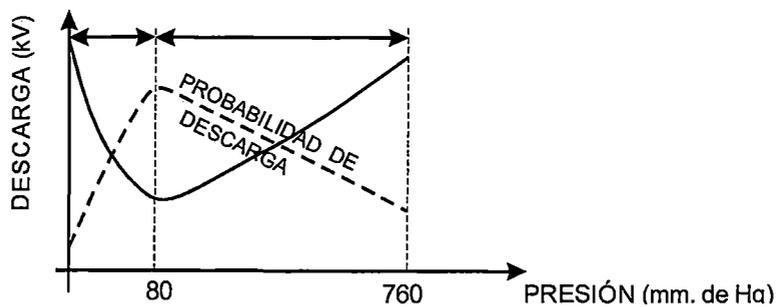


Figura 2.4. Probabilidad de descarga en función de la presión atmosférica.

Fuente: Figura 4, *Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión*, Santiago Carrillo Calderón, 1977 pág. 7

La dependencia de probabilidad del choque de la partícula incidente es variable con la energía. En caso de ionización, si la energía es menor que la necesaria para producirla (llamada de ionización), la probabilidad es nula. Esta probabilidad crece con el aumento de energía y después disminuye. En el caso de fotones, la probabilidad es máxima más cerca del nivel de ionización (fig. 2.5)

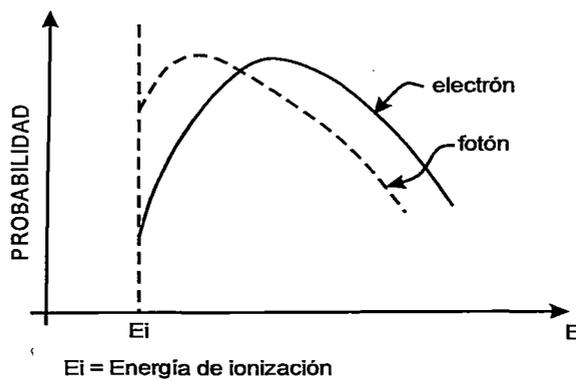


Figura 2.5. Energía de ionización.

Fuente: Figura 5, *Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión*, Santiago Carrillo Calderón, 1977 pág. 8

2.5. FORMACIÓN DE AVALANCHA DE ELECTRONES – DESCARGA CORONA

2.5.1. PROCESO DE AVALANCHA

Siempre existe un cierto número de pares ion-electrón libre en el aire, usualmente creado por fotoionización producto de radiaciones naturales, que son los encargados de iniciar el proceso de formación de descargas.

Si un electrón choca con un átomo, y otro electrón es liberado, ambos son acelerados por el campo. Y si este campo tiene la intensidad suficiente, cada uno de estos electrones adquiere energía suficiente para desprender más electrones por colisión (fig. 2.6). De esta forma, se produce una reacción en cadena que aumenta la cantidad de electrones y de iones muy rápidamente, formándose una avalancha, esto es lo que manifiesta la teoría de Townsend ^[2]. Para que esta multiplicación de electrones se produzca en aire a presión normal, es necesario que el número de electrones liberados por ionización sea superior a los ligados por recombinación.

La cantidad de cargas producidas en una avalancha es función de la intensidad de campo y de la distancia recorrida.

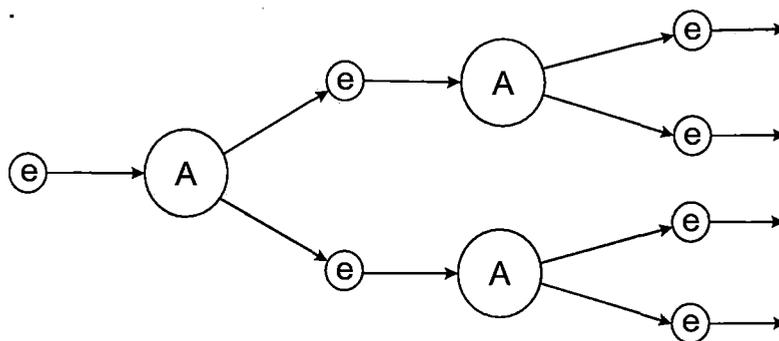


Figura 2.6. Formación de avalancha de electrones por colisión. [EP]

La teoría de Townsend nos llevó a la conclusión que un electrón inicial le da origen a un número determinado de cargas eléctricas. Pues bien, si la intensidad de campo eléctrico es elevada, es decir el coeficiente de ionización también elevado, o si el recorrido de la partículas es grande el proceso de descarga conocida hasta ahora, degenera en una especie de canal plasmático, el cual logra la ruptura de la rigidez dieléctrica del espacio interelectródico. Esto es la ruptura de Raether, más conocido como el arco eléctrico.

[2] Alta Tensión y Sistemas de Transmisión, Luis A. Siegert C., Editorial Limosa 2002, Pág. 98.

2.5.2. PROCESOS DE DESCARGA

En una línea de transmisión, los conductores tienen aplicado un voltaje alterno. Si en una parte de cada semiciclo este voltaje supera el valor crítico, se produce el efecto corona. El fenómeno es diferente en cada semiciclo. Las descargas comienzan en las irregularidades de la superficie del conductor, porque es allí donde hay mayor intensidad de campo.

2.5.2.1. POLARIDAD POSITIVA

El proceso de ionización para la corona positiva, se entiende y se describe bien en la fig. 2.7. Un alto potencial positivo se aplica al electrodo de corona alto de curvatura en el extremo. El electrodo colector bajo de curvatura en el extremo se pone a tierra o se fija a un potencial más bajo. Los electrones naturales libres en la proximidad cercana a los electrodos son acelerados hacia el electrodo de corona por el campo eléctrico.

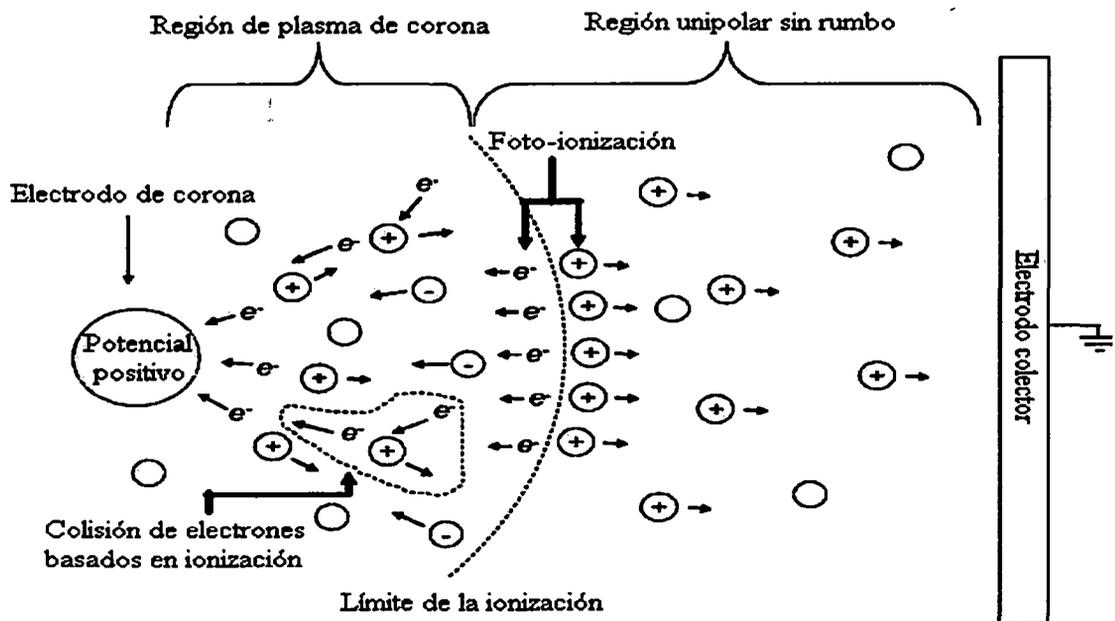


Figura 2.7. Cargas del espacio en la vecindad de un Conductor positivo.

Fuente: Figura2.3, Tesis: Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500 KV, Vairon Mena Arias, 2008, pág. 20.

En la región del plasma, varios micrones de la superficie del electrodo de corona, alcanzan un nivel crítico por la intensidad del campo eléctrico. En la región donde existe el campo crítico, las colisiones de electrones y moléculas neutras del as en la región de ionización dan lugar a los electrones que se rompen libremente de

las moléculas neutrales del aire. Este proceso crea los electrones libres e iones positivos que alternadamente son acelerados por las fuerzas de Coulomb.

Los electrones e iones libres también se producen con la fotoionización. Los fotones se emiten de los electrones mientras que decaen en niveles de energía más bajos en la región del plasma. El aire seco, O_2^+ y N_2^+ son los portadores principales de la carga. La región de ionización de corona positiva es caracterizada por un uniforme resplandor débil a lo largo de la superficie del electrodo.

Los electrones libres pueden también unir a las moléculas electronegativas del gas tales como O_2 , formando iones negativos, o pueden recombinar con iones positivos. Cerca del electrodo de corona, los electrones tienen energías medias para sostener la ionización neta, sin embargo, como la distancia de la superficie del electrodo de corona aumenta, el índice de ionización disminuye. La localización donde son iguales el índice de ionización y el índice combinado, es la localización de la ionización y del límite de la región del plasma. Fuera de la región del plasma de corona, la fuerza del campo es escasa para producir pares inducidos por colisiones de electrón – ion. En esta área, existen solamente iones de la misma polaridad del electrodo de corona. Los iones unipolares (iones de una sola polaridad) se propulsan desde el borde de la región de corona hacia el electrodo de colector.

Cualquier ion negativo restante dentro de la región de corona será dibujado hacia el electrodo de corona. Debido a la curvatura baja de la extremidad del electrodo de colector, el campo eléctrico es relativamente débil y ninguna ionización ocurre cerca de ella.

La corona positiva tiene un voltaje positivo muy alto aplicado en el electrodo de corona, que genera un campo eléctrico fuerte. Este campo con intensidad alta ioniza las moléculas en el ion positivo con pares de electrones en el aire. Mientras se mueven, bombardean otras moléculas neutrales y la rompen en iones más positivos y en electrones. Todos los iones positivos se propulsan hacia el electrodo de colector.

2.5.2.2. POLARIDAD NEGATIVA

El proceso de la ionización para una corona negativa, se ilustra en la fig. 2.8. Los mecanismos que dan lugar a una corona negativa son similares a los de la corona positiva. Un alto potencial negativo se aplica al electrodo de corona y el electrodo de colector se pone a tierra o se fija en un potencial más bajo. Semejantemente al panorama de la corona positiva, los electrones naturales en el aire inician el proceso de la avalancha del electrón. Los electrones secundarios en la corona negativa son producidos sobre todo por fotoemisión de la superficie del electrodo de corona. La producción de electrones por fotoemisión del electrodo de corona depende parcialmente de emparejar la energía de fotones emitidos a la función de trabajo del material del electrodo de corona. En la región de ionización, la producción de electrones libres por colisiones del electrón con moléculas del aire es mayor.

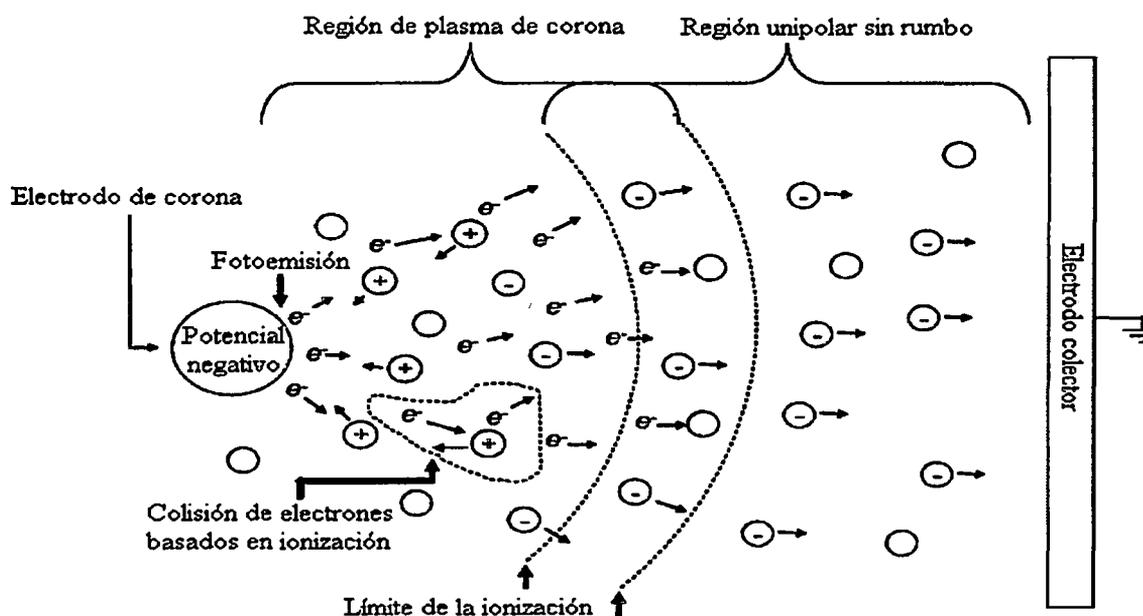


Figura 2.8. Cargas del espacio en la vecindad de un Conductor negativo.
Fuente: Figura2.4, Tesis: Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500 KV, Vairon Mena Arias, 2008, pág. 22.

Contrario al caso de la corona positiva, los electrones se propulsan fuera de la región de ionización, donde bombardean otras moléculas neutras del aire. Este bombardeo puede producir ciertas reacciones químicas. El bombardeo del electrón fuera de la región de ionización crea un volumen más grande en el cual las reacciones pueden ocurrir. Este volumen más grande, es responsable de una

orden de aumento de la magnitud en excedente de las tasas de generación de ozono, de los generados por corona positiva. La corona negativa toma visualmente como descargas que sean discontinuas a lo largo del electrodo. Las descargas del conductor de una corona negativa son caracterizadas por los pulsos intermitentes de Trichel, que pueden alcanzar frecuencias de 2×10^5 Hz. La corona negativa se encuentra solamente en gases electronegativos tales como oxígeno, vapor de agua y bióxido de carbono. Una corona negativa no ocurrirá en gases puros tales como el nitrógeno, hidrogeno, helio y argón.

En el caso de corona negativa, la intensidad del campo eléctrico es también alta y está presente alrededor del electrodo de corona, y el voltaje aplicado al electrodo es negativo. Los pares positivos del ion y del electrón se generan en la atmosfera ambiente del cable de corona, pero los iones positivos son atraídos al electrodo de corona y los electrones negativos se propulsan al electrodo de colector. Teniendo masa mucho más pequeña, los electrones se mueven más rápidamente que los iones. La fijación de algunos electrones a las moléculas neutrales del aire produce iones negativos.

Para los dos tipos de descarga, las diferencias visuales obtenidas en laboratorio *Trinh and Jordan 1968*, se muestra en la fig. 2.9, en la vecindad de la superficie del conductor ^[3], el campo eléctrico varía continuamente en magnitud y polaridad en cada semiciclo.

[3] EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition, Cap. 8 Dr. Sarma Maruvada 2005, pág. 8-12.

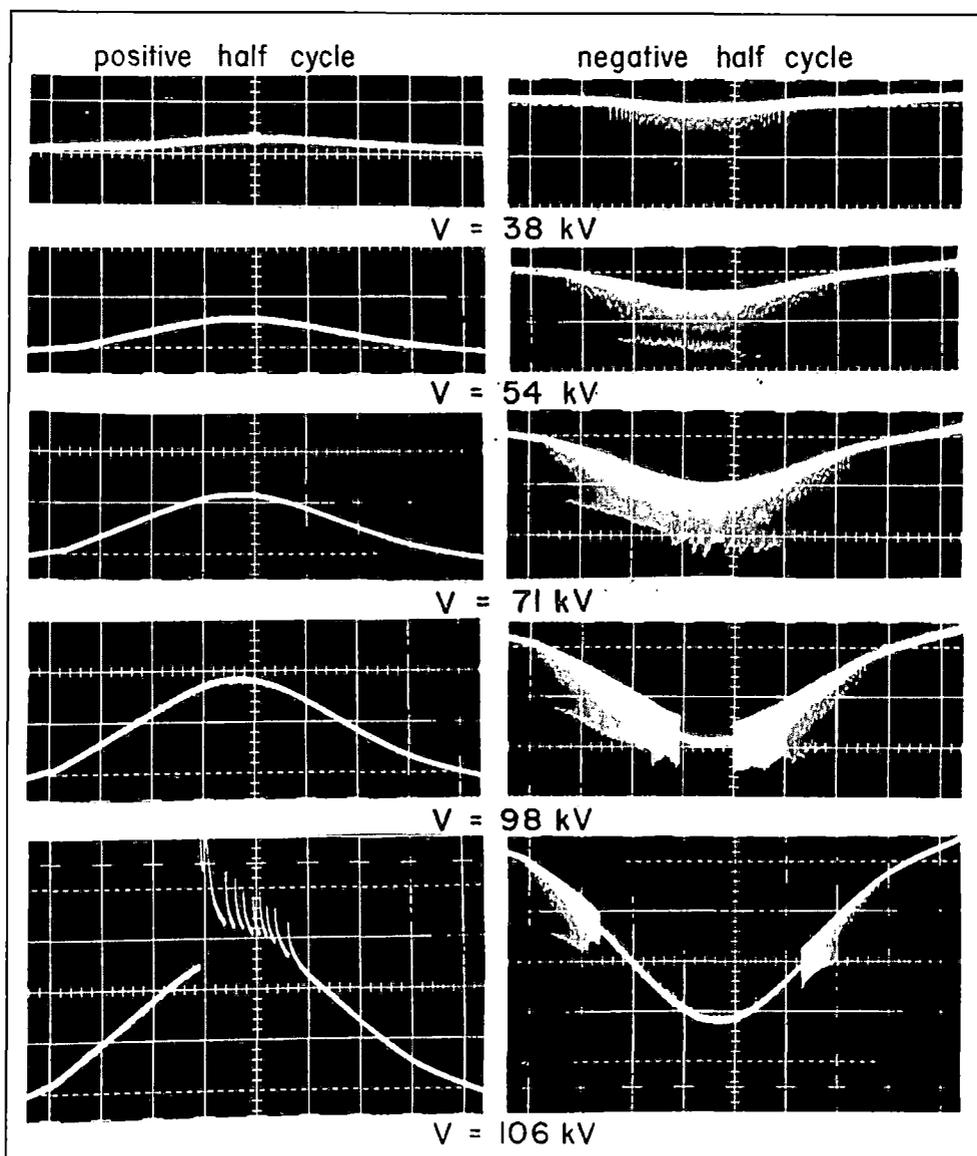


Figura 2.9 Corona Positiva y Negativa en función del voltaje aplicado.

Fuente: Figura 8.2-16, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap. 8, pág. 8-12.

2.6. IMPORTANCIA DEL EFECTO CORONA

2.6.1. PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

El proyecto y diseño de líneas de transmisión en alta tensión, como también el estudio económico de ellas, exige actualmente un análisis completo sobre las pérdidas de potencia. Estas pérdidas tienen su origen principalmente en dos fenómenos: efecto Joule y efecto corona.

De acuerdo a los análisis anteriores, las pérdidas corona surgen como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas por aire, en el cual hay procesos de recombinación e ionización por choque de cargas.

Las pérdidas por efecto corona en líneas de transmisión ocurren cuando el gradiente de potencial en la superficie de los conductores excede a la resistencia de la ruptura del aire, es decir a la rigidez dieléctrica del aire. Estas pérdidas representan un gasto de energía, siendo mayoritaria una energía térmica para el calentamiento del aire en la vecindad inmediata de los conductores. Una pequeña porción de la energía es convertida en radiación electromagnética incluyendo emisión de luz, energía acústica y energía electroquímica requerida para producir ozono y óxidos de nitrógeno ^[4].

Los fenómenos corona resultan influyentes a tensiones de servicio elevadas, donde los campos eléctricos en la superficie de los conductores es considerable. Es necesario entonces, conservar las pérdidas dentro de límites económicos tolerables. Ambas condiciones requieren que el diámetro de los conductores y la separación entre ellos no bajen de ciertos mínimos.

Las pérdidas por corona se incluyen en el estudio económico del conductor. Por desconocimiento del fenómeno, estas pérdidas pueden no ser consideradas, o bien se va al extremo de suponer valores máximos constantes en toda la longitud de la línea, lo cual conduce a inversiones mayores que las necesarias. Por esto, con el avance de la construcción de líneas en alta tensión, ha sido necesario tener algún grado de confiabilidad de las características de la línea con respecto a las pérdidas por corona.

Los resultados de estudios realizados nos ofrecen una gran cantidad de datos de pérdidas por corona en función de la geometría de los conductores, gradientes eléctricos, voltajes y condiciones meteorológicas a las cuales están sometidas las líneas de transmisión. Se ha encontrado, por ejemplo, que las pérdidas por corona en líneas en alta tensión pueden fluctuar desde unos pocos kilowatts por km en buen tiempo hasta algunos cientos de kilowatts por km en lluvias o nieve ^[5].

2.6.1.1. VARIABLES QUE INFLUYEN EN LAS PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Este fenómeno depende de muchos factores que pueden ser clasificados en dos tipos básicos: externos o internos.

[4] EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above-Third Edition 2005, Dr. Sarma Maruvada, Cap. 8 pág. 8-17.

[5] Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 17.

Como factores externos se tiene, por ejemplo, las condiciones atmosféricas de presión, temperatura, intensidad de precipitación; como factores internos se tiene el gradiente de operación, el efecto de punta, entre otros ^[6].

2.6.1.1.1. GRADIENTE DE POTENCIAL SUPERFICIAL

La descripción de los procesos de ionización evidencia el importante papel que juega en este fenómeno el valor de la intensidad del campo eléctrico en la superficie del conductor. Se sabe con anterioridad que en un campo eléctrico uniforme es necesario un gradiente superficial de $30 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm}$, bajo condiciones normales de temperatura y presión ($25 \text{ }^\circ\text{C}$ y 760 mm de Hg), para causar la ionización del aire. Sin embargo, un gradiente de exactamente esta magnitud en la superficie del conductor no será suficiente para producir efecto corona, debido a que los iones no tienen oportunidad de acumularse en cantidad suficiente para producir la descarga corona, a menos que el gradiente crítico sea excedido hasta una distancia considerable desde el conductor y puedan de esta forma producir la avalancha.

El gradiente superficial necesario para alcanzar el umbral corona en el aire que rodea un conductor cilíndrico liso, se denomina gradiente crítico disruptivo. Alcanzar el nivel de gradiente disruptivo en la superficie del conductor, significa que en una determinada distancia de dicha superficie se ha alcanzado el nivel de ruptura necesario para desencadenar el proceso de descargas y el inicio de las manifestaciones luminosas. Muchos investigadores proporcionaron diferentes métodos para poder analizar los valores de gradiente de potencial en superficies de conductores para diferentes configuraciones geométricas, los cuales indicaremos con más detalle en el siguiente capítulo.

2.6.1.1.2. EFECTO DE PUNTA

Los mayores gradientes de campo se producen en aristas y protuberancias existentes en los conductores, de allí que en líneas de transmisión el efecto corona se inicia siempre en estas irregularidades. Es importante, por esto, que los conductores no sufran daños durante la fabricación y montaje de la línea.

[6] Curso de Líneas de Transmisión para profesionales, Jaime Gonzales V. 1972, Efecto Corona.

- **Influencia de la lluvia**

El efecto más importante es el producido por gotas de agua en el conductor bajo lluvia; por el campo eléctrico la gota se deforma y aparece como una punta. En general, las pérdidas corona promedio en una línea son un pequeño porcentaje de las pérdidas Joule, en cambio, los valores máximos de pérdidas corona para períodos cortos de tiempo pasan a ser determinantes bajo la presencia de lluvia, condición en la cual las pérdidas aumentan notablemente. Por esto, para líneas en alta tensión, donde la intensidad de campo es muy grande, para conocer las máximas pérdidas de potencia a lo largo de la vida útil de la línea, es preciso obtener la distribución más desfavorable que la afecta, la cual no corresponde necesariamente a aquella que signifique la mayor cantidad de agua caída sobre el conductor. Se ha observado que al crecer la intensidad de lluvia desde un valor mínimo (cero), las pérdidas crecen primero rápidamente pero luego se produce una saturación, siendo los aumentos cada vez menores. Entonces puede resultar que, una precipitación menor pero uniforme sobre la línea puede producir mayores pérdidas que una lluvia de mayor intensidad en tramos parciales de ella.

El punto conductor creado por la gota deformada es fuente de pérdidas por corona. Estas gotas se coleccionan en la parte inferior del conductor y corren a través de él. El límite existente es la cantidad que pueda depositarse en la parte inferior del conductor. Esta es la razón por la que, sobre cierta intensidad de lluvia, las pérdidas aumentan muy poco en relación con la lluvia.

- **Rugosidad y deterioro de la superficie**

La rugosidad superficial ejerce gran influencia sobre las pérdidas y es capaz de multiplicarlas por el efecto de puntas. Con el envejecimiento del conductor, en cambio, se disminuyen las pérdidas por corona porque, al oxidarse las aristas metálicas, la grasa y el polvo, se recubre el conductor de una capa negruzca de partículas orgánicas carbonizadas que rellena espacios huecos y reparte la humedad actuando como masa porosa. El polvo y la grasa, antes de producir oxidación, actúan como aceleradores del proceso corona ^[7].

[7] Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 20.

Cuando los conductores son cableados se tiene una superficie rugosa que cuanto más gruesos son los alambres que lo forman, más baja es la tensión crítica y mayores son las pérdidas. Sin embargo, para alambres muy delgados se originan intensidades de campo inferiores a los creados por alambres gruesos en la superficie del conductor aumentando la tensión crítica disruptiva. Se debe considerar estos dos argumentos para determinar el diámetro óptimo de conductores cableados.

- **Influencia del diámetro del conductor.**

A mayor diámetro hay menos concentración de cargas y, por ello, menos intensidad de campo. Por esta razón es muy importante el estudio de pérdidas por efecto corona en líneas de transmisión para determinar el conductor económico.

2.6.1.1.3. INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DEL AIRE Y HUMEDAD

Al variar la densidad del aire respecto a la presión y temperatura, varía también la rigidez dieléctrica y por consiguiente el gradiente crítico disruptivo. En el siguiente capítulo se desarrollarán ecuaciones para el cálculo de la presión atmosférica en función de la altura sobre el nivel del mar, y de la densidad relativa del aire, ecuaciones proporcionados por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

El vapor de agua actúa como un gas electronegativo con gran facilidad de capturar electrones, efecto favorable que resulta mayor para frecuencias bajas de impulsos. Pero este efecto es contrarrestado cuando se forma una película de agua sobre el conductor, creándose nuevos puntos de corona. Por esto, en el cálculo del gradiente crítico no se hace ninguna corrección respecto a la influencia de la humedad del aire.

2.6.1.1.4. INFLUENCIA DEL NÚMERO DE CONDUCTORES POR FASE

Este factor ejerce singular importancia, A igualdad de intensidad de campo en los conductores, las pérdidas por corona resultan menor cuanto mayor es aquel número (conductores por fase). Al comparar una línea de dos conductores por fase y de sección equivalente con otra de conductor único por fase, se obtuvo en la primera un 27 % menos de pérdidas por corona ^[8].

[8] Proyecto: línea de 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Ampliación de Subestaciones, COES SINAC, 2010, Anexo 4.1.

2.6.2. EL EFECTO CORONA EN CADENAS DE AISLADORES

Los aisladores no sólo deben tener resistencia eléctrica suficiente para evitar el paso de la corriente a tierra, sino también deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor. La producción de arcos por contorno del aislador debe ser evitada en todos los casos, con la sola excepción del rayo, cualesquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiada por las lluvias, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

El tipo de aisladores utilizados en la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo son de material inorgánico de tipo cerámico más específicamente de discos de porcelana en disposición de cadena como se muestra en la fig. 2.10 y fig. 2.11.

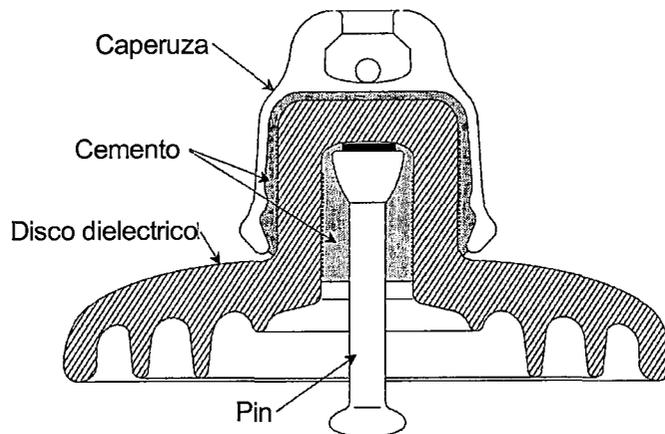


Figura 2.10. Componentes de un disco aislador de porcelana.

Fuente: Figura 4.2-17, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap. 4, pág. 4-11.

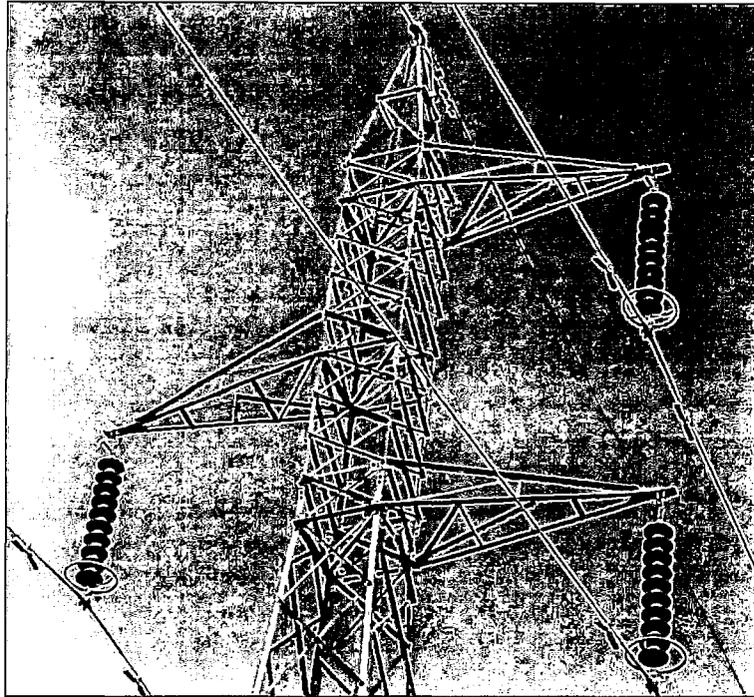


Figura 2.11. Cadena de aisladores cerámicos de la línea L-1001 [EP].

2.6.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES

De acuerdo con las condiciones generales que deben cumplirse, por la Comisión electrotécnica internacional (IEC) y los organismos de normalización de los diversos países, han establecido características para aisladores de líneas aéreas, a saber:

- **Distancia de fuga**
Es la distancia más corta a lo largo de la superficie de un aislador entre dos partes conductoras.
- **Distancia de arco**
Es la distancia más corta en el aire al exterior del aislador entre las partes metálicas que normalmente tienen una tensión operativa entre ellas.
- **Tensión de Corona**
Es el valor eficaz de la tensión expresada en kilovoltios, el que conlleva a manifestaciones luminosas en cualquier punto del aislador causada por la ionización del aire.
- **Tensión disruptiva**
Se denomina también tensión de contorneamiento y es el valor eficaz de la tensión expresado en kilovoltios, en el que se produce la descarga disruptiva en el aislador. Se produce a través del aire a consecuencia de un arco eléctrico.

- **Tensión de perforación**

Es el valor eficaz de la tensión expresado en kilovoltios, mediante el cual tiene lugar la perforación del aislante. Comprende la destrucción localizada del material producida por una descarga que atraviesa el cuerpo del aislador. El desprendimiento de un fragmento del borde, por efecto del calor de un arco de contorneamiento, no debe considerarse como perforación.

- **Rigidez Dieléctrica**

Suficiente para que su tensión de perforación sea muy superior a su tensión de servicio, con objeto de que soporten las sobre tensiones que puedan presentarse en la línea, sin peligro de perforación.

La rigidez dieléctrica de un aislador depende esencialmente del material que lo constituye, del espesor del mismo, de la heterogeneidad del campo eléctrico en donde se encuentra, del efecto térmico y electroquímico ^[9].

- **Material del Dieléctrico**

Materiales Homogéneos: Polímeros orgánicos.

Materiales No Homogéneos: Porcelana, vidrio, PVC, polietileno, etc.

- **Espesor del Dieléctrico**

A mayor espesor, mayor será la rigidez dieléctrica y mayor el valor requerido de la tensión de perforación.

- **Heterogeneidad del Campo**

El valor de la tensión de perforación es menor cuando el dieléctrico se encuentra afectado por un campo No homogéneo. Es decir, la rigidez dieléctrica disminuye en presencia de campos eléctricos No homogéneos.

- **Efecto Térmico**

La rigidez dieléctrica disminuye cuando el aislador está sometido a condiciones de temperatura elevada.

[9] Alta Tensión y Sistemas de transmisión, Luis A. Siegert. Edit. LIMUSA – 2002, Pág. 5-1

- **Efecto Electroquímico**

Debido a los procesos electrolíticos que se desarrollan durante la vida útil del aislador, conducen a una disminución irreversible de la rigidez dieléctrica aislante, pues el dieléctrico va perdiendo lenta y paulatinamente sus propiedades físicas. Entonces, suele hablarse del envejecimiento del material aislante, este efecto de deterioro conduce finalmente a una perforación permanente, la cual lleva el nombre de perforación electroquímica.

- **Hidrofobicidad:** Es una de las características más importantes de los aisladores, se trata de como interactúa el agua en la superficie del aislador.

- **Superficie Hidrofóbica:** Esto provee una ventaja porque inhibe la formación de una capa continua de agua en la superficie, esto reduce las corrientes de fuga y la probabilidad de arco o flashover.

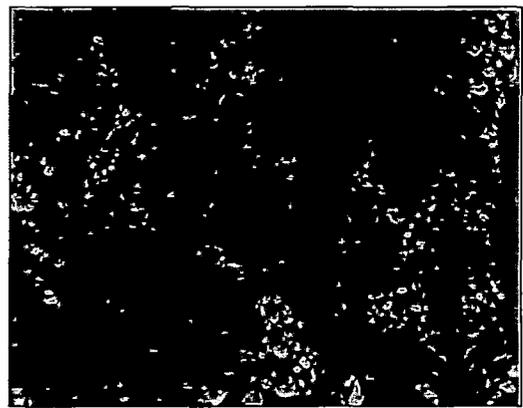
Las superficies hidrofóbicas son normalmente asociados con aisladores orgánicos (polímeros, caucho, etc.)

- **Superficie Hidrofilica:** se caracteriza por formar una película delgada de agua en la superficie del aislador. Bajo condiciones de contaminación y de mojado la conductividad puede volverse lo suficientemente alta para dar como resultado un aumento de las corrientes de fuga hasta posiblemente un arco.

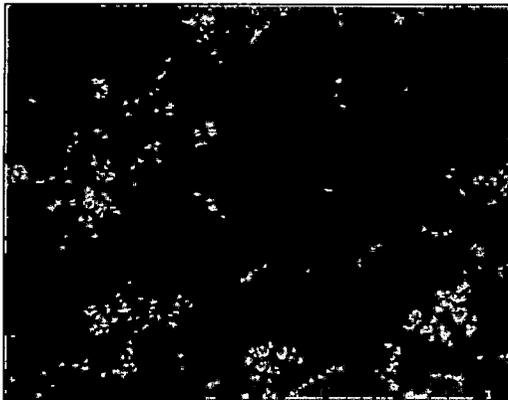
Los aisladores inorgánicos (porcelana y vidrio templado) son los mejores ejemplos de aisladores que tienen una superficie hidrofílica.



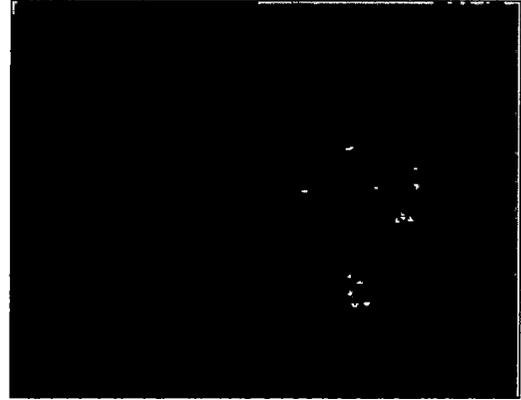
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 2.12. Ejemplos de superficies Hidrofóbicas (a y b) e Hidrofilicas (c y d).
Fuente: Figura 4.2-16, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap. 4, pág. 4-11.

2.6.2.2. CONDUCTANCIA

En un sistema de transmisión no existe un aislamiento perfecto, pues la conductancia es un parámetro físico que representa el paso de pequeñas corrientes de fuga del conductor a tierra mediante los aisladores y del conductor al aire circundante ^[10], puede producirse de las siguientes formas:

- **Por conductividad del material:** Es decir a través de la masa del aislador. Para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga es despreciable (Ejemplo: Vidrio, porcelana, polímeros).
- **Por conductividad superficial:** Se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo, humedad o en general por contaminación y lluvias. Esta conductividad viene a ser una descarga parcial del tipo superficial y recibe el nombre de *efecto corona* y suele reducirse dando un debido mantenimiento a la superficie del aislador.

[10] Alta tensión, Ruben Galeas Arana, Colegio de Ingenieros del Perú

- **Por perforación de la masa del aislador:** Al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Un fallo de las propiedades en algún punto interior del aislador puede provocar su perforación.
- **Por descarga disruptiva a través del aire:** Puede producirse descargas entre el conductor y el aire, cuya rigidez dieléctrica a veces no es suficiente para evitar la descarga, pues esta depende mucho de las condiciones medioambientales (humedad, presión, temperatura, etc.), a esto se le conoce como el Efecto Corona.

En el presente trabajo de investigación, es uno de los objetivos determinar las pérdidas por conductancia, es decir, pérdidas por efecto corona y pérdidas en los aisladores, y para este cometido se recurren a diferentes métodos de cálculo, los cuales se explicaran con detalle en el capítulo III.

2.6.2.3. DETERIORO DE LAS CADENAS DE AISLADORES EN SERVICIO

Los aisladores de porcelana de alta calidad pueden estar en servicio por más de 30 años con poco o casi nada de cambios en sus propiedades mecánicas y eléctricas. Por ejemplo, hay registros de aisladores de porcelana con más de 70 años de vida en servicio. La degradación acelerada ocurre solo cuando los aisladores son eléctrica o ambientalmente sometidos a un sobre esfuerzo. Un ejemplo es el desgaste superficial en los aisladores de porcelana que están sujetos frecuentemente a niveles elevados de corrientes de fuga ^[11].

2.6.2.3.1. CAUSA DE DAÑOS EN LOS AISLADORES

Los daños a los aisladores pueden ser divididos en las siguientes categorías:

- **Defectos de manufactura**

Estos defectos pueden ser cualquier desperfecto que resulta de un proceso inapropiado de manufactura y de ensamblaje o de una falla de control de calidad.

[11] EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above-Third Edition 2005, Dr. Andrew Phillips y Christiaan S., Cap. 4, pág. 4-28.

- **Daños de manipulación**

Los aisladores pueden ser dañados durante la instalación debido a una manipulación inapropiada, como el almacenamiento incorrecto, o usando técnicas incorrectas de montaje. Hay también la posibilidad de que los aisladores puedan ser dañados durante el mantenimiento debido a procedimientos inapropiados de limpieza.

- **Daños inducidos en servicio**

Estos pueden resultar si el aislador no es dimensionado correctamente para un ambiente particular. Esto puede resultar en daños por actividad de descarga o condiciones mecánicas de sobrepeso. La degradación de aisladores correctamente dimensionados también puede ocurrir debido al normal envejecimiento como resultado de esfuerzos eléctricos y ambientales.

- **Vandalismo**

Es un daño ocasionado en los aisladores por la actividad humana, podemos mencionar como ejemplos, proyectiles (piedras) lanzados como acciones de protestas, terrorismo y por niños como actividad de diversión.

- **Daños causado por animales**

Generalmente este tipo de daños se dan con frecuencia en aisladores inorgánicos (poliméricos), los roedores y aves pueden dañar los aisladores a través de mordeduras y picoteos. También existen reportes de salidas de servicio eléctrico a causa del excremento depositado de las aves en la superficie de los aisladores de porcelana.

En el presente trabajo de investigación nos enfocaremos exclusivamente en los daños inducidos en servicio, que a largo plazo conllevan inequívocamente al deterioro de los aisladores.

2.6.2.3.2. MODOS DE FALLA DE AISLADORES DE PORCELANA

Los modos de fallas de aisladores pueden ser:

- **Perforación eléctrica**

Una falla eléctrica en aisladores de porcelana normalmente se manifiesta como un pequeño agujero a través del disco dieléctrico entre la caperuza y el pin, como se muestra en la fig. 2.13. Las causas para la perforación son variadas:

- Abruptos impulsos eléctricos normalmente causados por los rayos.
- Incremento electrotérmico como resultado del calor generado por pérdidas dieléctricas (corrientes de fuga).
- Contaminación.

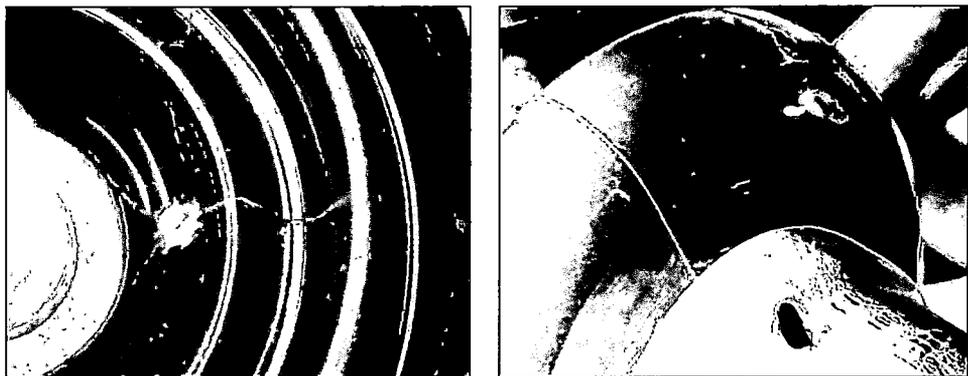


Figura 2.13. Ejemplos de fallas eléctricamente inducidas.

Fuente: Figura 4.4-2, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap.4, pág. 4-29.

- **Falla mecánica**

Un aislador de porcelana puede ser considerado mecánicamente con falla cuando ya no puede sujetar la carga mecánica o cuando hay daños significativos en el disco dieléctrico. Podemos mencionar los siguientes ejemplos de fallas mecánicas:

- Rajadura radial en el disco de porcelana.
- Rajadura de las estrías en el disco de porcelana.
- Rajadura en la porcelana debajo de la caperuza de metal.
- Separación mecánica de la caperuza y el pin.
- Falla mecánica del disco de porcelana.

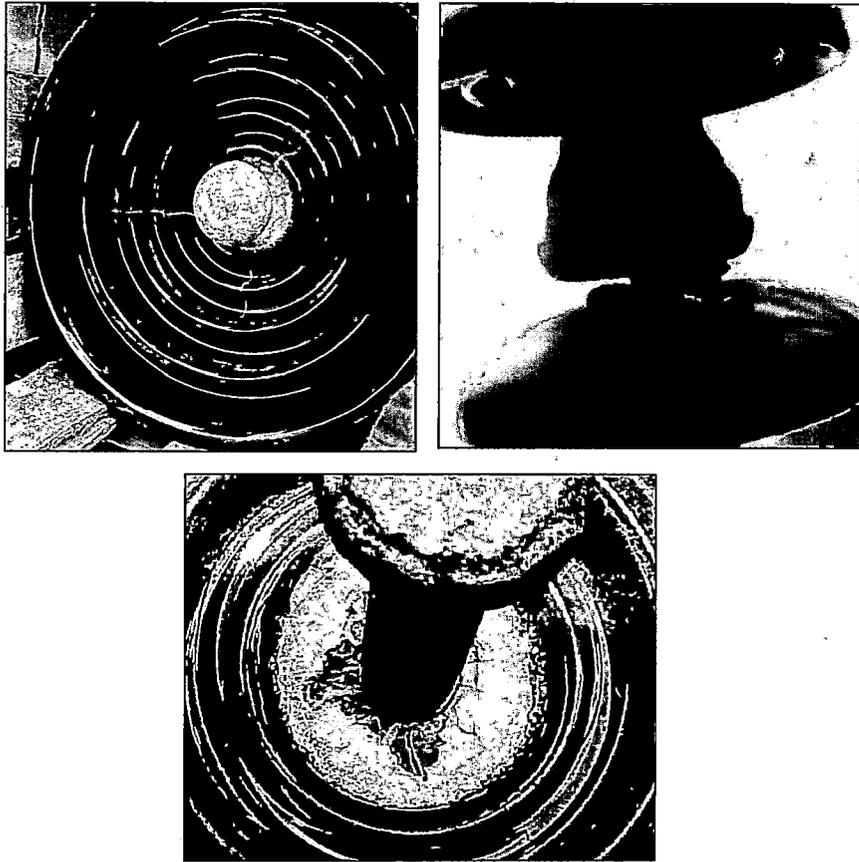


Figura 2.14. Ejemplos de fallas mecánicas.

Fuente: Figura 4.4-3, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap.4, pág. 4-29.

Estas rajaduras pueden formarse debido a uno o a una combinación de lo siguiente:

- Erosión del material debido a la actividad de la corona y/o el elevado campo eléctrico.
- Esfuerzos localizados inducidos por la corrosión de partes metálicas del aislador.
- Esfuerzos mecánicos o fuerzas creadas por la hinchazón de una cierta cantidad de los componentes en el cemento como el yeso.
- Condiciones de sobrecarga mecánica, tales como cuando están sometidas a condiciones severas de hielo.

2.6.2.4. CONTAMINACIÓN DE AISLADORES

Los aisladores modernos están diseñados, inicialmente, para una limpieza natural mediante las lluvias y el viento. De tal manera que bajo condiciones normales de depósito de polvo atmosférico, actúen en forma satisfactoria. Sin embargo, los aisladores en su uso normal pueden estar en un medio ambiente con diferentes grados de contaminación, que disminuye su aislamiento produciendo flameo y en casos extremos, dando lugar a interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Muchos países han clasificado las diferentes zonas en grado (o severidad) de contaminación con su correspondiente nivel de aislamiento en zonas contaminadas en cuatro categorías ^[12]:

- **Categoría 1**

Áreas generales. Se pueden incluir en esta categoría las líneas rurales, principalmente, cuando su trazado se desarrolla por zonas en las cuales se utilizan abonos químicos. Estos se mezclan con polvo natural en forma extremadamente dividida y se depositan sobre la superficie del aislador. En atmósfera seca prácticamente no se modifica la rigidez dieléctrica, pero en caso de lluvia suave, debido a la elevada conductividad eléctrica de las sales que constituyen los abonos después de su disolución, disminuye notoriamente la rigidez dieléctrica de los aisladores. En líneas próximas a vías de comunicación muy polvorizadas y de gran circulación de vehículos, los aisladores son también afectados por depósitos de esta naturaleza.

- **Categoría 2**

Áreas de mediana contaminación pero con niebla frecuente. Pertenecen a esa categoría las líneas rurales que atraviesan zonas de niebla frecuente, pero de baja precipitación acuosa que permita el lavado y auto limpieza del aislador. El material contaminante se hace conductor debido a la humedad y ésta permite a su vez el depósito de nuevo material hasta formar incrustaciones. El material contaminante humedecido, dependiendo de su naturaleza, permite una excesiva corriente de fuga que disminuye considerablemente la rigidez dieléctrica de los aisladores, llegando en algunos casos a valores inferiores a la tensión de servicio.

[12] Consideraciones en la Selección de Aisladores Bajo Condiciones de Contaminación Atmosférica, Ing. Adolfo L. Cano Hencker, Boletín Técnico GAMMA CORONA N° 5 – 2005.

- **Categoría 3**

Áreas industriales de extrema contaminación. En esta categoría se consideran las instalaciones en las cuales se deposita sobre los aisladores un polvo grasiento en forma de película, que se va transformando con el tiempo en una capa adherente. En líneas cercanas a zonas hulleras y regiones muy industrializadas, se forman depósitos que se superponen y adhieren unos con otros, debido a materias grasas y aglutinantes. La lluvia y el viento solo los elimina parcialmente. Se incluyen acá los depósitos que se forman sobre los aisladores en líneas próximas a fábricas de cemento, productos químicos y centrales termoeléctricas.

- **Categoría 4**

Zonas costeras. En esta categoría se consideran las instalaciones ubicadas en cercanías del mar, en las cuales se forman depósitos de sal marina. Esta se deposita sobre los aisladores en estado seco y supone un verdadero peligro debido a que la conductividad superficial aumenta considerablemente, exagerándose aún más como consecuencia de la humedad existente. Se consideran dentro de esta categoría las instalaciones cercanas a grandes estaciones de energía, industriales químicas y metalúrgicas, en las cuales la contaminación es muy severa debido a que los depósitos son conductores aún en atmósfera seca.

En situaciones prácticas, dos tipos de contaminación están generalmente identificados: contaminación sólida y líquida. Estos dos tipos de contaminación son descritos como sigue ^[13]:

- **Contaminación sólida**

Los contaminantes secos depositados pueden estar escritos en términos de componentes bien definidos:

- Contaminante soluble, cuando se disuelve en agua formara una solución conductiva. Los ejemplos incluyen sales iónicas tales como sal marina (NaCl), yeso, y sulfato de calcio CaSO_4 , u otros componentes como ceniza en el aire y cemento.

[13] EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 KV and Above-Third Edition 2005, Dr. Andrew Philips y Christiaan S., Cap. 4, pág. 4-17.

- Contaminante No soluble, el cual reduce el voltaje de arqueo de los aisladores debido a la retención de agua y la influencia resultante en la formación de la capa conductiva.

- **Contaminación líquida**

El componente activo de la contaminación líquida está ya en estado disuelto cuando es ingresado en la superficie del aislador. Los ejemplos típicos son: la aspersión de agua salada cerca de la costa o gases en soluciones como dióxido de azufre SO_2 , ácido sulfhídrico H_2S o amoníaco NH_3 cerca de plantas químicas. La contaminación líquida generalmente contiene poco o nada de contaminantes no solubles.

De estas dos, la contaminación sólida ocurre más frecuentemente y puede originarse de la industria, agricultura, minería, eses de las aves, polvo de carretera. Los ejemplos de contaminación líquida están en condiciones de niebla conductiva o aspersión de líquido salino directamente del mar.

2.6.2.4.1. EFECTOS DE LA CONTAMINACIÓN EN LOS AISLADORES

El flameo por contaminación sobre un aislador se presenta cuando la mayor parte de la superficie está cubierta por una capa de baja resistividad. Exceptuando algunos casos muy especiales de contaminación en los cuales el depósito es conductor en atmósfera seca, tales como polvo de óxidos metálicos y coque, el contaminante debe estar húmedo en este caso. La capa húmeda es conductora debido a las sales disueltas en ella.

- **Excesiva corriente de fuga**

A medida que se humedece la superficie del aislador, disminuye su resistencia y se presenta una corriente de fuga apreciable de carácter intermitente. La disipación de energía aumenta la temperatura y esta a su vez disminuye la resistencia dieléctrica del aislador, ocasionando pérdidas de la capacidad aislante del material.

- **Continuos flashovers**

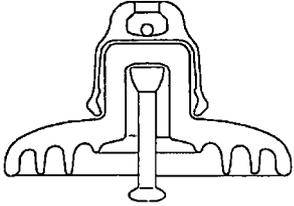
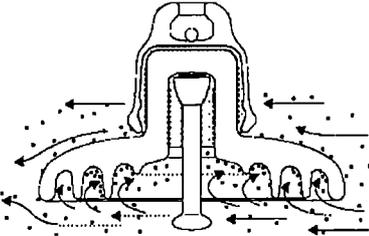
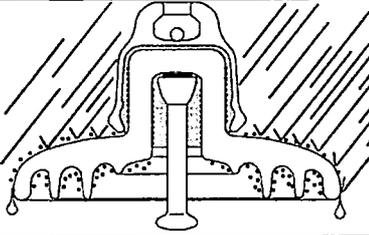
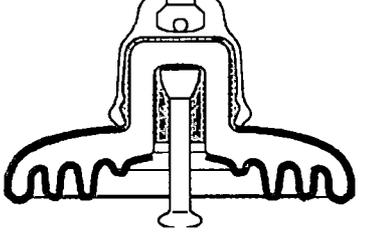
Existe el riesgo de Flashover (flameo) por contaminación en servicio en los siguientes casos especiales:

- Acumulación de contaminantes en la superficie del aislador.
- Mojado de aisladores.
- Actividad de descarga corona.
- Cuando un aislador contaminado y “húmedo” se somete a un voltaje transitorio (sobretensiones).

Cada uno de estos aspectos puede comprender varios subprocesos, como se ilustra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Procesos de contaminación para las descargas y el Flashover

Fuente: Tabla 4.3-1 EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap. 4, pág. 4-19.

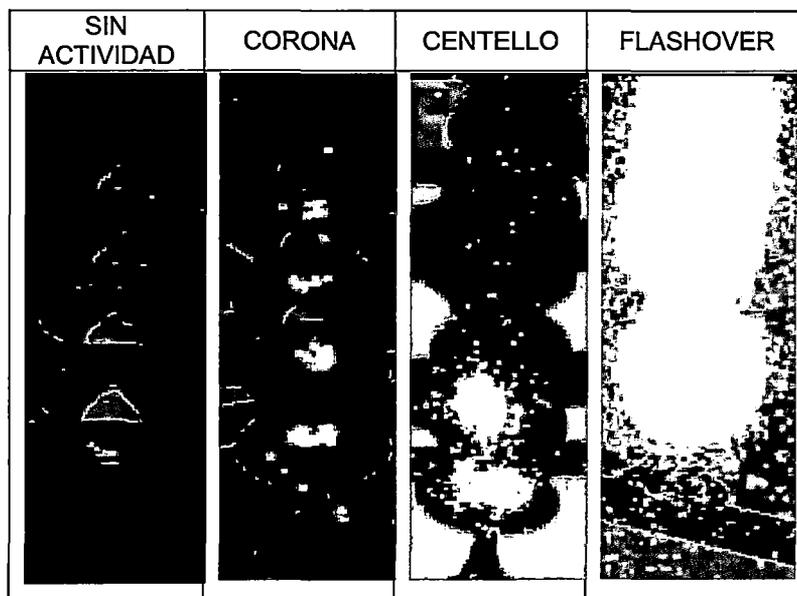
		DESCRIPCIÓN	
ACUMULACIÓN DE CONTAMINACIÓN		Superficie limpia del aislador.	
		La contaminación depositada. <ul style="list-style-type: none"> · Las partículas aerotransportadas. · La aspersión de sal. · Bajo condiciones secas, la superficie continúa siendo un buen aislador (dependiendo del nivel de contaminación). 	
		Limpieza natural (la eliminación de contaminación) <ul style="list-style-type: none"> · Lluvia intensa. · Viento. 	
MOJADO		Mojado de la capa de contaminación <ul style="list-style-type: none"> · Condensación. · Niebla. · Lluvia suave. · Absorción de humedad. · Difusión química. 	

ACTIVIDAD DE DESCARGA Y FLASHOVER	<p>Formación de áreas secas</p> <ul style="list-style-type: none"> · Flujos de corriente de fuga en la superficie. · Incremento de calor en regiones de alta densidad de corriente. · Formación de áreas secas en regiones de incremento de calor. 	
	<p>Arcos de las áreas secas</p> <ul style="list-style-type: none"> · Las áreas secas interrumpen el flujo de corriente de fuga. · Diferencia de potencial a través de las áreas secas. · Formación de arcos a través de áreas secas. · Los arcos surgen cuando se forman corrientes de fuga 	
	<p>Desarrollo/Extinción de Arcos de las áreas secas</p> <ul style="list-style-type: none"> · La resistencia superficial disminuye con el incremento de longitudes de arco, resultado un aumento en la magnitud de corrientes de fuga. · Los arcos pueden ser extinguidos por la precipitación. 	
	<p>El Flashover</p> <ul style="list-style-type: none"> · Si los arcos de las áreas secas cruzan una longitud crítica de los aisladores, ocurre el "Flashover" · Los arcos múltiples pueden asociarse (juntarse). · Un solo arco puede incrementar su longitud entera 	

Las imágenes de descargas típicas son presentadas en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Fotos de las descargas típicas que pueden ser observadas durante el proceso de contaminación y mojado.

Fuente: Tabla 4.3-2 EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition 2005, Cap.4, pág. 4-26.



- **Perforación**

El excesivo calentamiento local ocasionados por la excesiva corriente de fuga, disminuyen rápidamente la resistencia dieléctrica del material, lo cual se traduce en una mayor disipación de energía, hasta producir la ruptura y perforación del aislador.

- **Corrosión**

Se produce una acelerada corrosión de las partes metálicas en las instalaciones que operan en zonas de alta contaminación. Las causas principales de dicha corrosión son:

- Efectos electrolíticos debidos a la corriente de fuga.
- Pérdida de la capa de zinc (galvanizado), quedando el metal expuesto a la acción corrosiva del medio.
- Generación de ozono producido por el efecto corona y el calentamiento.

CAPÍTULO III

MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN PÉRDIDAS CORONA Y DETERIORO DE AISLADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE SIMPLE TERNA Y UN CONDUCTOR POR FASE (SÍMPLEX)

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se brinda de manera extensa los diversos métodos para la evaluación del efecto corona, las ventajas y desventajas de cada uno de éstos, ya que desde comienzos del siglo pasado numerosos métodos y técnicas se han desarrollado para incluir el efecto corona en el análisis de los sistemas de transmisión. Pero resulta difícil de obtener un modelo matemático que permita calcularlas de manera exacta debido a la gran cantidad de variables involucradas. Por consiguiente, los resultados son obtenidos utilizando relaciones empíricas y métodos analíticos.

Para la presente investigación se debe saber que el efecto corona se da principalmente en función del gradiente eléctrico en la superficie del conductor y de la rigidez dieléctrica del aire en su entorno. Por lo tanto, las variables involucradas son principalmente el gradiente de campo eléctrico, condiciones medioambientales, el estado físico de los conductores y deterioro aisladores.

Es interesante destacar, que este fenómeno fue estudiado y analizado por primera vez por F.W. Peek desde 1912, cuando trabajaba con el General Electric, Peek llevó a cabo sus primeros ensayos en una línea de 275 metros de longitud, alimentada por un transformador monofásico de 200 kV. Los calibres o diámetros de conductores analizados por Peek en forma experimental iban de varios milímetros hasta una pulgada. Otros estudiosos en la especialidad de alta tensión, entre ellos, W.S. Peterson y la Electricidad De Francia profundizaron posteriormente los conocimientos obtenidos por Peek. Hoy en día continúa la investigación sistemática de este fenómeno en modernos laboratorios y en líneas experimentales de varios cientos de kilómetros y con tensiones muy elevadas.

3.2. CAMPOS HOMOGÉNEOS Y NO HOMOGÉNEOS

En el sentido estricto de la palabra no existen campos eléctricos homogéneos, debido a la distorsión que se suele observar en los bordes o extremos del arreglo eléctrico. En cambio sí existen zonas homogéneas dentro de un campo eléctrico, donde la intensidad y dirección del campo es siempre la misma, por ejemplo un condensador de placas paralelas^[14].

En la práctica, sin embargo estos campos son muy raros y lamentablemente para nuestro caso prevalecen los campos no homogéneos, por ejemplo el gradiente eléctrico en una cadena de aisladores o en la superficie de un conductor en un sistema trifásico.

[14] Alta Tensión y Sistemas de transmisión, Luis A. Siegert. Edit. LIMUSA – 2002, Cap. 2, Pág. 2-1.

3.3. MÉTODO DE LOS COEFICIENTES DE MAXWELL PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

Antes de analizar este método, conviene resaltar, que el cálculo del gradiente eléctrico en una línea de transmisión es bastante complejo y de comportamiento NO homogéneo, ya que es menester considerar la presencia de las otras fases, el cable de guarda, la cercanía de la tierra y otros objetos aterrados como las estructuras próximas al conductor etc.

El cálculo o determinación analítica del gradiente eléctrico de estos arreglos No homogéneos es bastante difícil y en algunos casos imposibles, salvo que se recurra a determinadas simplificaciones. Es por ello que la experimentación obtuvo mucha importancia [15].

Para el circuito de la fig. 3.1. Se considera un sistema cartesiano de modo que el eje "x" coincida con el plano a tierra y el eje "y" con un eje de simetría al circuito, esto es el principio fundamental de la teoría de imágenes.

Se utiliza como recurso este principio, que consiste en reemplazar el plano de tierra con un circuito imagen de conductores ficticios.

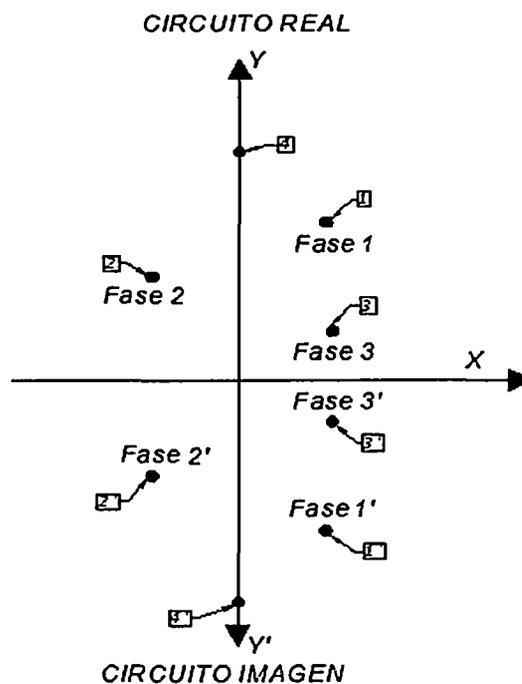


Figura. 3.1. Aplicación de la teoría de imágenes para simular el plano de tierra. [EP]

[15] Alta Tensión y Sistemas de transmisión, Luis A. Siegert. Edit. LIMUSA – 2002, Cap. 2, Pág. 2-22

De acuerdo a las condiciones anteriormente establecidas, podemos calcular los Coeficientes de Maxwell con las siguientes relaciones [16].

Para el cálculo de la influencia propia de la carga “q” del conductor:

$$P_{ii} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{ii'}}{r} \right) \quad (3.1)$$

$$K = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \quad (3.2)$$

- P_{ii} : Coeficiente de Maxwell.
- $D_{ii'}$: Distancia del conductor real “i” a su conductor imagen “i'” (mm).
- r : Radio del conductor (mm).
- K : Constante que dependen de la permitividad eléctrica del vacío.
- ϵ_0 : Permitividad del vacío (8.85×10^{-12} F/m).

Para el cálculo de la influencia mutua de la carga “q_i” sobre el conductor “j”:

$$P_{ij} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{ij'}}{D_{ij}} \right) \quad (3.3)$$

- P_{ij} : Coeficiente de Maxwell.
- D_{ij} : Distancia del conductor “i” al conductor “j” (mm).
- $D_{ij'}$: Distancia entre el conductor real “i” y el conductor imagen “j'” (mm).
- K : Constante que dependen de la permitividad eléctrica del vacío.
- ϵ_0 : Permitividad del vacío (8.85×10^{-12} F/m).

Si aplicamos estos coeficientes al circuito de la fig.3.1 y hacemos variar tanto i como j de 1 a 4, se obtiene la matriz de coeficientes de Maxwell [P], como se muestra en la tabla 3.1 donde los elementos de la diagonal son dados por P_{ii}, y los restantes por P_{ij}.

Dado que:

$$D_{ij} = D_{ji}$$

$$D_{ij'} = D_{ji'}$$

[16] Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 33.

Podemos deducir que:

$$P_{ij} = P_{ji}$$

De esto se deduce que la matriz [P] es simétrica.

La matriz resultante del ejemplo se considerada como un caso particular de los Coeficientes de Maxwell para un solo circuito y un conductor por fase. Esto es:

Tabla 3.1. Matriz de coeficientes de Maxwell [P].

Fuente: Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 35. [EP].

		Fase 1	Fase 2	Fase 3	C. Guarda
		1	2	3	g
Fase 1	1	P₁₁	P₁₂	P₁₃	P_{1g}
Fase 2	2	P₂₁	P₂₂	P₂₃	P_{2g}
Fase 3	3	P₃₁	P₃₂	P₃₃	P_{3g}
C. Guarda	g	P_{g1}	P_{g2}	P_{g3}	P_{gg}

A las componentes resultantes que conforman la matriz se les puede clasificar de la siguiente manera:

P₁₁, P₂₂ y P₃₃: representan la influencia entre sí de los conductores propios de cada fase.

P_{gg}: representa la influencia propia del cable de guarda.

P₁₂, P₁₃ y P₂₃: representan la influencia de los conductores de una fase respecto a otra.

P_{1g} , P_{2g} y P_{3g} : representan la influencia de cada fase respecto al cable de guarda.

De esta manera se puede también representar circuitos paralelos entre sí, así como circuitos constituidos por más de un conductor por fase.

Luego, si un conductor i está a un potencial V_i , su carga “ q ” será proporcional a V_i , matricialmente se puede escribir de la siguiente forma:

$$[Q] = [P]^{-1}[V] \quad (3.4)$$

[Q]: Vector de distribución de cargas en los conductores (C/m).

[P]⁻¹: Matriz inversa de los Coeficientes de Maxwell (F/m).

[V]: Vector de voltajes en los conductores (kV).

$$[Q] = \begin{bmatrix} Q1 \\ Q2 \\ Q3 \\ Qg \end{bmatrix} \quad \text{C/m} \quad (3.5)$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \\ Vg \end{bmatrix} \quad \text{kV} \quad (3.6)$$

Las matrices resultantes se refieren a las cargas y tensiones de los conductores de las tres fases y del cable de guarda.

Debido a que se desea el máximo gradiente en cada fase, éste se debe calcular con el voltaje máximo de operación para cada fase:

$$[V] = \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{\max} \cdot \text{Sen } \theta \\ V_{\max} \cdot \text{Sen } (\theta + 120) \\ V_{\max} \cdot \text{Sen } (\theta - 120) \end{bmatrix} \quad \text{kV} \quad (3.7)$$

Por ejemplo, para el cálculo de la fase 1:

$$V1 \text{ es Máximo} \leftrightarrow \theta = 90^\circ \quad \rightarrow \quad [V] = \begin{bmatrix} V_{\max} \\ -\frac{1}{2} \cdot V_{\max} \\ \frac{1}{2} \cdot V_{\max} \end{bmatrix}$$

Los hilos de guarda se consideran con voltaje cero.

Luego, haciendo el producto matricial $[P]^{-1}[V]$ se obtiene el valor del gradiente máximo de los conductores, a partir del teorema de Gauss:

$$[E] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{[Q]}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r} \text{ kV/cm} \quad (3.8)$$

[E]: Vector de gradientes superficiales en cada conductor, en $\text{kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm}$ y Fase - neutro.

[Q]: Vector de distribución de cargas superficiales en los conductores por unidad de longitud (C/m).

r: Radio del conductor (cm).

ϵ_0 : Permitividad del vacío (8.85×10^{-12} F/m).

El factor $\sqrt{3}$ nos indica que el voltaje debe estar dado en kV eficaces fase-fase.

3.4. MÉTODO DE PEEK PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

Como hemos podido apreciar en el capítulo II, el conocimiento del gradiente eléctrico en la superficie del conductor es de suma importancia, en particular el del denominado *Gradiente Crítico* E_0 , A partir del cual se observarían descargas del tipo corona.

La fórmula de F. W. Peek, aplica para un conductor cilíndrico liso. Data del año 1920 y permite calcular el gradiente crítico o de inicio corona.

$$E_0 = 30 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right) \text{ kV/cm} \quad (3.9)$$

Dónde:

E_0 : Gradiente Crítico superficial (kV / cm).

r: Radio del conductor (cm).

δ : Densidad relativa del aire, magnitud que se calcula según la ecuación (3.10)

$$\delta = \frac{3.92 \cdot p}{273 + t} \quad (3.10)$$

Dónde:

- δ : Densidad relativa del aire.
- p : Presión atmosférica (cm de Hg).
- t : Temperatura ambiente (°C).

Para las condiciones ambientales denominadas estándar, obtenemos a $\delta = 1$ ($p = 76$ cm de Hg y $t = 25$ °C). Es obvio que estas condiciones al igual que la fórmula de Peek, no aplican para líneas comerciales. En efecto, estas líneas no denotan las superficies lisa en sus conductores, que asume la fórmula en cuestión, como todos sabemos, el conductor empieza a sufrir deformaciones mecánicas, durante el mismo proceso de transporte y montaje, particularmente cuando es trenzado, con lo cual el gradiente crítico resulta ser inferior al del conductor ideal. Esto obedece a las irregularidades superficiales que conllevan a una concentración localizada del campo eléctrico, disminuyendo así al gradiente eléctrico requerido para que el proceso de corona se inicie.

Para obviar esta situación en el proceso de cálculo, se suele recurrir a un factor, determinado experimentalmente, que considera entonces al estado de la superficie del conductor ($m < 1$). Un valor característico de "m", como consecuencia del mismo trenzado del conductor es 0.9, mientras que en caso de lluvia disminuye hasta 0.6. La fórmula de Peek adquiere entonces la siguiente forma:

$$E_o = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \text{ kV/cm} \quad (3.11)$$

Dónde:

- E_o : Gradiente crítico superficial (kV / cm).
- r : Radio del conductor (cm).
- δ : Densidad relativa del aire
- m : Coeficiente de irregularidad superficial

Esta al igual que la fórmula anterior, suministra el valor pico del gradiente crítico. En caso que se desee el valor eficaz, es necesario dividir por $\sqrt{2}$.

Para el cálculo de la presión atmosférica se utiliza la conocida formula de Halley.

$$\log P = \log 76 - \frac{y}{18336} \quad (3.12)$$

Dónde:

P: Presión atmosférica (cm de Hg)

y: Altura sobre el nivel del mar (m)

Existen dos tipos de gradiente crítico superficial ^[17], el denominado Gradiente Crítico Disruptivo, y el Gradiente Crítico Visual, el primero es el valor necesario para causar la ionización del aire circundante al conductor, y el segundo caso significa que a partir de ese valor la ionización es causal de formar avalanchas y con ella los efluvios luminosos. Esto depende del factor $\left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right)$ de la ecuación 3.11. Esto es:

$$E_{0 \text{ Disruptivo}} = 30 \cdot \delta \cdot m \text{ kV/cm} \quad (3.13)$$

$$E_{0 \text{ Visual}} = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right) \text{ kV/cm} \quad (3.14)$$

3.4.1. ESTADO DE LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

Para ampliar un poco más sobre el estado de la superficie del conductor se considera un factor de corrección “m”, llamado coeficiente de irregularidad superficial, para el gradiente crítico, los cuales se mencionan a continuación:

*Tabla 3.2. Valores de m para diferentes condiciones superficiales.
Fuente: Fenómeno Corona en líneas aéreas, Nelson Morales Osorio, 2006 pág. 7 [EP]*

CONDICIÓN SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR	m
Conductor liso ideal.	1.00
Conductor trenzado nuevo y limpio.	0.9
Conductor cableado envejecido.	0.70 – 0.80
Conductor tratado deficientemente.	0.50 – 0.70
Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido.	≤ 0.60

Algunos autores recomiendan realizar el cálculo del gradiente superficial de conductores nuevos, cuyo diámetro es inferior a 2,5 cm ($d < 2,5$), asumiendo que $m = 0,8$ ^[18].

[17] Ing. Rubén Gáelas Araña, Líneas de Transmisión Eléctrica - Colegio de Ingenieros del Perú, 1ra edición Marzo 2010, Pág. 105

[18] Alta Tensión y Sistemas de transmisión, Luis A. Siegert. Edit. LIMUSA – 2002, Cap 23, Pág. 23-6.

3.5. CÁLCULO DE LA TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA

Esta es la tensión en la superficie del conductor en kilovoltios, que los electrones deben vencer para iniciar su paso a través del aire, abandonando el material conductor. Es muy importante resaltar que esta tensión crítica depende directamente del gradiente superficial crítico.

Para una línea de transmisión, la aproximación al plano de tierra provoca una distorsión en las líneas equipotenciales y, por lo tanto, de la distribución de campo eléctrico. Esta alteración se puede visualizar en la fig. 3.2., utilizando la teoría de imágenes.

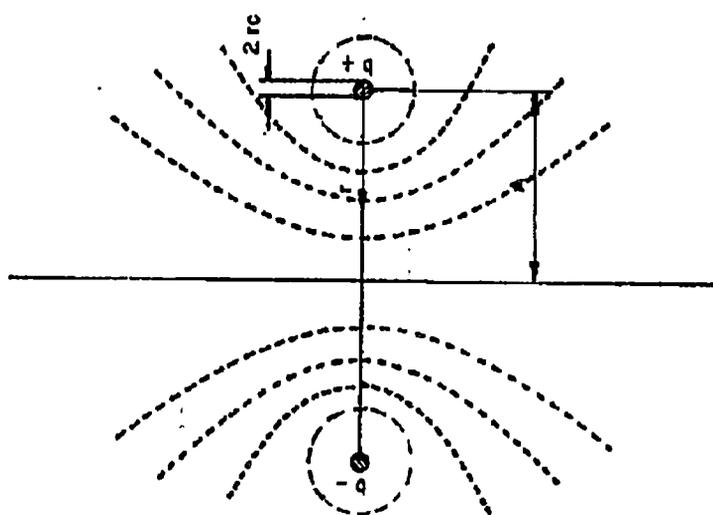


Figura. 3.2. Distorsión del campo eléctrico al plano de tierra.

Fuente: Figura 12, *Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión*, Santiago R. Carrillo Calderón, Febrero 1977, Pág. 29.

Para el caso real, la altura es mucho mayor que el diámetro del conductor, por tanto, se puede suponer simetría cilíndrica.

$$A \gg r_c$$

Esto es:

$$V(+)-V(-)=\int_{r_c}^{2A-r_c} \vec{E} \cdot d\vec{r} \cdot \hat{r} \quad (3.15)$$

$$E_r = \frac{Q}{2\pi\epsilon_0 r} + \frac{Q}{2\pi\epsilon_0(2A-r)} \quad (3.16)$$

$$E_r \cong \frac{Q}{2\pi\epsilon_0 r} \quad (\text{Teorema de Gauss}) \quad (3.17)$$

$$\Delta V = \frac{Q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \int_{r_c}^{2A-r_c} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2A-r} \right) dr \quad (3.18)$$

$$\Delta V = \frac{Q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \text{Ln} \left(\frac{2A-r_c}{r_c} \right) \quad (3.19)$$

$$\Delta V \cong \frac{Q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \text{Ln} \left(\frac{2A}{r_c} \right) \quad (3.20)$$

$$C = \frac{Q}{\Delta V} \quad (3.21)$$

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\text{Ln} \left(\frac{2A}{r_c} \right)} \quad (3.22)$$

$$E = \frac{\Delta V}{r \cdot \text{Ln} \left(\frac{2A}{r_c} \right)} \quad (3.23)$$

Dónde:

A: Distancia del conductor a tierra (cm).

r_c : Radio del conductor (cm).

ΔV : Tensión en el conductor (kV).

E: Gradiente en la superficie del conductor (kV/cm).

C: Capacitancia (F).

Q: Carga en el conductor (C).

ϵ_0 : Permitividad del vacío (8.85×10^{-12} F/m).

El gradiente superficial está dada cuando el valor de "r" es " r_c " por la ecuación:

$$E = \frac{\Delta V}{r_c \cdot \text{Ln} \left(\frac{2A}{r_c} \right)} \quad \text{kV/cm} \quad (3.24)$$

Para un sistema trifásico, la ecuación 3.24 se puede generalizar como sigue ^[19]:

$$E = \frac{U}{\left(\frac{d}{2} \right) \cdot \text{Ln} \left(\frac{2S}{d} \right)} \quad \text{kV/cm} \quad (3.25)$$

[19] Transmission and Distribution Electrical Engineering Third Edition. 2007, Brian Hardy – Colin Bayliss, Pág. 647.

Por consiguiente para obtener un valor crítico de voltaje en la superficie del conductor, es necesario obtener primero un valor de gradiente eléctrico crítico en la superficie del mismo, entonces de la ecuación 3.25 se tiene:

$$U_0 = E_0 \cdot \left(\frac{d}{2}\right) \cdot \ln\left(\frac{2S}{d}\right) \quad \text{kV} \quad (3.26)$$

Dónde:

U₀: Tensión crítica disruptiva de fase (kV)

E₀: Gradiente crítico superficial (kV/cm)

d: Diámetro del conductor (cm)

S: Distancia equivalente (distancia media geométrica) para líneas trifásicas (cm)

3.6. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE SIMPLE TERNA Y UN CONDUCTOR POR FASE

Según se mencionó en el capítulo II, el efecto corona se ve caracterizada por una descarga luminosa, un chisporroteo característico, formación de ozono, emisión de calor alrededor del conductor y una radiación electromagnética. Pues bien, todos estos efectos conllevan a una disipación de energía, la cual bien puede expresarse como una pérdida de potencia por unidad de longitud (W/km).

Antes de analizar las fórmulas más sonadas al respecto, cabe señalar que la mayoría de las fórmulas que cuantifican en forma aproximada a las pérdidas ocasionadas por el efecto corona asumen condiciones climáticas buenas o ideales. En la práctica, sin embargo se puede demostrar que las pérdidas bajo lluvia exceden notablemente a aquellas calculadas en condiciones de buen tiempo. En efecto, las pérdidas por corona dependen del estado del tiempo (buen tiempo, lluvia, rocío, hielo, nieve, etc.) y de otros factores secundarios.

3.6.1. MÉTODO DE F. W. PEEK

El fenómeno corona ha sido estudiado, entre otros, por F. W. Peek, quien mediante observaciones empíricas desarrolló fórmulas para el estudio cuantitativo de éste en el caso de cilindros paralelos de superficie lisa. Data de comienzos de siglo, presentada por vez primera en 1911, y se fundamenta en una expresión cuadrática:

$$P_{cor.} = k \cdot (U - U_0)^2 \times 10^{-5} \quad \text{kW/km/fase} \quad (3.27)$$

Con:

$$k = \frac{242}{\delta} \cdot (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{D}} \quad (3.28)$$

Dónde:

U_0 : Tensión crítica disruptiva de fase (kV).

U : Tensión de operación (kV).

f : Frecuencia del sistema (Hz).

δ : Densidad relativa del aire

r : Radio del conductor (cm).

D : Distancia media geométrica (cm).

El factor 25 toma en cuenta la recombinación de cargas eléctricas en el espacio circundante. En la fig. 3.3 se ilustra el sentido de la fórmula de Peek.

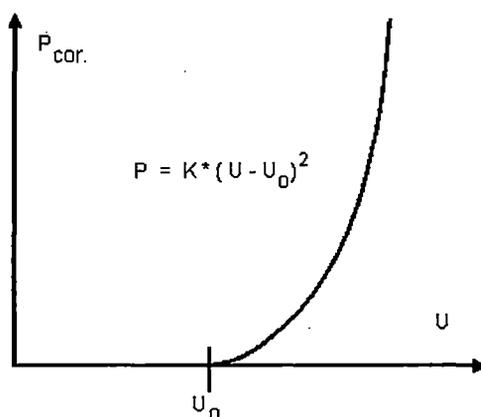


Figura. 3.3. Expresión cuadrática correspondiente a la fórmula de Peek que trata de cuantificar las pérdidas por el efecto corona.

Fuente: Figura 23-16, *Alta Tensión y Sistemas de transmisión*, Luis A. Siebert. Edit. LIMUSA – 2002, Cap 23, Pág. 23-14.

Esta expresión es válida para el caso de un único conductor por fase, y de acuerdo a la experiencia recogida en la bibliografía, recomendable para conductores “delgados” (menos de 1 pulgada de diámetro) y frecuencias comprendidas entre 47 y 120 Hz. A frecuencias más bajas la fórmula discrepa del comportamiento dado arriba ^[20].

Peek tampoco consideró en la expresión propuesta condiciones climáticas adversas, las cuales pueden ser incorporadas incluyendo un factor “m” que incluya dichas condiciones.

[20] Fenómeno corona en líneas aéreas, Nelson Morales Osorio, Julio 2006, Pág. 15.

3.6.2. MÉTODO PETERSON

En este procedimiento, Peterson plantea una fórmula empírica para determinar la tensión crítica disruptiva de la línea por fase (e_d), luego calcula el valor del factor (ϕ) que se obtiene de la razón E/E_0 de la curva mostrada en la fig. 3.4, donde E es el gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor y E_0 es el gradiente crítico disruptivo superficial de Peek, y finalmente este factor (ϕ) se aplica en la ecuación para calcular las pérdidas.

3.6.2.1. Tensión crítica de Peterson (e_d)

Para el cálculo de la tensión crítica disruptiva existen dos casos importantes, uno de ellos para conductor en hebra:

Caso 1: Conductores redondos de superficie lisa y limpia.

$$e_d = 48.6 m \delta^{2/3} R \text{Log}_{10}(D/R) \quad (3.29)$$

Dónde:

- R: Radio del conductor (cm).
- D: Distancia entre fases (cm).
- δ : Densidad relativa del aire.
- m: Coeficiente de irregularidad superficial.
- e_d : Tensión crítica disruptiva, en kV _{eficaz}.

Caso 2: Para cables de varios hilos, que tienen 12 o más hebras en la capa exterior.

$$e_d = 48.6 \delta^{2/3} m \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \text{Log}_{10} \frac{D}{R - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - cR_h)}} \quad (3.30)$$

Con:

$$c = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (3.31)$$

Donde:

n_h : Número de hebras de la capa exterior.

R_h : Radio hebra capa exterior (cm).

R : Radio medio del conductor (cm).

R : Radio del conductor (cm).

δ : Densidad relativa del aire.

m : Coeficiente de irregularidad superficial.

e_d : Tensión crítica disruptiva, en kV _{eficaz}.

3.6.2.2. Razón entre Gradientes de potencial E/E₀

Se calcula enseguida la razón E/E₀ y se determina el valor del factor (ϕ), a través de la curva presentada en la fig. 3.4.

E: Gradiente máximo en la superficie del conductor (kV/cm).

E₀: Gradiente crítico disruptivo superficial (kV/cm).

3.6.2.3. Polinomio para la curva $\phi = f(E/E_0)$

Para determinar valores más precisos del factor (ϕ) mediante la curva presentada en la fig. 3.4. Se utiliza la interpolación vía mínimos cuadrados ^[21], y se tiene:

Para $x \leq 1.437$:

$$\phi = 10^{16.146x^4 - 68.677x^3 + 108.34x^2 - 72.931x + 15.631} \quad (3.32)$$

Para $x > 1.437$:

$$\phi = 10^{95.94x^4 - 615.13x^3 + 1469.6x^2 - 1547.2x + 604.51} \quad (3.33)$$

[21] Comparación de los métodos de Peterson y EDF para el cálculo de las pérdidas corona en líneas de tensión inferior a 220 kV, Omar Sáez Pérez, Junio 2000, Pág. 7.

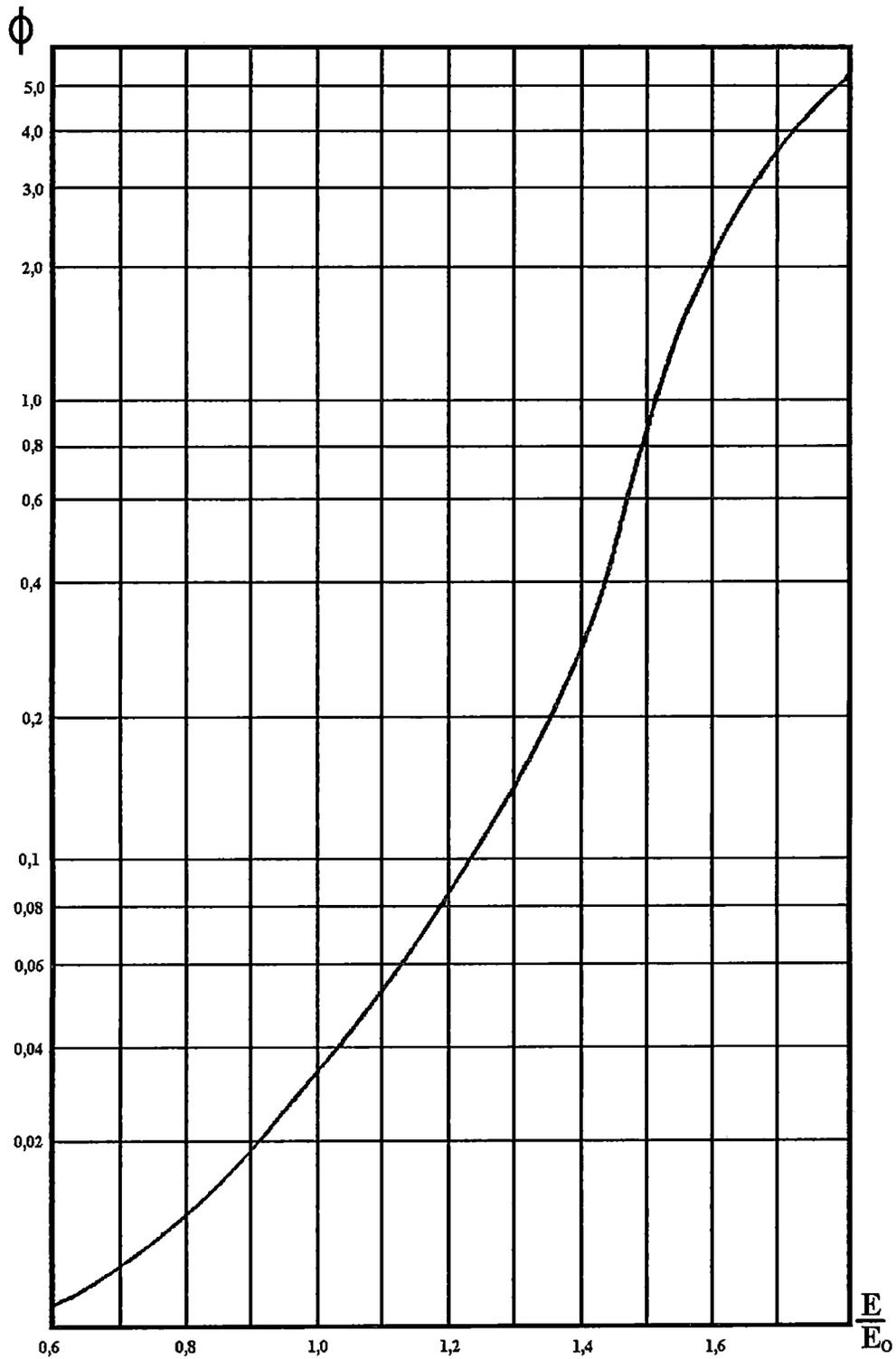


Figura 3.4. Factor empírico (ϕ) en función de los gradientes (E/E_0), para el cálculo de pérdidas corona según Peterson.

Fuente: Figura 1, Comparación de los métodos de Peterson y EDF para el cálculo de las pérdidas corona en líneas de tensión inferior a 220 kV, Omar Sáez Pérez, Junio 2000, Pág. 2.

3.6.2.4. Pérdidas de potencia por efecto corona

Obtenido el valor de "φ", se calcula la pérdida por efecto corona para buen tiempo por la siguiente relación:

$$P_{\text{PETERSON}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * f * V^2}{\left(\text{Log}_{10} \frac{D}{R}\right)^2} * \phi \quad (3.34)$$

Donde:

P_{PETERSON} : Potencia de pérdida por corona (kW / km / fase).

f: Frecuencia del sistema (Hz).

V: Tensión de servicio en (KV_{eficaces fase-neutro}).

D: Distancia media geométrica (cm).

R: Radio del conductor (cm).

En la tabla 3.3. Se describe las ventajas y desventajas de los métodos de Peek y Peterson para la evaluación de las pérdidas corona.

Tabla 3.3. Ventajas y desventajas de los métodos para la evaluación de las pérdidas por efecto corona. [EP].

	METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PERDIDAS CORONA	Peek	<ul style="list-style-type: none"> - Su expresión es válida, en caso de un solo conductor por fase. - Es recomendable para conductores delgados menores que una pulgada de diámetro. 	<ul style="list-style-type: none"> - La formula denota un comportamiento cuadrático, sin embargo esta ley cuadrática no es válida en la región cercana al voltaje crítico de corona. - Su análisis fue solo para conductores limpios, secos, de superficie lisa y para buen tiempo, NO consideró la influencia del trenzado de conductores, contaminación y lluvias. Por lo tanto, para suplir las irregularidades superficiales que estas ocasionan al conductor se utiliza un factor "m".

	Peterson	<ul style="list-style-type: none"> - toma en cuenta el efecto de valores de gradiente cercanos al valor crítico, donde las pérdidas tienen significativa importancia. - Propone una tensión crítica superficial para conductores compuestos por hebras. - Es aplicable para un conductor por fase y entrega mejores aproximaciones cuando se analizan líneas con tensiones del orden de 110 hasta 220 kV. 	<ul style="list-style-type: none"> - Al igual que el anterior método contempla solo a las pérdidas en buen tiempo, y también se recurre al factor "m" para considerar las irregularidades superficiales del conductor.
--	-----------------	--	---

3.6.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CADENAS DE AISLADORES

Si el aislamiento de las líneas fuera perfecto, no habría corriente alguna entre los conductores y el apoyo. Dicha corriente puede ser por la superficie de los aisladores, a través de su masa, etc. lo que se explicó con más detalle en el capítulo anterior, y da lugar a pérdidas de potencia en los aisladores.

Este cálculo es sencillo, ya que consiste simplemente en multiplicar el número de aisladores por la pérdida unitaria de cada aislador, lo difícil es determinar las pérdidas unitarias, ya que ésta depende de las condiciones medioambientales, y a su vez estas condiciones son cambiantes en un periodo de tiempo y según la situación geográfica en donde está ubicada la línea de transmisión.

Aunque no pueden darse valores estándares de pérdidas unitarias, es frecuente que adopten los valores siguientes ^[22]:

- Las pérdidas unitarias por cada aislador en condiciones de buen tiempo, oscila entre los 3 W y los 5 W por disco.
- Las pérdidas unitarias por cada aislador en condiciones de humedad y lluvia, oscila entre los 8 W y los 20 W por disco.

Nota: Estos valores son para aisladores convencionales, es decir aisladores cerámicos (porcelana o vidrio), y no para aisladores orgánicos.

[22] Cálculo de líneas y redes eléctricas, Ramón María Mujal Rosas, Pág. 38.

Entonces:

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{N^{\circ} \text{Aisladores} * P_{\text{Unitarias}}}{1000} \quad (\text{kW}) \quad (3.35)$$

Donde:

$N^{\circ} \text{Aisladores}$: Número total de aisladores.

$P_{\text{Unitarias}}$: Pérdidas de potencia en un disco aislador (W).

En la figura 3.5 se muestra el circuito T equivalente de una línea corta, considerando la conductancia y la admitancia en derivación.

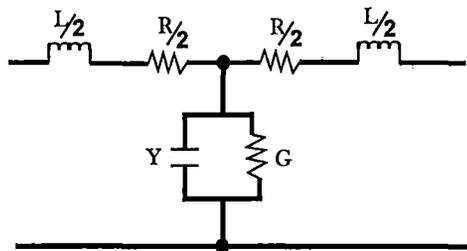


Figura 3.5. Circuito T equivalente de una línea corta. [EP]

La conductancia aparece debido a que en los conductores de las líneas de transmisión no están aisladas perfectamente, es decir que existe alguna corriente entre los conductores y el apoyo.

En la figura 3.6 se muestra el circuito equivalente sin considerar a la conductancia y la admitancia en derivación, por ser una línea de longitud corta debido a que las pérdidas son despreciables.

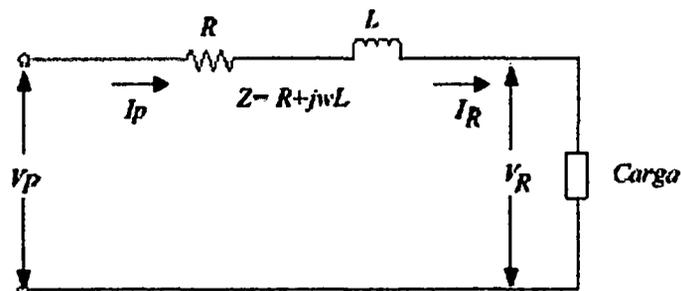


Figura 3.6. Circuito equivalente de una línea corta

3.7. MÉTODOS PARA DIAGNOSTICAR DETERIOROS EN CADENAS DE AISLADORES

3.7.1. MÉTODO DEL MEDIDOR ELECTRÓNICO

Este método utiliza la técnica conocida como **“Perfilamiento de Aisladores”** el cual consiste en un circuito electrónico que opera como un cuadripolo, que a una cierta señal de entrada, produzca a la salida una señal, el cual indica un valor proporcional al potencial eléctrico en cada aislador. En la figura 3.7. Se muestra una disposición general de la herramienta electrónica.

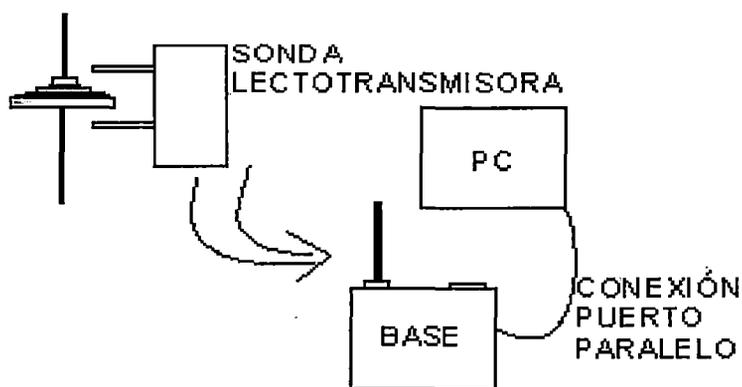


Figura 3.7. Disposición general del medidor electrónico. [EP]

Estos equipos están compuestos generalmente de:

- Una sonda lectotransmisora acoplable a pértiga en distintos ángulos, la cual toma las lecturas y las transmite a la base.
- Una estación base con indicación digital que indica el valor actual de la sonda lectotransmisora.
- Conexión a una PC para almacenamiento de datos.
- Una pértiga.

Estos equipos son capaces de revelar el estado operativo de los aisladores de suspensión o anclaje en cadenas de aisladores en líneas alta tensión y tienen la posibilidad de obtener una interpretación del estado de la cadena de aisladores, una interfaz en tiempo real con una computadora permite ver curvas de perfil de forma automática y poder almacenarlas.

Debido a que los componentes electrónicos son muy delicados y sensibles a un campo eléctrico externo es necesario hacer un apantallamiento metálico al mismo; este aparato de medida debe construirse tan pequeño como sea posible para evitar perturbaciones mayores en el campo y facilidad de maniobra.

Lo interesante en estos equipos no es su precisión, sino su habilidad de poder determinar justamente el perfil de la cadena de aisladores, en cuanto al desempeño de cada aislador individualmente (fig.3.8).

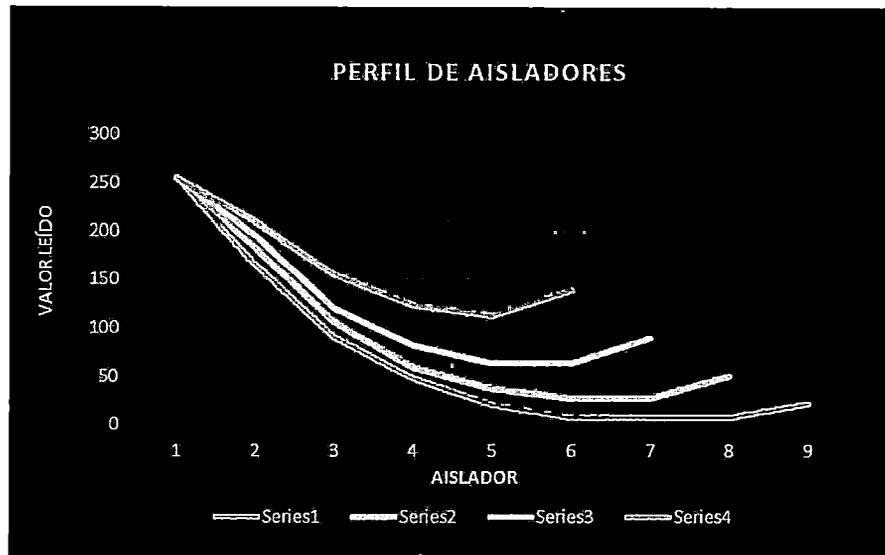


Figura 3.8. Perfil de cadenas de aisladores en buen estado [EP].

Así una cadena de aisladores se considera en buen estado cuando el perfil tiene forma parabólica sin puntos de discontinuidad, pero cuando esta parábola se deforma comienzan los problemas. Ahora si la lectura en un aislador es cero o cercano a cero, quiere decir que este aislador ha fallado completamente y tiene que ser cambiado (fig. 3.9).

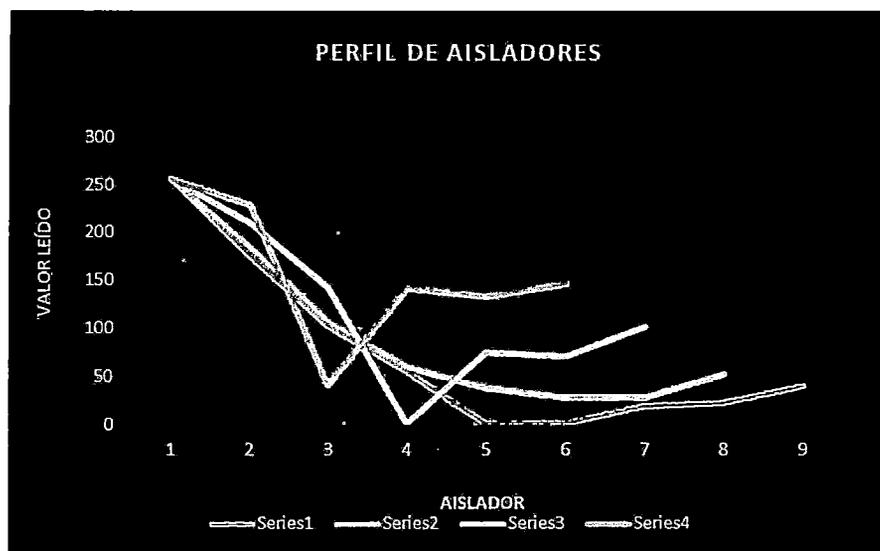


Figura 3.9. Perfil de cadenas de aisladores contaminados, dañados y fallados [EP].

Este método puede ayudar a desarrollar las características de los ciclos de vida de distintas cadenas de aisladores, crear programas de mantenimiento, reconocer áreas

de alta polución, y por supuesto determinar aisladores con deficiencias que requieren un reemplazo inmediato.

3.7.2. MÉTODO DEL SISTEMA DE ESPECTRO DUAL

Este método, similar al medidor electrónico, utiliza la técnica de la “*Coronografía*”, el cual es capaz también de diagnosticar deterioros en los aisladores, pero con la diferencia que esta técnica detecta deterioros exclusivamente a la radiación emitida por el efecto corona.

La mayor parte de la luz emitida por el efecto corona está en la región ultravioleta (UV), solo bordeando el extremo de la alta frecuencia del espectro de la luz visible, con longitudes de onda entre 230 y 405 nm. La detección de la radiación UV emitida por el efecto corona a simple vista es posible solo en un laboratorio oscurecido o posiblemente en una zona oscura en la noche al aire libre.

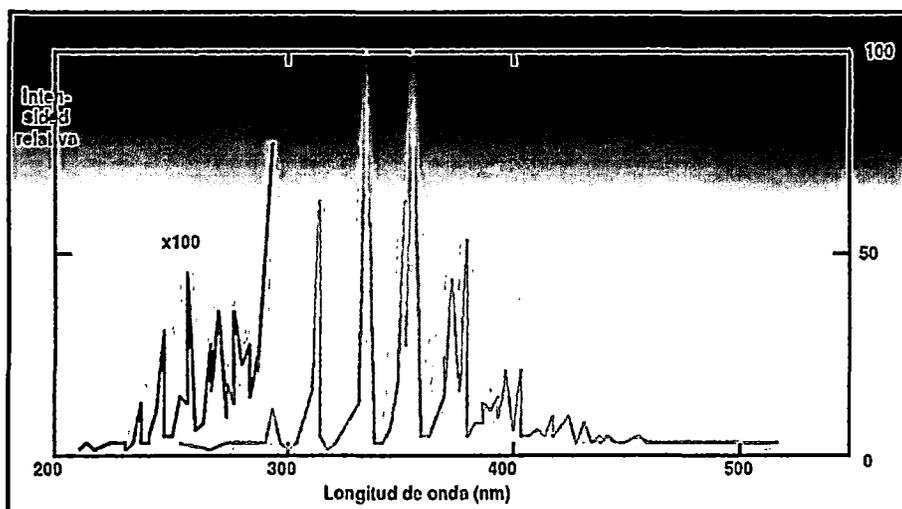


Figura 3.10. Espectro de radiación UV emitido por el efecto corona.

Fuente: Figura 8.5-4, EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition, Cap. 8 Dr. Sarma Maruvada 2005, pág. 8-20.

Estos dispositivos de detección UV (efecto corona) han sido desarrollados usando el Sistema De Espectro Dual (EPRI 2002), el cual combina la detección ultravioleta mediante sensores con una cámara de luz visible para las imágenes de la fuente de descargas, para la detección diurna del efecto corona en sistemas de transmisión. El sistema de la cámara del Espectro Dual es el método más sensible y preciso actualmente disponible para la detección del efecto corona de día [23].

[23] EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above - Third Edition, Cap. 8 Dr. Sarma Maruvada 2005, pág. 8-25.

Esta técnica está modelada en una cámara que posee dos canales de detección que funcionan simultáneamente y constituyen la llamada tecnología Biespectral, uno para la imagen visible y otro a través del cual se filtra la radiación incidente, pudiendo observarse así sólo la radiación debida al efecto corona. Este segundo canal de detección posee un amplificador para hacer apreciable dicha radiación. Finalmente, ambas imágenes se superponen y puede identificarse con claridad el objeto que está produciendo el efecto corona (fig.3.11).

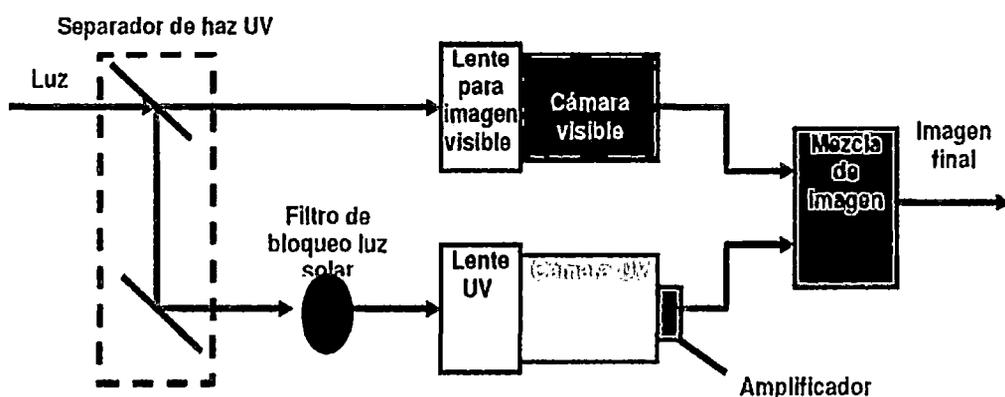


Figura 3.11. Sistema de observación Biespectral y el resultado de la mezcla de ambos canales en la cámara.
Fuente: Catálogo de Ofil technology.

Para poder hacer el análisis correspondiente del efecto corona en el deterioro de las cadenas de aisladores e interpretar adecuadamente los resultados, es necesario primero saber los siguientes conceptos:

El Conteo, la cámara UV es un equipo de alta tecnología que permite detectar la fuente de actividad corona y medir su intensidad en unidades relativas, es decir fotones. A esta medición de la intensidad llamamos “conteo”.

La criticidad del efecto corona es una variable que está en función del conteo obtenido en campo y al utilizar la técnica de la coronografía (cámara UV). Esto es:

Tabla 3.4. Niveles de criticidad del efecto corona. [EP]

Tensión > 115 KV		
Clase	Conteo	Criticidad
Clase A	Mayor a 5000	Alto
Clase B	1000 - 5000	Medio
Clase C	0 - 1000	Bajo

Por consiguiente, de acuerdo a la ubicación y el conteo se define la criticidad del fenómeno, y por ende el grado del deterioro en algún aislador afectado por este fenómeno, esto se explica mejor en la siguiente figura:

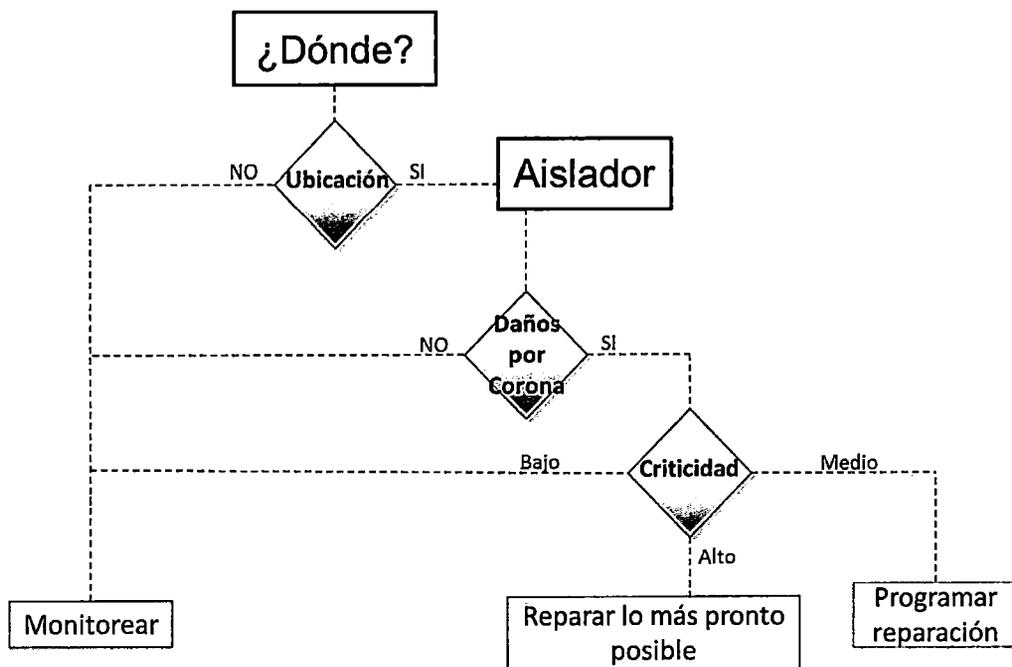


Figura 3.12. Grado de deterioro según el nivel de criticidad.

En la tabla 3.5. Se describe las ventajas y desventajas de las técnicas utilizadas para el diagnóstico del deterioro de los aisladores:

Tabla 3.5. Ventajas y desventajas de las técnicas utilizadas para el diagnóstico del deterioro de los aisladores. [EP]

	TÉCNICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
DETERIORO DE AISLADORES	Perfilador	<ul style="list-style-type: none"> - Diagnostica el estado físico del aislador (contaminado, dañado y fallado). - Es relativamente barata para su adquisición. 	<ul style="list-style-type: none"> - Necesariamente el inspector debe acercarse a los aisladores que están en servicio, pudiendo ser riesgoso si es que no se toma las medidas de seguridad respectivas. - Si bien esta técnica precisa el estado de los aisladores, esta NO determina el porqué del aislador dañado o fallado. - El tiempo que se toma en la inspección es relativamente lenta y tediosa.
	Coronografía	<ul style="list-style-type: none"> - No es una técnica invasiva, quiere decir que se puede inspeccionar a distancia. - Determina exactamente el lugar donde del disco aislador está dañado o fallado. - Es fácil y rápida de utilizar. - La inspección puede realizarse a cualquier hora. 	<ul style="list-style-type: none"> - Es recomendable realizar las inspecciones en temporadas de estiaje y sin presencia de vientos. - Es costosa su adquisición.

CAPÍTULO IV

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS
CORONA POR LOS MÉTODOS DE PEEK Y
PETERSON EN LL. TT. DE SIMPLE TERNA
Y CONFIGURACIÓN SIMPLEX, Y
COMPARACIÓN DE TÉCNICAS PARA EL
DIAGNÓSTICO DE DETERIOROS EN
CADENAS DE AISLADORES**

4.1. INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de comparar los métodos empíricos de Peek y Peterson, se desarrolla, en el presente capítulo, una nueva herramienta informática, el cual permite automatizar los procesos de cálculo de las pérdidas de potencia por efecto corona en líneas de transmisión de una sola terna y de configuraciones simplex (un solo conductor por fase) de manera más rápida. Esta será la herramienta con el cual, se evaluará las pérdidas corona en las líneas de transmisión L-1002, L-1003 y L-1005. Además, se comparan también las técnicas del Perfilado y la Coronografía para el diagnóstico del deterioro en las cadenas de aisladores, los cuales son utilizados actualmente en las labores de mantenimiento predictivo.

Dependiendo de los objetivos del presente estudio, se seleccionará el método y técnica más adecuada para la evaluación de pérdidas y detección de deterioros en los aisladores a consecuencia del efecto corona.

4.2. APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CORONA

La aplicación para el cálculo de pérdidas corona ha sido desarrollada con “Microsoft Visual Basic para Aplicaciones”, herramienta principal para programación en Microsoft Excel, para aplicaciones en Windows de forma visual.

La programación de la interfaz gráfica es totalmente visual, arrastrando los elementos como botones, barras de progreso o etiquetas al formulario, editando sus propiedades y luego ajustando la programación.

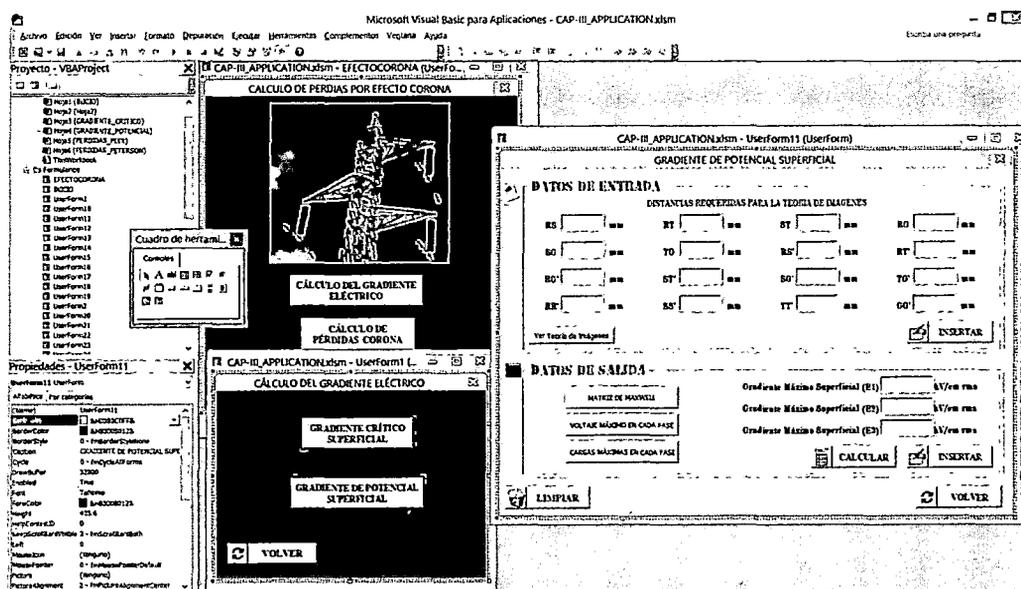


Figura 4.1. Ventana de interfaz gráfica de Microsoft Visual Basic para aplicaciones. [EP]

El lenguaje utilizado para programar las Aplicaciones es el BASIC (Beginner's All purpose Symbolic Instruction Code). El BASIC consta de instrucciones, comandos y funciones (palabras en inglés ver figura 4.2) que tienen un significado especial para el ordenador, por tanto, esta aplicación es un conjunto de instrucciones, comandos y funciones, que realizan conjuntamente una tarea determinada (algoritmo), en este caso el cálculo de las pérdidas corona de líneas de transmisión de alta tensión, de una sola terna y de configuraciones simplex.

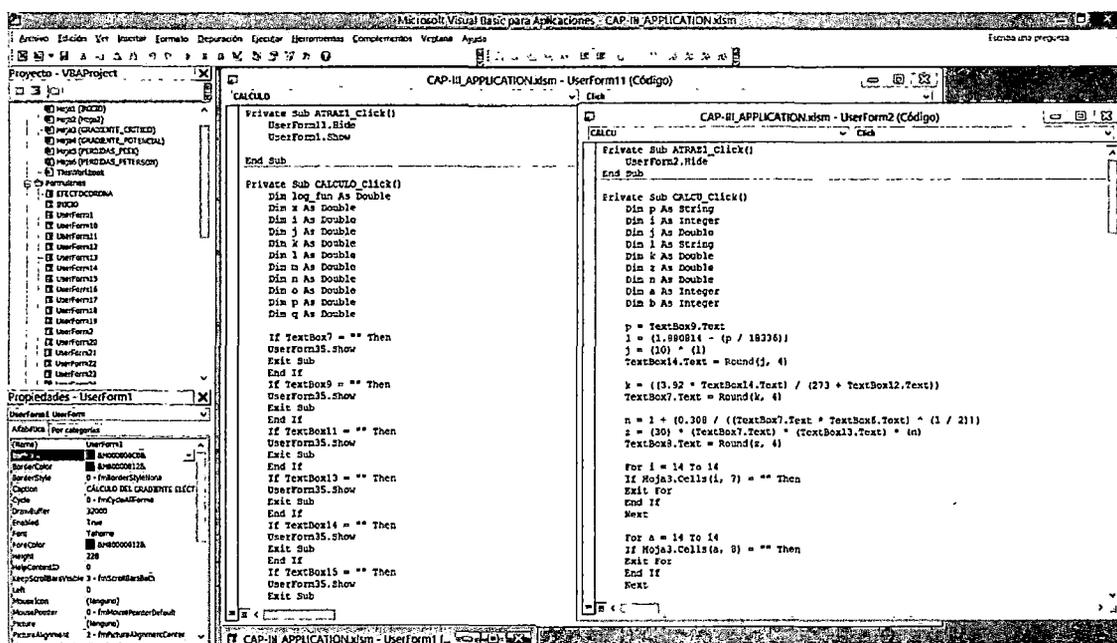


Figura 4.2. Ventana de lenguaje de programación de Microsoft Visual Basic para aplicaciones. [EP]

Durante el desarrollo de la Aplicación, se ha ido incorporando las formulas y consideraciones necesarias para crear las secuencias en la aplicación, dando como resultado una aplicación sencilla y fácil de manejar, destinado a la comparación de resultados de las pérdidas corona por los métodos mencionados anteriormente. Es importante mencionar en esta parte, que esta aplicación está desarrollada exclusivamente para líneas de transmisión de simple terna, un conductor por fase y dividido como máximo en tres tramos, este último, para considerar de mejor manera la influencia de la presión atmosférica y densidad relativa del aire de la zona en donde está ubicada la línea de transmisión en estudio.

4.2.1. PROCEDIMIENTO DE LA APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS CORONA

4.2.1.1. INICIO

Para dar inicio a la Aplicación informática para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto corona, se tiene, en primer lugar, que abrir el archivo "PEEK_VS_PETERSON.xlsm", se mostrara la siguiente ventana de inicio:

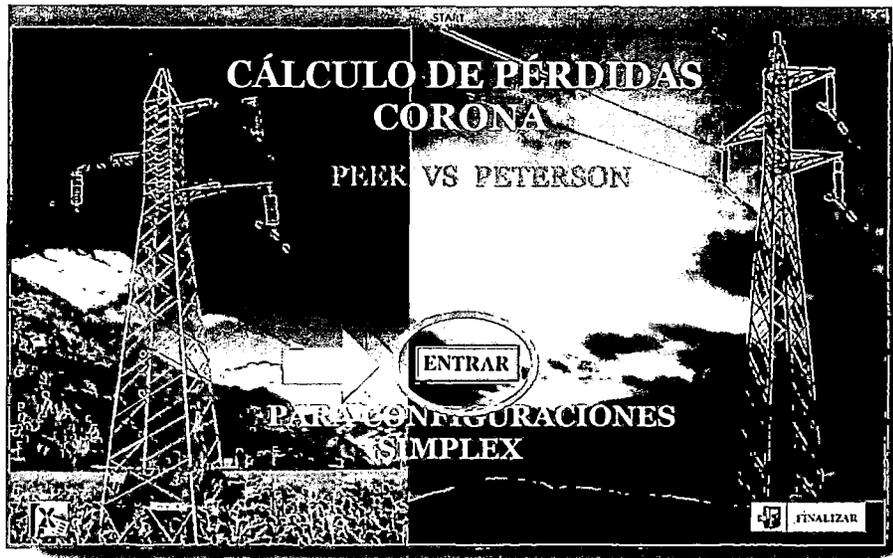


Figura 4.3. Ventana de Inicio de la Aplicación del Cálculo de Pérdidas Corona. [EP].

Luego de pulsar el boton "ENTRAR", se registra los datos generales requeridos de la línea de transmisión en la ventana mostrada en la figura 4.4. Para almacenar estos datos en la memoria de la Aplicación, se pulsa el botón "REGISTRAR"

GENERAL DATA OF THE LINE			
Nombre de la Línea	MACHUPICCHU-CACHIMAYO	Código de la Línea	L-1001
Nivel de Tensión	138 kV	Tipo de Conductor	ACSR
Longitud de la línea	76.83 km	Radio del Conductor	0.98 cm
Frecuencia	60 Hz	Tipo de Torre Generalizada	S

Figura 4.4. Ventana de Ingreso de Datos Generales de la Línea. [EP].

4.2.1.2. CÁLCULO DE GRADIENTE ELÉCTRICO

Ya registrado los datos generales, se debe calcular los valores de gradiente eléctrico, tanto el crítico superficial como el máximo en la superficie del conductor, antes de pasar al cálculo de las pérdidas, como se explicó en el capítulo anterior:

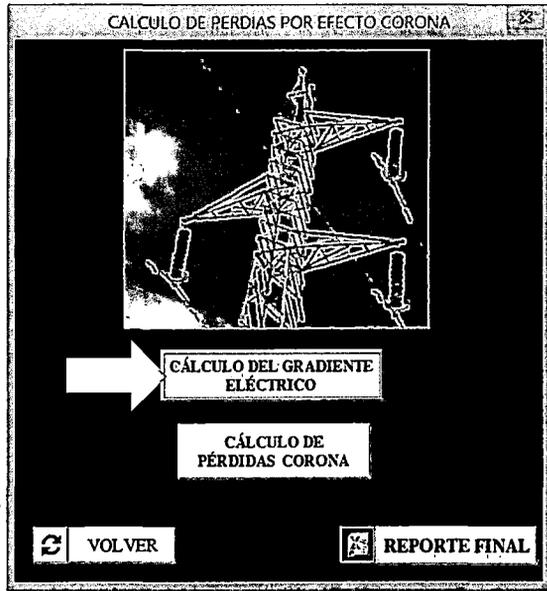


Figura 4.5. Cálculo del gradiente eléctrico. [EP].

4.2.1.2.1 CÁLCULO DEL GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

En esta sección se tiene que calcular individualmente el gradiente crítico superficial y el gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor. Para el cálculo del primero, se tiene dos opciones dependiendo del escenario climatológico, se elige "Buen tiempo" o "lluvia":

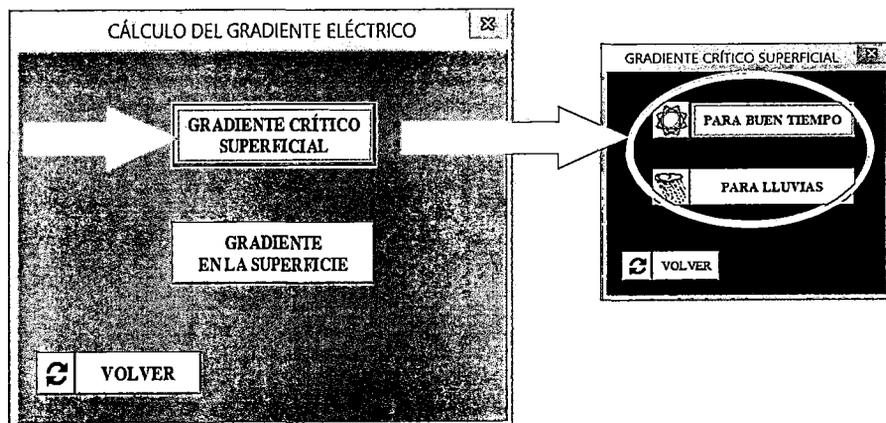


Figura 4.6. Ventana de selección para el cálculo del gradiente eléctrico y ventana de selección del escenario climatológico para el cálculo. [EP].

Una vez dentro de la opción seleccionada, se pasa a la introducción de datos en la “sección de datos de entrada” (ver figura 4.7), para luego pulsar en el botón “INSERTAR”, este botón hace que se almacene los datos en la memoria de la Aplicación:

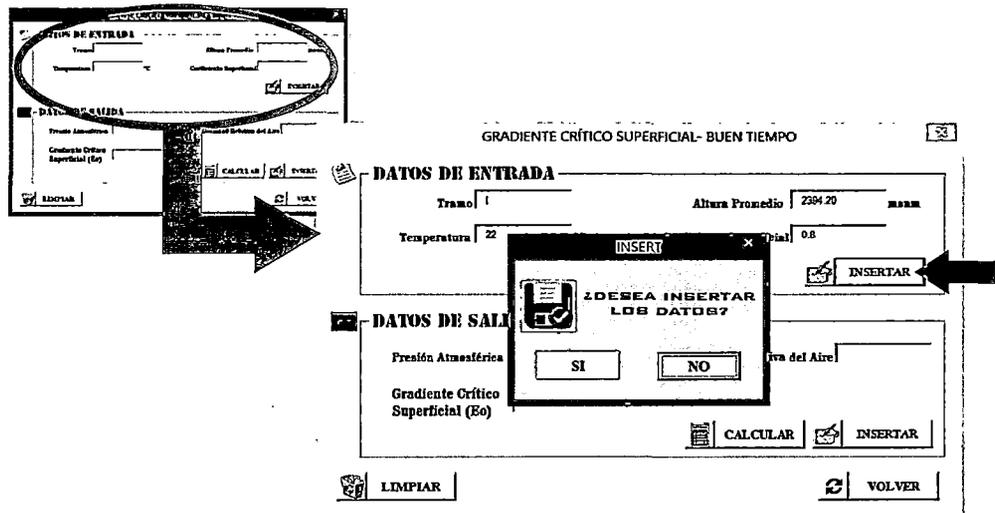


Figura 4.7. Ventana de cálculo para el gradiente crítico superficial – buen tiempo, Sección de datos de entrada y botón insertar. [EP].

Una vez ingresados los datos en la “sección de datos de entrada” se pasa al cálculo del gradiente crítico superficial ya se para buen tiempo o lluvia, pulsando el botón “CÁLCULAR”. Luego de pulsar “CALCULAR”, se muestra una ventana de selección para saber qué tipo de gradiente se desea calcular (visual o disruptivo, según Peek), al seleccionar cualquiera de estas se muestran los datos de salida, es decir, la presión atmosférica, densidad relativa del aire y el gradiente crítico seleccionado, todo esto en la “sección de datos de salida”.

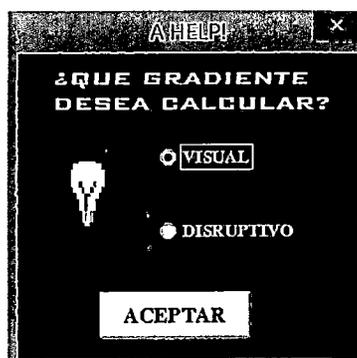


Figura 4.8. Ventana de selección del tipo de gradiente crítico superficial. [EP]

Luego, pulsando en el botón "INSERTAR" se almacenan los datos en la memoria:

DATOS DE ENTRADA	
Tramo	1
Temperatura	22 °C
Altura Promedio	2384.20 msnm
Coeficiente Superficial	0.8

DATOS DE SALIDA	
Presión Atmosférica	56.2653 cm de Hg
Densidad Relativa del Aire	0.7477
Gradiente Crítico Superficial (Eo)	24.4015 kVpico/cm

Figura 4.9. Ventana de cálculo del gradiente crítico – resultados en la "Sección de datos de salida". [EP]

Una vez calculado el Gradiente Crítico Superficial para los tres tramos (no necesariamente en los tres tramos, esto depende de la longitud de la línea), pulsando en el botón "VOLVER" se pasa al cálculo del gradiente crítico en lluvia, repitiendo el mismo procedimiento anterior.

4.2.1.2.2 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE POTENCIAL MÁXIMO EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

Ya calculado el Gradiente Crítico Superficial en ambas condiciones climatológicas, pulsando en el botón "VOLVER", se procede con el cálculo del Gradiente de Potencial Máximo en la Superficie del conductor pulsando el botón "Gradiente en la Superficie"; esta ventana se muestra en la figura 4.10. Una vez en la ventana, se procede con la introducción de datos requeridos en la "sección de datos de entrada".

Antes de pasar a la introducción de datos, es posible obtener una ayuda o guía sobre las distancias requeridas por la teoría de imágenes, presionando el botón de "ver teoría de imágenes", se muestra entonces, en la figura 4.11, el diagrama de ésta teoría:

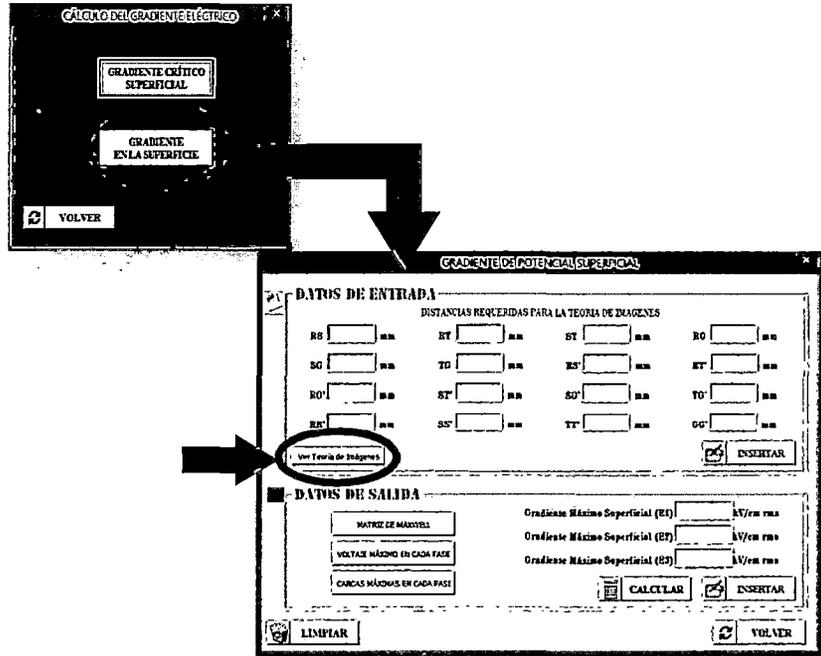


Figura 4.10. Ventana de cálculo de gradiente de potencial en la superficie. [EP]

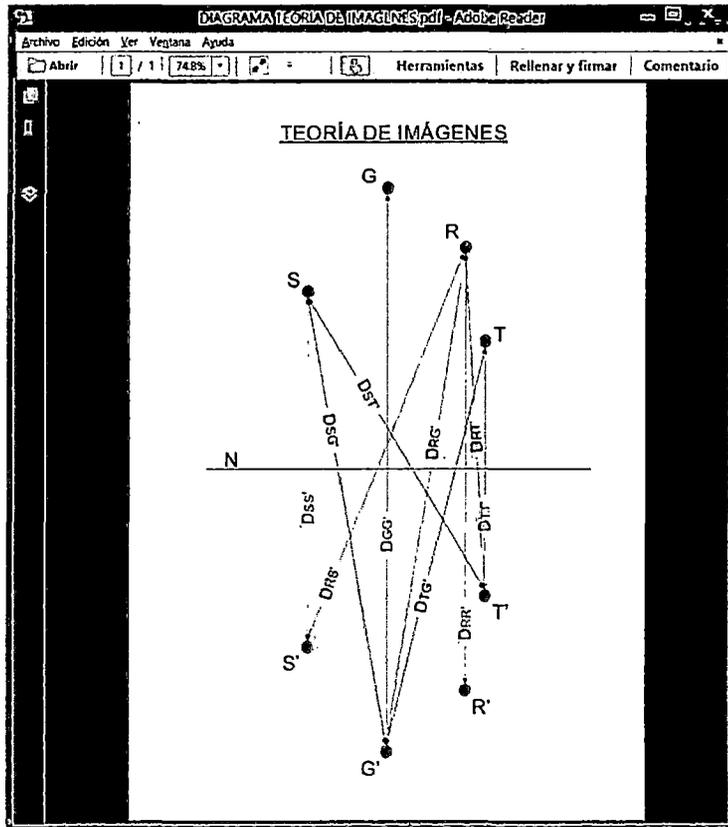


Figura 4.11. Ventana de diagrama de teoría de imágenes. [EP]

Una vez introducidos los datos requeridos, se pasa al cálculo del Gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor, pulsando en el botón "CÁLCULAR":

The screenshot shows the 'GRADIENTE DE POTENCIAL SUPERFICIAL' window. The 'DATOS DE SALIDA' section contains the following data:

MATRIZ DE MAXWELL	Gradiente Máximo Superficial (E1)	13.3788	kV/cm r.m.s
VOLTAJE MÁXIMO EN CADA FASE	Gradiente Máximo Superficial (E2)	12.6741	kV/cm r.m.s
CARGAS MÁXIMAS EN CADA FASE	Gradiente Máximo Superficial (E3)	13.1662	kV/cm r.m.s

The 'CÁLCULAR' button is highlighted with a black arrow.

Figura 4.12 Ventana de cálculo de gradiente de potencial en la superficie del conductor – "Sección de Datos de Salida". [EP].

Al igual que en los casos anteriores al pulsar en "INSERTAR", y dándole clic en "SI" los valores calculados son almacenados en la memoria:

The screenshot shows the 'GRADIENTE DE POTENCIAL SUPERFICIAL' window with the 'INSERTAR' dialog box open. The dialog box contains the following text:

¿DESEA INSERTAR LOS DATOS?

SI NO

The 'SI' button is highlighted with a black arrow.

Figura 4.13. Ventana de "INSERTAR" para almacenamiento de datos. [EP].

Para ayudar a entender mejor este cálculo de gradiente de potencial en la superficie del conductor, se muestra también los valores calculados de la Matriz de coeficientes de Maxwell, la Matriz columna de los voltajes máximos instantáneos para cada fase y la Matriz columna de la distribución de las Cargas Máximas, todos estos tratados en el anterior capítulo, al pulsar en su

respectivo botón mostrado en la parte izquierda de la “sección de datos de salida” de la ventana para el cálculo del gradiente de potencial en la superficie, ver figura 4.14, 4.15 y 4.16:

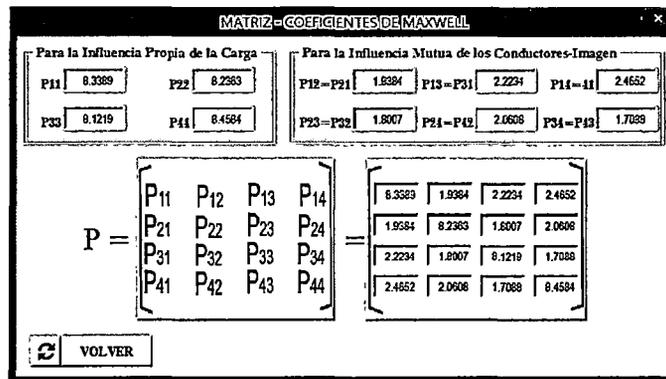


Figura 4.14. Ventana de la matriz de coeficientes de Maxwell. [EP].

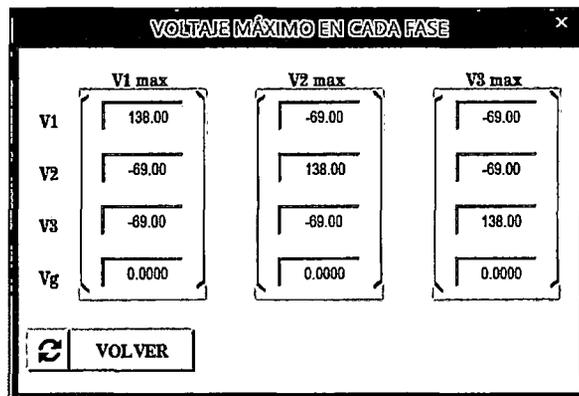


Figura 4.15. Ventana de las matrices columna de los voltajes máximos instantáneos en cada fase. [EP].

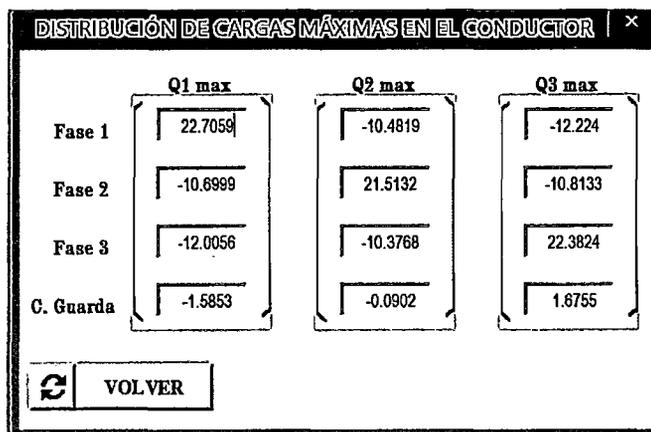


Figura 4.16. Ventana de las matrices columna de la distribución de las cargas máximas en cada fase. [EP].

4.2.1.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CORONA

4.2.1.3.1. MÉTODO DE PEEK

Una vez calculado el gradiente crítico superficial y el gradiente de potencial en la superficie, se pasa al cálculo de las pérdidas de potencia por efecto corona pulsando en el botón de “CÁLCULO DE PÉRDIDAS CORONA” de la ventana de inicio de cálculos. Que seguidamente muestra una interfaz (ver figura 4.17) que es una ventana de selección de método para el cálculo de las pérdidas corona (ver figura 4.18).

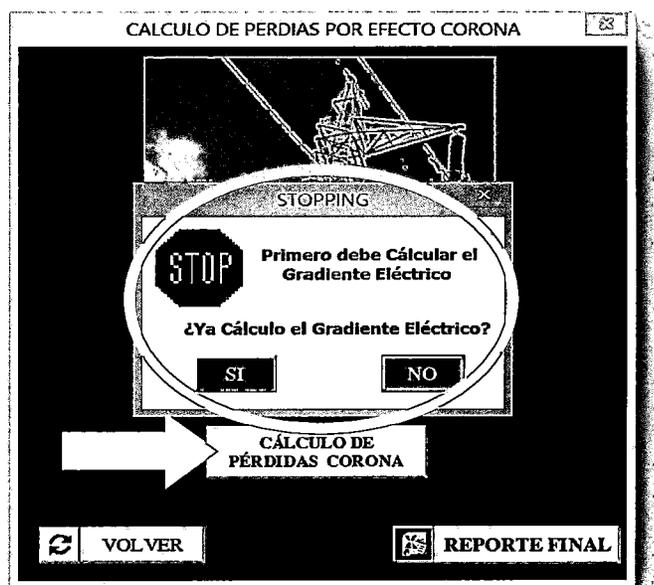


Figura 4.17. Ventana de inicio de cálculos – Selección del método para el cálculo de pérdidas corona. [EP].

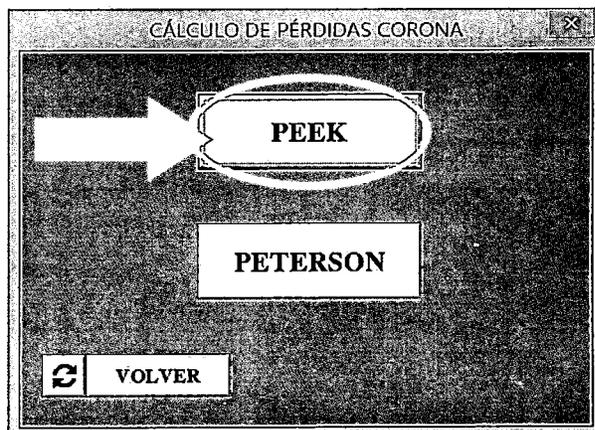


Figura 4.18. Ventana de selección del método para el cálculo de las pérdidas de potencia por el efecto corona. [EP].

Una vez seleccionado el método de Peek, se muestra una ventana donde se tiene que calcular previamente la tensión crítica de Peek y luego las pérdidas corona. Para el cálculo del primero, se tiene dos opciones dependiendo del escenario climatológico, se elige "Buen tiempo" o "lluvia":

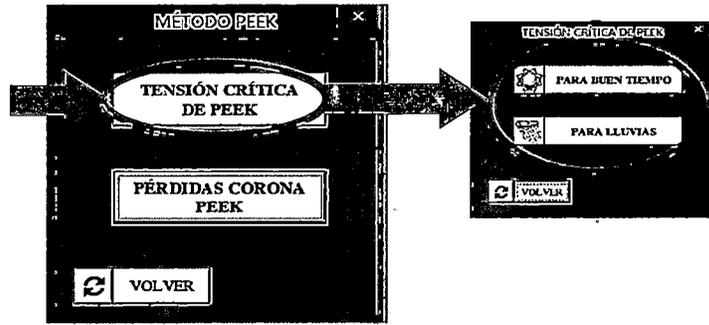


Figura 4.19. Ventana de selección de la tensión crítica de Peek y ventana de interfaz de selección del escenario. [EP].

Luego de seleccionar el escenario climatológico se muestra la ventana de cálculo para la tensión crítica de Peek, y se pasa a la introducción de datos, en esta ventana, en la "sección de datos requeridos" se encuentra el botón de "extraer". Especificando el tramo en el que se desea calcular y pulsando en el botón "EXTRAER" muestra, en la "sección de datos requeridos", los datos requeridos para el cálculo de las pérdidas corona por el método de Peek, estos datos, son extraídos de la memoria que fueron almacenados en los procesos anteriores.

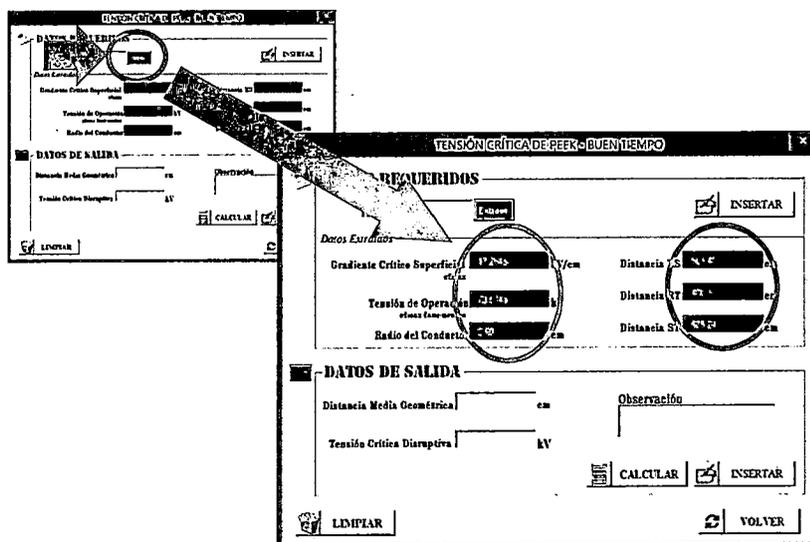


Figura 4.20. Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek y los datos extraídos. [EP].

Con los datos extraídos se pasa al cálculo de la tensión crítica de Peek, ya sea el disruptivo o visual y para buen tiempo o lluvia. Pulsando en el botón "CALCULAR", se muestra los resultados, es decir, los datos de salida; distancia media geométrica, tensión crítica y una observación. En la observación, se especifica si es que el efecto corona está presente o no en la línea evaluada, luego pulsando en el botón insertar se almacena los datos calculados en la memoria.

Figura 4.21. Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek para buen tiempo. [EP].

Nota: Se realiza el mismo procedimiento para calcular la tensión crítica de Peek para buen tiempo y para el escenario de lluvias.

Figura 4.22. Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peek para lluvia. [EP].

Una vez calculado la tensión crítica de Peek en los tramos correspondientes (según sea la longitud de la línea) y para los dos escenarios climatológicos (buen tiempo y lluvias), se procede con el cálculo de las pérdidas de potencia por efecto corona, en escenario de buen tiempo y lluvias de manera individual, pulsando en el botón de “PÉRDIDAS CORONA PEEK”.

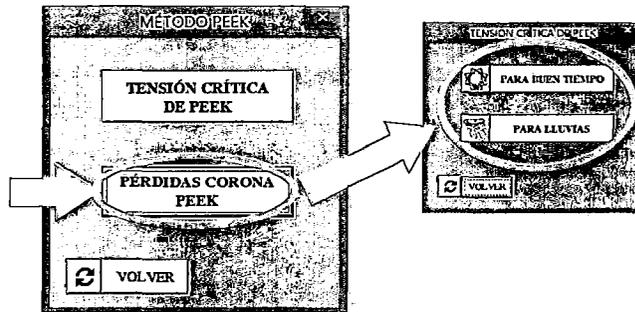


Figura 4.23. Ventana de pérdidas corona de Peek e interfaz de selección del escenario. [EP].

A continuación, se pasa a la extracción de datos de la memoria, que son necesarios para este cálculo y especificando el tramo en el que se desee evaluar, se pulsa en el botón de “EXTRAER” que se encuentra en la “sección de datos entrada”, una vez completo todos los datos requeridos, se procede al cálculo de pérdidas corona pulsando en el botón “CALCULAR” para luego ser insertados y almacenados en la memoria.

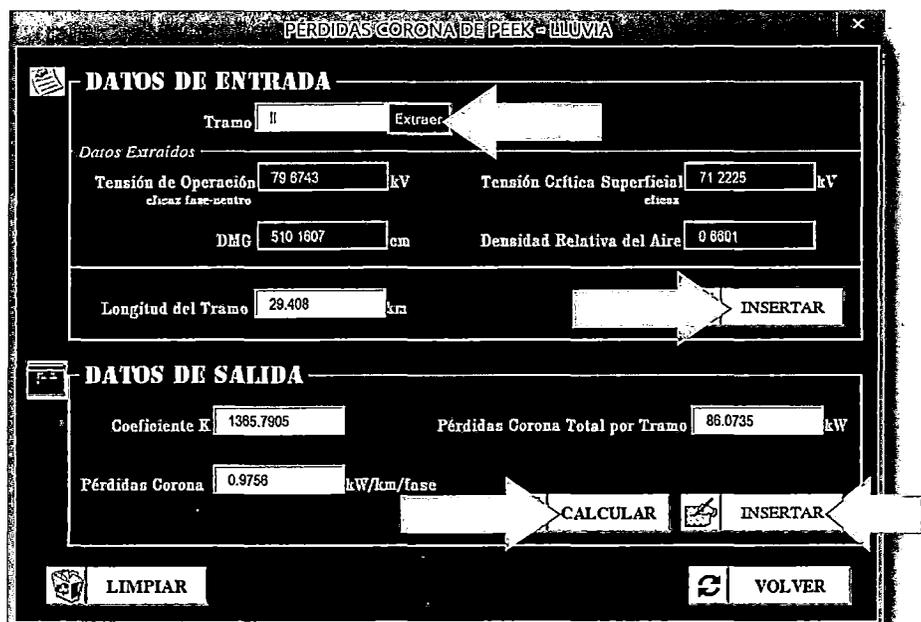


Figura 4.24. Ventana de cálculo de pérdidas corona de Peek. [EP].

Nota: Se realiza el mismo procedimiento para calcular las perdidas corona en buen tiempo y en escenario de lluvias.

4.2.1.3.2. MÉTODO DE PETERSON

Similarmente que en el caso de Peek, este método propone calcular previamente una tensión crítica (solamente disruptiva), y también para diferentes escenario climatológicos (buen tiempo y lluvias).

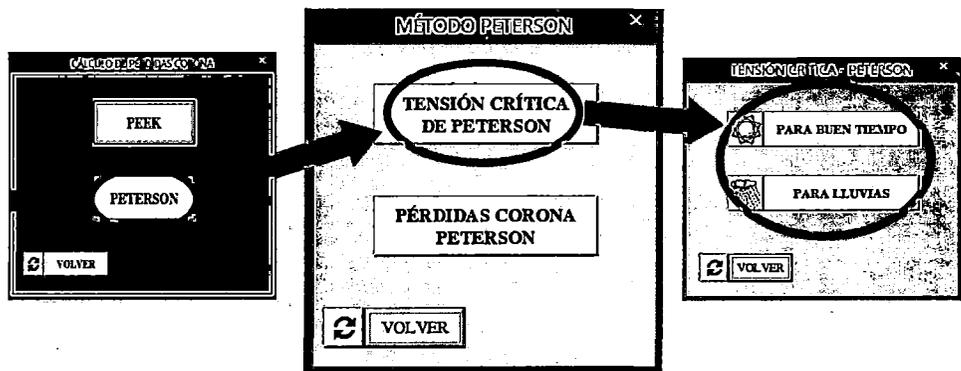


Figura 4.25. Ventana de selección de la tensión crítica de Peterson y ventana de interfaz de selección de escenario. [EP].

Una vez en la ventana de cálculo de la tensión crítica de Peterson y elegido el escenario climatológico ya sea para buen tiempo o lluvia, se procede igual que en el caso de Peek, a la extracción de datos pulsando en el botón "EXTRAER" que se encuentra en la "sección de datos requeridos". Para luego pasar a calcular las tensiones críticas en los tramos correspondientes (dependiendo de la longitud de la línea), pulsando en el botón "CALCULAR".

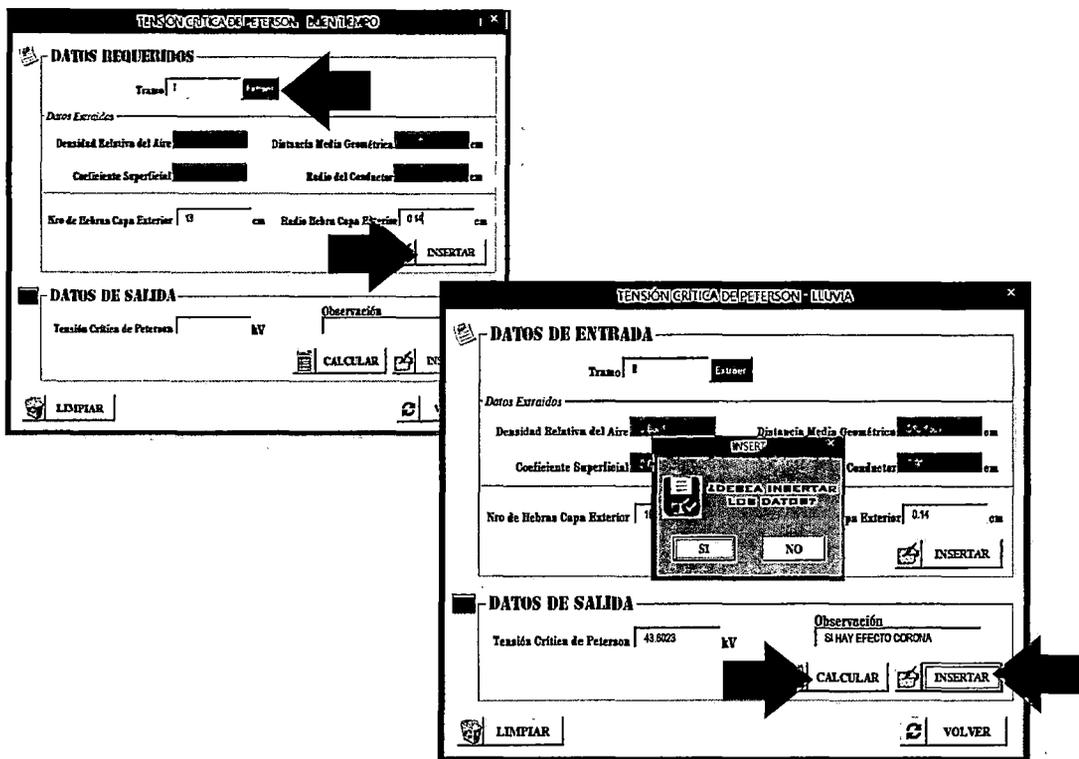


Figura 4.26. Ventana de cálculo de la tensión crítica de Peterson. [EP].

Nota: Se realiza el mismo procedimiento para calcular la tensión crítica de Peek para buen tiempo y para el escenario de lluvias.

A continuación se calcula las pérdidas de potencia por efecto corona por el método de Peterson, pulsando en el botón de “PÉRDIDAS CORONA PETERSON”, y también se tiene dos opciones, dependiendo del escenario climatológico, se calcula para “Buen tiempo” o “lluvia”.

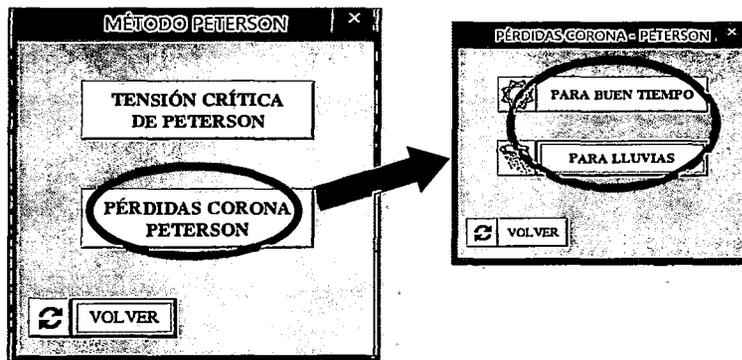


Figura 4.27. Ventana de selección para el cálculo de las pérdidas corona y ventana de interfaz de selección de escenario. [EP].

Especificando el tramo en el que se desea evaluar las pérdidas corona y pulsando en el botón "EXTRAER" de la "sección de datos requeridos", se extrae todos los datos requeridos por este método, estos fueron especificados y calculados previamente en las secciones anteriores. Luego pulsando en los botones de "CALCULAR" e "INSERTA", calcula y muestra respectivamente, los resultados de: La razón entre gradientes (E/E_0), factor ϕ y las pérdidas corona que fueron explicados en capítulo anterior, estos resultados son mostrados en la "sección de datos de salida",

Figura 4.28. Ventana de cálculo de las pérdidas corona método Peterson y extracción de datos. [EP].

Figura 4.29. Ventana de cálculo de las pérdidas corona método Peterson cálculo de pérdidas. [EP].

Al igual que en los casos anteriores al pulsar en el botón "INSERTAR", y dándole clic en "SI" los valores calculados son almacenados en la memoria.

Luego de haber realizado todos los cálculos necesarios, como el gradiente crítico superficial, gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor. Las tensiones críticas disruptivas, las pérdidas corona por los dos métodos Peek y Peterson, se necesita un resumen de resultados, para el cual se desarrolló un enlace con hojas de cálculo de Excel, para obtener este resumen (reporte de resultados), en la ventana de "CALCULOS DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA" que aparece al inicio del proceso de cálculos de la aplicación, se pulsa en el botón de "REPORTE FINAL" (ver figura 4.30), entonces, se muestra los reportes en un archivo xlsx. (Excel). En cuyas hojas, se detalla lo siguiente:

- Reporte del Gradiente crítico superficial.
- Reporte del Gradiente de potencial en la superficie del conductor.
- Reporte de Pérdidas corona por el método de Peek.
- Reporte de Pérdidas corona por el método de Peterson.

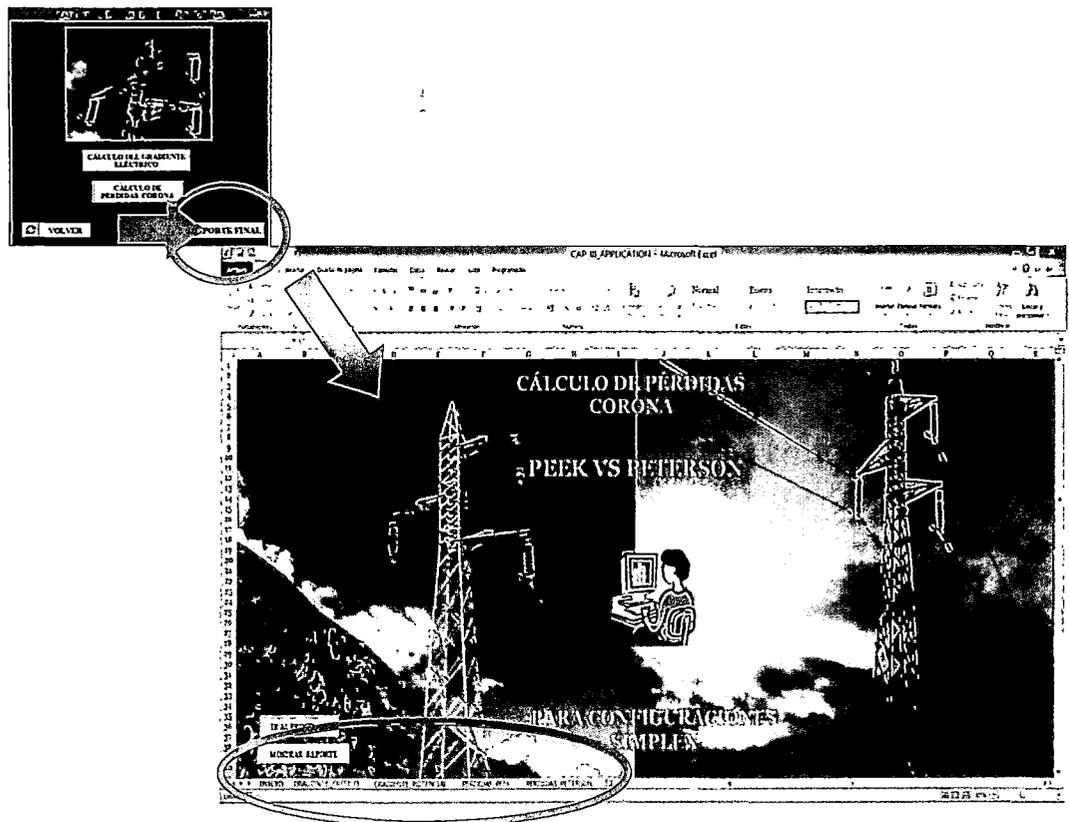


Figura 4.30. Ventana de inicio de cálculos y ventana de Excel con sus respectivas hojas de reporte. [EP].

4.2.1.4. VENTANAS DE ADVERTENCIA DE LA APLICACIÓN

Es importante destacar que la aplicación para el cálculo de pérdidas corona cuenta con algunos mensajes de "Advertencia", los cuales se muestran en las siguientes situaciones:

- A. Al no introducir datos en algunas de las celdas, ver figura 4.31. y 4.32.
- B. Al no especificar el tramo del cual se desea extraer datos, esto para el caso de pérdidas corona, ver figura 4.33.
- C. Al intentar extraer datos de los gradientes eléctricos sin antes haberlos calculado y almacenado, esto también para el caso de pérdidas corona. ver figura 4.34.

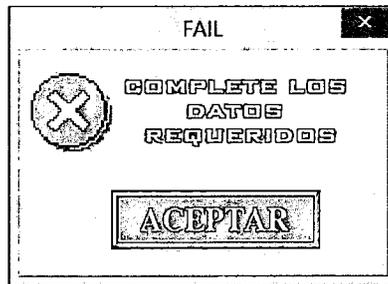


Figura 4.31. Ventana de advertencia caso A. [EP].

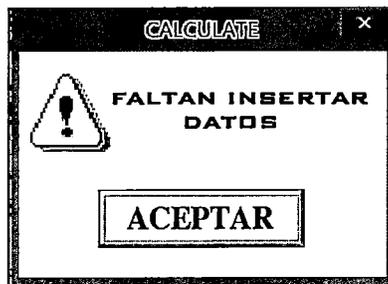


Figura 4.32. Ventana de advertencia caso A. [EP].

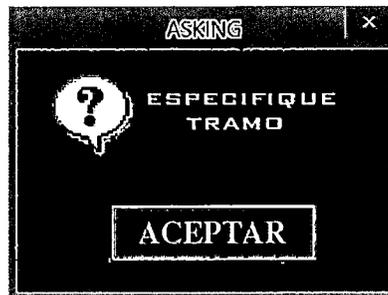


Figura 4.33. Ventana de advertencia caso B. [EP].

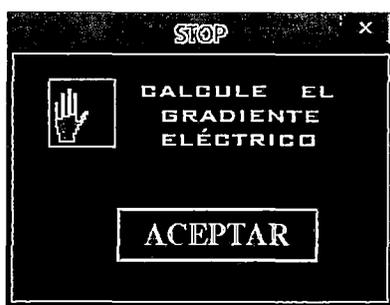


Figura 4.34. Ventana de advertencia caso C. [EP].

4.3. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-1002, L-1003 Y L-1005 UTILIZANDO LA APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CORONA

Para poder calcular las pérdidas de potencia por efecto corona utilizando la aplicación es necesario conocer primero las características generales de cada línea de transmisión.

4.3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tabla 4.1. Datos generales de la línea de transmisión L-1002 [EP].

LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1002 MACHUPICCHU - QUENCORO	
Nivel de tensión	138 kV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de conductor	AAAC
Radio conductor	10 mm
Nro. de hebras capa exterior	18
Radio hebra	0.142 cm
Longitud de línea	95.35 km

Fuente: Egemsa.

Tabla 4.2. Datos generales de la línea de transmisión L-1003 [EP].

LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1003 CACHIMAYO - DOLORESPATA	
Nivel de tensión	138 kV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de conductor	ACSR
Radio conductor	9.8 mm
Nro. de hebras capa exterior	18
Radio hebra	0.140 cm
Longitud de línea	13.5 Km

Fuente: Egemsa.

Tabla 4.3. Datos generales de la línea de transmisión L-1005 [EP].

LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1005 QUENCORO - TINTAYA	
Nivel de tensión	138 kV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de conductor	AAAC
Radio conductor	10 mm
Nro. de hebras capa exterior	18
Radio hebra	0.142 cm
Longitud de línea	188.614 Km

Fuente: Egemsa.

Nota: las alturas y temperaturas necesarias para realizar los cálculos respectivos son obtenidos, para el caso de la línea L-1002 y L-1003 del promedio de cotas del registro georeferencial de la base de datos de Egemsa y del registro estadístico del Senamhi respectivamente. Para el caso de la línea L-1005, estos datos fueron recopilados del proyecto: *“Línea de 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Ampliación de Subestaciones”*.

A continuación, se presentan los reportes de la evaluación de las pérdidas por los métodos de Peek y Peterson, en las líneas de transmisión L-1002 Machupicchu - Quencoro, L-1003 Cachimayo – Dolorespata y L-1005 Quencoro - Tintaya, utilizando la Aplicación para el Cálculo de Pérdidas Corona:

4.3.2. REPORTE DE EVALUACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1002

GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-QUENCORO CÓDIGO: L-1002 NIVEL TENSIÓN: 138 KV
 TIPO DE CONDUCTOR: AAAC LONGITUD DE LA LÍNEA: 95.35 Km RADIO DE CONDUCTOR: 1.00 cm

BUEN TIEMPO

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	2980.000	22.000	0.750	52.2748	0.6946	11.0510	15.1350
TRAMO II	3460.000	20.000	0.750	49.2169	0.6585	10.4767	14.4531
TRAMO							

LLUVIA

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	2980.000	22.000	0.600	52.2748	0.6946	8.8408	12.1080
TRAMO II	3460.000	20.000	0.600	49.2169	0.6585	8.3813	11.5625
TRAMO							

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-QUENCORO CÓDIGO: L-1002 NIVEL TENSIÓN: 138 kV
 TIPO DE TORRE GENERALIZADA: S LONGITUD DE LÍNEA: 95.35 Km RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y EL CABLE GUARDA

DRS (mm)	DRT (mm)	Dst (mm)	DRG (mm)	Dsg (mm)	DRG (mm)
8550.37	4750.00	7109.60	4812.12	9239.26	8946.12

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y SUS IMÁGENES

DRS' (mm)	DRT' (mm)	DRG' (mm)	DST' (mm)	Dsg' (mm)	DRG' (mm)
47346.86	46810.00	55263.55	42656.65	50574.92	50522.15

DRR' (mm)	Dss' (mm)	DRT' (mm)	Dgg' (mm)
51560.00	42060.00	42060.00	58784.00

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LA MATRIZ DE MAXWELL

Coeficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores Propios de cada Fase

PRR'	8.5479
PSS'	8.3443
PTT'	8.3443
PGG'	8.679

Coeficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores de una Fase respecto de la otra

PRS' = PSR'	1.7115	PST' = PTS'	1.7917
PRT' = PTR'	2.288	Psg' = Pgs'	1.7
PRG' = PGR'	2.441	PTG' = PGT'	1.7312

Se tiene la Matriz de Coeficientes de Maxwell

$$\begin{pmatrix} P \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \begin{matrix} 8.5479 & 1.7115 & 2.288 & 2.441 \\ 1.7115 & 8.3443 & 1.7917 & 1.7 \\ 2.288 & 1.7917 & 8.3443 & 1.7312 \\ 2.441 & 1.7 & 1.7312 & 8.679 \end{matrix} \end{pmatrix} \quad \pi/F$$

VOLTAJE MÁXIMO EN CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} VR_{max} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \begin{matrix} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{matrix} \end{pmatrix} \quad \text{kV}$$

$$\begin{pmatrix} V_{smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} V_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

DISTRIBUCION DE CARGAS EN LA SUPERFICIE DE CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} Q_{Rmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 21.7886 \\ -9.8375 \\ -11.7457 \\ -1.8583 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -9.67 \\ 20.5607 \\ -10.1825 \\ 0.7235 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -12.1187 \\ -10.7231 \\ 21.9282 \\ 1.1348 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} E \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 12.5797 \\ 11.8707 \\ 12.6603 \end{pmatrix} \text{ kV/cm}$$

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-QUENCORO

CÓDIGO: L-1002

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 95.35 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	11.0510	71.7618	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	10.4767	68.0325	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	8.8408	57.4094	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	8.3813	54.4256	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6946	660.9591	71.7618	1151.8932	0.7212
TRAMO II	79.6743	0.6585	660.9591	68.0325	1215.0418	1.6468
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6946	660.9591	57.4094	1151.8932	5.7102
TRAMO II	79.6743	0.6585	660.9591	54.4256	1215.0418	7.7459
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	71.6500	155.0162	272.1012
TRAMO II	23.7000	117.0850	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO I	71.6500	1227.4143	1778.1445
TRAMO II	23.7000	550.7302	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-QUENCORO

CÓDIGO: L-1002

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 95.35 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	15.1350	98.2820	NO HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	14.4531	93.8540	NO HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	12.1080	78.6256	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	11.5625	75.0833	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coefficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6946	660.9591	98.2820	1151.8932	Sin Pérdidas
TRAMO II	79.6743	0.6585	660.9591	93.8540	1215.0418	Sin Pérdidas
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coefficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6946	660.9591	78.6256	1151.8932	0.0127
TRAMO II	79.6743	0.6585	660.9591	75.0833	1215.0418	0.2561
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	71.6500	0.0000	0.0000
TRAMO II	23.7000	0.0000	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO I	71.6500	2.7230	20.9316
TRAMO II	23.7000	18.2086	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PETERSON

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-QUENCORO

CÓDIGO: L-1002

NIVEL DE TENSIÓN: 138 kV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 95.35 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PETERSON

BUEN TIEMPO

	Coeficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.750	660.9591	18.00	0.1420	0.6946	59.4386	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.750	660.9591	18.00	0.1420	0.6585	57.3609	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							

LLUVIA

	Coeficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.60	660.9591	18.0000	0.1420	0.6946	47.5509	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.60	660.9591	18.0000	0.1420	0.6585	45.8887	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (KV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Critico Disruptivo (E/Eo)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	660.9591	1.1456	0.0663	0.0665
TRAMO II	79.6743	660.9591	1.2084	0.0885	0.0888
TRAMO					

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (KV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Critico Disruptivo(E/Eo)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	660.9591	1.4320	0.3835	0.3848
TRAMO II	79.6743	660.9591	1.5105	0.9796	0.9828
TRAMO					

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	71.6500	14.29420	20.6079
TRAMO II	23.7000	6.31370	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	71.6500	82.7128	152.5899
TRAMO II	23.7000	69.8771	
TRAMO			

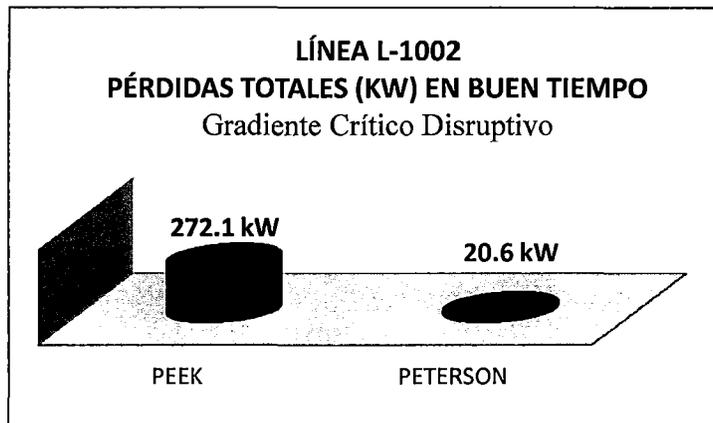


Figura 4.35. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

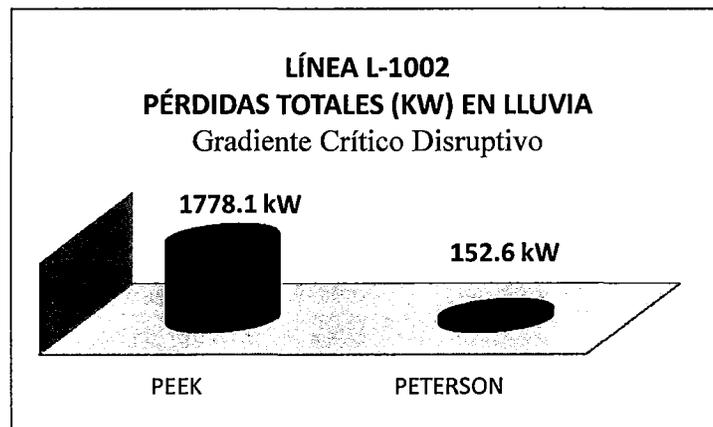


Figura 4.36. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

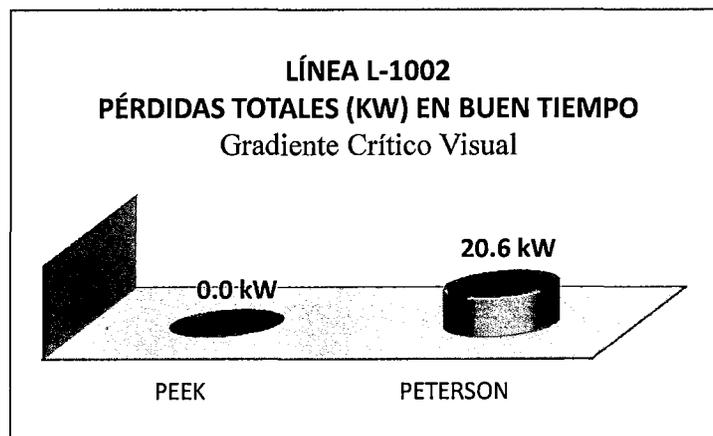


Figura 4.37. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

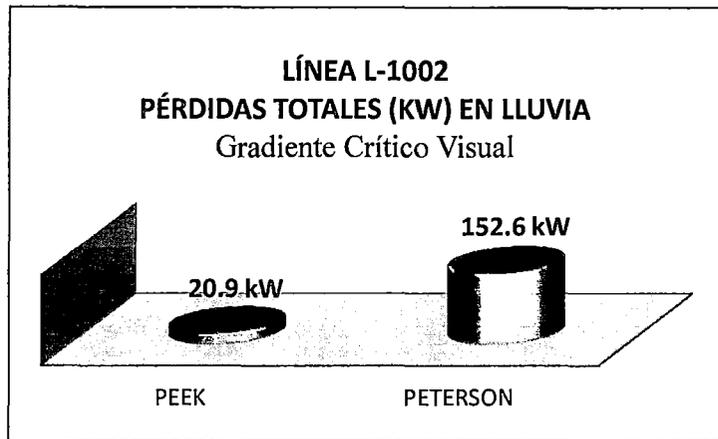


Figura 4.38. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1002, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

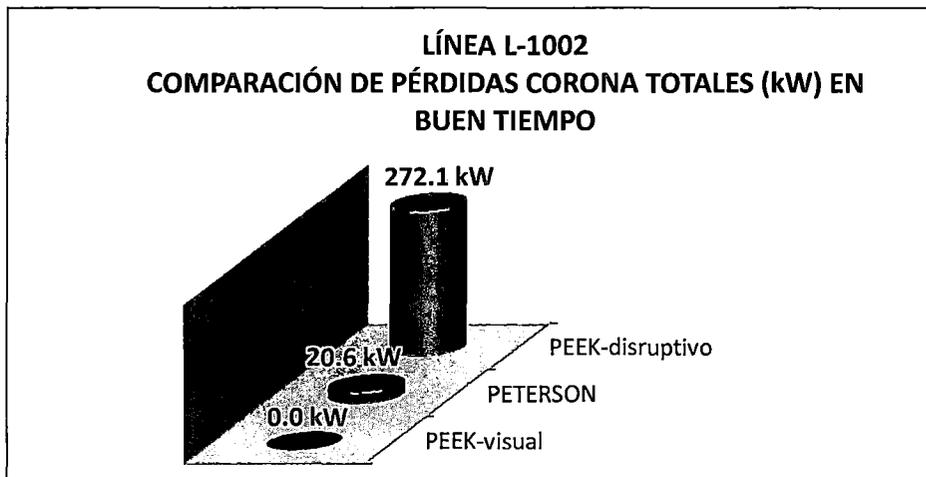


Figura 4.39. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1002. [EP].

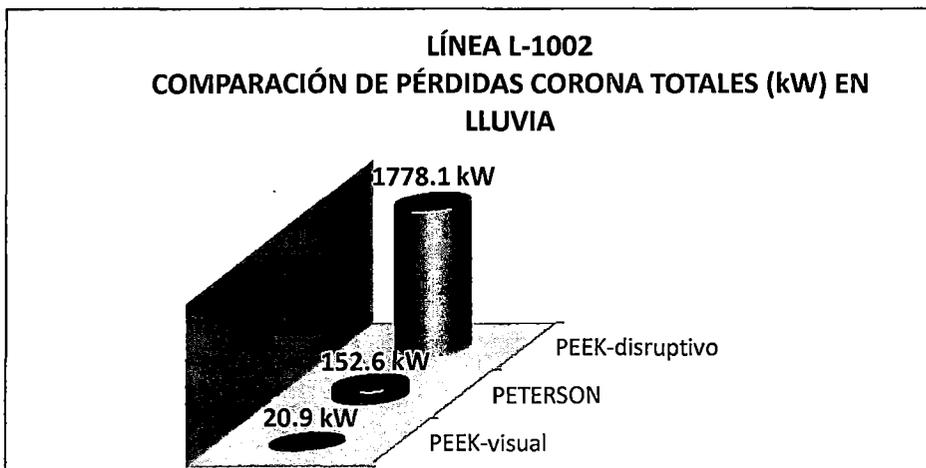


Figura 4.40. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para lluvia de la línea L-1002. [EP].

4.3.3. REPORTE DE EVALUACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1003

GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: CACHIMAYO-DOLORESPATA CÓDIGO: L-1003 NIVEL TENSIÓN: 138 KV
 TIPO DE CONDUCTOR: ACSR LONGITUD DE LA LÍNEA: 13.5 Km RADIO DE CONDUCTOR: 0.98 cm

BUEN TIEMPO

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	3536.000	20.000	0.750	48.7494	0.6522	10.3764	14.3740
TRAMO							
TRAMO							

LLUVIA

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	3536.000	20.000	0.600	48.7494	0.6522	8.3012	11.4992
TRAMO							
TRAMO							

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: CACHIMAYO-DOLORESPATA

CÓDIGO: L-1003

NIVEL TENSIÓN: 138 kV

TIPO DE TORRE GENERALIZADA: S

LONGITUD DE LÍNEA: 13.5 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y EL CABLE GUARDA

DRs (mm)	DRt (mm)	DSt (mm)	DRe (mm)	DSe (mm)	DTe (mm)
5664.80	4005.00	5852.40	3712.50	5308.70	7189.10

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y SUS IMÁGENES

DRs' (mm)	DRt' (mm)	DRe' (mm)	DSt' (mm)	DSe' (mm)	DTe' (mm)
39358.50	37000.50	43680.50	35429.50	41684.40	39702.40

DRR' (mm)	Dss' (mm)	DRt' (mm)	Dgg' (mm)
41000.00	37000.00	33000.00	46200.00

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LA MATRIZ DE MAXWELL

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores Propios de cada Fase

PRR'	8.3389
PSS'	8.2363
PTT'	8.1219
PGG'	8.4584

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores de una Fase respecto de la otra

PRs' = PSR'	1.9384	PSt' = Prs'	1.8007
PRt' = PTR'	2.2234	Psg' = Pgs'	2.0608
PRg' = PGR'	2.4652	Ptg' = Pgt'	1.7088

Se tiene la Matriz de Coeficientes de Maxwell

$$P = \begin{pmatrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 1.8007 & 2.0608 \\ 2.2234 & 1.8007 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{pmatrix} \text{ m/F}$$

VOLTAJE MÁXIMO EN CADA CONDUCTOR

$$V_{Rmax} = \begin{pmatrix} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \\ \end{pmatrix} V_{Smax} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \\ \end{pmatrix} V_{Tmax} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

DISTRIBUCION DE CARGAS EN LA SUPERFICIE DE CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \\ \end{pmatrix} Q_{Rmax} = \begin{pmatrix} 22.7059 \\ -10.6999 \\ -12.0056 \\ -1.5853 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \\ \end{pmatrix} Q_{Smax} = \begin{pmatrix} -10.4819 \\ 21.5132 \\ -10.3768 \\ -0.0902 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \\ \end{pmatrix} Q_{Tmax} = \begin{pmatrix} -12.224 \\ -10.8133 \\ 22.3824 \\ 1.6755 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} \\ \\ \end{pmatrix} E = \begin{pmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 13.3768 \\ 12.6741 \\ 13.1862 \end{pmatrix} \text{ kV/cm}$$

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: CACHIMAYO-DOLORESPATA

CÓDIGO: L-1003

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 13.5 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	1.9600	510.1607	10.3764	63.6056	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	1.9600	510.1607	8.3012	50.8849	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6522	510.1607	63.6056	1382.3341	3.5692
TRAMO						0.0000
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6522	510.1607	50.8849	1382.3341	11.4572
TRAMO						
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	13.5000	144.5538	144.5538
TRAMO			
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO I	13.5000	464.0164	464.0164
TRAMO			
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: CACHIMAYO-DOLORESPATA

CÓDIGO: L-1003

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 13.5 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	1.9600	510.1607	14.3740	88.1102	NO HAY EFECTO CORONA
TRAMO						
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	1.9600	510.1607	11.4992	70.4881	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6522	510.1607	88.1102	1382.3341	Sin Pérdidas
TRAMO						0.0000
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6522	510.1607	70.4881	1382.3341	1.1665
TRAMO						
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	13.5000	0.0000	0.0000
TRAMO			
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	13.5000	47.2433	47.2433
TRAMO			
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PETERSON

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: CACHIMAYO-DOLORESPATA

CÓDIGO: L-1003

NIVEL DE TENSIÓN: 138 kV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 13.5 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PETERSON

BUEN TIEMPO

	Coefficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.750	510.1607	18.00	0.1400	0.6522	54.0671	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							
TRAMO							

LLUVIA

	Coefficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.60	510.1607	18.0000	0.1400	0.6522	43.2537	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							
TRAMO							

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo (E/Eo)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	510.1607	1.2892	0.1320	0.1427
TRAMO					
TRAMO					

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo(E/Eo)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	510.1607	1.6114	2.4054	2.6010
TRAMO					
TRAMO					

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO	I	13.5000	5.77940	5.7794
TRAMO				
TRAMO				

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO	I	13.5000	105.3405	105.3405
TRAMO				
TRAMO				

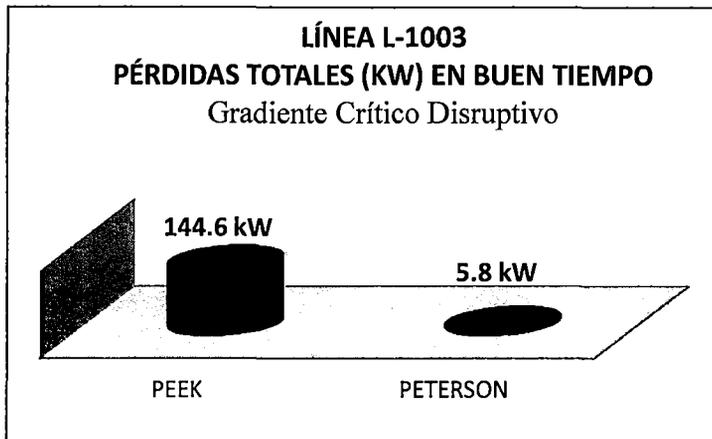


Figura 4.41. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

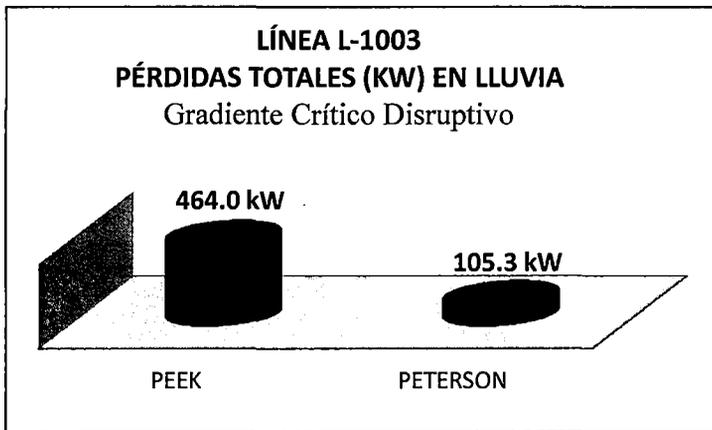


Figura 4.42. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

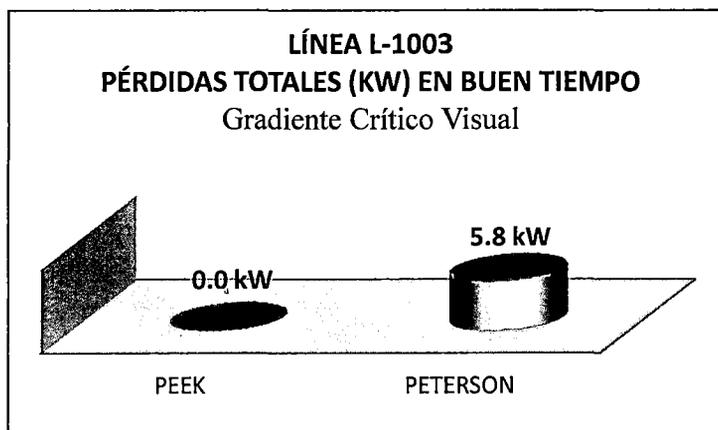


Figura 4.43. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

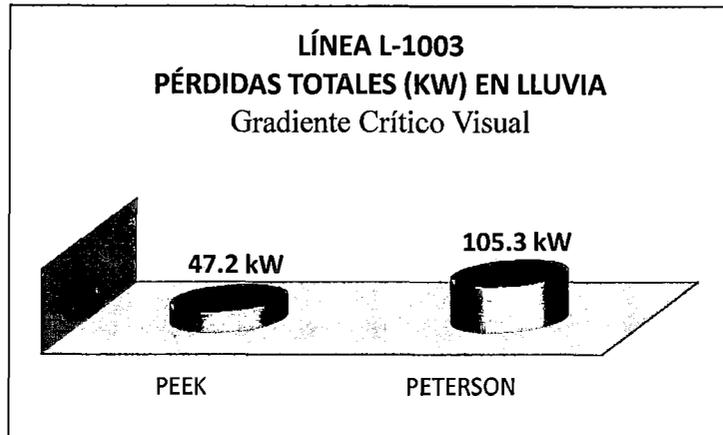


Figura 4.44. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1003, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

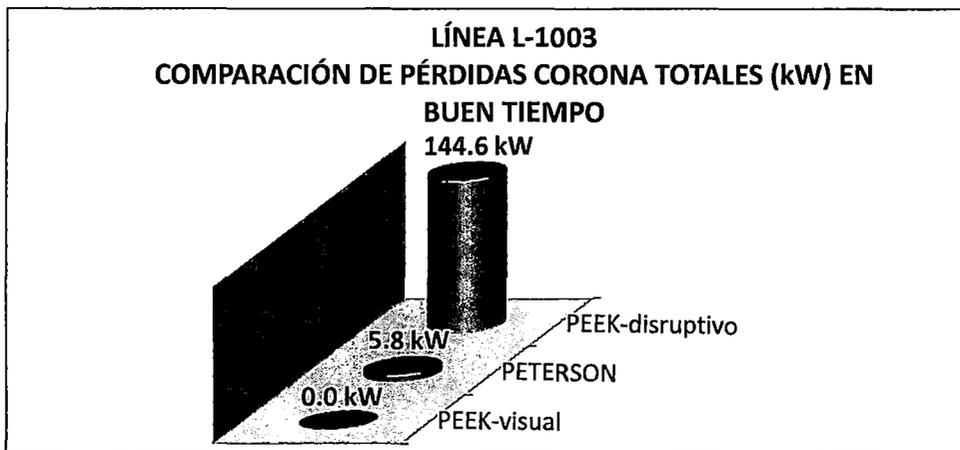


Figura 4.45. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1003. [EP].

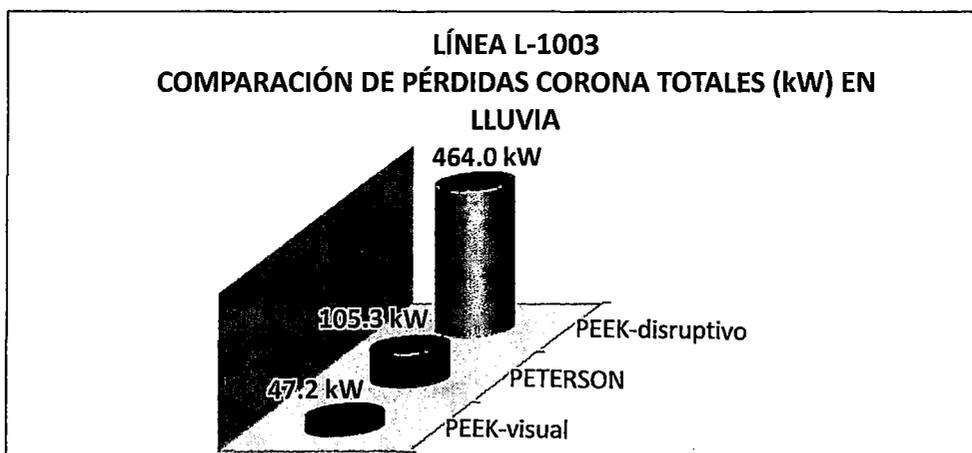


Figura 4.46. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para lluvia de la línea L-1003. [EP].

4.3.4. REPORTE DE EVALUACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1005

GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: QUENCORO-TINTAYA CÓDIGO: L-1005 NIVEL TENSIÓN: 138 KV
 TIPO DE CONDUCTOR: AAAC LONGITUD DE LA LÍNEA: 188.614 Km RADIO DE CONDUCTOR: 1.00 cm

BUEN TIEMPO

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	3780.000	19.000	0.750	47.2783	0.6347	10.0980	14.0019
TRAMO II	4200.000	15.000	0.750	44.8494	0.6105	9.7130	13.5418
TRAMO							

LLUVIA

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	3780.000	19.000	0.600	47.2783	0.6347	8.0784	11.2016
TRAMO II	4200.000	15.000	0.600	44.8494	0.6105	7.7704	10.8334
TRAMO							

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: QUENCORO-TINTAYA

CÓDIGO: L-1005

NIVEL TENSIÓN: 138 kV

TIPO DE TORRE GENERALIZADA: S

LONGITUD DE LÍNEA: 188.614 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y EL CABLE GUARDA

DRS (mm)	DRT (mm)	DST (mm)	DRG (mm)	Dsg (mm)	Drg (mm)
8550.37	4750.00	7109.60	4812.12	9239.26	8946.12

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y SUS IMÁGENES

DRS' (mm)	DRT' (mm)	DRG' (mm)	Dst' (mm)	Dsg' (mm)	Drg' (mm)
47346.86	46810.00	55263.55	42656.65	50574.92	50522.15

Drr' (mm)	Dss' (mm)	Dtt' (mm)	Dgg' (mm)
51560.00	42060.00	42060.00	58784.00

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LA MATRIZ DE MAXWELL

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores Propios de cada Fase

PRR'	8.5479
PSS'	8.3443
PTT'	8.3443
PGG'	8.679

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores de una Fase respecto de la otra

PRS' = PSR'	1.7115	PST' = Pts'	1.7917
PRT' = PTR'	2.288	Psg' = Pgs'	1.7
PRG' = PGR'	2.441	Prg' = Pgt'	1.7312

Se tiene la Matriz de Coeficientes de Maxwell

$$\left(P \right) = \left(\begin{array}{cccc} 8.5479 & 1.7115 & 2.288 & 2.441 \\ 1.7115 & 8.3443 & 1.7917 & 1.7 \\ 2.288 & 1.7917 & 8.3443 & 1.7312 \\ 2.441 & 1.7 & 1.7312 & 8.679 \end{array} \right) \text{ m/F}$$

VOLTAJE MÁXIMO EN CADA CONDUCTOR

$$\left(V_{Rmax} \right) = \left(\begin{array}{c} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{array} \right) \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} V_{smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} V_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

DISTRIBUCION DE CARGAS EN LA SUPERFICIE DE CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} Q_{Rmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 21.7886 \\ -9.8375 \\ -11.7457 \\ -1.8583 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -9.67 \\ 20.5607 \\ -10.1825 \\ 0.7235 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -12.1187 \\ -10.7231 \\ 21.9282 \\ 1.1348 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} E \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 12.5797 \\ 11.8707 \\ 12.6603 \end{pmatrix} \text{ kV/cm}$$

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: QUENCORO-TINTAYA

CÓDIGO: L-1005

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 188.614 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Critico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	10.0980	65.5733	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	9.7130	63.0732	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Critico (kV/cm) DISRUPTIVO	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	8.0784	52.4586	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	7.7704	50.4586	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6347	660.9591	65.5733	1260.6035	2.5066
TRAMO II	79.6743	0.6105	660.9591	63.0732	1310.5733	3.6119
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6347	660.9591	52.4586	1260.6035	9.3372
TRAMO II	79.6743	0.6105	660.9591	50.4586	1310.5733	11.1865
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	87.5240	658.1528	1753.5321
TRAMO II	101.0900	1095.3793	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO I	87.5240	2451.6921	5844.2196
TRAMO II	101.0900	3392.5275	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PEEK

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: QUENCORO-TINTAYA

CÓDIGO: L-1005

NIVEL DE TENSION: 138 KV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 188.614 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PEEK

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	14.0019	90.9240	NO HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	13.5418	87.9363	NO HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

LLUVIA

	Tensión de Operación Eficaz fase-neutro (kV)	Diametro del Conductor (cm)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Crítico (kV/cm) VISUAL	Tensión Crítica de Peek (kV)	Observación
TRAMO I	79.6743	2.0000	660.9591	11.2016	72.7397	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	79.6743	2.0000	660.9591	10.8334	70.3488	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6347	660.9591	90.9240	1260.6035	Sin Pérdidas
TRAMO II	79.6743	0.6105	660.9591	87.9363	1310.5733	Sin Pérdidas
TRAMO						0.0000

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Densidad Relativa del Aire	Distancia Media Geométrica (cm)	Tensión Crítica de Peek (kV)	Coficiente "K"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	0.6347	660.9591	72.7397	1260.6035	0.6062
TRAMO II	79.6743	0.6105	660.9591	70.3488	1310.5733	1.1397
TRAMO						

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	87.5240	0.0000	0.0000
TRAMO II	101.0900	0.0000	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

	Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases (kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO I	87.5240	159.1731	504.8219
TRAMO II	101.0900	345.6488	
TRAMO			

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PETERSON

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: QUENCORO-TINTAYA

CÓDIGO: L-1005

NIVEL DE TENSIÓN: 138 kV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 188.614 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.00 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PETERSON

BUEN TIEMPO

	Coefficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.750	660.9591	18.00	0.1420	0.6347	55.9703	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.750	660.9591	18.00	0.1420	0.6105	54.5384	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							

LLUVIA

	Coefficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.60	660.9591	18.0000	0.1420	0.6347	44.7762	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.60	660.9591	18.0000	0.1420	0.6105	43.6307	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO							

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo (E/Eo)	Factor " ϕ "	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	660.9591	1.2537	0.1098	0.1102
TRAMO II	79.6743	660.9591	1.3034	0.1429	0.1434
TRAMO					

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo(E/Eo)	Factor " ϕ "	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	660.9591	1.5672	1.7018	1.7074
TRAMO II	79.6743	660.9591	1.6293	2.7022	2.7110
TRAMO					

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO	I	87.5240	28.93540	72.4243
TRAMO	II	101.0900	43.48890	
TRAMO				

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO	I	87.5240	448.3154	1270.4804
TRAMO	II	101.0900	822.1650	
TRAMO				

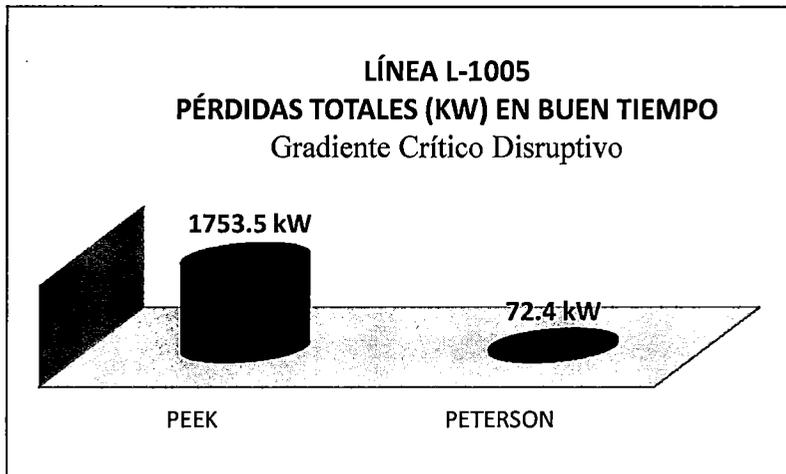


Figura 4.47. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

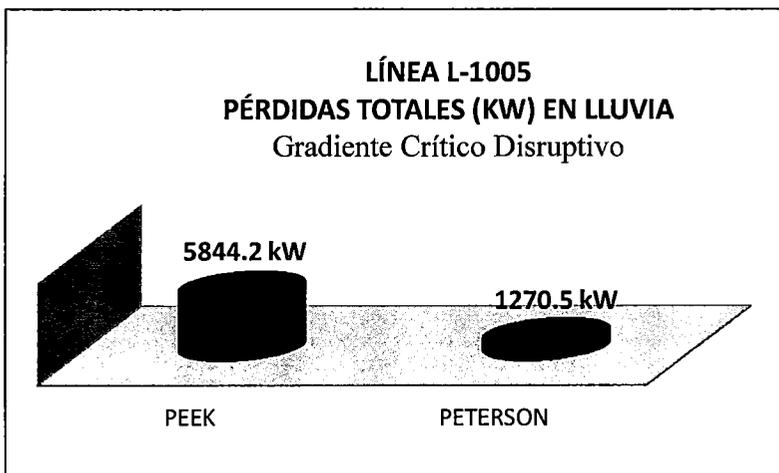


Figura 4.48. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico disruptivo. [EP].

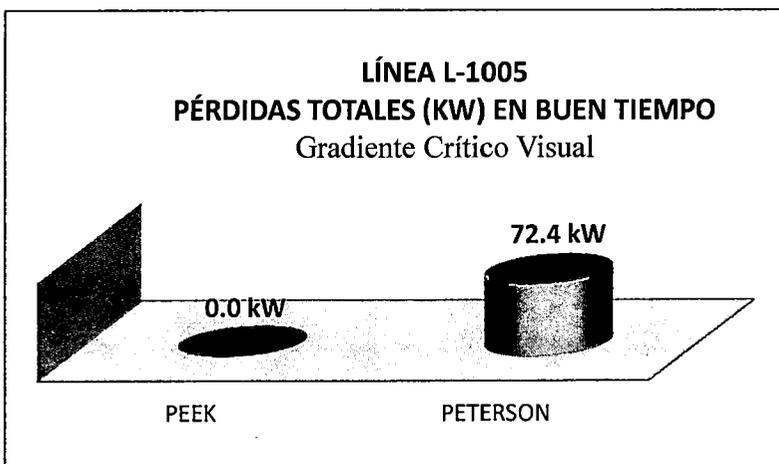


Figura 4.49. Pérdidas Peek Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

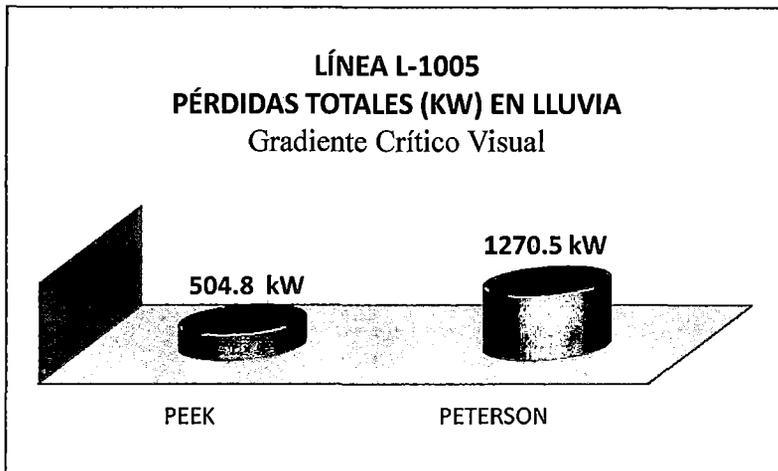


Figura 4.50. Pérdidas Peek Vs Peterson para lluvia de la línea L-1005, utilizando el gradiente crítico visual [EP].

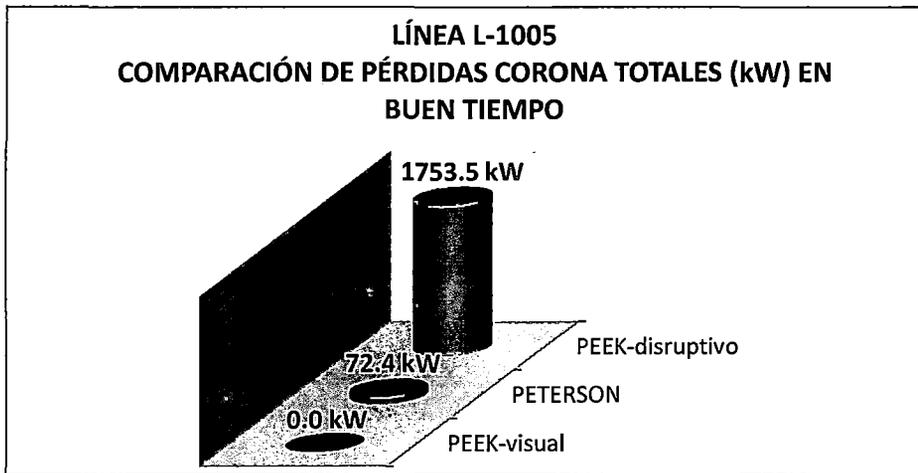


Figura 4.51. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para buen tiempo de la línea L-1005. [EP].

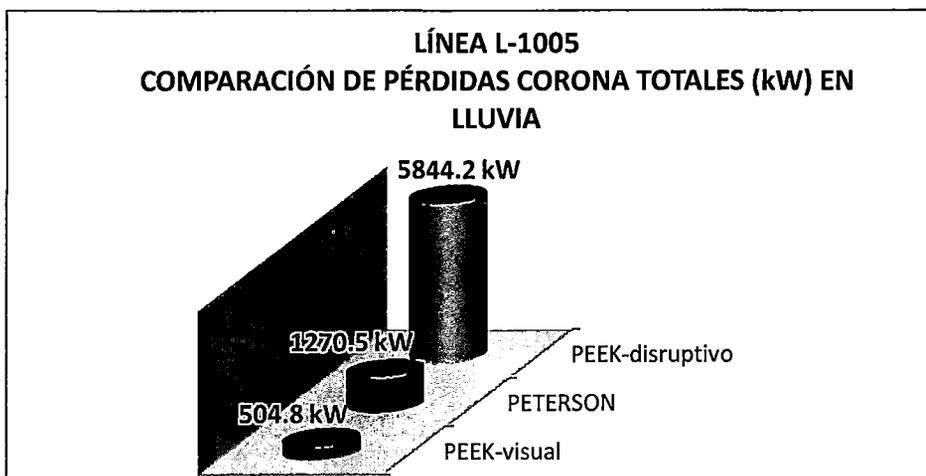


Figura 4.52. Comparación de las pérdidas Peek (Disruptivo y Visual) Vs Peterson para lluvia de la línea L-1005. [EP].

4.3.5. METODOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA EVALUAR PÉRDIDAS POR EL EFECTO CORONA

De la evaluación de pérdidas por efecto corona a las tres líneas de transmisión (L-1002, L-1003, L-1005) haciendo uso de los métodos de Peek y Peterson, se obtiene algunos argumentos para poder seleccionar el método más adecuado para estimar pérdidas corona en líneas de transmisión en operación de simple terna y configuración simplex, pero antes es importante hacer de conocimiento previo lo siguiente:

La línea de transmisión L-1002, según reporte de medidores del mes de enero del 2013, transporta una potencia activa promedio de 35 MW. (Anexo c)

La línea de transmisión L-1003, según reporte de medidores del mes de enero del 2013, transporta una potencia activa promedio de 17 MW. (Anexo c)

Para la línea de transmisión L-1005, según "La Estadística de Operación 2014 del COES SINAC", tuvo variaciones en cuanto a su capacidad de transporte de potencia, para fines didácticos se considera el 65 % de carga según (*Grafico N° 11.7 niveles de carga de las líneas de transmisión y transformadores en el área sur 2014*), entonces la línea de transmisión L-1005 tendría una capacidad de operación de 52 MVA y considerando un $\cos\phi$ de 0.9 la potencia activa transportada es de 46.8 MW.

A continuación se muestran gráficos que describen la proporción de las pérdidas corona estimadas con la Aplicación frente a la potencia habitual transportada por las líneas L-1002, L-1003 y L-1005

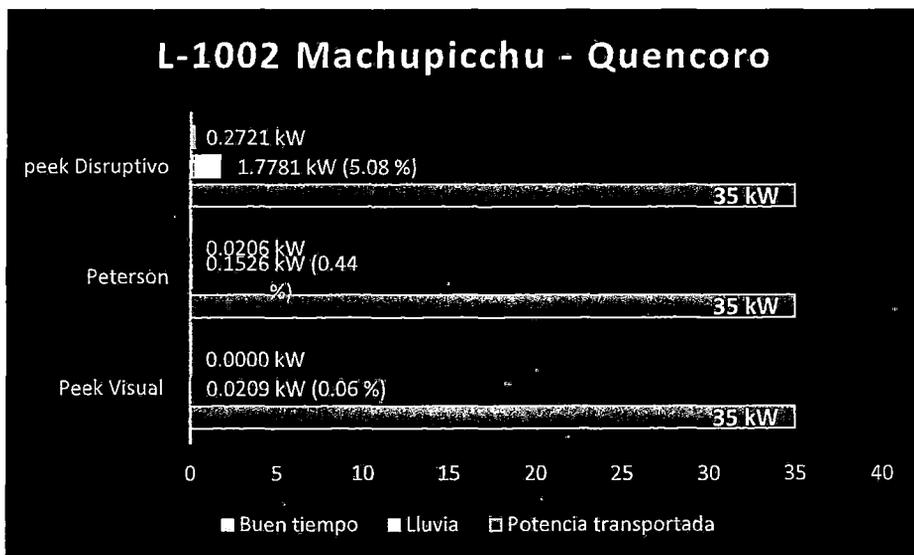


Figura 4.53. Proporción de pérdidas Peek y Peterson Vs la potencia transportada por la línea L-1002 para lluvia y buen tiempo. [EP].

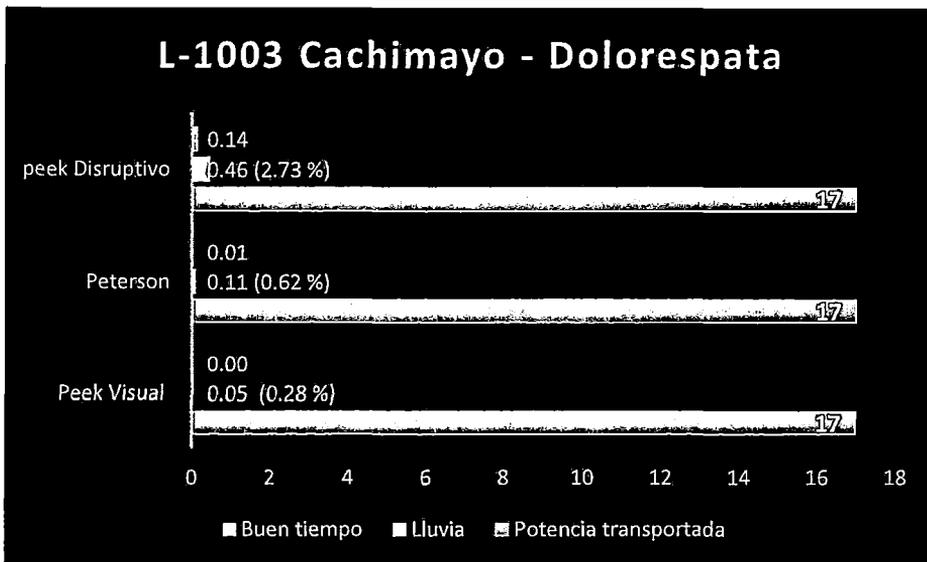


Figura 4.54. Proporción de pérdidas Peek y Peterson Vs la potencia transportada por la línea L-1003 para lluvia y buen tiempo. [EP].

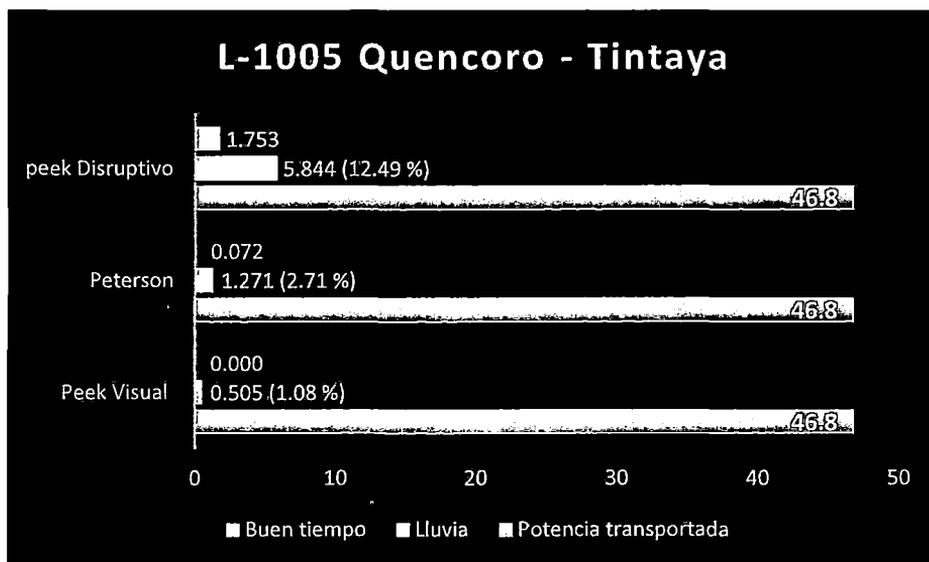


Figura 4.55. Proporción de pérdidas Peek y Peterson Vs la potencia transportada por la línea L-1005 para lluvia y buen tiempo. [EP].

Antes de seleccionar el método más adecuado para estimar pérdidas de potencia por el efecto corona para líneas de simple terna y de configuración Simplex, es necesario aclarar las recomendaciones del COES SINAC (*Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional*) en lo referente a los límites de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.4. Límites de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión. [EP].

Límites de pérdidas eléctricas totales en líneas de transmisión		
	Para 138 kV	Para 220 kV
Capacidad operativa	< a 6 %	< a 3.5 %
Capacidad de contingencia	< a 8 %	< a 5 %
Capacidad de emergencia	< a 13 %	< a 8 %

Fuente: COES SINAC

De las figuras 4.53, 4.54 y 4.55, en las que se presentan proporciones de las pérdidas estimadas por efecto corona (ambos métodos) frente a la potencia habitual transportada por las líneas L-1002, L-1003 y L-1005 respectivamente, se puede apreciar que, para el método de **Peek considerando el gradiente crítico disruptivo**, las pérdidas son muy elevadas considerando los límites de la tabla 4.4, es decir, no es aceptable que el 5.08 %, 2.73 % y 12.49% de las potencias que transportan las líneas L-1002, L-1003 y L-1005 respectivamente, sean solamente a causa del efecto corona, pues generalmente este fenómeno denota un pequeño porcentaje de las pérdidas totales en una línea (efecto Joule + Efecto corona). Por otra parte, se observa que, para el método de **Peek considerando el gradiente crítico visual**, las pérdidas son muy subestimadas y en el peor de los casos (en buen tiempo) son nulas, y tampoco es aceptable que una línea en operación las pérdidas en buen tiempo seas nulas, pues según lo estudiado en capítulos anteriores y los reportes presentados en el capítulo V, el efecto corona sí está presente en buen tiempo aunque sea mínima su influencia.

Por último, se observa que, al utilizar el método de **Peterson**, el 0.44 %, 0.62 % y 2.71 % de la potencia habitual que transportan las líneas L-1002, L-1003 y L-1005 respectivamente, representan a las pérdidas más desfavorables por efecto corona, es decir en temporadas de lluvia, pero este método también toma en cuenta pérdidas en buen tiempo (ver figuras 4.39, 4.45 y 4.51). Por lo tanto las pérdidas corona por este método son más juiciosas y aceptables según la tabla 4.4.

Por consiguiente, en líneas de transmisión en condiciones operativas de simple terna y configuración Simplex, se considera al método de Peterson como el más adecuado para la evaluación de pérdidas por efecto corona.

4.4. COMPARACIÓN DE TÉCNICAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE DETERIOROS EN CADENAS DE AISLADORES

4.4.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DEL PERFILADO

Como se mencionó en capítulo I, Egemsa en el año 2011 realizó la inspección exclusiva a las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001 utilizando la técnica del Perfilado de aisladores (ver anexo A).

Nota: Con lo que respecta al equipo utilizado es un perfilador de la marca LIAT modelo PAD-RF.PC. Sus características y especificaciones técnicas se muestran en el anexo D.

A continuación se presenta y explica los casos más representativos en cuanto a la técnica:

Tabla 4.5. Tabla de perfilado de la torre N°2 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (KV)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
2	Celosia	L-1001	138	CHM Km 122	Machupicchu	Urubamba	17/08/2011

LADO	VANO	TIPO CADENA
Adelante	2 a 3	Anclaje Simple

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.3	5	Aislador Contaminado
3	3.5	3.5	3.5	Aislador Contaminado
4	3	2.5	2.8	Aislador Contaminado
5	2.5	2	2	Aislador Contaminado
6	2.2	2	2	Aislador Contaminado
7	2.2	1.8	2.7	Aislador Contaminado
8	2	1.2	2.5	Aislador Contaminado
9	2	1	0	Aislador S9 Dañado, T9 Fallado
10	1.3	1	1.3	Aislador S10 Dañado
11	1.3	1.2	1.3	Aislador Contaminado

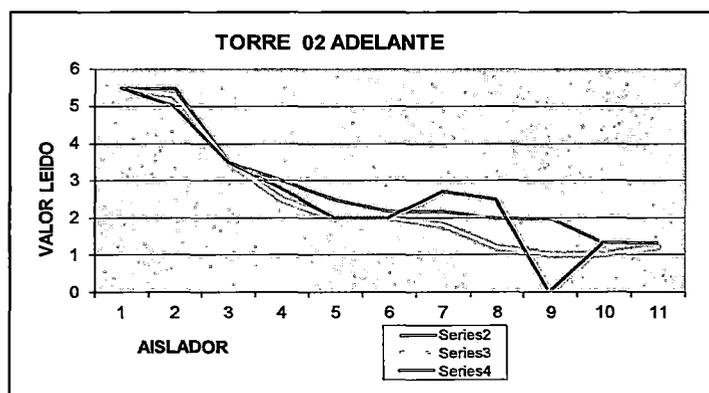


Figura 4.56. Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°2 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

De la figura 4.56. Se deduce que en la torre N°2, la fase T (serie 4) presenta un disco aislador fallado, el cual corresponde al N° 9. Similarmente, en la fase S (serie 3) se encuentra aisladores dañados, estos corresponden al N° 9 y N° 10.

Tabla 4.6. Tabla de perfilado de la torre N°140 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

TORRE	MATERIAL	LÍNEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
140	Celosia	L-1001	138	Rumira	Ollantaytambo	Urubamba	12/07/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.1	Aislador Contaminado
2	2.2	4	4.2	Aislador Contaminado
3	2.3	2.7	2.9	Aislador Contaminado
4	2	2.4	2.1	Aislador Contaminado
5	0.5	0	0	Aislador R5 Dañado, S5 y T5 Fallado
6	0.5	1.5	0	Aislador R6 Dañado, T6 Fallado
7	0	1.1	0	Aislador R7,T7 Fallado
8	0	1.5	0	Aislador R8, T8 Fallado
9	0.5	1.4	0	Aislador R9 Dañado, T9 Fallado
10	0	2.1	0.5	Aislador R10 Fallado, T10 Dañado

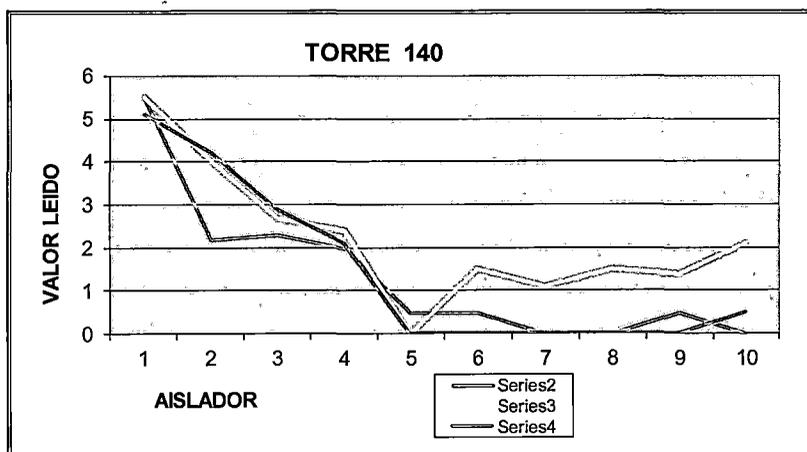


Figura 4.57. Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°140 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

De la figura 4.57, se deduce que la fase R (serie 2) presenta daños en los aisladores N° 2, 5, 6 y 9, y falla en los aisladores N° 7, 8 y 10. En la fase S (serie 3) se puede apreciar que el aislador N° 5 está fallado. Similarmente, en la fase T (serie 4) se deduce que los aisladores N° 5, 6, 7, 8 y 9 están fallados y el N° 10 está dañado.

Tabla 4.7. Tabla de perfilado de la torre N° 212 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (KV)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
212	Celosia	L-1001	138	Cruspata	Olantaytambo	Urubamba	16/06/2011

TIPOCADENA
Suspension Doble

N°AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4	4.6	3.6	Aislador Contaminado
2	3.5	3.5	3	Aislador Contaminado
3	3	3	2.5	Aislador Contaminado
4	2.7	2.7	2	Aislador Contaminado
5	2.5	2.6	1.6	Aislador Contaminado
6	2.3	2.5	1.4	Aislador Contaminado
7	2.3	2.4	1.4	Aislador Contaminado
8	2.5	2.3	1.3	Aislador Contaminado
9	2.5	2.4	1.5	Aislador Contaminado
10	3	2.7	2.2	Aislador Contaminado

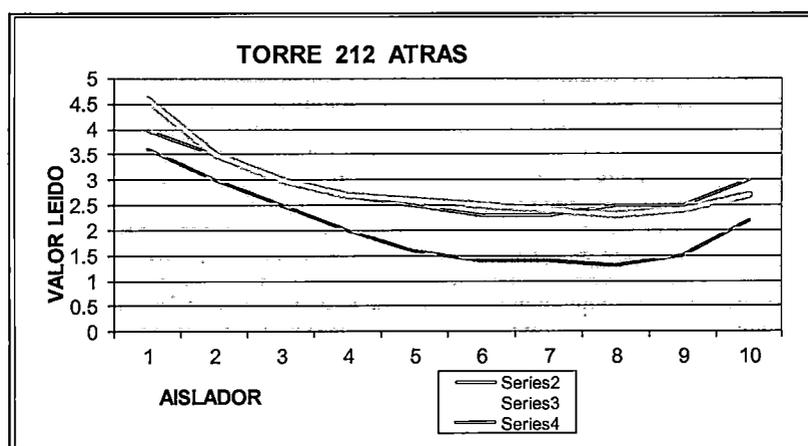


Figura 4.58. Perfil de la cadena de aisladores de la torre N°212 de la línea L-1001. [Fuente: Egemsa]

De la figura 4.58. Se deduce que las tres fases R, S, y T (serie 2, serie 3 y serie 4) solo presentan contaminación.

4.4.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LA CORONOGRAFÍA

En este ítem se hace un análisis al reporte de la inspección de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1105 (Huallanca-Chimbote1) utilizando la técnica de la coronografía.

Nota: Respecto al equipo utilizado es una cámara de la marca OFIL modelo U-VOLLE Vi de fabricación Julio 2012, sus características y especificaciones técnicas se muestran en el anexo D.

A continuación se presentan y explican algunos de los casos más representativos en cuanto a esta técnica:

Nota: Estos registros de inspección están en formato de video (MPG4), se recomienda ver previamente éstos antes de leer los análisis, (ver anexo E).

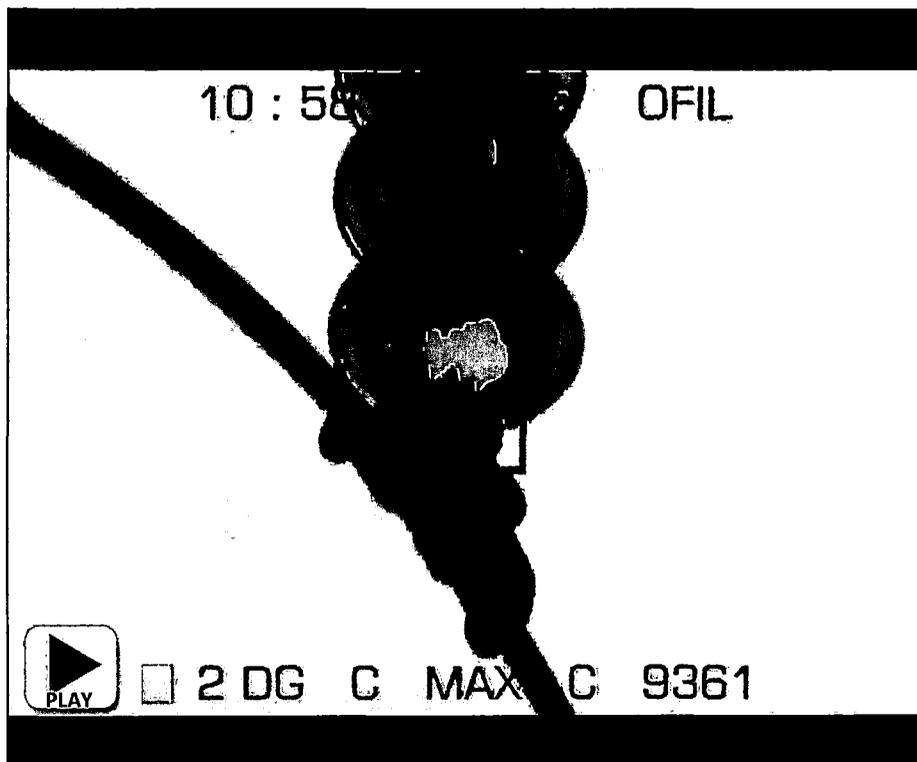


Figura 4.59. Captura en un instante del video, de la actividad corona en la cadena de aisladores de la línea L-1105 [Fuente: Thermotek ingenieros]

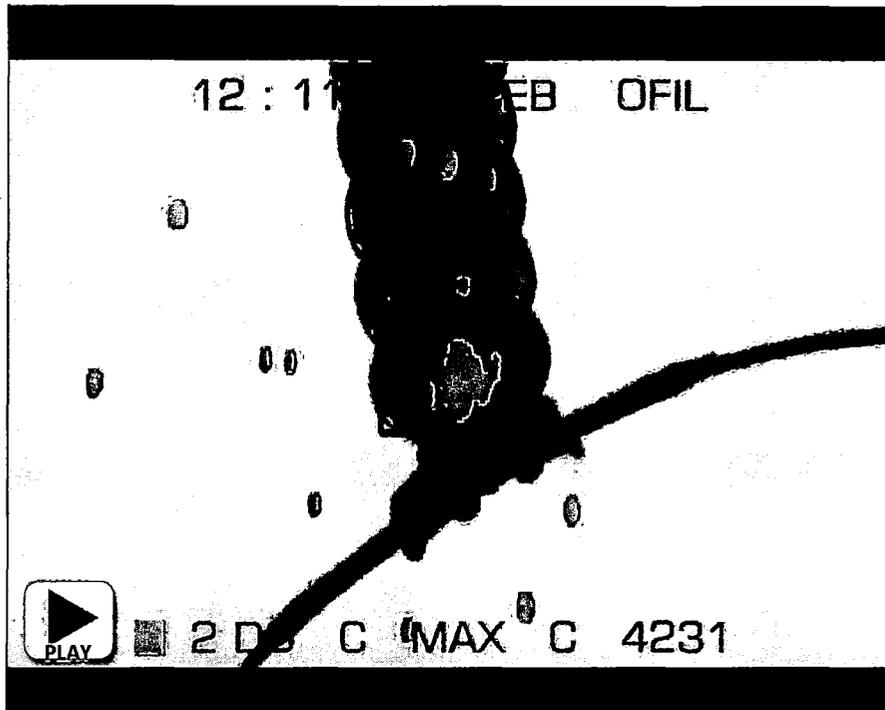


Figura 4.60. Captura en un instante del video, de la actividad corona en la cadena de aisladores de la línea L-1105 [Fuente: Thermotek ingenieros]

En la figura 4.59 se aprecian descargas por efecto corona en el aislador N°10, con un conteo máximo de 14798 fotones, entonces se puede afirmar que el deterioro por efecto corona presente en el aislador, según la tabla 3.3 del Cap. III, es de criticidad ALTA.

En la figura 4.60 también se aprecian descargas por efecto corona en el aislador N°10, con un conteo máximo de 7624 fotones, entonces se puede afirmar que el deterioro por efecto corona, según la tabla 3.3 del Cap. III, es de criticidad ALTA.

4.4.3. TÉCNICA MÁS ADECUADA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL DETERIORO EN LAS CADENAS DE AISLADORES

Con la finalidad de obtener resultados más precisos, se tiene que realizar la respectiva selección de la técnica más adecuada para el diagnóstico de deterioros en las cadenas de aisladores. Para este cometido, se compararon las técnicas del Perfilado y la Coronografía afirmándose en lo siguiente:

La técnica del Perfilado de aisladores, precisa algún probable aislador con deficiencias (contaminación, daños o falla). Por otro lado la técnica de la Coronografía también precisa aisladores deficientes pero a diferencia del perfilado, éste da a conocer la ubicación exacta en donde el efecto corona está presente y por ende, conociendo antes la intensidad del efecto corona, se determina el grado de deterioro del aislador. Por consiguiente, se afirma que ambos métodos son prácticos para el diagnóstico del estado de deterioro de los aisladores, pero para objetivos del presente trabajo de tesis, se considera a la técnica de la "Coronografía" como la más adecuada, ya que se desea conocer el grado y la ubicación exacta en donde el efecto corona influye en el deterioro de los aisladores.

4.5. MÉTODO Y TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y EL DETERIORO DE AISLADORES POR EL EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE SIMPLE TERNA Y CONFIGURACIÓN SIMPLEX EN CONDICIONES OPERATIVAS

Finalmente, luego de evaluar y explicar las diferencias de los métodos para estimar las pérdidas corona, de diferenciar cualidades y características de las técnicas involucradas al diagnóstico de deterioros en aisladores de líneas de transmisión en condiciones operativas, se presenta en el siguiente esquema el método y la técnica más adecuada para evaluar el efecto corona en una línea de transmisión de simple terna y configuración Simplex.

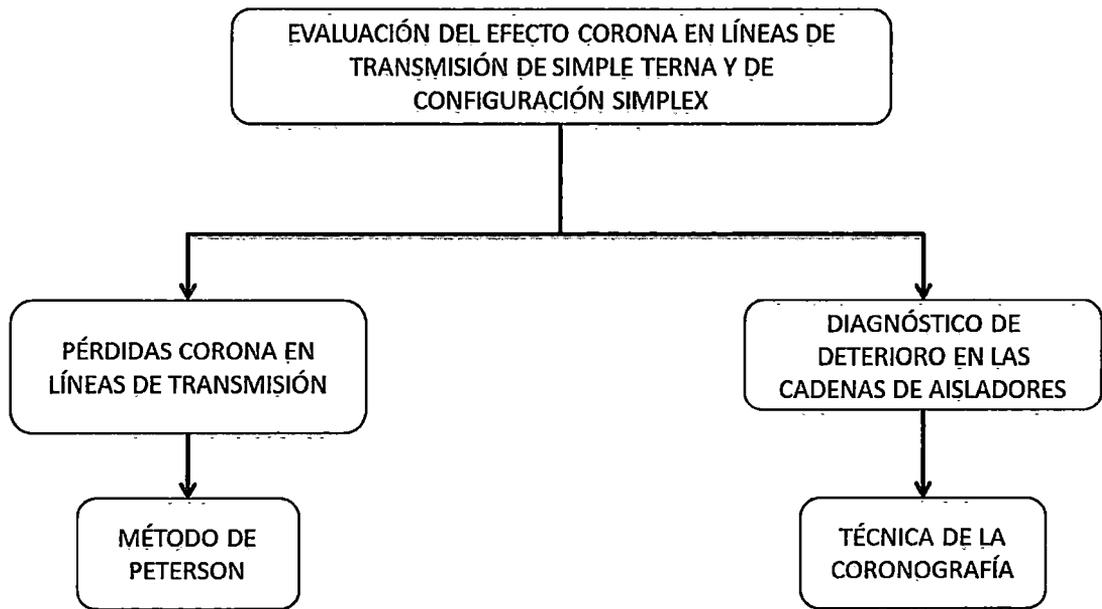


Figura 4.61. Esquema para la evaluación del efecto corona en líneas de transmisión de simple terna y configuración Simplex, en operación. [EP]

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS CORONA Y EL DETERIORO DE AISLADORES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1001 MACHUPICCHU – CACHIMAYO

5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se analiza minuciosamente los resultados obtenidos referente a las pérdidas por corona en la línea L-1001 y al diagnóstico del deterioro de sus cadenas de aisladores, mediante el método y técnica seleccionadas en el capítulo anterior, es decir, el método de *Peterson* y la técnica de la *Coronografía*, para las pérdidas y el deterioro de aisladores respectivamente (ver figura 5.1). Finalmente se expresa las conclusiones y recomendaciones.

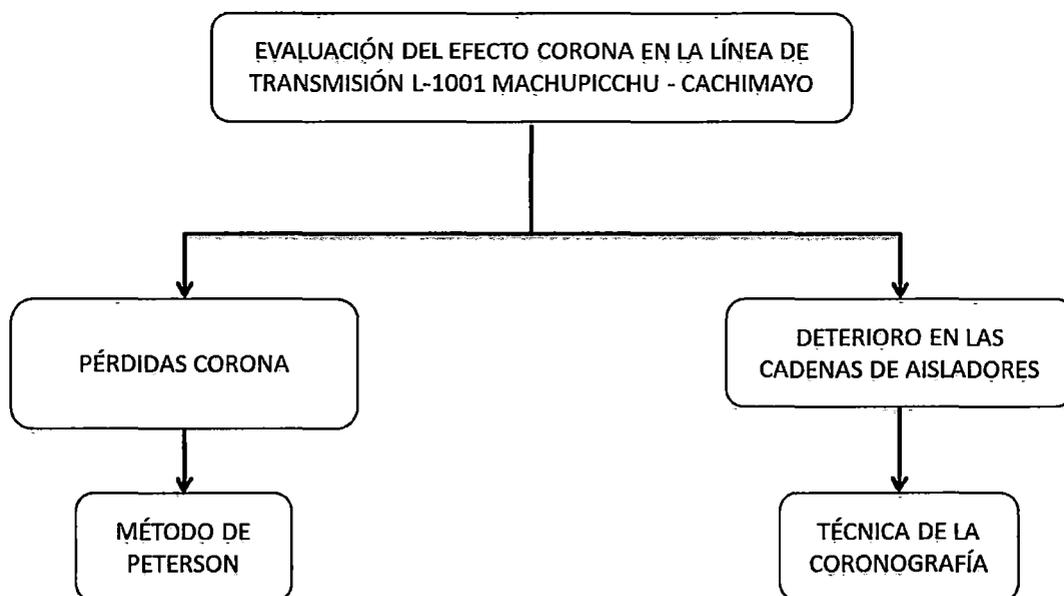


Figura 5.1. Esquema para la evaluación del efecto corona en la línea L-1001. [EP].

5.2. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS CORONA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

5.2.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA LÍNEA

En la tabla 5.1, se detalla las características eléctricas y mecánicas de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo. En ésta se muestran las características reales de dicha línea, permitiendo así, obtener mejores aproximaciones al aplicar el método correspondiente para estimar las pérdidas por efecto corona.

Tabla 5.1. Especificaciones técnicas de la línea de transmisión L-1001. [Fuente: Egemsa].

EMPRESA:	EGEMSA		
LÍNEA:	Machupicchu - Cachimayo		
<u>DATOS GENERALES</u>			
Equipo:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN		
Código:	L-1001		
Ubicación:	Machupicchu - Cachimayo		
Conductor:	ACSR		
Torre:	A , S, P, E y EV		
<u>DATOS ESPECIFICOS</u>			
Tensión Nominal	V =	138	KV
Número de circuitos		1	
Número de conductores por fase		1	
Disposición		Triangular	
Tipo de torre generalizada		S	
Longitud de línea	L =	76.83	km
Sección real del conductor ACSR	S =	227.83	mm ²
Diámetro del conductor	D=	19.6	mm
Radio del conductor	r =	9.8	mm
Formación del conductor		(30+7)x2.80mm	
Resistividad del conductor a 25°C		0.033373	ohm-mm ² /m
Peso del conductor		0.858	kg/m
Carga de rotura		7931	kg
módulo de elasticidad		8000	kg/mm ²
Frecuencia	f =	60	Hz

5.2.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

En la figura 5.2, se muestra el detalle de los tramos seleccionados con sus respectivas alturas y temperaturas ambientales. Es importante mencionar en esta parte, que las alturas promedio para cada tramo se determinó según coordenadas topográficas de la georreferenciación de las estructuras correspondientes a la línea L-1001 realizada por Egemsa en el año 2012 (anexo F) y las temperaturas ambientales de la zona en donde está ubicada la línea L-1001, son el promedio del registro meteorológico del SENAMHI 2009 (anexo G), esto es:

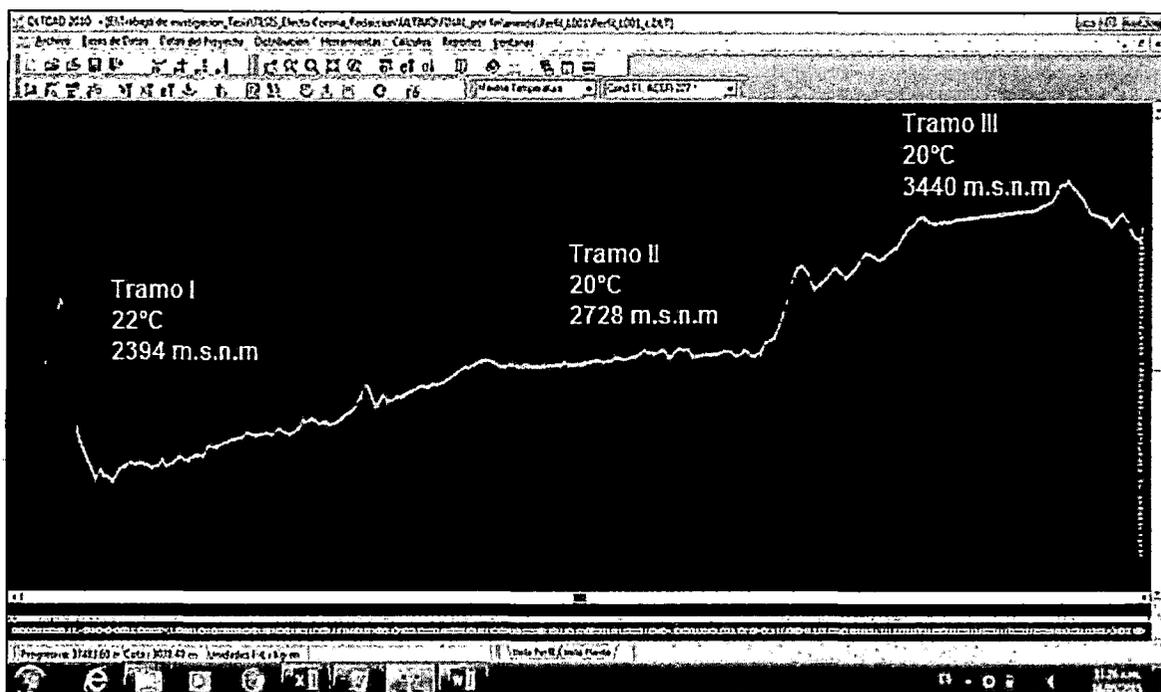


Figura 5.2. Perfil topográfico del terreno en DLTCAD, por donde recorre la línea L-1001. [EP]

A continuación se muestra las características de los tramos seleccionados, los cuales serán tomados en cuenta más adelante cuando se evalué las pérdidas corona y el deterioro de los aisladores en la línea L-1001, esto es:

Tabla 5.2. Características de los tramos seleccionados en la línea L-1001. [EP].

TRAMOS DE LA LINEA L-1001					
TRAMO	Torres por Tramo	N° de Torres	Longitud de Tramo (km)	Altura promedio sobre el nivel del mar (m)	Temperatura promedio (°C)
I	De Nro. 1 a Nro. 73	73	22.868	2394	22
II	De Nro. 74 a Nro. 174	100	29.408	2728	20
III	De Nro. 175 a Nro. 254	79	24.553	3440	20

5.2.3. CÁLCULO DEL GRADIENTE CRÍTICO EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

Se calcula previamente la presión atmosférica y el factor por densidad del aire:

Presión atmosférica del aire. Ecuación (3.12)

$$\log P = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

Tramo I: $y = 2394.2$ m

$$\log P_1 = \log 76 - \frac{2394.2}{18336}$$

$$P_1 = 10^{\log 76 - \frac{2394.2}{18336}}$$

$$P_1 = 56.265 \text{ cm de Hg}$$

Tramo II: $y = 2728.0$ m

$$\log P_2 = \log 76 - \frac{2728.0}{18336}$$

$$P_2 = 10^{\log 76 - \frac{2728.0}{18336}}$$

$$P_2 = 53.955 \text{ cm de Hg}$$

Tramo III: $y = 3440.5$ m

$$\log P_3 = \log 76 - \frac{3440.5}{18336}$$

$$P_3 = 10^{\log 76 - \frac{3440.5}{18336}}$$

$$P_3 = 49.338 \text{ cm de Hg}$$

Densidad relativa del aire. Ecuación (3.10)

$$\delta = \frac{3.92 * p}{273 + t}$$

Para buen tiempo y lluvia:

Tramo I: $P_1 = 56.265$ cm de Hg, $t_1 = 22^\circ\text{C}$

$$\delta_1 = \frac{3.92 * 56.265}{273 + 22}$$

$$\delta_1 = 0.748$$

Tramo II: $P_2 = 53.955$ cm de Hg, $t_2 = 20^\circ\text{C}$

$$\delta_2 = \frac{3.92 * 53.955}{273 + 20}$$

$$\delta_2 = 0.722$$

Tramo III: $P_3 = 49.338$ cm de Hg, $t_3 = 20^\circ\text{C}$

$$\delta_3 = \frac{3.92 * 49.338}{273 + 20}$$

$$\delta_3 = 0.660$$

Los valores del coeficiente de irregularidad superficial, se considera según la tabla 3.2.

Buen tiempo : $m = 0.75$ (conductor cableado y envejecido)

Lluvia : $m = 0.6$

Reemplazando en la ecuación (3.14) valores de densidad y coeficientes de irregularidad superficial, se tiene:

Gradiente crítico superficial. Ecuación (3.13 y 3.14)

$$E_0 = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \text{ kV/cm}$$

Para buen tiempo:

Tramo I: $\delta = 0.748$, $m = 0.75$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{01} = 30 * 0.748 * 0.75 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.748 * 0.98}} \right)$$

$$E_{01} = 16.822 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{01} = 11.895 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{01} = 22.875 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{01} = 16.175 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

Tramo II: $\delta = 0.722$, $m = 0.75$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{02} = 30 * 0.722 * 0.75 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.722 * 0.98}}\right)$$

$$E_{02} = 16.242 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{02} = 11.485 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{02} = 22.190 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{02} = 15.690 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

Tramo III: $\delta = 0.660$, $m = 0.75$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{03} = 30 * 0.660 * 0.75 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.660 * 0.98}}\right)$$

$$E_{03} = 14.852 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{03} = 10.502 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{03} = 20.539 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{03} = 14.523 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

Para lluvia:

Tramo I: $\delta = 0.748$, $m = 0.6$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{01} = 30 * 0.748 * 0.60 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.748 * 0.98}}\right)$$

$$E_{01} = 13.458 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{01} = 9.516 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{01} = 18.300 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{01} = 12.940 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

Tramo II: $\delta = 0.722$, $m = 0.6$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{02} = 30 * 0.722 * 0.60 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.722 * 0.98}}\right)$$

$$E_{02} = 12.994 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{02} = 9.188 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{02} = 17.752 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{02} = 12.552 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

Tramo III: $\delta = 0.660$, $m = 0.6$ y $r = 0.98$ cm

$$E_{03} = 30 * 0.660 * 0.60 * \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{0.660 * 0.98}}\right)$$

$$E_{03} = 11.881 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{03} = 8.401 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Disruptivo})$$

$$E_{03} = 16.431 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

$$E_{03} = 11.619 \text{ kV}_{\text{eficaz}}/\text{cm} \quad (\text{Visual})$$

A continuación se presenta el resumen de resultados para el gradiente crítico superficial:

Tabla 5.3. Gradiente critico superficial para buen tiempo. [EP].

DESCRIPCIÓN	BUEN TIEMPO		
	TRAMO I	TRAMO II	TRAMO III
Altura sobre el nivel del mar (m)	2394.200	2728.000	3440.500
Presión atmosférica (cm de Hg)	56.265	53.955	49.338
Temperatura ambiental (°C)	22.000	20.000	20.000
Densidad relativa del aire	0.748	0.722	0.660
Coefficiente de irregularidad superficial	0.750	0.750	0.750
Radio del conductor (cm)	0.980	0.980	0.980
Gradiente critico superficial Disr. (kVpico/cm)	16.822	16.242	14.852
Gradiente critico superficial Disr. (kVeficaz/cm)	11.895	11.485	10.502

Tabla 5.4. Gradiente critico superficial para lluvia. [EP].

DESCRIPCIÓN	LLUVIA		
	TRAMO I	TRAMO II	TRAMO III
Altura sobre el nivel del mar (m)	2394.200	2728.000	3440.500
Presión atmosférica (cm de Hg)	56.265	53.955	49.338
Temperatura ambiental (°C)	22.000	20.000	20.000
Densidad relativa del aire	0.748	0.722	0.660
Coefficiente de irregularidad superficial	0.600	0.600	0.600
Radio del conductor (cm)	0.980	0.980	0.980
Gradiente critico superficial (kVpico/cm)	13.458	12.994	11.881
Gradiente critico superficial (kVeficaz/cm)	9.516	9.188	8.401

5.2.4. CÁLCULO DEL GRADIENTE DE POTENCIAL MÁXIMO EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

De la ecuación (3.8), se obtiene el gradiente en la superficie de cada conductor:

$$[E] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{[Q]}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r} \text{ kV/cm}$$

Es importante mencionar que, para esta fórmula es necesario obtener previamente el valor de la carga distribuida en cada conductor [Q], para esto se hace uso de la teoría de imágenes:

Las distancias entre conductores y el cable de guarda de la línea L-1001:

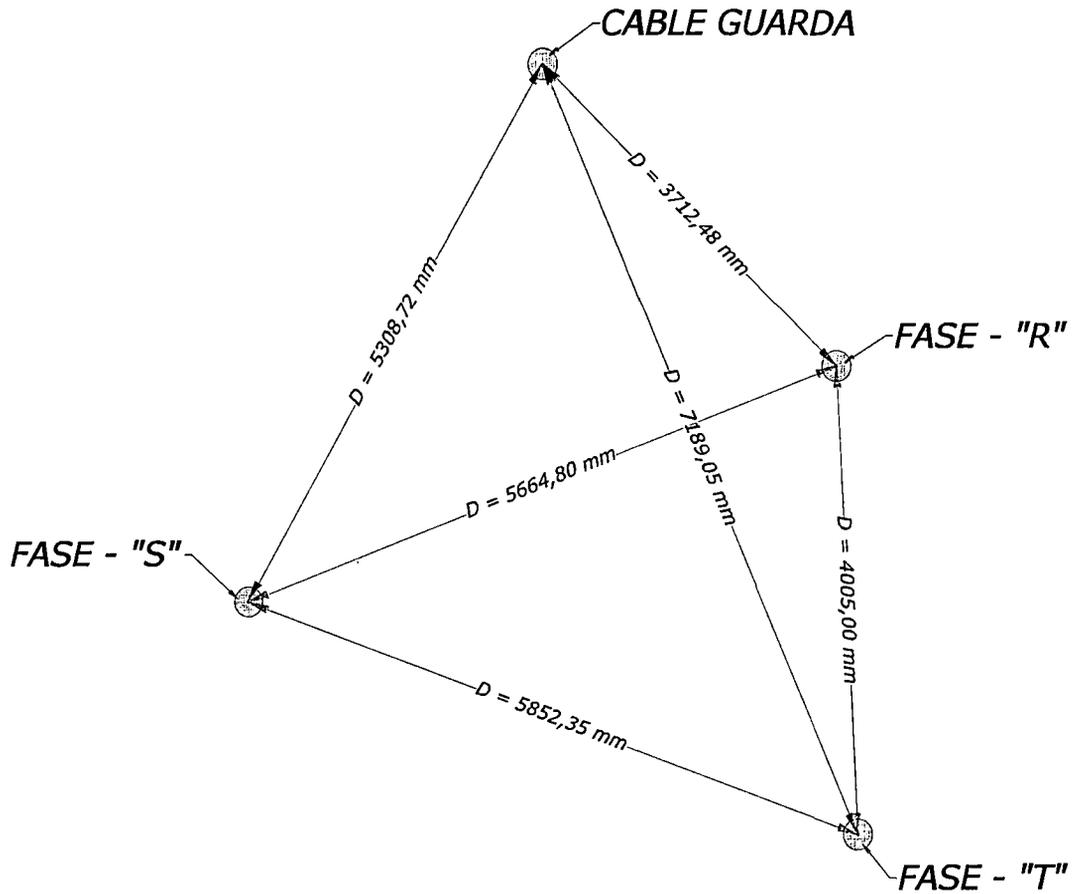


Figura 5.3. Configuración triangular de las fases en la torre tipo "S" de la línea L-1001. [EP]

Donde:

DRS: 5664.80 mm

DRG: 3712.48 mm

DRT: 4005.00 mm

D_{SG}: 5308.72 mm

DST: 5852.35 mm

DTG: 7189.05 mm

Las distancias entre conductores y su imagen (anexo H):

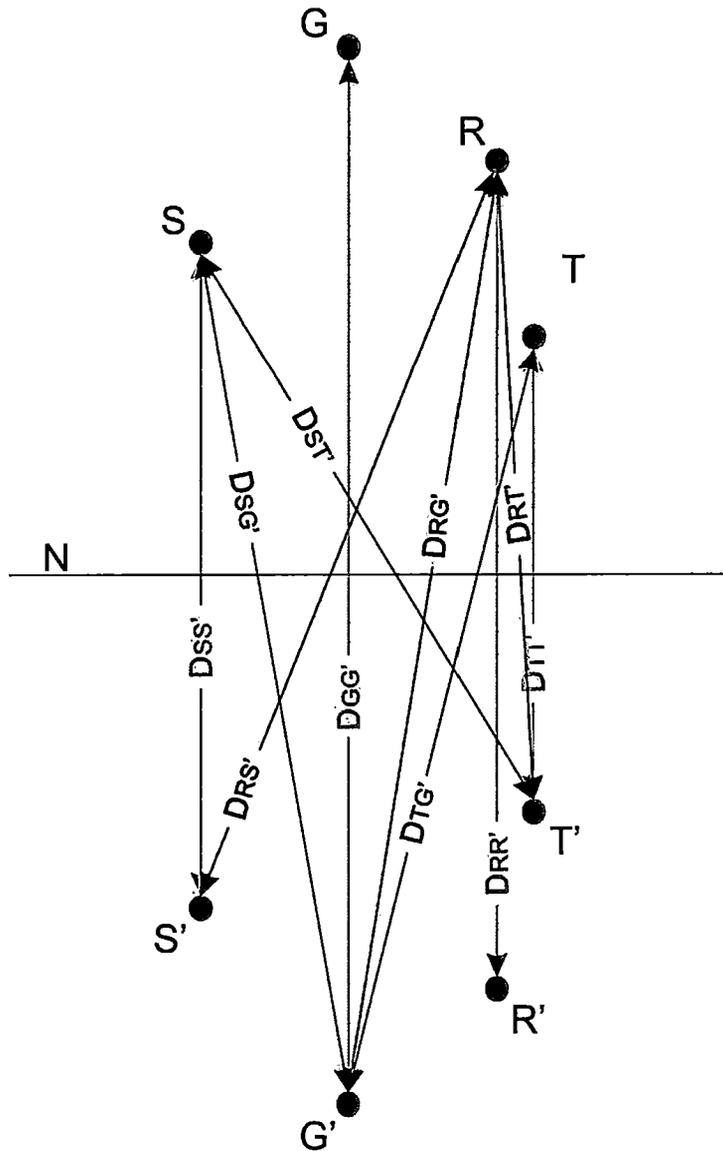


Figura 5.4. Teoría de las imágenes para la torre de suspensión tipo "S" de la línea L-1001. [EP]

De donde:

DRS' : 39358.48 mm	DTG' : 39702.42 mm
DRT' : 37000.54 mm	DRR' : 41000.00 mm
DRG' : 43680.46 mm	DSS' : 37000.00 mm
DST' : 35429.54 mm	DTT' : 33000.00 mm
DSG' : 41684.37 mm	DGG' : 46200.00 mm

Coefficients de Maxwell que representan la INFLUENCIA PROPIA de la carga "q" del conductor: Ecuación (3.1)

$$P_{ii} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{ii'}}{r} \right)$$

A saber que:

$$K = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}$$

$$r = 9.8 \text{ mm}$$

Luego:
$$P_{RR'} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{RR'}}{r} \right) = K. \text{Ln} \left(\frac{41000}{9.8} \right)$$

$$P_{RR'} = 8.3389 * K$$

$$P_{SS'} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{SS'}}{r} \right) = K. \text{Ln} \left(\frac{37000}{9.8} \right)$$

$$P_{SS'} = 8.2363 * K$$

$$P_{TT'} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{TT'}}{r} \right) = K. \text{Ln} \left(\frac{33000}{9.8} \right)$$

$$P_{TT'} = 8.1219 * K$$

$$P_{GG'} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{GG'}}{r} \right) = K. \text{Ln} \left(\frac{33000}{9.8} \right)$$

$$P_{GG'} = 8.4584 * K$$

Coefficients de Maxwell que representan la INFLUENCIA MUTUA de la carga "q_i" sobre el conductor "j": Ecuación (3.3)

$$P_{ij} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{ij'}}{D_{ij}} \right)$$

A saber que:

$$K = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}$$

Luego:

$$P_{RS'} = K. \text{Ln} \left(\frac{D_{RS'}}{D_{RS}} \right) = K. \text{Ln} \left(\frac{39385.48}{5664.80} \right)$$

$$P_{RS'} = P_{SR'} = 1.9384 * K$$

$$P_{RT'} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{RT'}}{D_{RT}} \right) = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{37000.54}{4005.00} \right)$$

$$P_{RT'} = P_{TR'} = 2.2234 * K$$

$$P_{RG'} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{RG'}}{D_{RG}} \right) = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{43680.46}{3712.48} \right)$$

$$P_{RG'} = P_{GR'} = 2.4652 * K$$

$$P_{ST'} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{ST'}}{D_{ST}} \right) = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{35429.54}{5852.35} \right)$$

$$P_{ST'} = P_{TS'} = 2.2234 * K$$

$$P_{SG'} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{SG'}}{D_{SG}} \right) = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{41684.37}{5308.72} \right)$$

$$P_{SG'} = P_{GS'} = 2.0608 * K$$

$$P_{TG'} = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{D_{TG'}}{D_{TG}} \right) = K \cdot \text{Ln} \left(\frac{39702.42}{7189.05} \right)$$

$$P_{TG'} = P_{GT'} = 1.7088 * K$$

La matriz de coeficientes de Maxwell [P], es:

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{RR'} & P_{RS'} & P_{RT'} & P_{RG'} \\ P_{SR'} & P_{SS'} & P_{ST'} & P_{SG'} \\ P_{TR'} & P_{TS'} & P_{TT'} & P_{TG'} \\ P_{GR'} & P_{GS'} & P_{GT'} & P_{GG'} \end{bmatrix}$$

$$[P] = \begin{bmatrix} 8.3389 * K & 1.9384 * K & 2.2234 * K & 2.4652 * K \\ 1.9384 * K & 8.2363 * K & 2.2234 * K & 2.0608 * K \\ 2.2234 * K & 2.2234 * K & 8.1219 * K & 1.7088 * K \\ 2.4652 * K & 2.0608 * K & 1.7088 * K & 8.4584 * K \end{bmatrix}$$

$$[P] = \begin{bmatrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 2.2234 & 2.0608 \\ 2.2234 & 2.2234 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{bmatrix} * K$$

Nota: La unidad de la matriz [P] depende de la constante K, esto es:

$$K = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}; \text{ y } \epsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$$

Por consiguiente, la matriz inversa $[P]^{-1}$ tendrá esta misma unidad, [P] (F/m).

Distribución de cargas en los conductores de la línea L-1001: Ecuación (3.4)

$$[Q] = [P]^{-1} * [V] \quad \text{C/m}$$

De la ecuación (3.7) se obtiene la matriz de voltajes instantáneos de operación para cada fase:

$$[V] = \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{\text{max. Sen } \theta} \\ V_{\text{max. Sen } (\theta + 120)} \\ V_{\text{max. Sen } (\theta - 120)} \end{bmatrix} \quad \text{kV}$$

Debido a que se desea el gradiente máximo en cada fase, este se tiene que calcular con el voltaje máximo de cada fase:

Para la fase R:

$$V_{R_{\text{max}}} = 138.00 \text{ kV} \leftrightarrow \theta = 90^\circ$$

Se obtiene:
$$[V_{R_{\text{max}}}] = \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix} \text{ kV}$$

Luego de la ecuación (3.4):
$$[Q_R] = [P]^{-1} * [V_{R_{\text{max}}}]$$

$$[Q_R] = K^{-1} \begin{bmatrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 2.2234 & 2.0608 \\ 2.2234 & 2.2234 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$$

$$[Q_R] = \begin{bmatrix} 22.703 \\ -10.699 \\ -12.004 \\ -1.584 \end{bmatrix} * 10^3 * K^{-1} \quad \text{C/m}$$

Para la fase S:

$$V_{S\max} = 138.00 \text{ kV} \leftrightarrow \theta = -30^\circ$$

Se obtiene:

$$[V_{S\max}] = \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix} \text{ kV}$$

Luego de la ecuación (3.4): $[Q_S] = [P]^{-1} * [V_{S\max}]$

$$[Q_S] = K^{-1} \begin{bmatrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 2.2234 & 2.0608 \\ 2.2234 & 2.2234 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$$

$$[Q_S] = \begin{bmatrix} -10.481 \\ 21.514 \\ -10.378 \\ -0.091 \end{bmatrix} * 10^3 * K^{-1} \text{ C/m}$$

Para la fase T:

$$V_{T\max} = 138.00 \text{ kV} \leftrightarrow \theta = 210^\circ$$

Se obtiene:

$$[V_{T\max}] = \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix} \text{ kV}$$

Luego de la ecuación (3.4): $[Q_T] = [P]^{-1} * [V_{T\max}]$

$$[Q_T] = K^{-1} \begin{bmatrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 2.2234 & 2.0608 \\ 2.2234 & 2.2234 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$$

$$[Q_T] = \begin{bmatrix} -12.223 \\ -10.815 \\ 22.382 \\ 1.675 \end{bmatrix} * 10^3 * K^{-1} \text{ C/m}$$

Entonces, de la **ecuación 3.5**. Se tiene los valores máximos de carga distribuida en cada conductor serán:

$$[Q] = \begin{bmatrix} Q_R \\ Q_S \\ Q_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 22.703 \\ 21.514 \\ 22.382 \end{bmatrix} * 10^3 * K^{-1} \quad C/m$$

Gradiente de potencial superficial máximo para cada conductor. Ecuación (3.8)

$$[E] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{[Q]}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r} \quad kV/cm$$

Se tiene:

$$K = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} ; r = 0.98 \text{ cm}$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r} \begin{bmatrix} Q_R \\ Q_S \\ Q_T \end{bmatrix} \quad \left(\frac{\frac{C}{m}}{\frac{F}{m} * cm} \right)$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 * 0.98} \begin{bmatrix} 22.703 \\ 21.514 \\ 22.382 \end{bmatrix} * 10^3 * K^{-1}$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 * 0.98} \begin{bmatrix} 22.703 \\ 21.514 \\ 22.382 \end{bmatrix} * 10^3 * \left(\frac{1}{2\pi\epsilon_0} \right)^{-1}$$

Finalmente se obtiene los gradientes de potencial eficaces en la superficie de cada conductor:

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 13.375 \\ 12.675 \\ 13.186 \end{bmatrix} \quad kV/cm$$

5.2.5. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CORONA EN LA LINEA L-1001

Para el cálculo de las pérdidas se obtiene previamente la tensión crítica disruptiva para conductores con hebras, ecuaciones (3.30) y (3.31).

Se tiene los siguientes datos generales:

Numero de hebras de la capa exterior	n_h	= 18
Radio hebra de la capa exterior	R_h	= 0.14 cm
Radio del conductor	R	= 0.98 cm
Distancia media geométrica	D	= 510.16 cm
Factor C (ecuación 3.31):		

$$C = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{18} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{18}} = 0.436$$

Tensión crítica disruptiva para BUEN TIEMPO: Ecuación (3.30)

$$e_d = 48.6\delta^{2/3} m \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \text{Log}_{10} \frac{D}{R - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - cR_h)}} \quad \text{kV}$$

Tramo I: $\delta = 0.748$, $m = 0.75$

$$e_{dI} = 48.6 * (0.748)^{2/3} * 0.75 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18 - 1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18 - 1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$

$$e_{dI} = 59.226 \text{ kV}$$

Tramo II: $\delta = 0.722$, $m = 0.75$

$$e_{d2} = 48.6 * (0.722)^{\frac{2}{3}} * 0.75 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18-1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18-1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$
$$e_{d2} = 57.855 \text{ kV}$$

Tramo III: $\delta = 0.660$, $m = 0.75$

$$e_{d3} = 48.6 * (0.660)^{\frac{2}{3}} * 0.75 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18-1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18-1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$
$$e_{d3} = 54.505 \text{ kV}$$

Tensión crítica para LLUVIA: Ecuación (3.30)

Tramo I: $\delta = 0.748$, $m = 0.60$

$$e_{d1} = 48.6 * (0.748)^{\frac{2}{3}} * 0.60 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18-1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18-1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$
$$e_{d1} = 47.381 \text{ kV}$$

Tramo II: $\delta = 0.722$, $m = 0.60$

$$e_{d2} = 48.6 * (0.722)^{\frac{2}{3}} * 0.60 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18-1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18-1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$
$$e_{d2} = 46.284 \text{ kV}$$

Tramo III: $\delta = 0.660$, $m = 0.60$

$$e_{d3} = 48.6 * (0.660)^{\frac{2}{3}} * 0.60 * \frac{\left[\text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.436 * 0.14} + (18-1) \text{Log}_{10} \frac{510.16}{0.98 - 0.436 * 0.14} \right]}{\frac{1}{0.436 * 0.14} + \frac{18-1}{2(0.98 - 0.436 * 0.14)}}$$

$$e_{d3} = 43.604 \text{ kV}$$

Estos valores son muy importantes, porque al ser comparados con el valor de tensión de operación, definen si es que el efecto corona está presente o no en la línea L-1001. Esto es:

En Buen tiempo:

Tramo I $e_{d1} = 59.226 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

Tramo II $e_{d2} = 57.855 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

Tramo III $e_{d3} = 54.505 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

En Lluvia:

Tramo I $e_{d1} = 47.381 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

Tramo II $e_{d2} = 46.284 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

Tramo III $e_{d3} = 43.604 \text{ kV} < 79.674 \text{ kV}$, Si hay Efecto Corona

Luego, se obtiene el valor del factor empírico (ϕ), mediante interpolación vía mínimos cuadrados de las ecuaciones (3.32) y (3.33) según corresponda la condicional, esto es:

Factor empírico (ϕ) Para BUEN TIEMPO: Ecuación (3.32)

$$\phi = \begin{cases} 10^{16.146x^4 - 68.677x^3 + 108.34x^2 - 72.931x + 15.631} & \text{para } x \leq 1.437 \\ y & \\ 10^{95.94x^4 - 615.13x^3 + 1469.6x^2 - 1547.2x + 604.51} & \text{para } x > 1.437 \end{cases}$$

Dónde: $X = E/E_0$

E: gradiente de potencial en la superficie del conductor.

E_0 : Gradiente crítico superficial (Disruptivo).

Tramo I: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 11.895$ kV/cm

$$X_1 = \frac{13.375}{11.895} = 1.124 < 1.437$$

$$\phi_1 = 10^{16.146(1.124)^4 - 68.677(1.124)^3 + 108.34(1.124)^2 - 72.931(1.124) + 15.631}$$

$$\phi_1 = 0.060$$

Tramo II: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 11.485$ kV/cm

$$X_2 = \frac{13.375}{11.485} = 1.165 < 1.437$$

$$\phi_2 = 10^{16.146(1.165)^4 - 68.677(1.165)^3 + 108.34(1.165)^2 - 72.931(1.165) + 15.631}$$

$$\phi_2 = 0.072$$

Tramo III: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 10.502$ kV/cm

$$X_3 = \frac{13.375}{10.502} = 1.274 < 1.437$$

$$\phi_3 = 10^{16.146(1.274)^4 - 68.677(1.274)^3 + 108.34(1.274)^2 - 72.931(1.274) + 15.631}$$

$$\phi_3 = 0.121$$

Factor empírico (ϕ) Para LLUVIA: Ecuaciones (3.32) y (3.33)

Tramo I: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 9.516$ kV/cm

$$X_1 = \frac{13.375}{9.516} = 1.406 < 1.437$$

$$\phi_1 = 10^{16.146(1.406)^4 - 68.677(1.406)^3 + 108.34(1.406)^2 - 72.931(1.406) + 15.631}$$

$$\phi_1 = 0.297$$

Tramo II: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 9.188$ kV/cm

$$X_2 = \frac{13.375}{9.188} = 1.456 > 1.437$$

$$\phi_2 = 10^{95.94(1.456)^4 - 615.13(1.456)^3 + 1469.6(1.456)^2 - 1547.2(1.456) + 604.51}$$

$$\phi_2 = 0.541$$

Tramo III: $E = 13.375$ kV/cm, $E_0 = 8.401$ kV/cm

$$X_3 = \frac{13.375}{8.401} = 1.592 > 1.437$$

$$\phi_3 = 10^{95.94(1.592)^4 - 615.13(1.592)^3 + 1469.6(1.592)^2 - 1547.2(1.592) + 604.51}$$

$$\phi_3 = 2.088$$

Resumen:

Para BUEN TIEMPO:

$$\phi_1 = 0.060 \text{ tramo I}$$

$$\phi_2 = 0.072 \text{ tramo II}$$

$$\phi_3 = 0.121 \text{ tramo III}$$

Para LLUVIA:

$$\phi_1 = 0.297 \text{ tramo I}$$

$$\phi_2 = 0.541 \text{ tramo II}$$

$$\phi_3 = 2.088 \text{ tramo III}$$

Finalmente, las pérdidas corona se obtienen mediante la ecuación (3.34). Cabe señalar que este último resultado es un valor para una fase y para un kilómetro de línea.

Serán necesarios los siguientes datos generales:

Radio del conductor

$$R = 0.98 \text{ cm}$$

Distancia media geométrica

$$D = 510.16 \text{ cm}$$

Tensión eficaz de operación fase-neutro $V = 79.674 \text{ kV}$
 Frecuencia de operación $f = 60 \text{ Hz}$

Pérdidas corona en BUEN TIEMPO: Ecuación (3.34)

$$P_{\text{PETERSON}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * f * V^2}{\left(\text{Log}_{10} \frac{D}{R}\right)^2} \phi$$

Tramo I: $\phi_1 = 0.060$

$$P_{\text{peterson 1}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 0.060 \text{ (kW/km/fase)}$$

$$P_{\text{peterson 1}} = 0.065 \text{ (kW/km/fase)}$$

Tramo II: $\phi_2 = 0.072$

$$P_{\text{peterson 2}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 0.072 \text{ (kW/km/fase)}$$

$$P_{\text{peterson 2}} = 0.078 \text{ (kW/km/fase)}$$

Tramo III: $\phi_3 = 0.121$

$$P_{\text{peterson 3}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 0.121 \text{ (kW/km/fase)}$$

$$P_{\text{peterson 3}} = 0.131 \text{ (kW/km/fase)}$$

Pérdidas corona en LLUVIA: Ecuación (3.34)

$$P_{\text{PETERSON}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * f * V^2}{\left(\text{Log}_{10} \frac{D}{R}\right)^2} \phi$$

Tramo I: $\phi_1 = 0.297$

$$P_{\text{peterson 1}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 0.297 \quad (\text{kW/km/fase})$$

$$P_{\text{peterson 1}} = 0.321 \quad (\text{kW/km/fase})$$

Tramo II: $\phi_2 = 0.541$

$$P_{\text{peterson 2}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 0.541 \quad (\text{kW/km/fase})$$

$$P_{\text{peterson 2}} = 0.586 \quad (\text{kW/km/fase})$$

Tramo III: $\phi_3 = 2.088$

$$P_{\text{peterson 3}} = \frac{20.95 * 10^{-6} * 60 * (79.674)^2}{\left(\text{Log}_{10} * \frac{510.16}{0.98}\right)^2} * 2.088 \quad (\text{kW/km/fase})$$

$$P_{\text{peterson 3}} = 2.258 \quad (\text{kW/km/fase})$$

Para obtener las pérdidas totales de la línea es necesario multiplicar los valores resultantes de la ecuación (3.34) por la longitud total de la línea y el número de fases.

Se muestran los resultados finales en las siguientes tablas:

Tabla 5.5. Pérdidas corona parciales para buen tiempo. [EP].

DESCRIPCIÓN	BUEN TIEMPO		
	TRAMO I	TRAMO II	TRAMO III
Número de hebras de la capa exterior nh:	18	18	18
Radio hebra de la capa exterior Rh(cm)	0.14	0.14	0.14
Radio del conductor R(cm)	0.98	0.98	0.98
Distancia media geométrica D(cm)	510.160	510.160	510.160
Densidad relativa del aire (δ)	0.748	0.722	0.660
Coefficiente de irregularidad superficial m	0.75	0.75	0.75
Factor C:	0.436	0.436	0.436
Tensión eficaz de operación fase-neutro (kV)	79.674	79.674	79.674
Tensión crítica de Peterson ed (kV)	59.226	57.855	54.505
E/Eo	1.124	1.165	1.274
Factor ϕ :	0.060	0.072	0.121
Observación	HAY CORONA	HAY CORONA	HAY CORONA
PERDIDAS CORONA (kW/km/Fase):	0.065	0.078	0.131

Tabla 5.6. Pérdidas corona totales para buen tiempo. [EP].

DESCRIPCIÓN	BUEN TIEMPO		
	Longitud de línea por tramo (km)	22.868	29.408
Número de fases	3	3	3
Pérdidas total por tramo (kW)	4.46	6.90	9.68
Pérdidas Totales (kW)	21.04		

Tabla 5.7. Pérdidas corona parciales para Lluvia. [EP].

DESCRIPCIÓN	LLUVIA		
	TRAMO I	TRAMO II	TRAMO III
Número de hebras de la capa exterior nh:	18	18	18
Radio hebra de la capa exterior Rh(cm)	0.14	0.14	0.14
Radio del conductor R(cm)	0.98	0.98	0.98
Distancia media geométrica D(cm)	510.160	510.160	510.160
Densidad relativa del aire (δ)	0.748	0.722	0.660
Coefficiente de irregularidad superficial m	0.6	0.6	0.6
Factor C:	0.436	0.436	0.436
Tensión eficaz de operación fase-neutro (kV)	79.674	79.674	79.674
Tensión crítica de Peterson ed (kV)	47.381	46.284	43.604
E/Eo	1.406	1.456	1.592
Factor ϕ :	0.297	0.541	2.088
Observación	HAY CORONA	HAY CORONA	HAY CORONA
PERDIDAS CORONA (kW/km/Fase):	0.321	0.586	2.258

Tabla 5.8. Pérdidas corona totales para Lluvia. [EP].

DESCRIPCIÓN	LLUVIA		
	Longitud de línea por tramo (km)	22.868	29.408
Número de fases	3	3	3
Pérdidas total por tramo (kW)	22.00	51.66	166.32
Pérdidas Totales (kW)	239.98		

5.2.6. REPORTE DE LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS UTILIZANDO LA APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS CORONA EN LA LÍNEA L-1001

Como se explicó en el capítulo anterior, la *Aplicación* automatiza todo el procedimiento de cálculo desarrollado en el ítem anterior, luego reporta los resultados obtenidos para su respectivo análisis. Para el caso de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu – Cachimayo, se tiene:

GRADIENTE CRÍTICO SUPERFICIAL

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-CACHIMAYO CÓDIGO: L-1001 NIVEL TENSIÓN: 138 KV
 TIPO DE CONDUCTOR: ACSR LONGITUD DE LA LÍNEA: 76.83 Km RADIO DE CONDUCTOR: 0.98 cm

BUEN TIEMPO

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	2394.200	22.000	0.750	56.2653	0.7477	11.8958	16.1761
TRAMO II	2728.000	20.000	0.750	53.9555	0.7219	11.4854	15.6911
TRAMO III	3440.500	20.000	0.750	49.3376	0.6601	10.5021	14.5238

LLUVIA

	Altura Sobre Nivel del Mar (m)	Temperatura (°C)	Coefficiente Superficial	Presión Atmosférica (cmHg)	Densidad relativa del aire	Gradiente Crítico Disruptivo (kVeficaz/cm)	Gradiente Crítico Visual (kVeficaz/cm)
TRAMO I	2394.200	22.000	0.600	56.2653	0.7477	9.5167	12.9409
TRAMO II	2728.000	20.000	0.600	53.9555	0.7219	9.1883	12.5529
TRAMO III	3440.500	20.000	0.600	49.3376	0.6601	8.4017	11.6191

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-CACHIMAYO

CÓDIGO: L-1001

NIVEL TENSIÓN: 138 kV

TIPO DE TORRE GENERALIZADA: S

LONGITUD DE LÍNEA: 76.83 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y EL CABLE GUARDA

DRs (mm)	DRT (mm)	Dst (mm)	DRg (mm)	Dsg (mm)	Dtg (mm)
5664.80	4005.00	5852.40	3712.50	5308.70	7189.10

DISTANCIAS ENTRE EL CONDUCTOR Y SUS IMÁGENES

DRs' (mm)	DRT' (mm)	DRg' (mm)	Dst' (mm)	Dsg' (mm)	Dtg' (mm)
39358.50	37000.50	43680.50	35429.50	41684.40	39702.40

DRR' (mm)	Dss' (mm)	Drt' (mm)	Dsg' (mm)
41000.00	37000.00	33000.00	46200.00

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE LA MATRIZ DE MAXWELL

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores Propios de cada Fase

PRR'	8.3389
PSS'	8.2363
PTT'	8.1219
PGG'	8.4584

Coefficientes de Maxwell que Representan la Influencia de los Conductores de una Fase respecto de la otra

PRs' = PSr'	1.9384	PSt' = Pts'	1.8007
PRr' = PRt'	2.2234	Psg' = Pgs'	2.0608
PRg' = PGr'	2.4652	PTg' = PGT'	1.7088

Se tiene la Matriz de Coeficientes de Maxwell

$$\begin{pmatrix} P \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \begin{matrix} 8.3389 & 1.9384 & 2.2234 & 2.4652 \\ 1.9384 & 8.2363 & 1.8007 & 2.0608 \\ 2.2234 & 1.8007 & 8.1219 & 1.7088 \\ 2.4652 & 2.0608 & 1.7088 & 8.4584 \end{matrix} \end{pmatrix} \quad m/F$$

VOLTAJE MÁXIMO EN CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} V_{Rmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \begin{matrix} 138.00 \\ -69.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{matrix} \end{pmatrix} \quad kV$$

$$\begin{pmatrix} V_{smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ 138.00 \\ -69.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

$$\begin{pmatrix} V_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -69.00 \\ -69.00 \\ 138.00 \\ 0.000 \end{pmatrix} \text{ kV}$$

DISTRIBUCION DE CARGAS EN LA SUPERFICIE DE CADA CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} Q_{Rmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 22.7059 \\ -10.6999 \\ -12.0056 \\ -1.5853 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Smax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -10.4819 \\ 21.5132 \\ -10.3768 \\ -0.0902 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

$$\begin{pmatrix} Q_{Tmax} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -12.224 \\ -10.8133 \\ 22.3824 \\ 1.6755 \end{pmatrix} \text{ C/m}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR

$$\begin{pmatrix} E \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 13.3768 \\ 12.6741 \\ 13.1862 \end{pmatrix} \text{ kV/cm}$$

PÉRDIDAS CORONA - MÉTODO DE PETERSON

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: MACHUPICCHU-CACHIMAYO

CÓDIGO: L-1001

NIVEL DE TENSIÓN: 138 kV

FRECUENCIA: 60 Hz

LONGITUD DE LÍNEA: 76.83 Km

RADIO DEL CONDUCTOR: 0.98 cm

TENSIÓN CRÍTICA DE PETERSON

BUEN TIEMPO

	Coeficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.750	510.1607	18.00	0.1400	0.7477	59.2240	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.750	510.1607	18.00	0.1400	0.7219	57.8537	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO III	0.750	510.1607	18.00	0.1400	0.6601	54.5029	SI HAY EFECTO CORONA

LLUVIA

	Coeficiente Superficial	Distancia Media Geométrica (cm)	Número de Hebras de la Capa Exterior (cm)	Radio Hebra Capa Exterior (cm)	Densidad Relativa del Aire	Tensión Crítica de Peterson (kV)	Observación
TRAMO I	0.60	510.1607	18.0000	0.1400	0.7477	47.3792	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO II	0.60	510.1607	18.0000	0.1400	0.7219	46.2829	SI HAY EFECTO CORONA
TRAMO III	0.60	510.1607	18.0000	0.1400	0.6601	43.6023	SI HAY EFECTO CORONA

PÉRDIDAS CORONA PARCIALES

BUEN TIEMPO

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo (E/E ₀)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	510.1607	1.1245	0.0601	0.0650
TRAMO II	79.6743	510.1607	1.1647	0.0724	0.0783
TRAMO III	79.6743	510.1607	1.2737	0.1215	0.1314

LLUVIA

	Tensión de Operación eficaz fase-neutro (kV)	Distancia Media Geométrica (cm)	Gradiente Superficial /Gradiente Crítico Disruptivo(E/E ₀)	Factor "φ"	Pérdidas Corona (kW/km/fase)
TRAMO I	79.6743	510.1607	1.4056	0.2968	0.3209
TRAMO II	79.6743	510.1607	1.4559	0.5423	0.5864
TRAMO III	79.6743	510.1607	1.5922	2.0910	2.2611

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN BUEN TIEMPO

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (KW)
TRAMO	I	22.8680	4.45930	21.0460
TRAMO	II	29.4080	6.90790	
TRAMO	III	24.5530	9.67880	

PÉRDIDAS CORONA TOTALES EN LLUVIA

		Longitud de Línea (km)	Pérdidas en las Tres Fases(kW)	PÉRDIDAS TOTALES (kW)
TRAMO	I	22.8680	22.0150	240.3000
TRAMO	II	29.4080	51.7346	
TRAMO	III	24.5530	166.5504	

5.2.7. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LAS CADENAS DE AISLADORES DE LA LÍNEA L-1001

La línea de transmisión L-1001 cuenta con un sistema de aislamiento formado por cadenas de aisladores de material cerámico del tipo porcelana, cuyo tipo de estructuras se detalla en el siguiente resumen:

Tabla 5.9. Número de discos por cadenas de aisladores de la línea L-1001 según el tipo de estructura. [EP]. Fuente: Egemsa.

Nota: El número total de estructuras de la línea L-1001 es de 254, en el resumen no se consideran estructuras cuyas cadenas de aisladores son de material polimérico.

Estructura	Número	N° de Cadenas de aisladores por estructura	N° de aisladores por cadena	Sub total de aisladores
Suspensión Simple	110	3	10	3300
Suspensión Doble	13	6	10	780
Anclaje Simple	70	6	11	4620
Anclaje Mixto	28	9	11	2772
Fin de Línea	2	6	11	132
TOTAL	223			11604

Luego, utilizando la ecuación (3.35) se obtiene las pérdidas totales en los aisladores de la línea L-1001:

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{N^{\circ} \text{ Aisladores} * P_{\text{Unitarias}}}{1000} \quad (\text{kW})$$

PARA BUEN TIEMPO:

Según las recomendaciones expuestas en el ítem 3.6.3 del capítulo III, y tomando en cuenta las condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L-1001 (anexo A), se considera para la evaluación en buen tiempo como pérdidas unitarias del aislador:

$$P = 5 \text{ W}$$

Luego de la ecuación 3.35, se tiene:

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{11604 * 5}{1000} \quad \text{kW}$$

$$P_{\text{Aisladores}} = 58.02 \quad \text{kW}$$

Pérdidas kilométricas por fase:

$$\text{Número de fases} = 3$$

$$\text{Longitud de la línea} = 76.83 \text{ km}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Buen tiempo}} = P_{\text{Aisladores}} / (\text{Nro}_{\text{fases}} * \text{Longitud}_{\text{línea}}) \text{ kW/km/fase}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Buen tiempo}} = 58.02 / (3 * 76.83) \text{ kW/km/fase}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Buen tiempo}} = 0.252 \text{ kW/km/fase}$$

PARA LLUVIAS:

Según las recomendaciones expuestas en el ítem 3.6.3 del capítulo III, y tomando en cuenta las condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L-1001 (anexo A), se considera para la evaluación en buen tiempo como pérdidas unitarias del aislador:

$$P = 14 \text{ W}$$

Luego de la ecuación 3.35, se tiene:

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{11604 * 14}{1000} \text{ kW}$$

$$P_{\text{Aisladores}} = 162.46 \text{ kW}$$

Pérdidas kilométricas por fase:

$$\text{Número de fases} = 3$$

$$\text{Longitud de la línea} = 76.83 \text{ km}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Lluvia}} = P_{\text{Aisladores}} / (\text{Nro}_{\text{fases}} * \text{Longitud}_{\text{línea}}) \text{ kW/km/fase}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Lluvia}} = 162.46 / (3 * 76.83) \text{ kW/km/fase}$$

$$\text{PÉRDIDAS}_{\text{Lluvia}} = 0.705 \text{ kW/km/fase}$$

Es importante mencionar en esta parte, que es poco probable que los discos pertenecientes a las cadenas de aisladores, tengan todos simultáneamente el mismo valor de pérdidas unitarias. Por consiguiente para la línea L-1001, se toma en consideración solo el porcentaje de los aisladores dañados de toda la línea según el *reporte de Perfilado de Aisladores (anexo A)*, esto es el 21.36% del total de aisladores de la línea L-1001 (ver tabla 1.1), resultando nuevos valores de pérdidas en los aisladores, esto es:

PARA BUEN TIEMPO:

$$P_{\text{Aisladores}} = 58.02 * 21.36\% \text{ kW}$$

$$P_{\text{Aisladores}} = 12.39 \text{ kW}$$

PARA LLUVIAS:

$$P_{\text{Aisladores}} = 162.46 * 21.36\% \text{ kW}$$

$$P_{\text{Aisladores}} = 34.70 \text{ kW}$$

Tabla 5.10. Resumen de las pérdidas por efecto corona y pérdidas en los aisladores de la línea L-1001 Machupicchu - Cachimayo. [EP].

PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES POR CONDUCTANCIA EN LA LÍNEA L-1001		
DESCRIPCION	BUEN TIEMPO (kW)	LLUVIA (kW)
Pérdidas en los 11 604 aisladores	12.39	34.70
Pérdidas corona Tramo I	4.46	22.01
Pérdidas corona Tramo II	6.91	51.734
Pérdidas corona Tramo III	9.68	166.55
Total (kW)	33.44	274.994

5.2.8. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS CORONA Y EN AISLADORES (PÉRDIDAS POR CONDUCTANCIA) FRENTE A LAS PÉRDIDAS TOTALES DE LA LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

De los resultados obtenidos, se observa en la fig. 5.5 la comparación de las pérdidas calculadas por conductancia frente a las pérdidas totales de la línea de transmisión L-1001. Estas pérdidas totales fueron extraídas de los reportes de operación de la *Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu (Egemsa)* al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), se resumió las pérdidas de los meses más representativos para buen tiempo (sin lluvias) y lluvias.

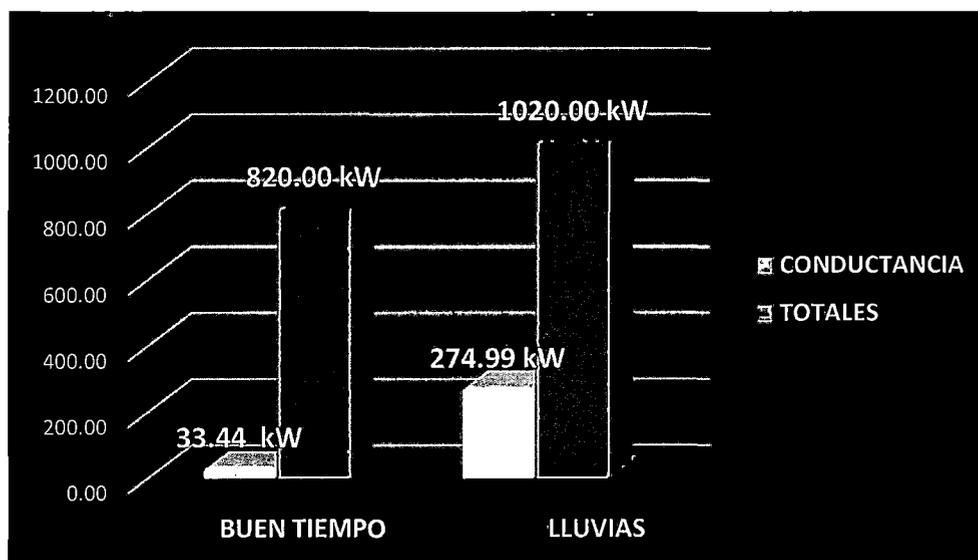


Figura 5.5. Pérdidas por Conductancia Vs Pérdidas totales para condiciones de lluvia y buen tiempo, [EP].

Nota: Los valores de **Pérdidas Totales** mostradas en la fig. 5.5, son resultados de la media aritmética en el lapso completo del mes de Noviembre para condiciones de lluvia y del mes de Julio para buen tiempo. Estas pérdidas totales son reportes diarios de operación al *Comité de Operación Económica del sistema (COES)* a cargo de la empresa generadora *EGEMSA* en el año 2011, estos documentos se adjuntan en el anexo C.

Se muestra a continuación en la fig. 5.6, el detalle de la proporción de las pérdidas calculadas por conductancia frente a las totales de la línea L-1001 para condiciones de buen tiempo, es decir para el mes de Julio.

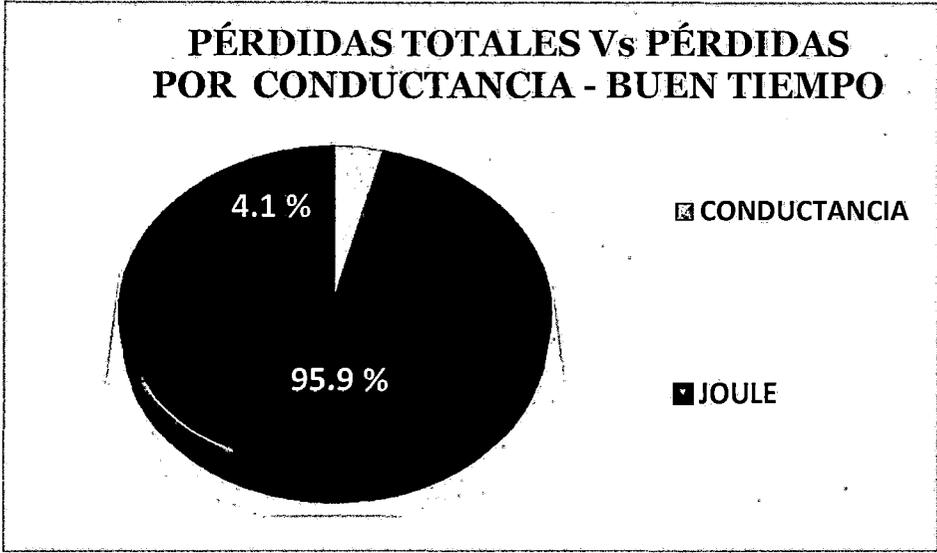


Figura 5.6. Proporción de Pérdidas por Conductancia Vs Pérdidas totales para condiciones de Buen tiempo (mes de Julio), [EP].

Se muestra también en la fig. 5.7, el detalle de la proporción de las pérdidas calculadas por conductancia frente a las totales de la línea L-1001 para condiciones de lluvia, es decir para el mes de Noviembre.

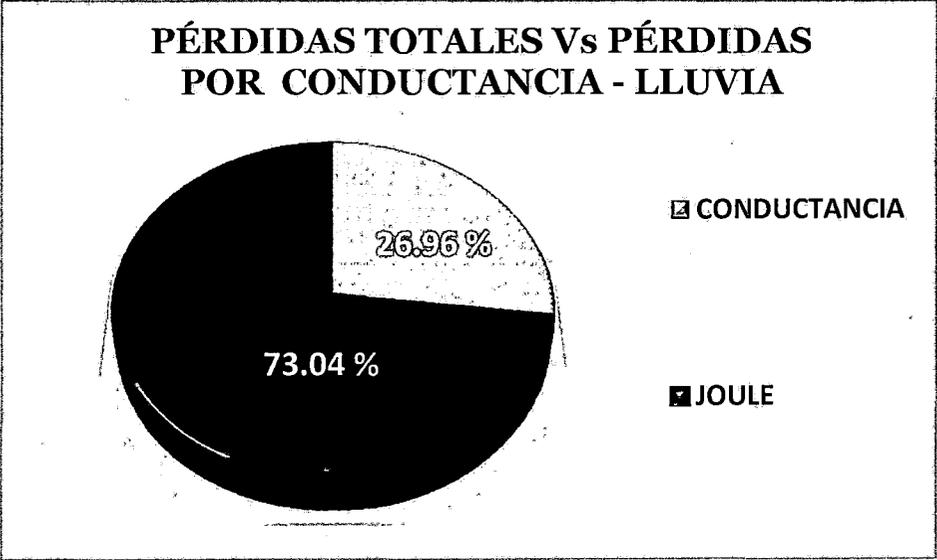


Figura 5.7. Proporción de Pérdidas por Conductancia Vs Pérdidas totales para condiciones de Lluvia (mes de Noviembre), [EP].

Nota: Se incluyó en las descripciones gráficas (fig. 5.6 y 5.7) el término “JOULE” que hace referencia a las pérdidas por el efecto Joule, que se le atribuye a la diferencia de las pérdidas totales y las pérdidas por conductancia.

De las figuras 5.6 y 5.7 se deduce que las pérdidas por conductancia serán siempre mayores en condiciones de lluvia que en tiempo seco, como se explicó en los capítulos II y III; esto se debe al efecto punta que se genera al formarse gotas de lluvia debajo de los conductores (Corona) y también por la formación de capas conductivas de agua en la superficie de los aisladores incrementando así las corrientes de fuga.

A continuación, se muestra la proporción de las pérdidas en los aisladores frente a las pérdidas Corona y pérdidas Joule de la línea de transmisión L-1001, para los dos escenarios climatológicos:

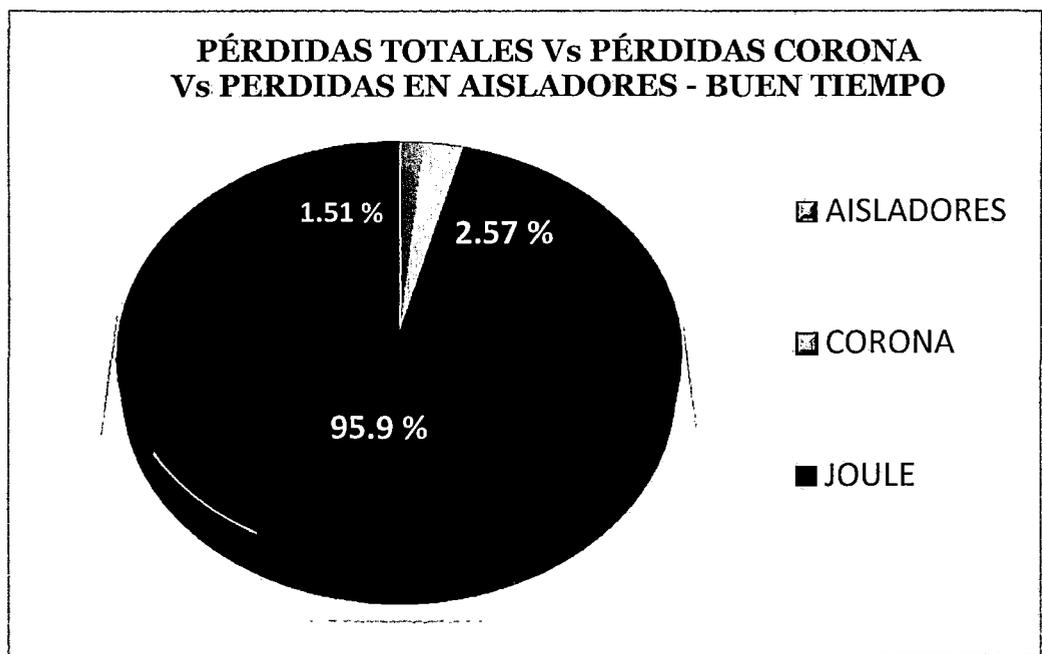


Figura 5.8. Proporción de Pérdidas en aisladores Vs Corona Vs Pérdidas totales para condiciones de Buen Tiempo (mes de Julio). [EP].

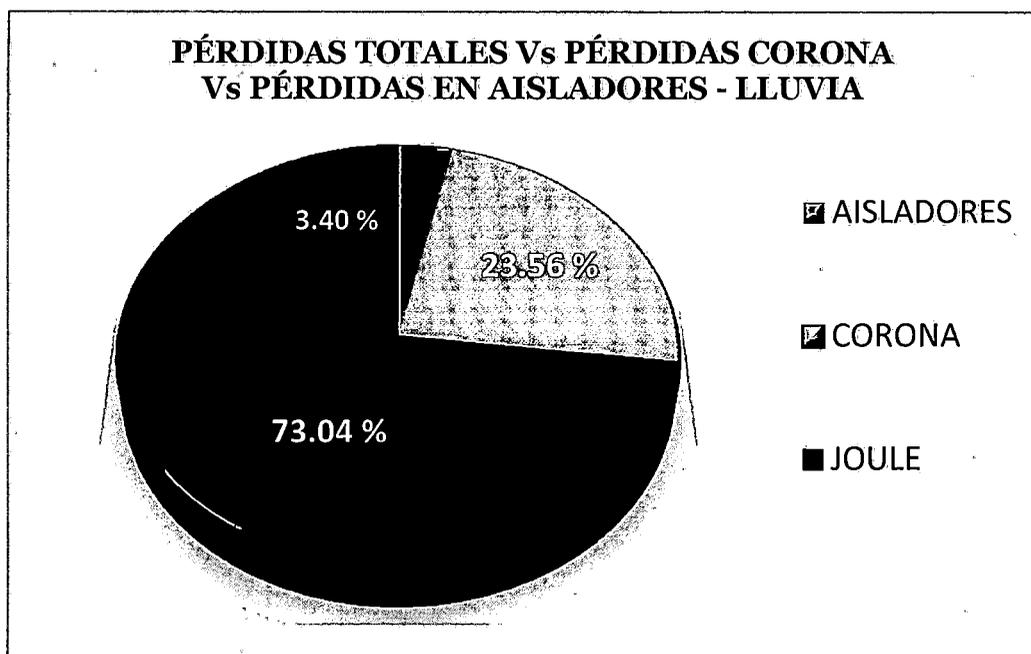


Figura 5.9. Proporción de Pérdidas en aisladores Vs Corona Vs Pérdidas totales para condiciones de Lluvia (mes de Noviembre), [EP].

De las figuras 5.8 y 5.9, se observa que los valores calculados de pérdidas por conductancia en los aisladores son menores en buen tiempo que en tiempo de lluvias, esto quiere decir que el nivel de pérdidas por contaminación presente en la línea L-1001, el cual, según el ítem 2.6.2.4 del capítulo II corresponde a la categoría 1, no supera al nivel de pérdidas generado por lluvias.

5.3. DIAGNÓSTICO DEL DETERIORO DE LOS AISLADORES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1001 MACHUPICCHU – CACHIMAYO

En esta sección se presenta el registro fotográfico que muestra la contaminación y el estado de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001, también se muestra el registro de la cámara U-vollé Vi (cámara de detección efecto corona), en formato de video, la presencia e intensidad del efecto corona en las cadenas de aisladores.

Es muy importante aclarar en esta parte lo que se describió en el capítulo I, en cuanto a la elección de la muestra, se recurrió al método “Empírico o No Probabilístico”; es decir, se determinó la muestra de una forma racional, eligiendo al tramo III como la representación de toda la línea por presentar éste un mayor índice de aisladores contaminados según la tabla 1.1 (ver anexo A).

5.3.1. INSPECCIÓN VISUAL A LAS CADENAS DE AISLADORES

A continuación se presenta el registro fotográfico del estado y contaminación de las cadenas de aisladores de la línea L-1001.

En las figuras 5.10 y 5.11, se visualiza la diferencia de piezas pertenecientes a las cadenas de aisladores, lo que quiere decir que hubo cambio de aisladores defectuosos. Lo que tienen en común estas cadenas es que las piezas reemplazadas son en ambos casos de la parte inferior, haciendo presumir que el deterioro en esta zona de la cadena es más frecuente.

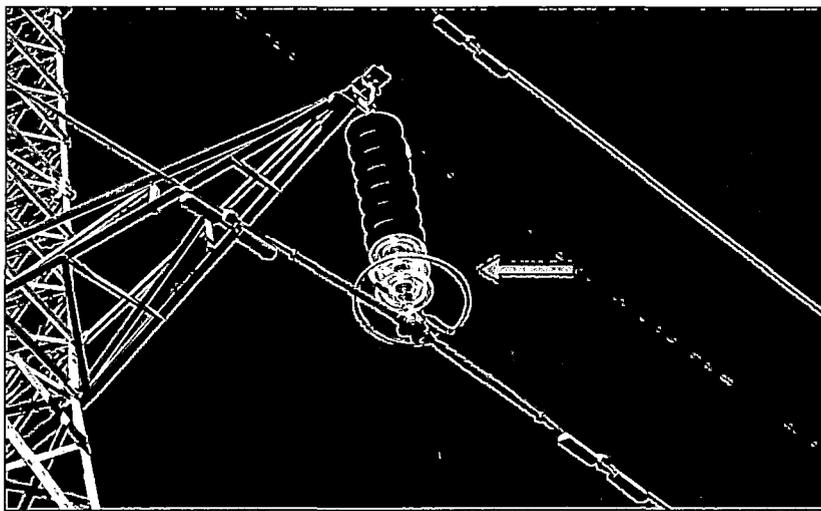


Figura 5.10. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores en suspensión con aisladores reemplazados, [Fuente: Propia].

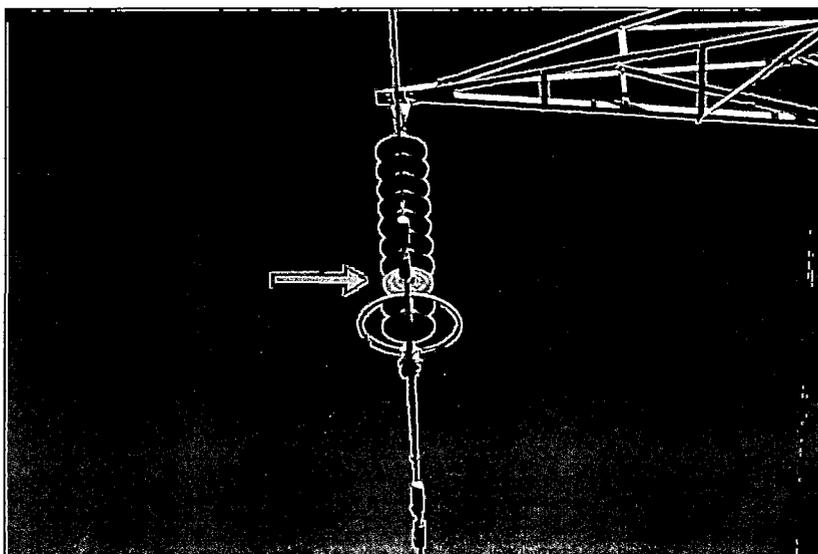


Figura 5.11. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores con la presencia de un disco reemplazado, [Fuente: Propia].

En las siguientes ilustraciones, se visualiza cadenas de aisladores defectuosos con presencia de componentes desportillados, picados y contaminados.



Figura 5.12. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador desportillado, [Fuente: Propia].



Figura 5.13. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador desportillado, [Fuente: Propia].

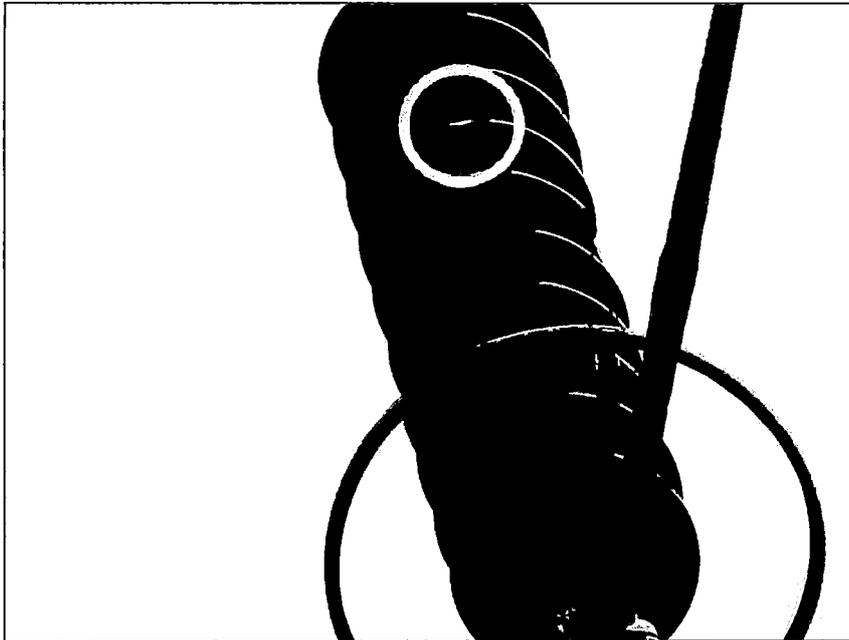


Figura 5.14. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador picado, [Fuente: Propia].

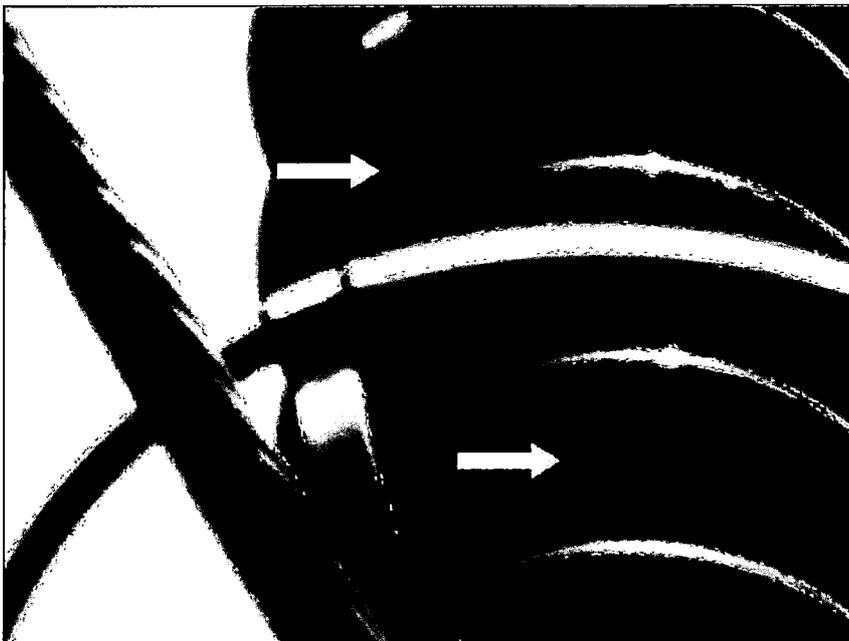


Figura 5.15. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aisladores contaminados en la parte inferior, [Fuente: Egemsa].



Figura 5.16. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores con la presencia de contaminación, [Fuente: Egemsa].

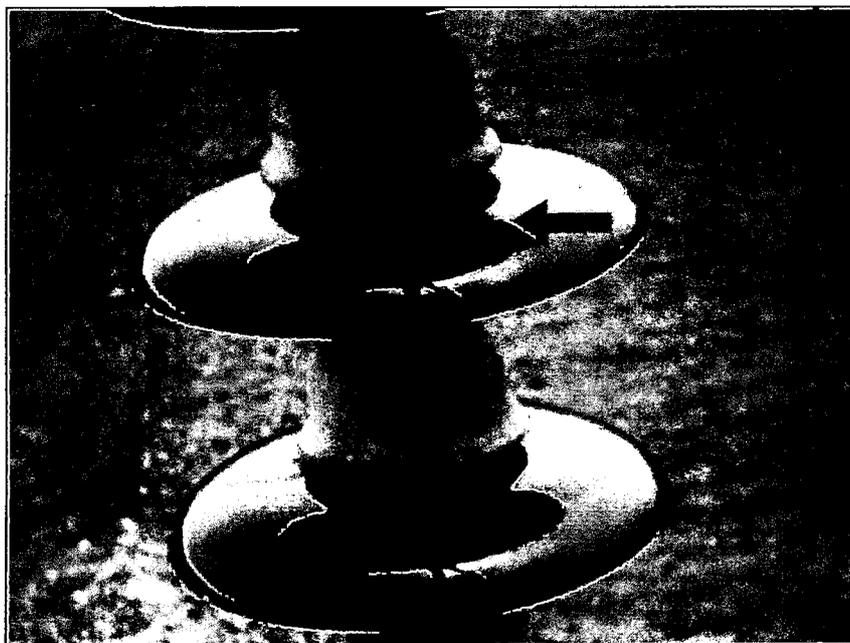


Figura 5.17. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, aislador erosionado, [Fuente: Egemsa].

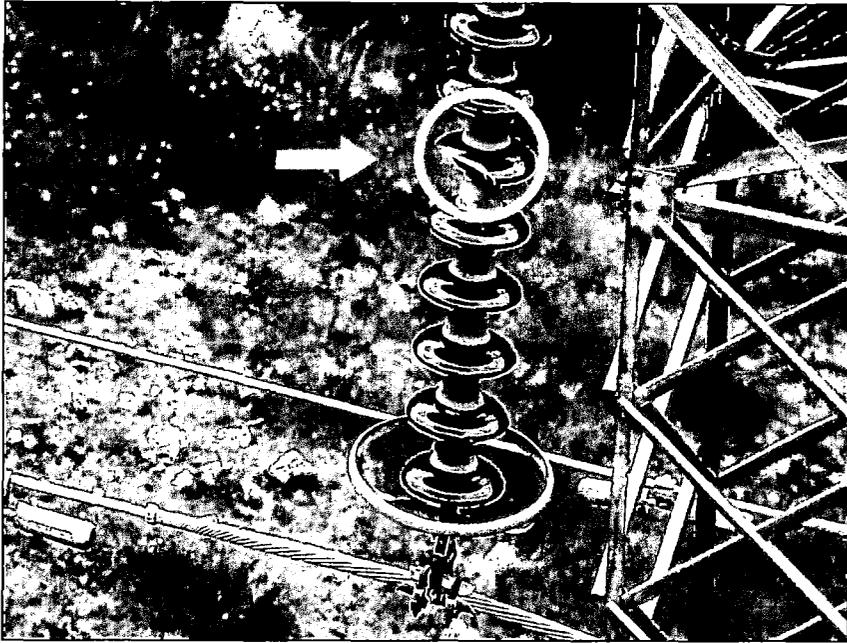


Figura 5.18. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores defectuosa con un aislador fragmentado, [Fuente: Egemsa].

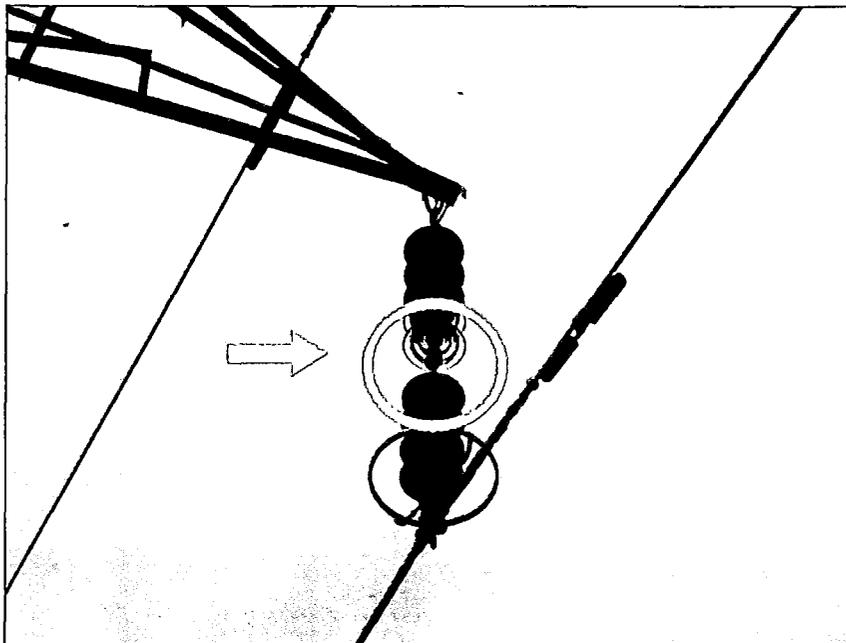


Figura 5.19. Línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo, cadena de aisladores defectuosa con la ausencia de un disco, [Fuente: Propia].

De las ilustraciones mostradas es necesario realizar el siguiente comentario, se puede apreciar que en las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001 existe contaminación que se sabe con certeza que influye directamente en las corrientes de fuga. Pero en el caso de los aisladores dañados presentes en la línea L-1001, no se sabe con exactitud si éstos son a causa de la presencia del efecto corona y como se mencionó en el capítulo II, es imposible saber cuál es la causa raíz del daño en dichos componentes.

5.3.2. INSPECCIÓN CON LA CÁMARA UVOLLÉ – Vi

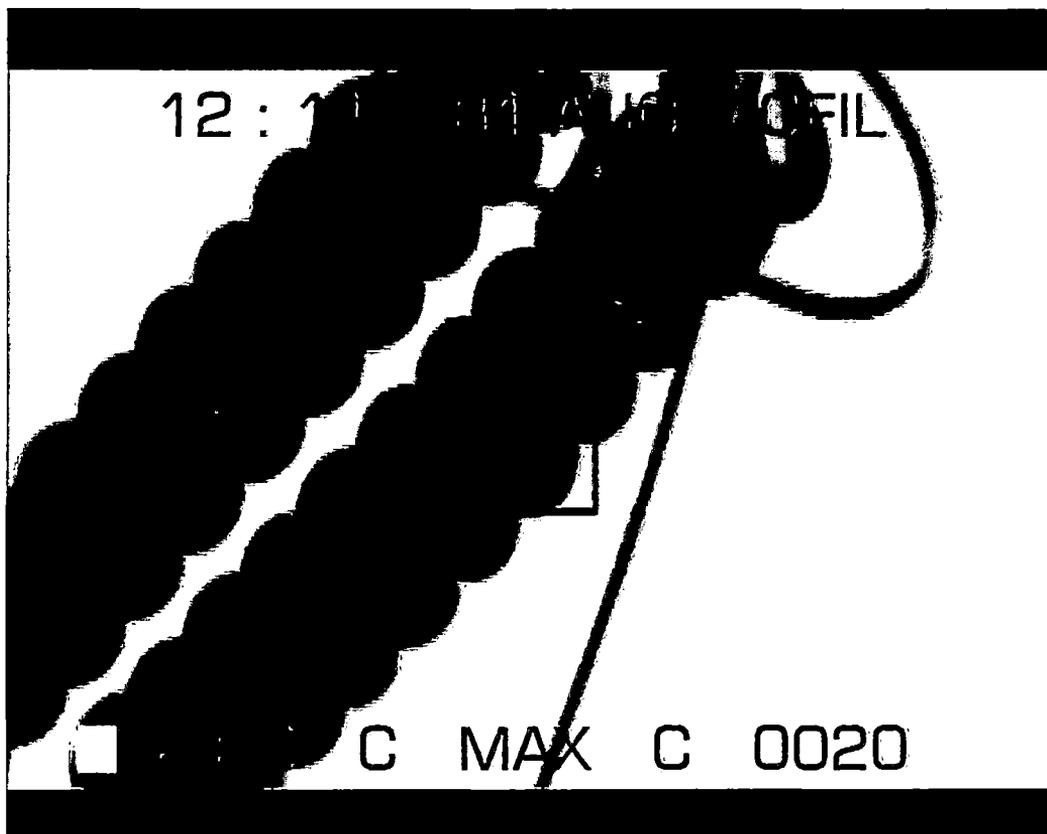
En el ítem anterior, se menciona que es imposible conocer el motivo por el cual un aislador está en condiciones deterioradas y, averiguar la causa raíz de estos deterioros, tampoco es objetivo del presente estudio, más bien se pretende conocer la intensidad y el grado de deterioro en los aisladores a causa exclusiva del efecto corona.

A continuación se muestran los resultados de la inspección realizada para detectar la presencia e intensidad del efecto corona en el deterioro de las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001, mediante el uso de la cámara Uvollé – Vi, técnica descrita en el capítulo III:

Nota: Las inspecciones realizadas a los aisladores de la línea L-1001 están registradas en formato de video. Por lo cual, antes de leer el análisis descrito de los mismos, se sugiere revisar éstos previamente (Anexo I).

VIDEO N°1

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	134	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

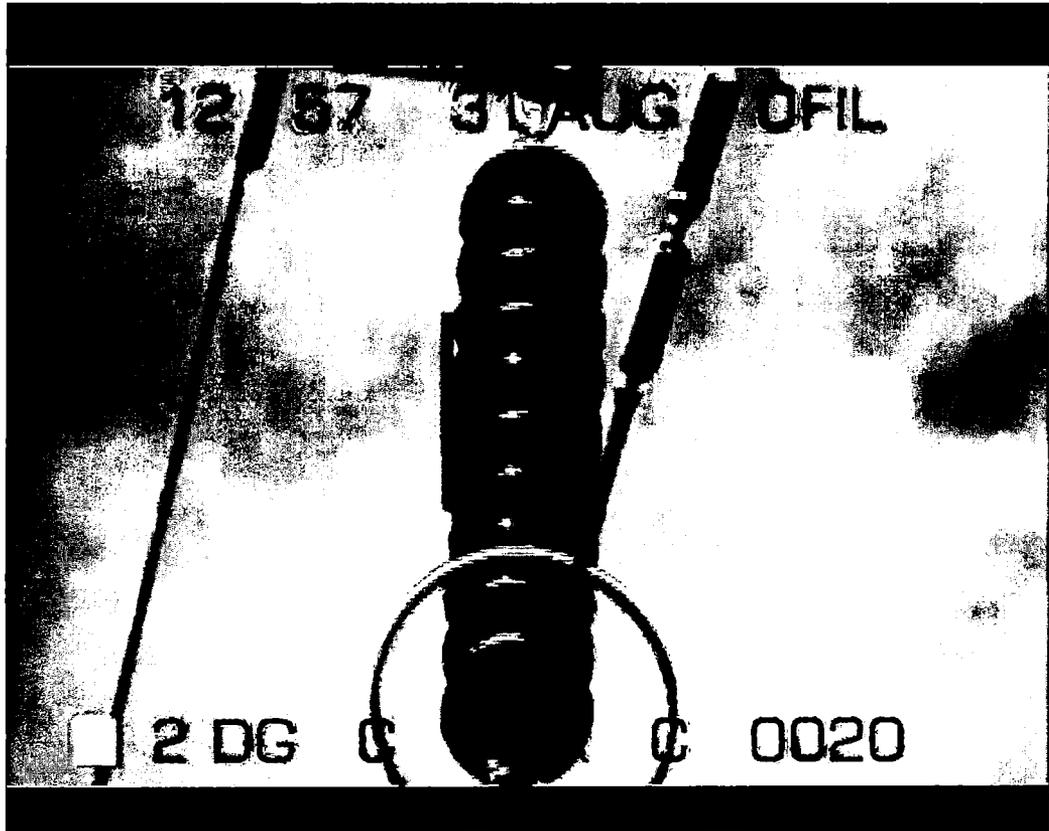
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°2

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	144	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

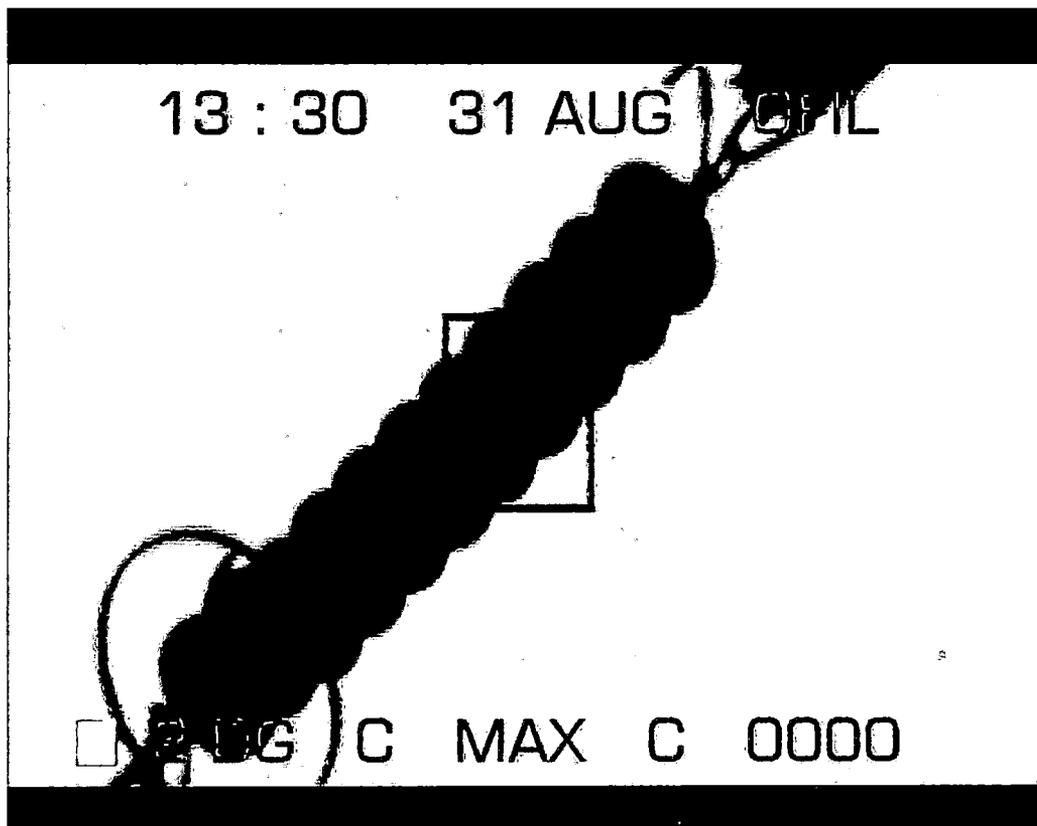
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°3

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	149	FASE	R,S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

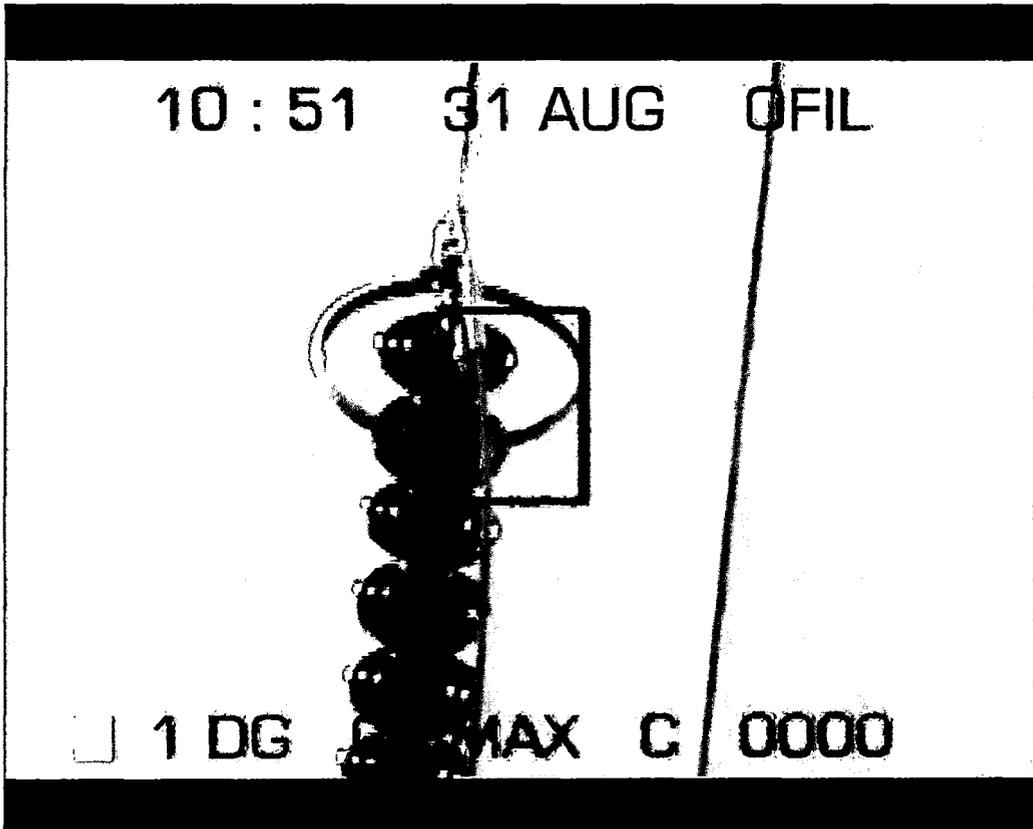
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°4

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	203	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

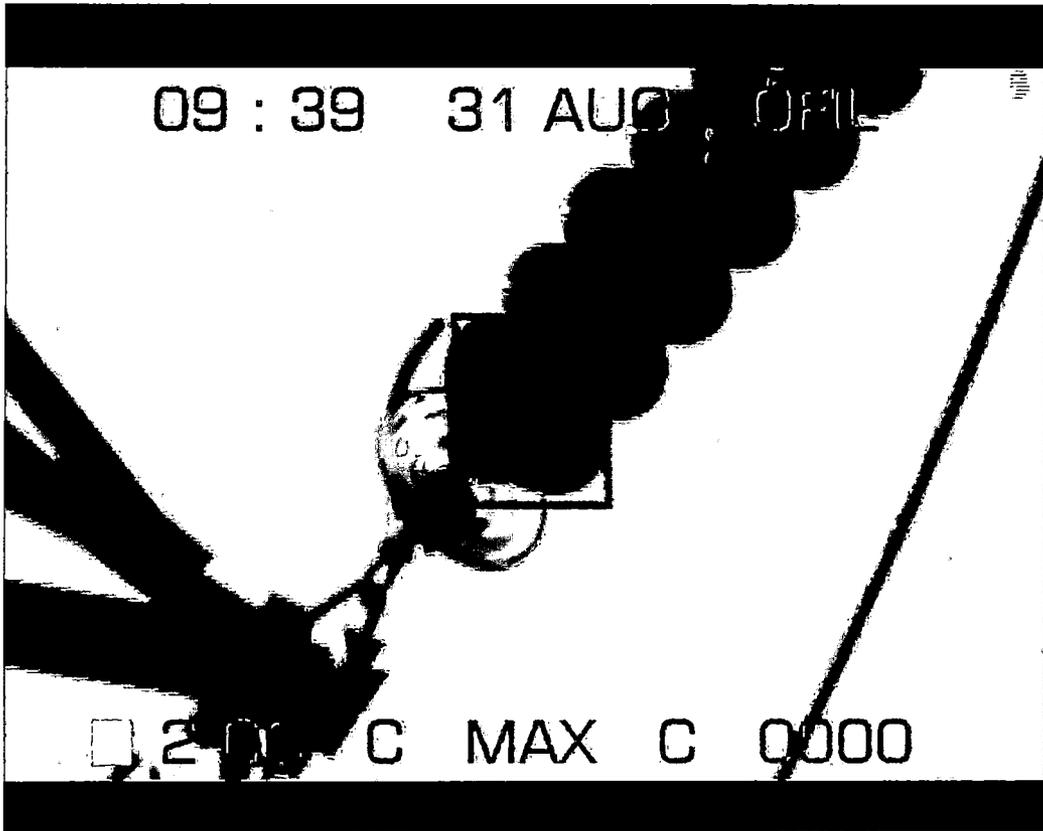
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°5

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	215	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

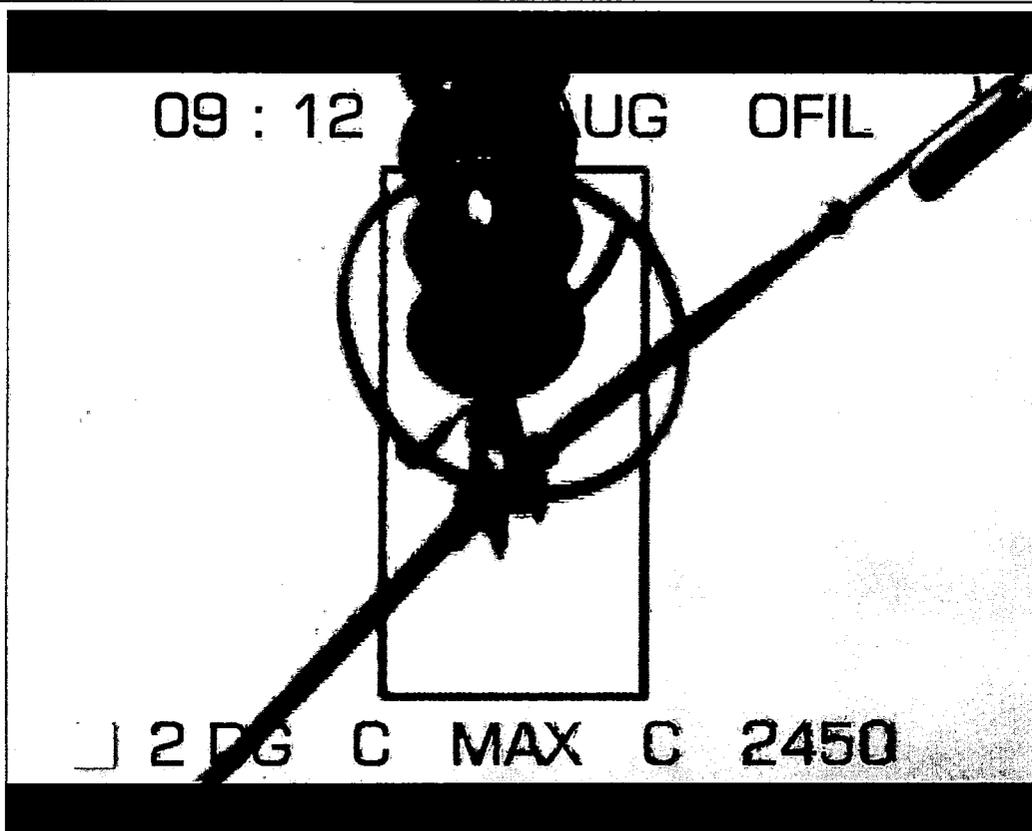
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°6

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	223	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	2450
-------------	-------	----------------	------

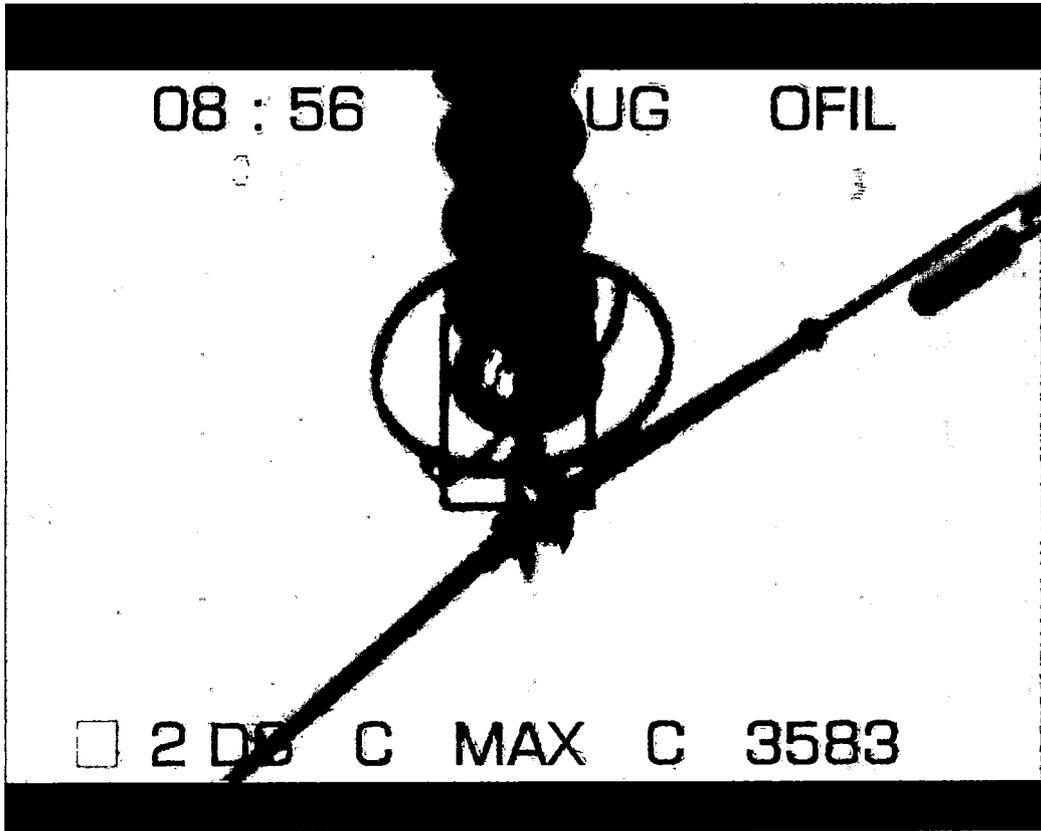
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 5^{to} y 9^{no} aislador pertenecientes a la fase T, por lo tanto existe deterioros a causa del efecto corona en dichos aisladores.

Fuente: [EP]

VIDEO N°7

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSION	138 kV
N° ESTRUCTURA	224	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	4360
-------------	-------	----------------	------

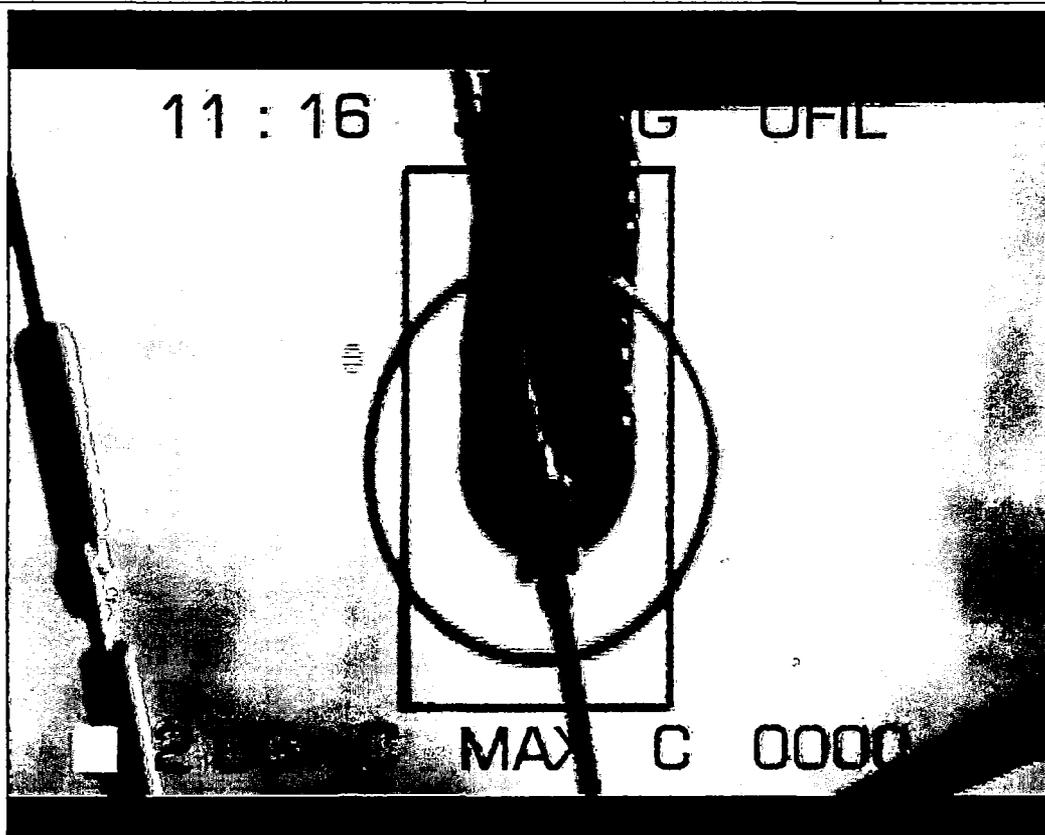
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 10^{mo} aislador perteneciente a la fase T, por lo tanto existe deterioro a causa del efecto corona en dicho aislador.

Fuente: [EP]

VIDEO N°8

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	196	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULA	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

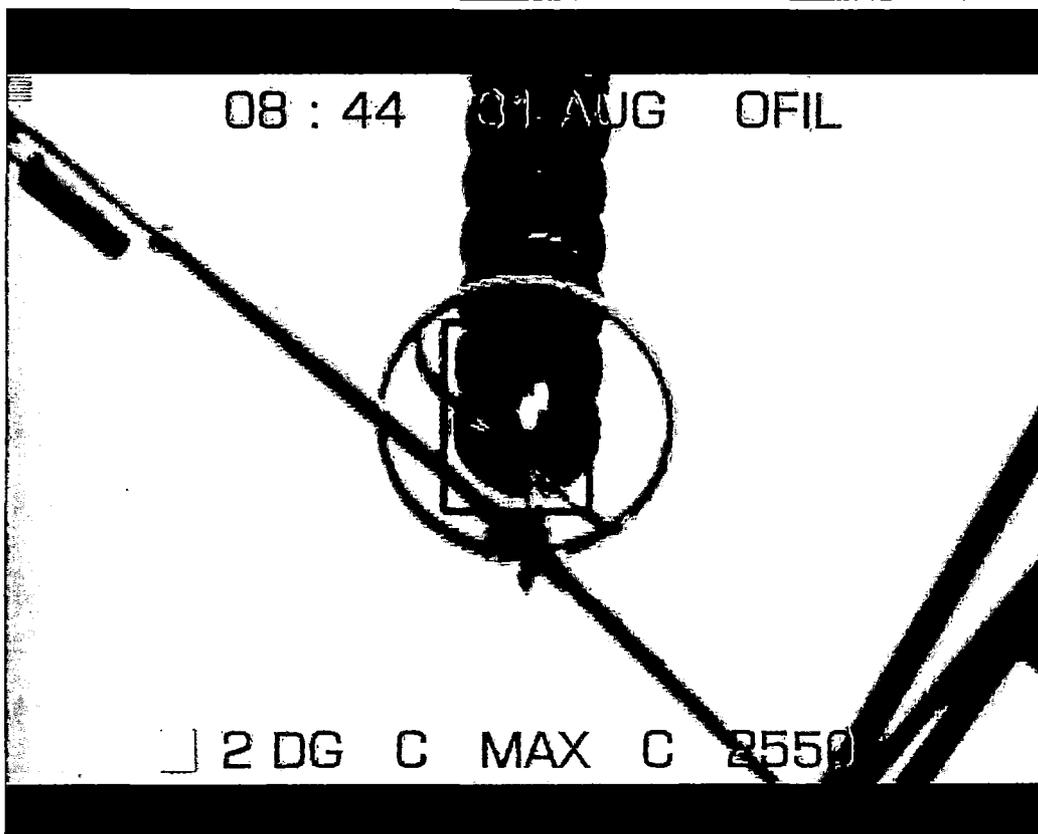
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°9

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	227	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	2550
-------------	-------	----------------	------

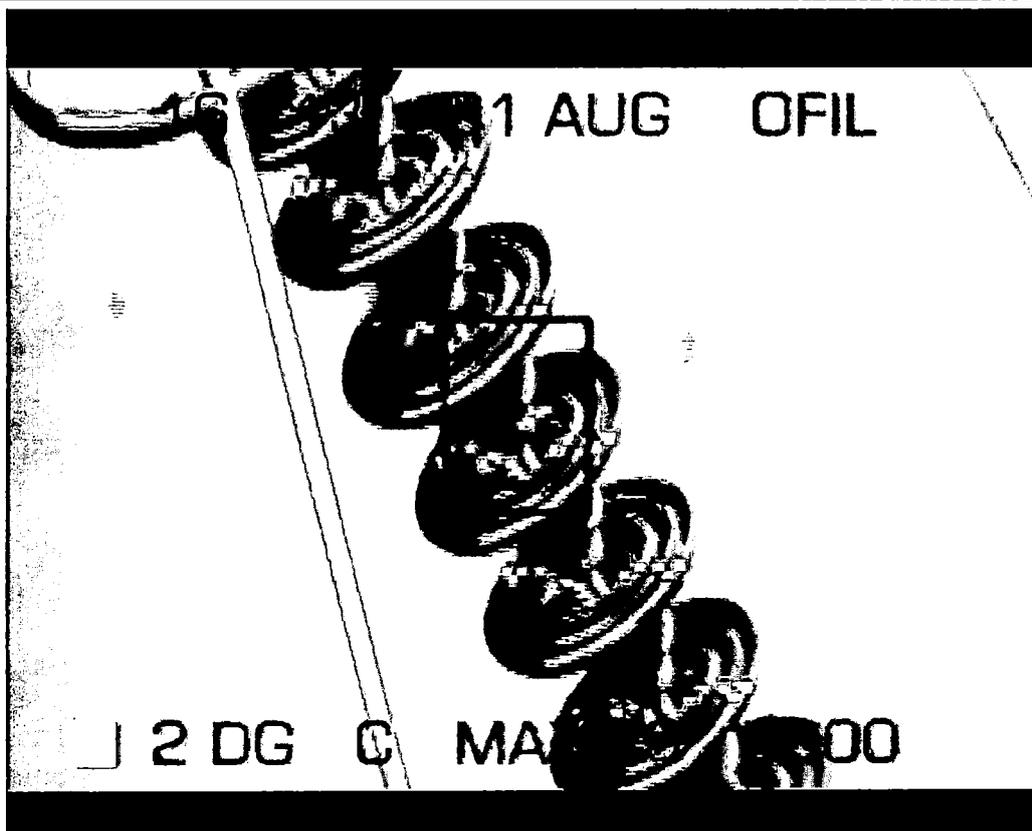
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 10^{mo} aislador perteneciente a la fase R, y en el 7^{mo} aislador perteneciente a la fase S, por lo tanto existe deterioro a causa del efecto corona en dicho aislador.

Fuente: [EP]

VIDEO N°10

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	247	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

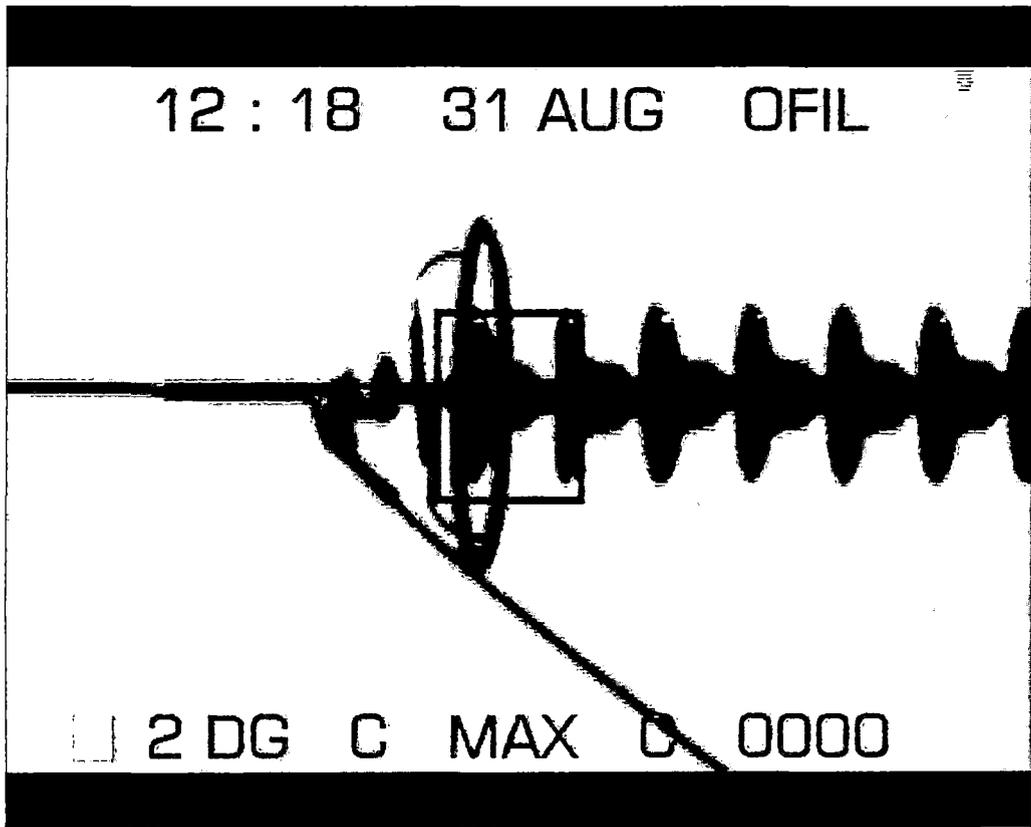
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°11

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSION	138 kV
N° ESTRUCTURA	139	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

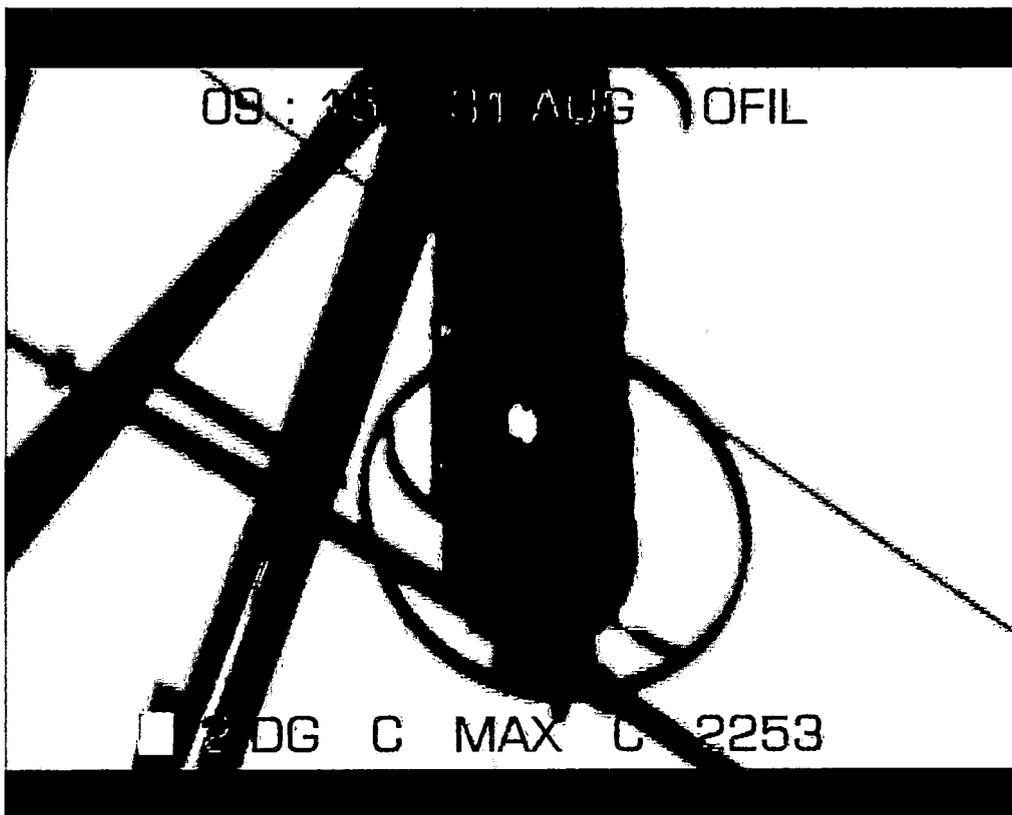
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°12

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	222	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	BAJA	CONTEO MÁXIMO:	850
-------------	------	----------------	-----

ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 7^{mo} aislador perteneciente a la fase T, por lo tanto existe deterioro a causa del efecto corona en dicho aislador.

Fuente: [EP]

En la figura 5.20 se resume los resultados de la inspección realizada a las cadenas de aisladores de la línea L-1001 con la cámara U-vollé Vi, esto es: De la inspección a 12 estructuras (previo muestreo), seis de ellos son del tipo suspensión (S) y los 6 restantes son del tipo anclaje (A), de los cuales, No se registró actividad Corona en ningún aislador perteneciente a las cadenas de aisladores de las estructuras del tipo anclaje. Por el contrario, de las seis estructuras del tipo suspensión inspeccionadas, cuatro presentan actividad Corona en algún aislador perteneciente a su cadena de aisladores.

Se puede observar en la figura 5.20, que la mayoría de los aisladores que presentan radiación UV (actividad corona), presentan un conteo de fotones entre 850 y 4360, de los cuales la mayor parte, según el registro en video, esta actividad corona se encuentran en los aisladores más cercanos al conductor.

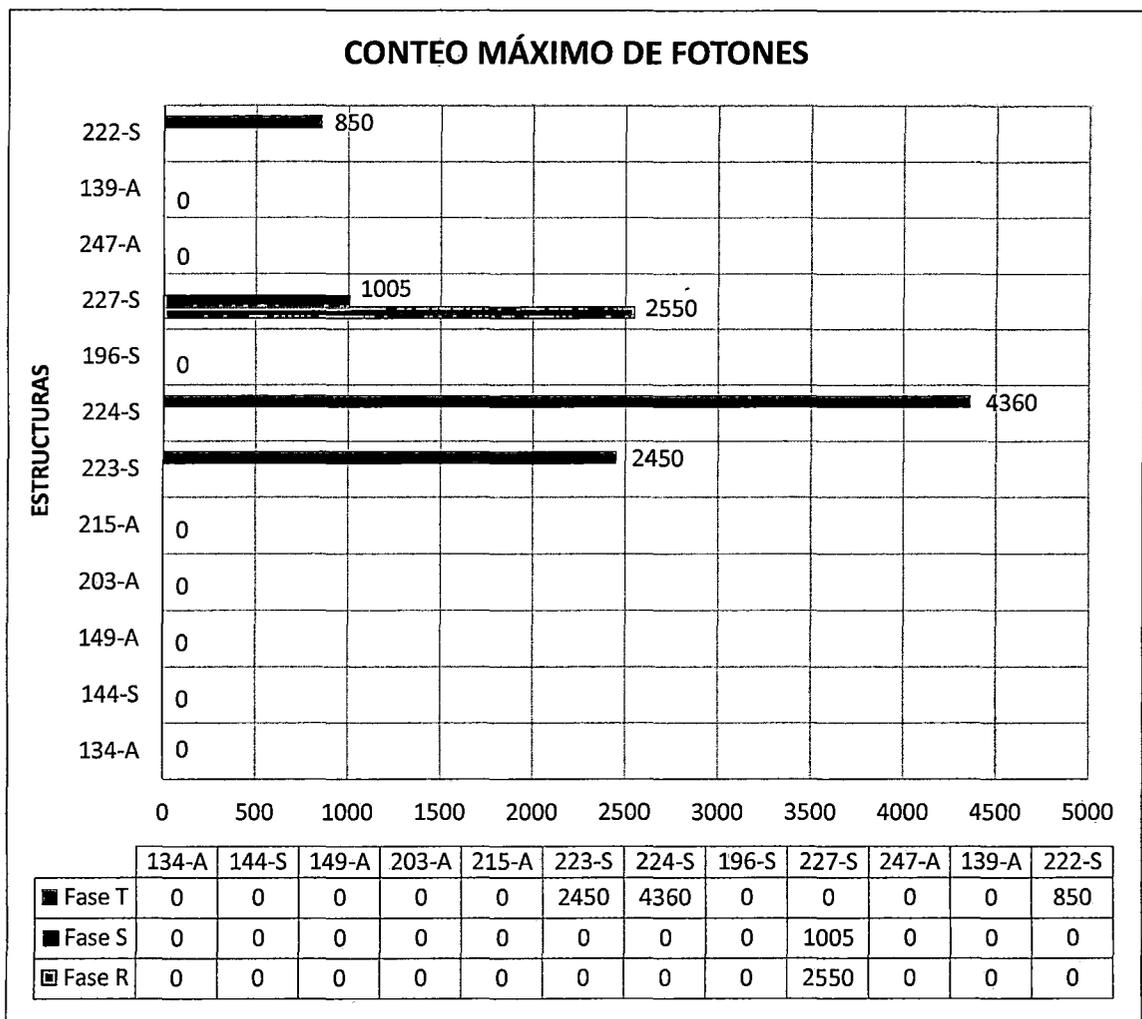


Figura 5.20. Resumen del conteo máximo de fotones de la inspección a las cadenas de aisladores de la línea de transmisión L-1001. [EP].

CONCLUSIONES

1. Del grado de deterioro de los aisladores a consecuencia del efecto corona

De la inspección a las cadenas de aisladores de la línea L-1001 con la cámara U-vollé-Vi, se concluye que el efecto corona, Sí influye en un grado de criticidad media en el deterioro de los aisladores, estos deterioros con mayor incidencia en los aisladores del tipo suspensión, pues éstos presentan mayor cantidad de contaminación que los del tipo anclaje, y también en aisladores que presentan alguna deficiencia como fisura, grieta o desportillado, ocasionando un incremento de corrientes de fuga y descargas corona, siendo este un signo inequívoco que en algún momento posterior este componente fallará.

2. De la comparación de los métodos de Peek Vs Peterson:

De los resultados obtenidos con la "Aplicación para el cálculo de Perdidas Corona", se observa que en las líneas de prueba (L-1002, L-1003 y L-1005), los valores de pérdidas obtenidos por el método de Peek resultan ser muy pequeños, cero en el peor de los casos, cuando se utiliza el gradiente crítico visual y bastante elevados cuando se utiliza el gradiente crítico disruptivo, éstos al ser comparados con sus respectivas potencias habituales de transporte (registro de medidores, anexo C) de las líneas resultan ser incongruentes. Mientras que por el método de Peterson estos valores de pérdidas son más congruentes y aceptables. Por lo tanto, se concluye que para líneas de transmisión de simple terna, configuración simplex y en condiciones de operación, el método de Peterson es el más adecuado.

3. De la evaluación de pérdidas por conductancia: Corona y pérdidas en los Aisladores

De los cálculos realizados según la tabla 5.10, se obtuvo 37.05 % de pérdidas en los aisladores y 62.95 % de pérdidas corona, éstos con respecto a las pérdidas por conductancia de la línea L-1001 para Buen tiempo. Del mismo modo, para condiciones de lluvias se obtuvo 12.61 % de pérdidas en aisladores y 87.39 % de pérdidas corona, con respecto a las pérdidas por conductancia de la línea L-1001. Por lo tanto, se concluye que las pérdidas en los aisladores son mayores para cuando estos aisladores están sometidos por la acción de las lluvias, pues el 12.61 % (pérdidas en aisladores en lluvias) representa una porción mayor que el que representa el 37.05 % (perdidas en aisladores en buen tiempo). No obstante, para cuando se analice pérdidas en un periodo determinado, puede que las pérdidas en

aisladores para tiempos secos sean mayores a los lluviosos, pues estos van a depender mucho del nivel de contaminación y de la frecuencia de días lluviosos durante el periodo determinado.

4. De la Coronografía

De los registros de la inspección con la cámara U-Vollé Vi a las cadenas de aisladores, se concluye que Sí se puede conocer la ubicación exacta de aisladores defectuosos de la línea L-1001, gracias a la detección de la radiación ultravioleta que emite el efecto corona. Así como también, se puede notar en la figura 5.20, que del total de las cadenas de aisladores pertenecientes a las estructuras del tipo anclaje ninguna presenta aisladores con actividad Corona, mientras que en las cadenas de aisladores pertenecientes a las estructuras del tipo suspensión, cuatro de seis estructuras presentan en algún aislador actividad Corona. De esta actividad corona registrada en los aisladores, se nota en la misma figura 5.20, que el 80 % de las cadenas de aisladores que presentan descargas corona tienen en su registro un conteo de fotones entre 1000 y 5000, y el 20 % restante registra un conteo de fotones menores a 1000. Por lo tanto, según la clasificación de acuerdo al conteo de fotones, se concluye que el grado de deterioro presente en las cadenas de aisladores de la línea L-1001 Machupicchu – Cachimayo a causa del efecto corona, es de criticidad Media.

RECOMENDACIONES

1. Para estimaciones de pérdidas de potencia por Efecto Corona:

- a) Se recomienda utilizar la “Aplicación para el cálculo de pérdidas corona”, en etapas de operación y diseño de una línea de transmisión. Para este último, se recomienda utilizar los niveles de tensión máxima según normas (CNE), pues en este trabajo de tesis, tratándose del análisis de pérdidas corona de una línea en condiciones de operación, se utilizó la respectiva tensión de operación de la línea.
- b) Es recomendable para cuando se desee estimar pérdidas corona en líneas que tienen doble terna y más de un conductor por fase, No utilizar los métodos expuestos en este trabajo de tesis, existe en la bibliografía especializada distintos métodos para estimar mejor este tipo de configuraciones (EDF, Rÿen y Henline, Maruvada).

2. Para el diagnóstico del deterioro de aisladores:

- a) Es recomendable que la programación de la inspección con el equipo de detección ultravioleta (Coronografía) se realice en temporadas de sequías, porque son en estas épocas donde la contaminación incrementa las corrientes de fuga y descargas corona, y resulta más fácil para el equipo la detección de algún aislador deteriorado. Por el contrario, no se recomienda realizar inspecciones en mal tiempo (lluvias o neblina), el efecto punta causados por las gotas de agua en la superficie de los aisladores, aturden la medición correcta del equipo, conllevando a interpretaciones erróneas.
- b) Es recomendable incrementar las actividades de mantenimiento preventivo periódicamente, y más aún en temporadas de sequías por razones antes explicadas, pero aun así, queda la incertidumbre de no conocer con exactitud si algún componente de las cadenas de aisladores tiene indicios de avería, estos indicios son detectados aplicando técnicas de mantenimiento predictivo, y para este caso la coronografía es la mejor técnica en la actualidad.
- c) Es recomendable que durante el proceso del mantenimiento preventivo o correctivo de las cadenas de aisladores de tipo cerámico, se tenga más en consideración la delicadeza de sus componentes y evitar el astillamiento, desportillado, rajaduras, etc. Con posibles golpes, contactos o manipulaciones bruscas.

BIBLIOGRAFIA

- ❖ Luis Felipe Miranda - Esperanza Medina. Investigando en Ingeniería. Universidad Nacional de San Agustín. Arequipa – Perú. 1998.
- ❖ Electric Power Research Institute – EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above, Third Edition. 2005.
- ❖ Luis A. Siegert C. Libro de Alta Tensión y Sistemas de Transmisión, Profesor Titular de la Universidad Simón Bolívar, Caracas – Venezuela. 2002.
- ❖ Omar Sáez Pérez. Seminario de Tópicos Especiales en Ingeniería de Alta Tensión, Comparación de los Métodos de Peterson y EDF para el Cálculo de las Pérdidas Corona en Líneas de Tensión inferior a 220 kV, Universidad de Santiago de Chile. 2000.
- ❖ Ing. Rubén Gáelas Arana, Líneas de Transmisión Eléctrica, editorial megabyte - Colegio de Ingenieros del Perú, 1ra edición Marzo 2010.
- ❖ Santiago Roberto Carrillo Calderón, Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Escuela Politécnica Nacional de Quito. 1977.
- ❖ Luis María Checa. Líneas de Transporte de Energía 3ra edición.
- ❖ Nelson Morales Osorio. Fenómeno Corona en Líneas de Transmisión y sus Efectos. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986.
- ❖ Brian Hardy – Colin Bayliss. Transmission and Distribution Electrical Engineering Third Edition. 2007.
- ❖ Consideraciones en la selección de aisladores bajo condiciones de contaminación atmosférica -Ing. Adolfo león cano hencker, boletín técnico corona electro porcelana gamma s.a. – 2005.

ANEXOS

ANEXO A

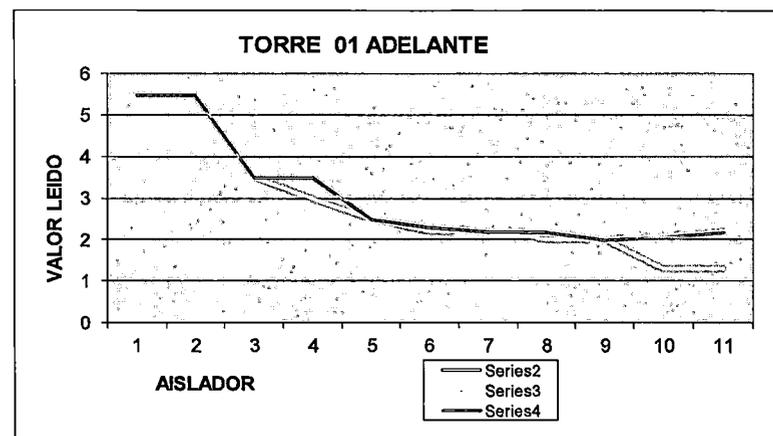
PERFILAMIENTO DE AISLADORES - TRAMO I

EMPRESA :EGEMSA
 CONTRATISTA RESPONSABLE :VCN INGENIEROS SAC

TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
1	Celosia	L-1001	138	CHM Km 122	Machupicchu	Urubamba	16/08/2011

LADO	VANO	TIPO CADENA
Adelante	1 a 2	Anclaje Simple

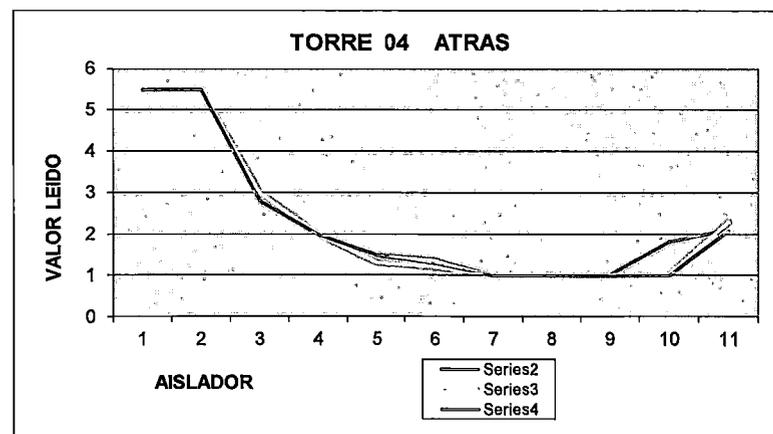
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
3	3.5	3.5	3.5	Aislador Contaminado
4	3	3	3.5	Aislador Contaminado
5	2.5	2.5	2.5	Aislador Contaminado
6	2.2	2.2	2.3	Aislador Contaminado
7	2.2	2.2	2.2	Aislador Contaminado
8	2	2	2.2	Aislador Contaminado
9	2	2	2	Aislador Contaminado
10	1.3	1.3	2.1	Aislador Contaminado
11	1.3	1.3	2.2	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
4	Celosia	L-1001	138	CHM Km 122	Machupicchu	Urubamba	16/08/2011

LADO	VANO	TIPO CADENA
Atrás	3 a 4	Anclaje Simple

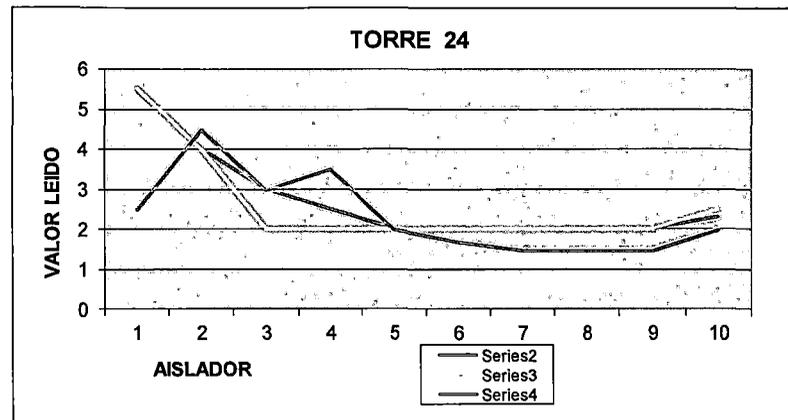
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
3	3	3	2.8	Aislador Contaminado
4	2	2	2	Aislador Contaminado
5	1.5	1.3	1.5	Aislador Contaminado
6	1.4	1.2	1.3	Aislador Contaminado
7	1	1	1	Aislador R7, S7, T7 Dañado
8	1	1	1	Aislador R8, S8, T8 Dañado
9	1	1	1	Aislador R9, S9, T9 Dañado
10	1.8	1	1	Aislador S10, T10 Dañado
11	2.1	2.3	2.1	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
24	Celosia	L-1001	138	Chechabamba	Machupicchu	Urubamba	14/08/2011

TIPO CADENA
Suspensión Simple

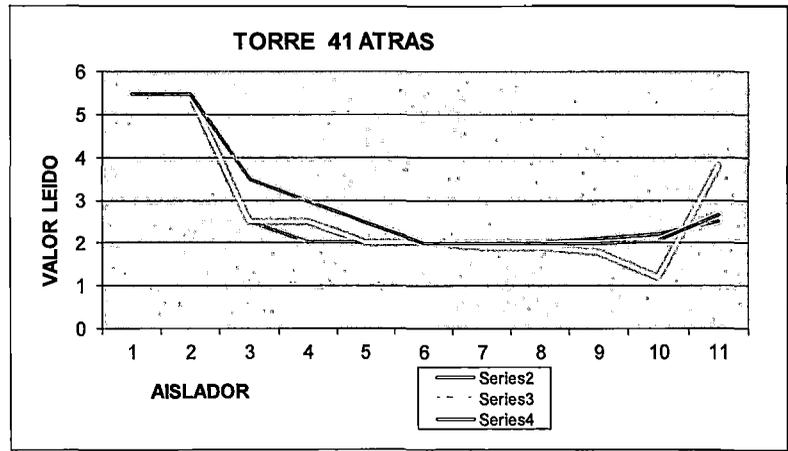
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	2.5	Aislador Contaminado
2	4	4	4.5	Aislador Contaminado
3	3	2	3	Aislador Contaminado
4	2.5	2	3.5	Aislador Contaminado
5	2	2	2	Aislador Contaminado
6	2	2	1.7	Aislador Contaminado
7	2	2	1.5	Aislador Contaminado
8	2	2	1.5	Aislador Contaminado
9	2	2	1.5	Aislador Contaminado
10	2.3	2.5	2	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
41	Celosia	L-1001	138	Locomayo	Machupicchu	Urubamba	18/08/2011

LADO	VANO	TIPO CADENA
Atrás	40 - 41	Anclaje Simple

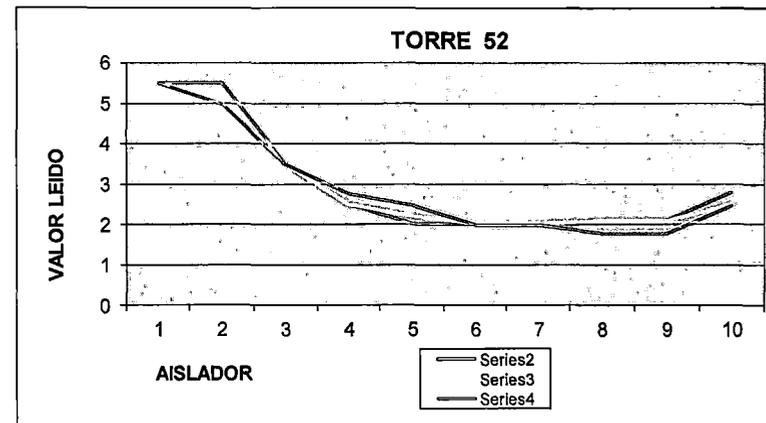
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
3	2.5	2.5	3.5	Aislador Contaminado
4	2	2.5	3	Aislador Contaminado
5	2	2	2.5	Aislador Contaminado
6	2	2	2	Aislador Contaminado
7	2	1.9	2	Aislador Contaminado
8	2	1.9	2	Aislador Contaminado
9	2.1	1.8	2	Aislador Contaminado
10	2.2	1.2	2.1	Aislador S10 Dañado
11	2.5	3.8	2.7	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
52	Celosia	L-1001	138	Pampacahua	Machupicchu	Urubamba	16/08/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

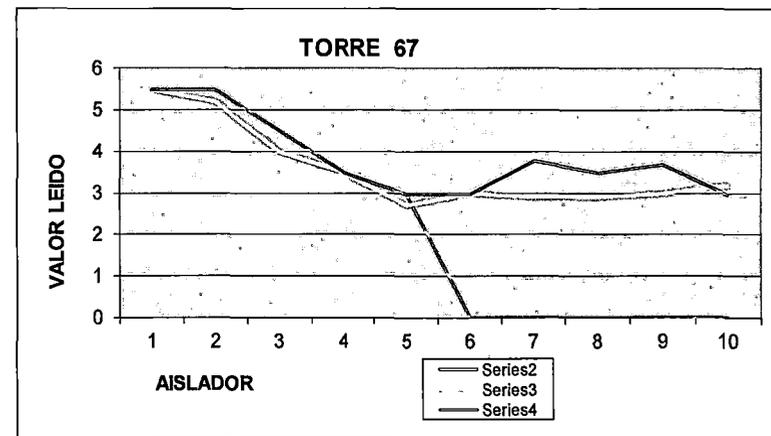
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5	5	Aislador Contaminado
3	3.5	3.5	3.5	Aislador Contaminado
4	2.5	2.5	2.8	Aislador Contaminado
5	2	2.2	2.5	Aislador Contaminado
6	2	2	2	Aislador Contaminado
7	2	2	2	Aislador Contaminado
8	2.1	2.1	1.8	Aislador Contaminado
9	2.1	2.1	1.8	Aislador Contaminado
10	2.8	2.5	2.5	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
67	Celosia	L-1001	138	Retamales	Machupicchu	Urubamba	03/08/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.2	5.5	Aislador Contaminado
3	4.5	4	4.5	Aislador Contaminado
4	3.5	3.5	3.5	Aislador Contaminado
5	3	2.7	3	Aislador Contaminado
6	0	3	3	Aislador R6 Fallado
7	0	2.9	3.8	Aislador R7 Fallado
8	0	2.9	3.5	Aislador R8 Fallado
9	0	3	3.7	Aislador R9 Fallado
10	0	3.2	3	Aislador R10 Fallado



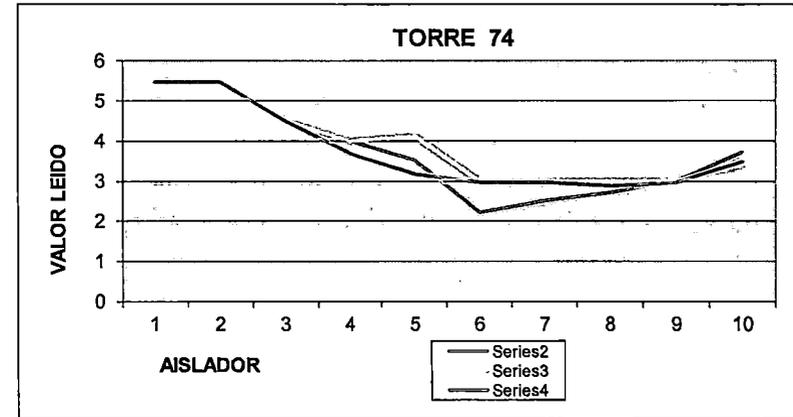
PERFILAMIENTO DE AISLADORES - TRAMO II

EMPRESA :EGEMSA
 CONTRATISTA RESPONSABLE :VCN INGENIEROS SAC

TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (KV)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
74	Celosia	L-1001	138	Miscay	Machupicchu	Urubamba	12/08/2011

TIPO CADENA
 Suspension Simple

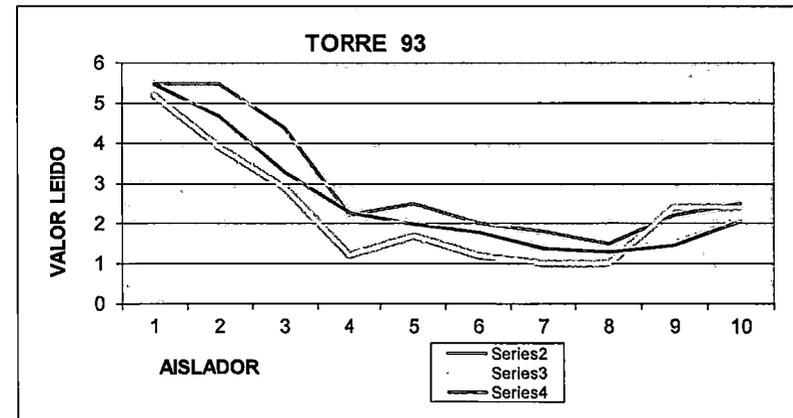
Nº/AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	5.5	5.5	Aislador Contaminado
3	4.5	4.5	4.5	Aislador Contaminado
4	4	4	3.7	Aislador Contaminado
5	3.5	4.1	3.2	Aislador Contaminado
6	2.2	3	3	Aislador Contaminado
7	2.5	3	3	Aislador Contaminado
8	2.7	3	2.9	Aislador Contaminado
9	3	3	3	Aislador Contaminado
10	3.7	3.4	3.5	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (KV)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
93	Celosia	L-1001	138	Piscacucho	Ollantaytambo	Urubamba	20/07/2011

TIPO CADENA
 Suspension Simple

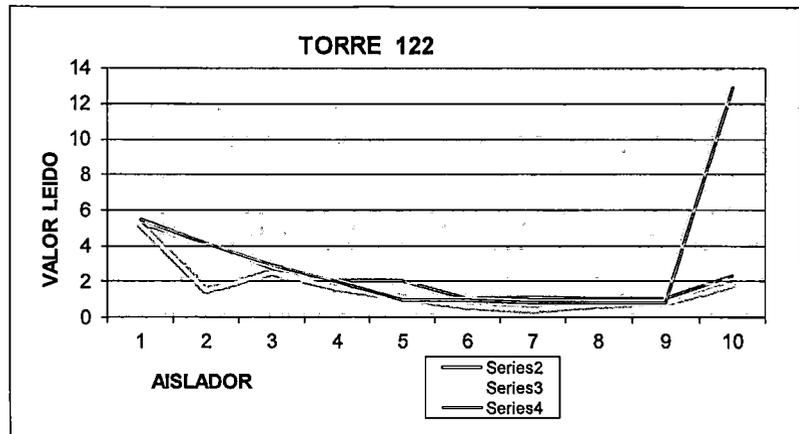
Nº/AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.2	5.5	Aislador Contaminado
2	5.5	3.9	4.7	Aislador Contaminado
3	4.4	2.9	3.3	Aislador Contaminado
4	2.2	1.2	2.3	Aislador Contaminado
5	2.5	1.7	2	Aislador Contaminado
6	2	1.2	1.8	Aislador Contaminado
7	1.8	1	1.4	Aislador S7 Dañado
8	1.5	1	1.3	Aislador S8 Dañado
9	2.2	2.4	1.5	Aislador Contaminado
10	2.5	2.4	2.1	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
122	Celosia	L-1001	138	Tanccac	Ollantaytambo	Urubamba	14/07/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

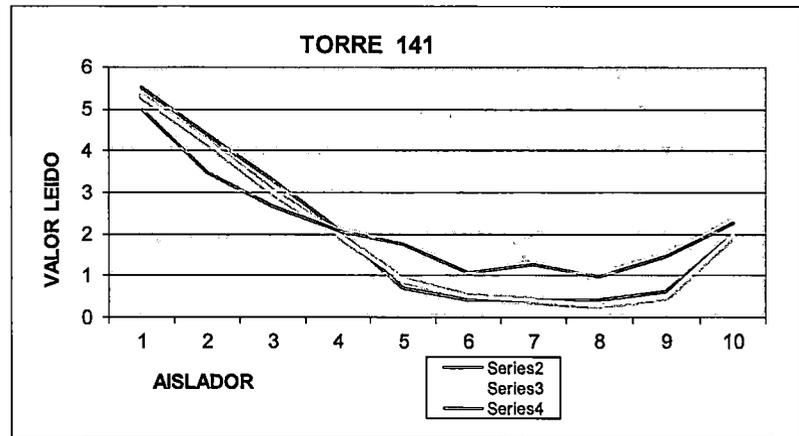
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.2	5.2	5.5	Aislador Contaminado
2	4.2	1.5	4.2	Aislador Contaminado
3	2.7	2.5	3	Aislador Contaminado
4	2	1.6	2	Aislador Contaminado
5	2	1.1	1	Aislador T5 Dañado
6	1	0.6	1	Aislador R6,S6, T6 Dañado
7	1.1	0.4	0.9	Aislador S7, T7 Dañado
8	1	0.7	0.9	Aislador R8,S8, T8 Dañado
9	1	0.8	0.9	Aislador R9,S9, T9 Dañado
10	2.3	1.8	13	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
141	Celosia	L-1001	138	Rumira	Ollantaytambo	Urubamba	12/07/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

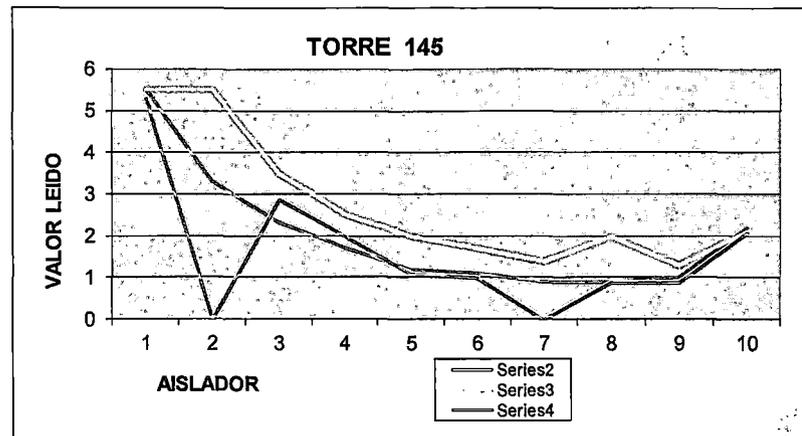
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.3	5	Aislador Contaminado
2	4.4	4.2	3.5	Aislador Contaminado
3	3.3	3	2.7	Aislador Contaminado
4	2.1	2	2.1	Aislador Contaminado
5	0.7	0.9	1.8	Aislador R5, S5 Dañado
6	0.4	0.5	1.1	Aislador R6, S6, T6 Dañado
7	0.4	0.4	1.3	Aislador R7,S7 Dañado
8	0.4	0.3	1	Aislador R8, S8, T8 Dañado
9	0.6	0.5	1.5	Aislador R9, S9 Dañado
10	2	2	2.3	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
145	Celosia	L-1001	138	Ollantaytambo	Ollantaytambo	Urubamba	12/07/2011

TIPO CADENA
Suspension Simple

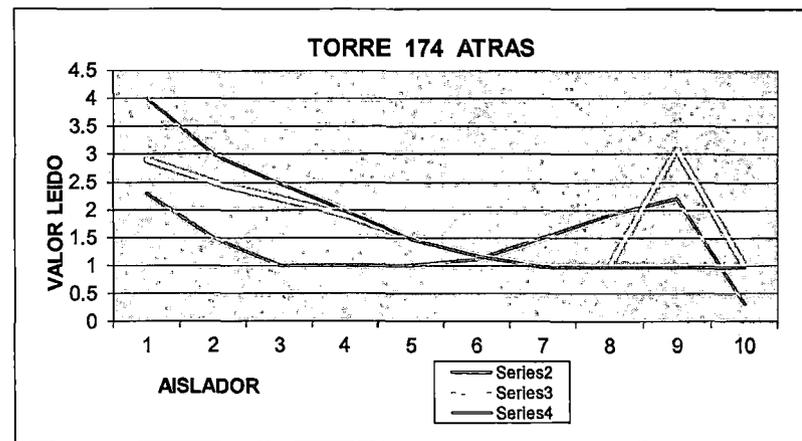
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	5.5	5.5	5.3	Aislador Contaminado
2	3.3	5.5	0	Aislador T2 Fallado
3	2.3	3.5	2.9	Aislador Contaminado
4	1.7	2.5	2	Aislador Contaminado
5	1.2	2	1.1	Aislador Contaminado
6	1.1	1.7	1	Aislador T6 Dañado
7	0.9	1.4	0	Aislador R7 Dañado, T7 Fallado
8	0.9	2	0.9	Aislador R8, T8 Dañado
9	1	1.3	0.9	Aislador R9, T9 Dañado
10	2.2	2.1	2.1	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
174	Celosia	L-1001	138	Paucarbamba	Ollantaytambo	Urubamba	09/07/2011

TIPO CADENA
Suspension Doble

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	2.3	2.9	4	Aislador Contaminado
2	1.5	2.5	3	Aislador Contaminado
3	1	2.2	2.5	Aislador R3 Dañado
4	1	1.9	2	Aislador R4 Dañado
5	1	1.5	1.5	Aislador R5 Dañado
6	1.1	1.2	1.2	Aislador Contaminado
7	1.5	1	1	Aislador S7, T7 Dañado
8	1.9	1	1	Aislador S8, T8 Dañado
9	2.2	3.1	1	Aislador T9 Dañado
10	0.3	1	1	Aislador R10, S10, T10 Dañado



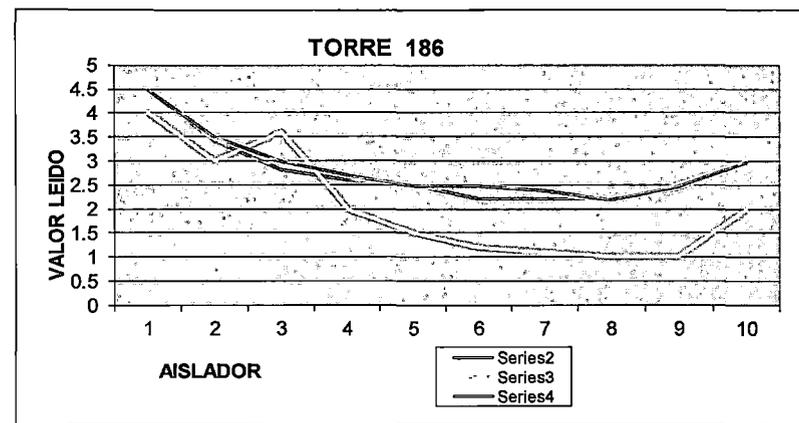
PERFILAMIENTO DE AISLADORES - TRAMO III

EMPRESA :EGEMSA
 CONTRATISTA RESPONSABLE :VCN INGENIEROS SAC

TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
186	Celosia	L-1001	138	Maras	Ollantaytambo	Urubamba	18/06/2011

TIPO CADENA
 Suspension Simple

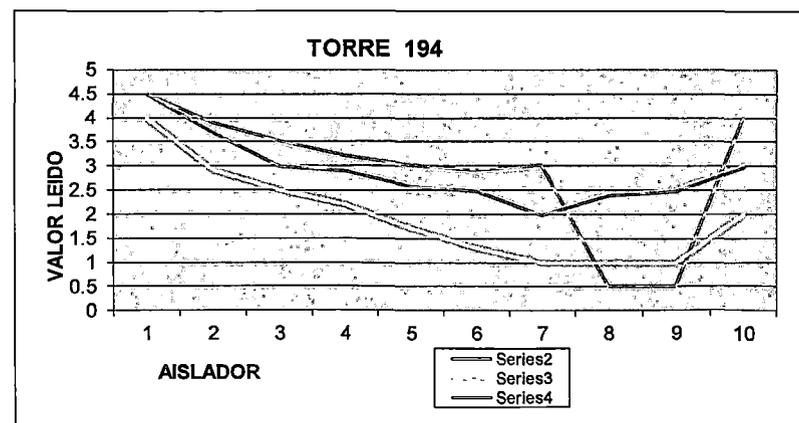
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4.5	4	4.5	Aislador Contaminado
2	3.4	3	3.5	Aislador Contaminado
3	2.8	3.6	3	Aislador Contaminado
4	2.6	2	2.7	Aislador Contaminado
5	2.5	1.5	2.5	Aislador Contaminado
6	2.2	1.2	2.5	Aislador Contaminado
7	2.2	1.1	2.4	Aislador Contaminado
8	2.2	1	2.2	Aislador S8 Dañado
9	2.4	1	2.5	Aislador S9 Dañado
10	3	2	3	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
194	Celosia	L-1001	138	Maras	Ollantaytambo	Urubamba	17/06/2011

TIPO CADENA
 Suspension Simple

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4.5	4	4.5	Aislador Contaminado
2	3.9	2.9	3.7	Aislador Contaminado
3	3.5	2.5	3	Aislador Contaminado
4	3.2	2.2	2.9	Aislador Contaminado
5	3	1.7	2.6	Aislador Contaminado
6	2.9	1.3	2.5	Aislador Contaminado
7	3	1	2	Aislador S7 Dañado
8	0.5	1	2.4	Aislador R8, S8 Dañado
9	0.5	1	2.5	Aislador R9, S9 Dañado
10	4	2	3	Aislador Contaminado

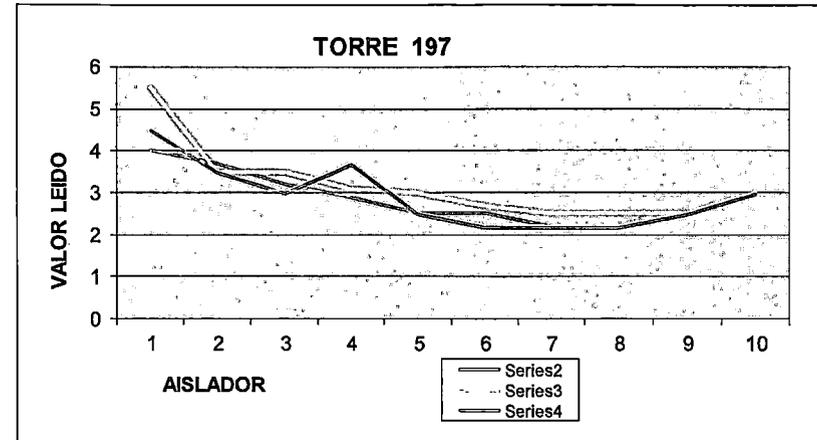


TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
197	Celosia	L-1001	138	Maras	Ollantaytambo	Urubamba	17/06/2011

TIPO CADENA

Suspension Simple

N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4	5.5	4.5	Aislador Contaminado
2	3.7	3.5	3.5	Aislador Contaminado
3	3.2	3.5	3	Aislador Contaminado
4	2.9	3.1	3.7	Aislador Contaminado
5	2.5	3	2.5	Aislador Contaminado
6	2.5	2.7	2.2	Aislador Contaminado
7	2.2	2.5	2.2	Aislador Contaminado
8	2.2	2.5	2.2	Aislador Contaminado
9	2.5	2.5	2.5	Aislador Contaminado
10	3	3	3	Aislador Contaminado

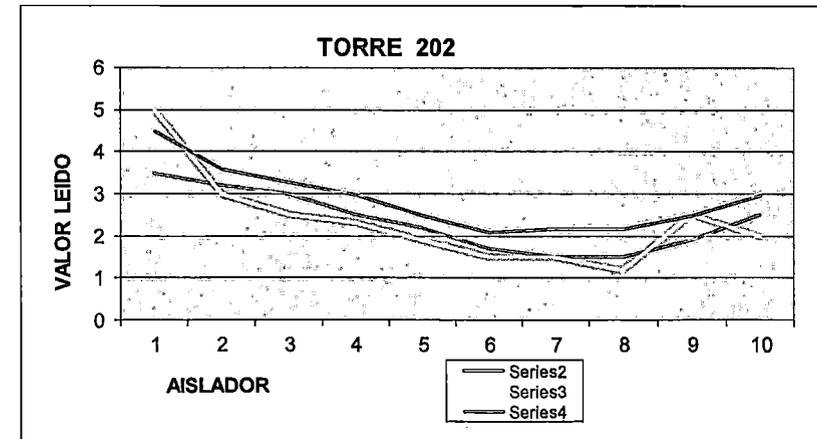


TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
202	Celosia	L-1001	138	Maras	Ollantaytambo	Urubamba	17/06/2011

TIPO CADENA

Suspension Simple

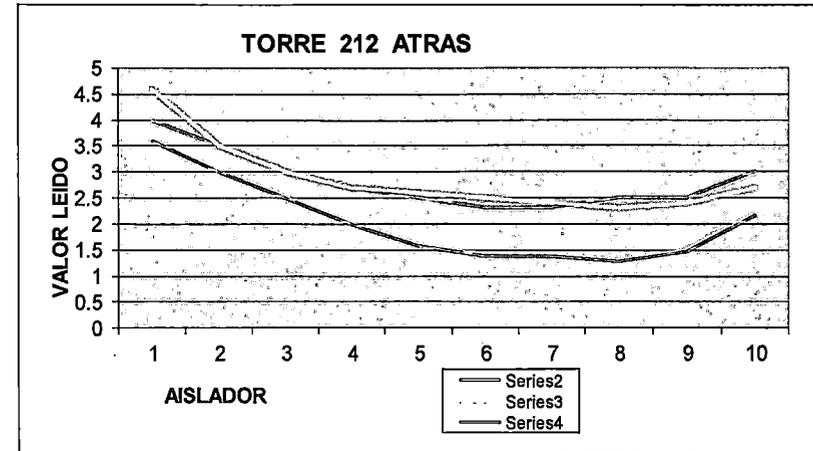
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	3.5	5	4.5	Aislador Contaminado
2	3.2	3	3.6	Aislador Contaminado
3	3	2.5	3.3	Aislador Contaminado
4	2.5	2.3	3	Aislador Contaminado
5	2.2	1.9	2.5	Aislador Contaminado
6	1.7	1.5	2.1	Aislador Contaminado
7	1.5	1.5	2.2	Aislador Contaminado
8	1.5	1.2	2.2	Aislador Contaminado
9	1.9	2.5	2.5	Aislador Contaminado
10	2.5	2	3	Aislador Contaminado



TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
212	Celosia	L-1001	138	Cruspata	Ollantaytambo	Urubamba	16/06/2011

TIPO CADENA
Suspension Doble

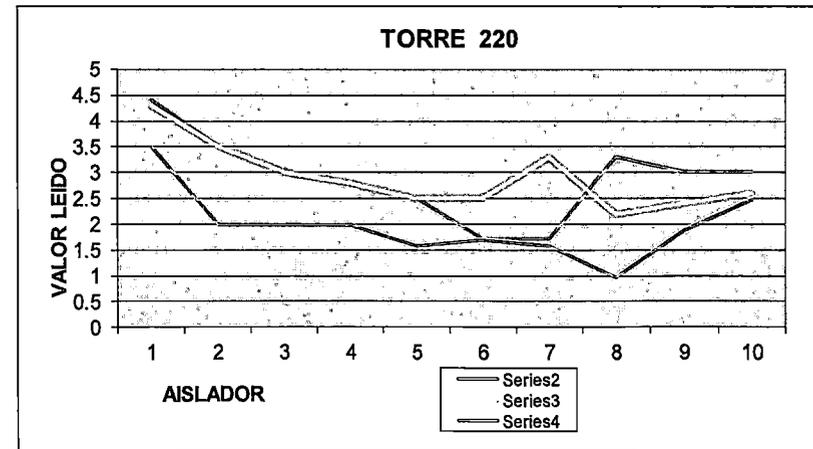
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4	4.6	3.6	Aislador Contaminado
2	3.5	3.5	3	Aislador Contaminado
3	3	3	2.5	Aislador Contaminado
4	2.7	2.7	2	Aislador Contaminado
5	2.5	2.6	1.6	Aislador Contaminado
6	2.3	2.5	1.4	Aislador Contaminado
7	2.3	2.4	1.4	Aislador Contaminado
8	2.5	2.3	1.3	Aislador Contaminado
9	2.5	2.4	1.5	Aislador Contaminado
10	3	2.7	2.2	Aislador Contaminado



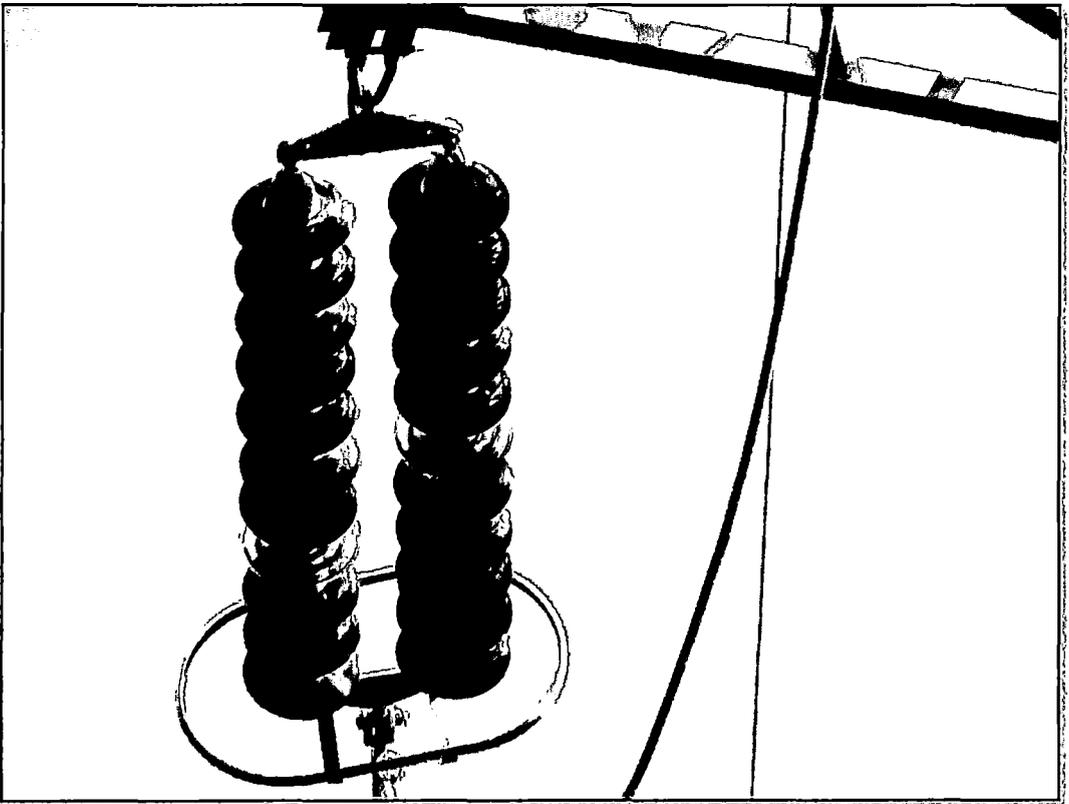
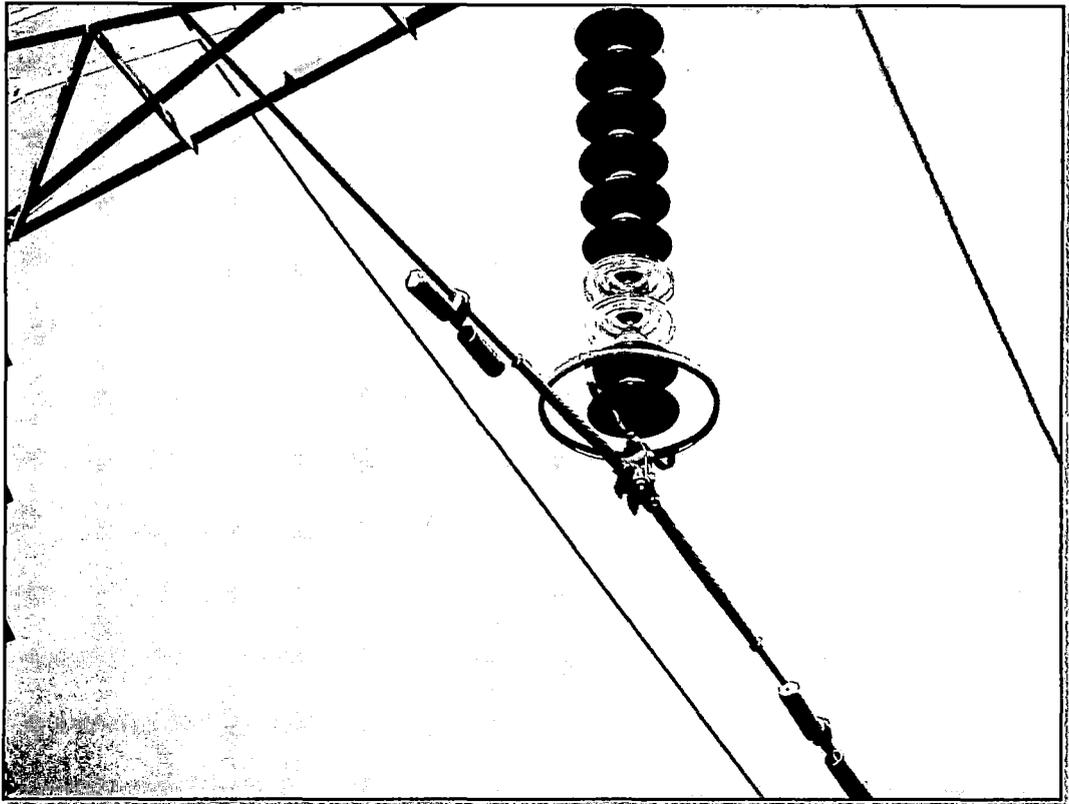
TORRE	MATERIAL	LINEA	TENSION (Kv)	SECTOR	DISTRITO	PROVINCIA	FECHA
220	Celosia	L-1001	138	Huaypo	Cachimayo	Anta	15/06/2011

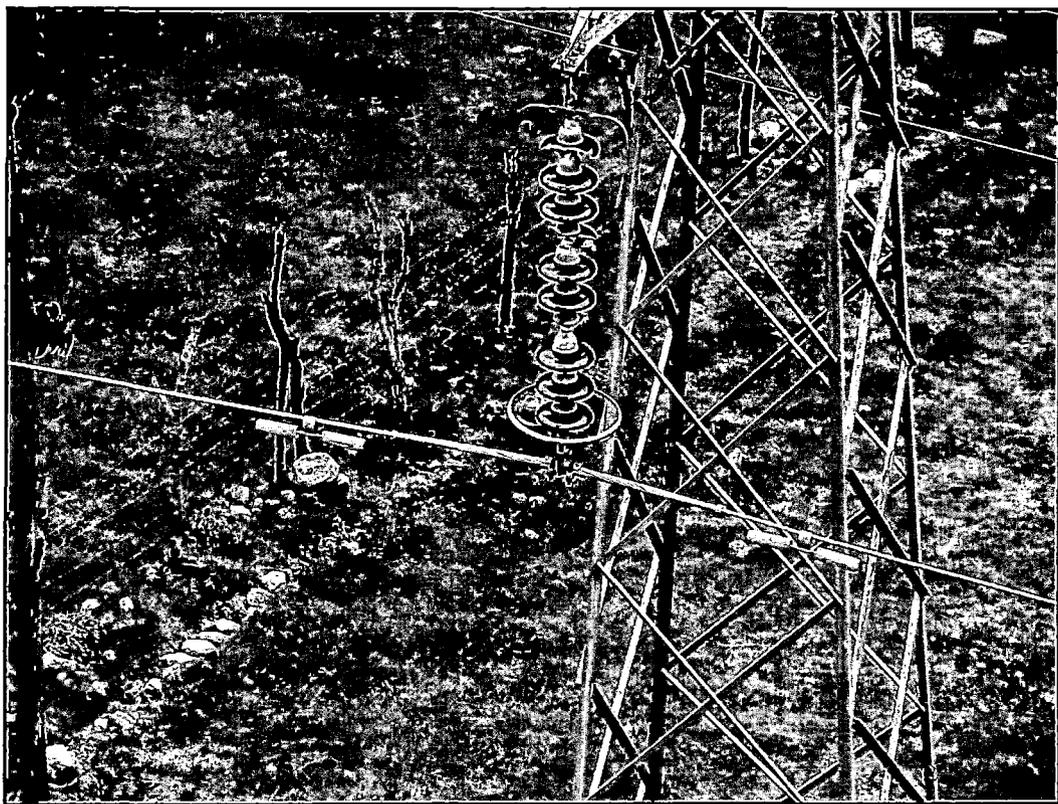
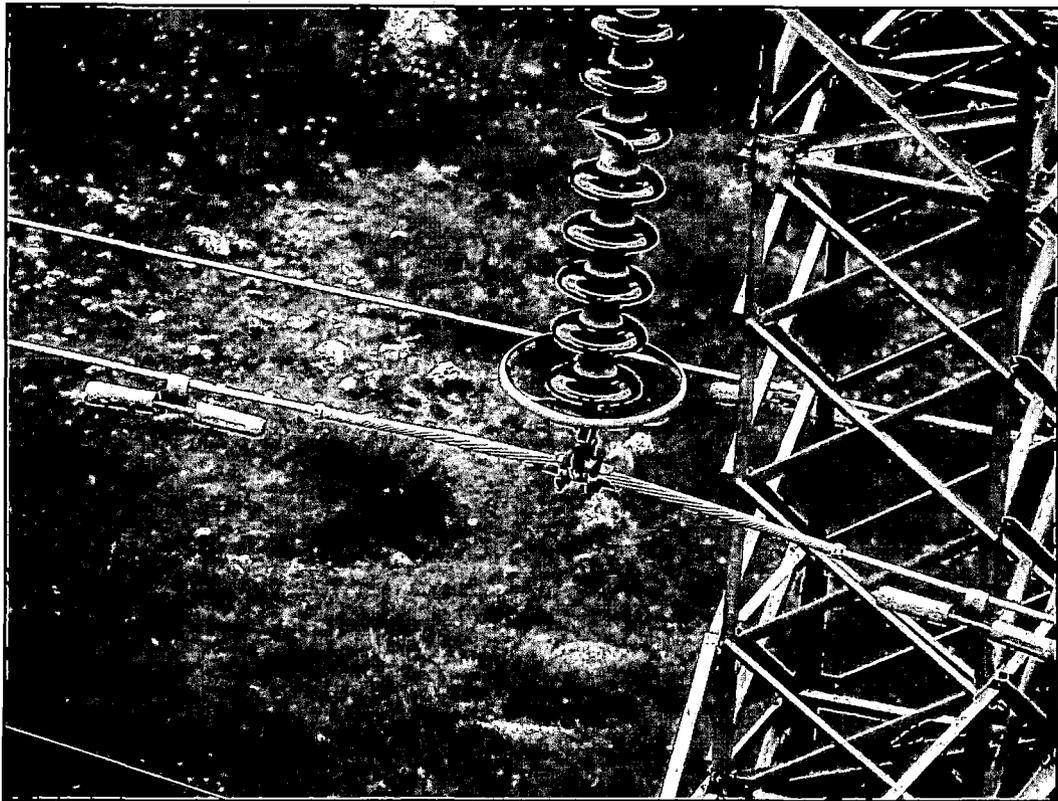
TIPO CADENA
Suspension Simple

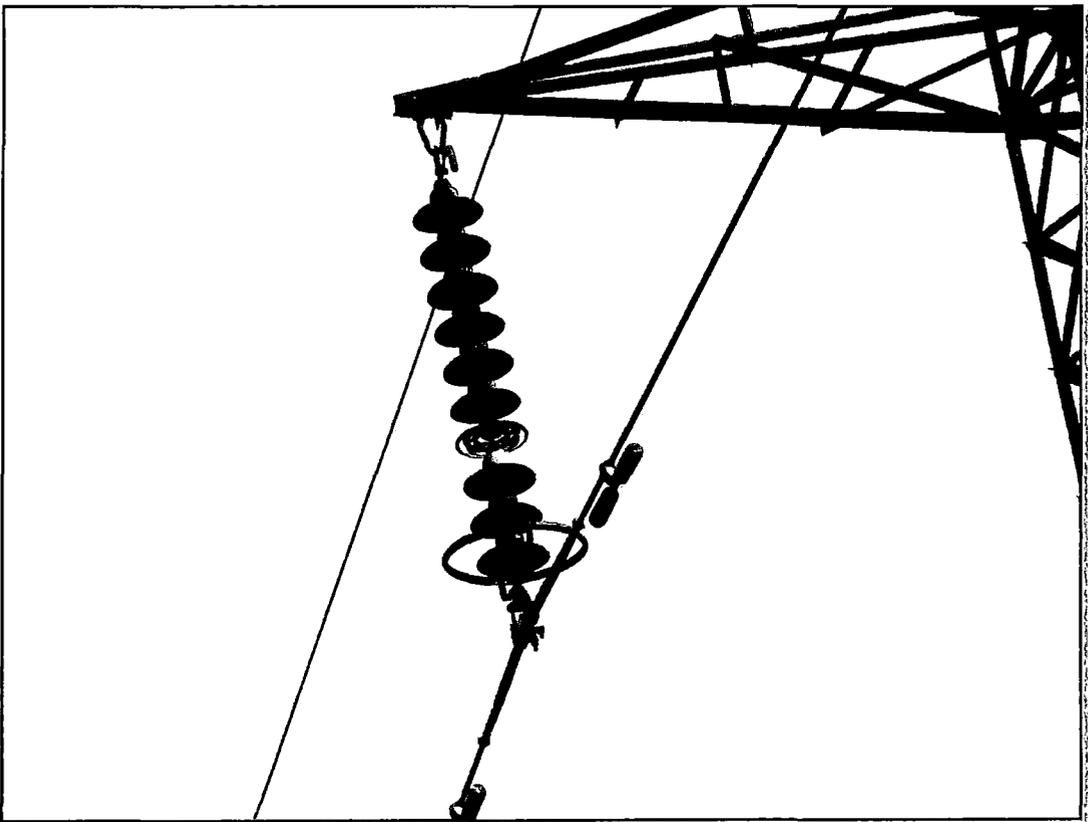
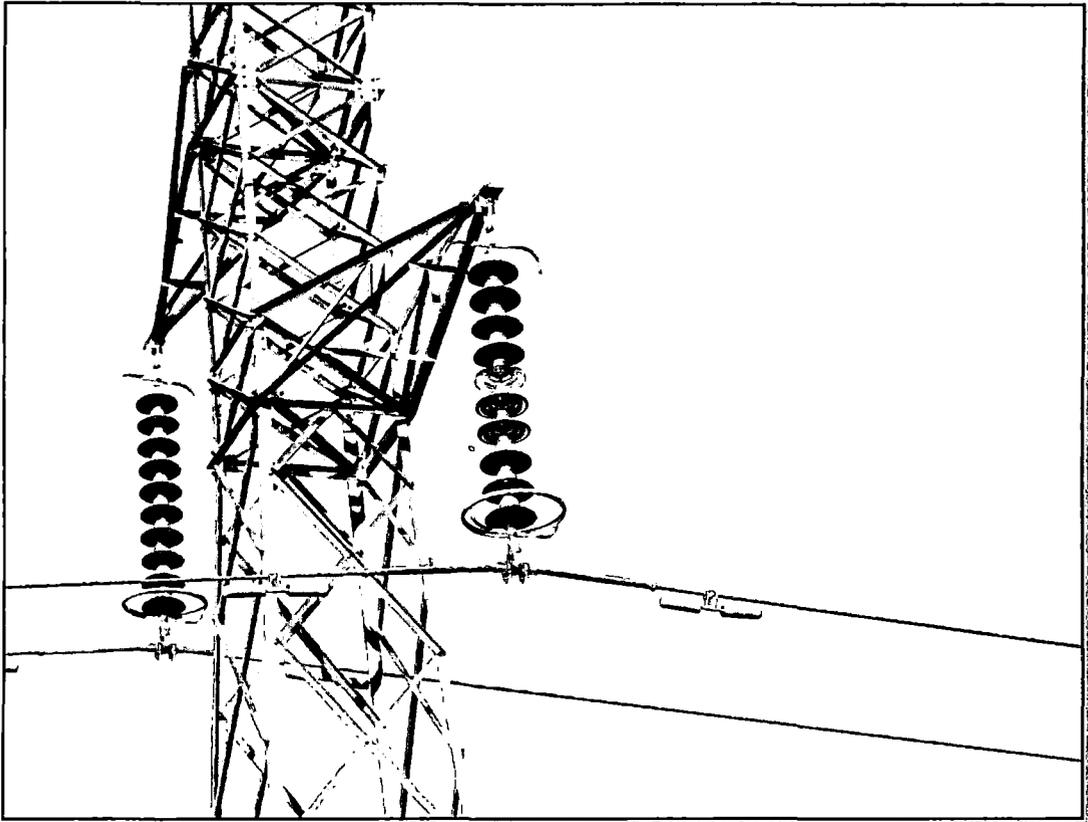
N° AISL.	FASES			OBSERVACIONES
	R1	S1	T1	
1	4.4	4.3	3.5	Aislador Contaminado
2	3.5	3.5	2	Aislador Contaminado
3	3	3	2	Aislador R3 Dañado
4	2.8	2.8	2	Aislador Contaminado
5	2.5	2.5	1.6	Aislador Contaminado
6	1.7	2.5	1.7	Aislador Contaminado
7	1.7	3.3	1.6	Aislador Contaminado
8	3.3	2.2	1	Aislador Contaminado
9	3	2.4	1.9	Aislador Contaminado
10	3	2.6	2.5	Aislador Contaminado

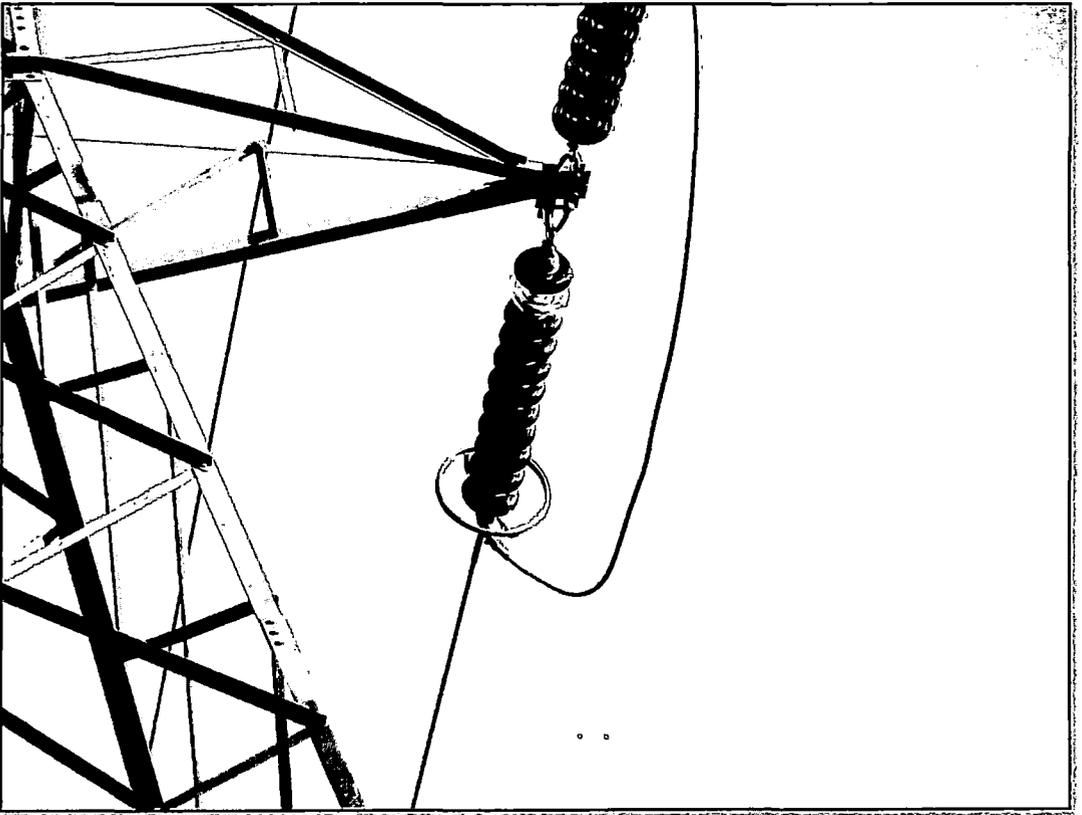
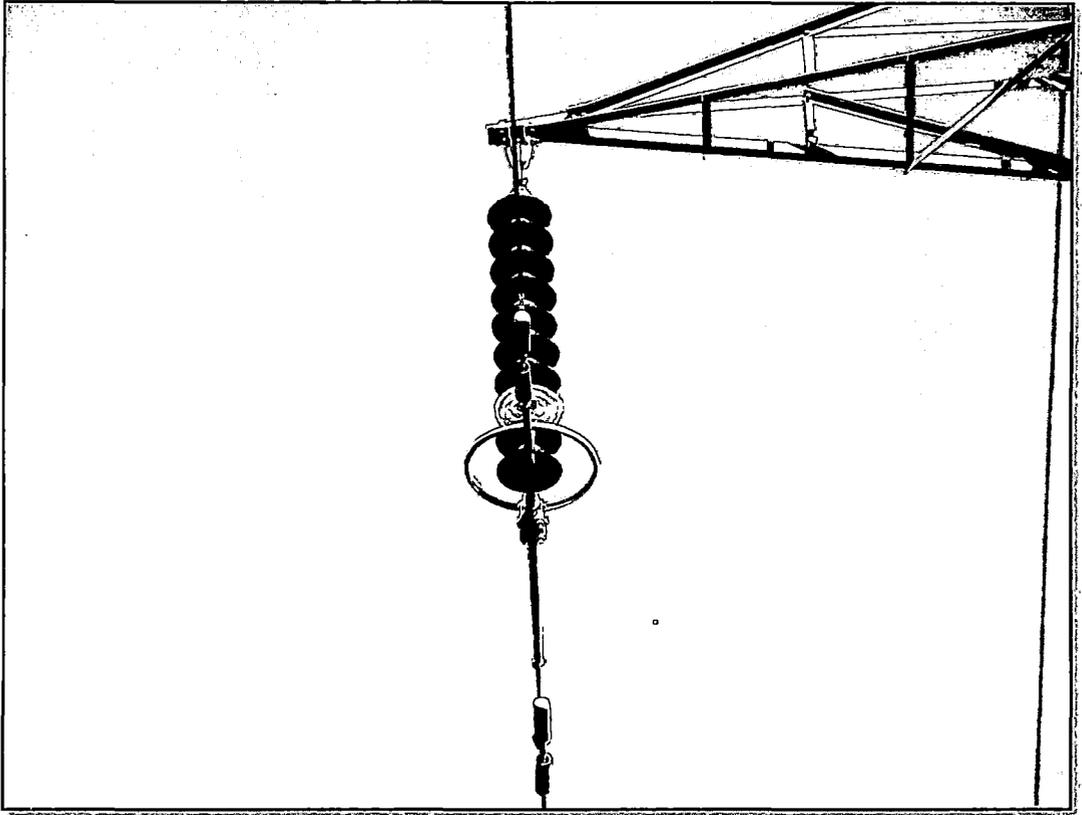


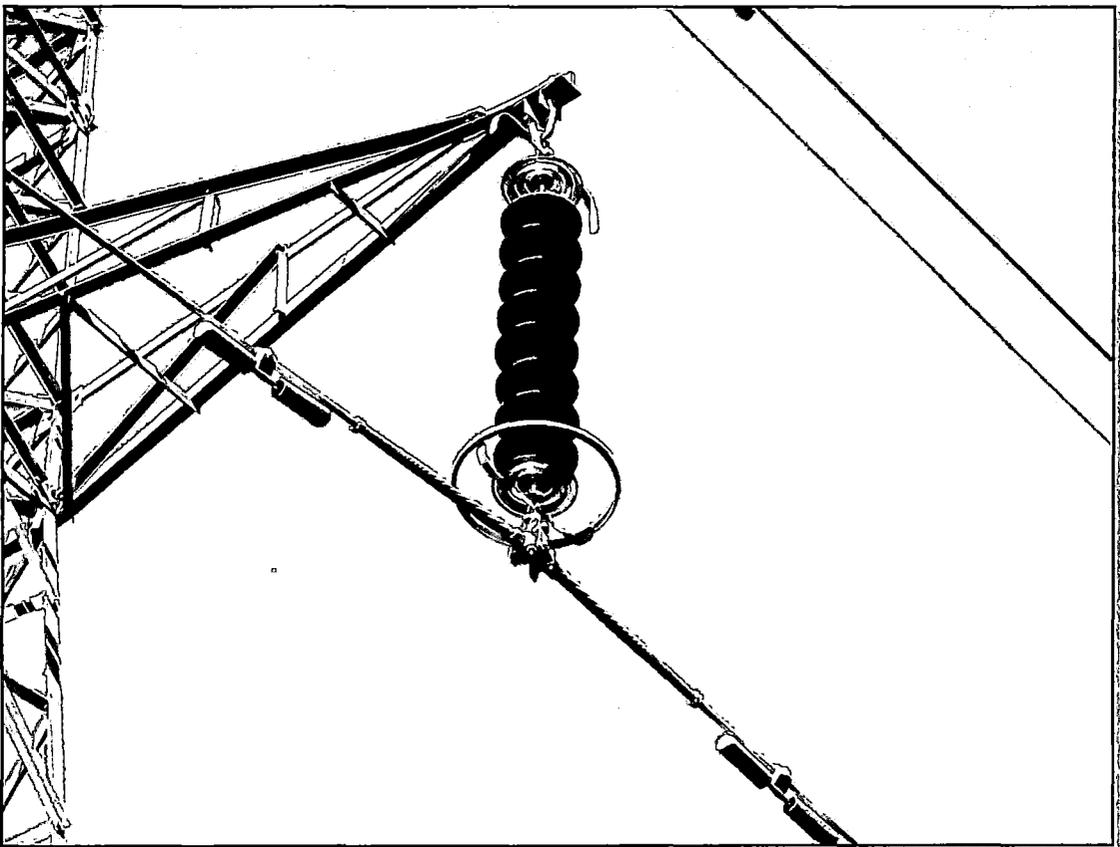
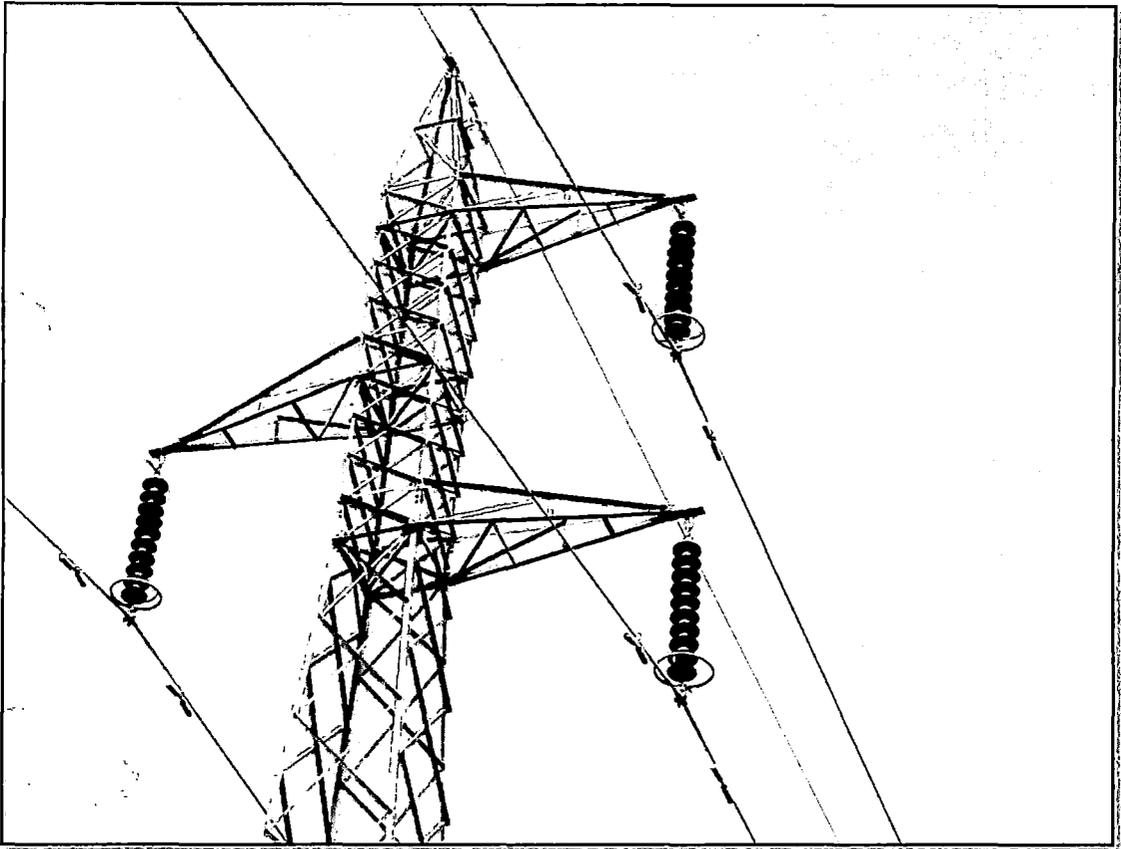
ANEXO B

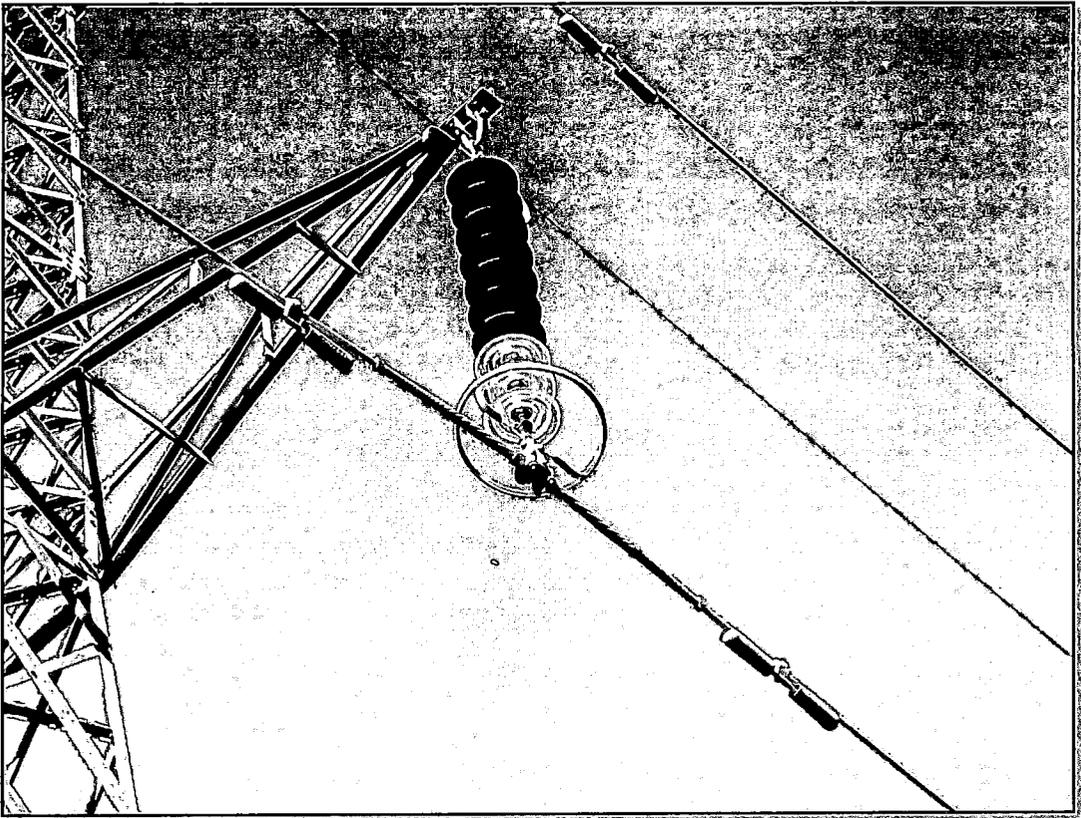
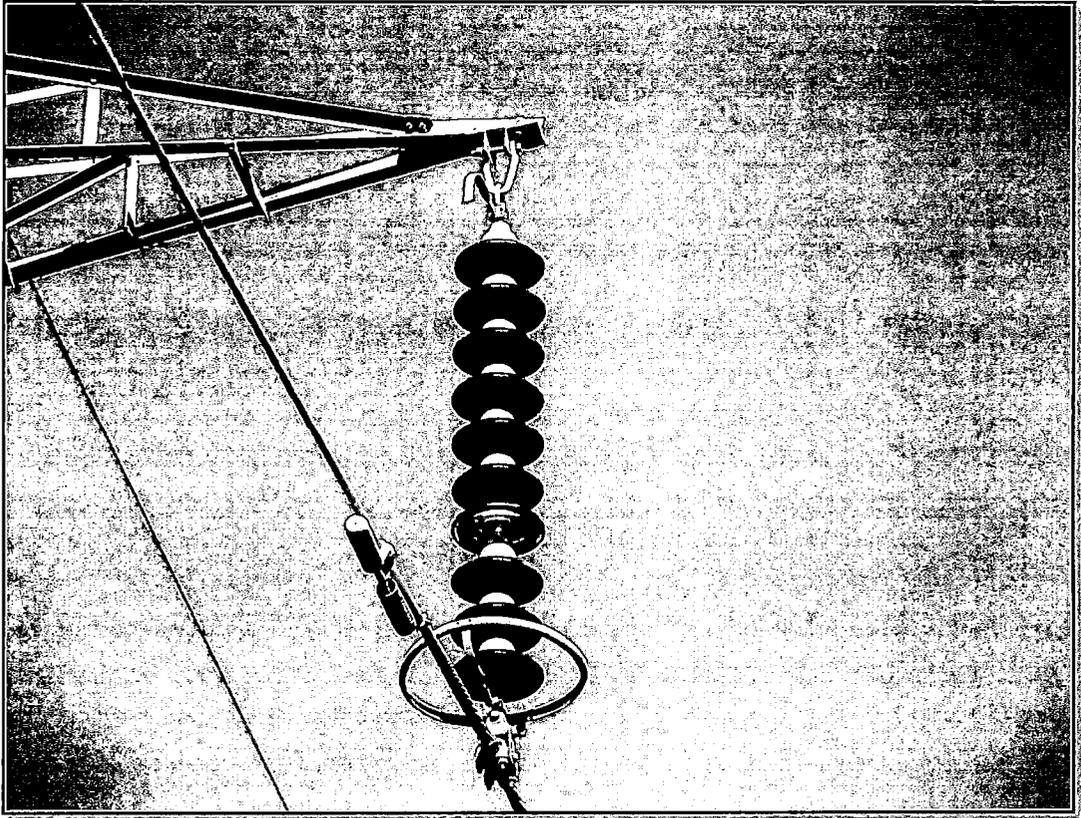


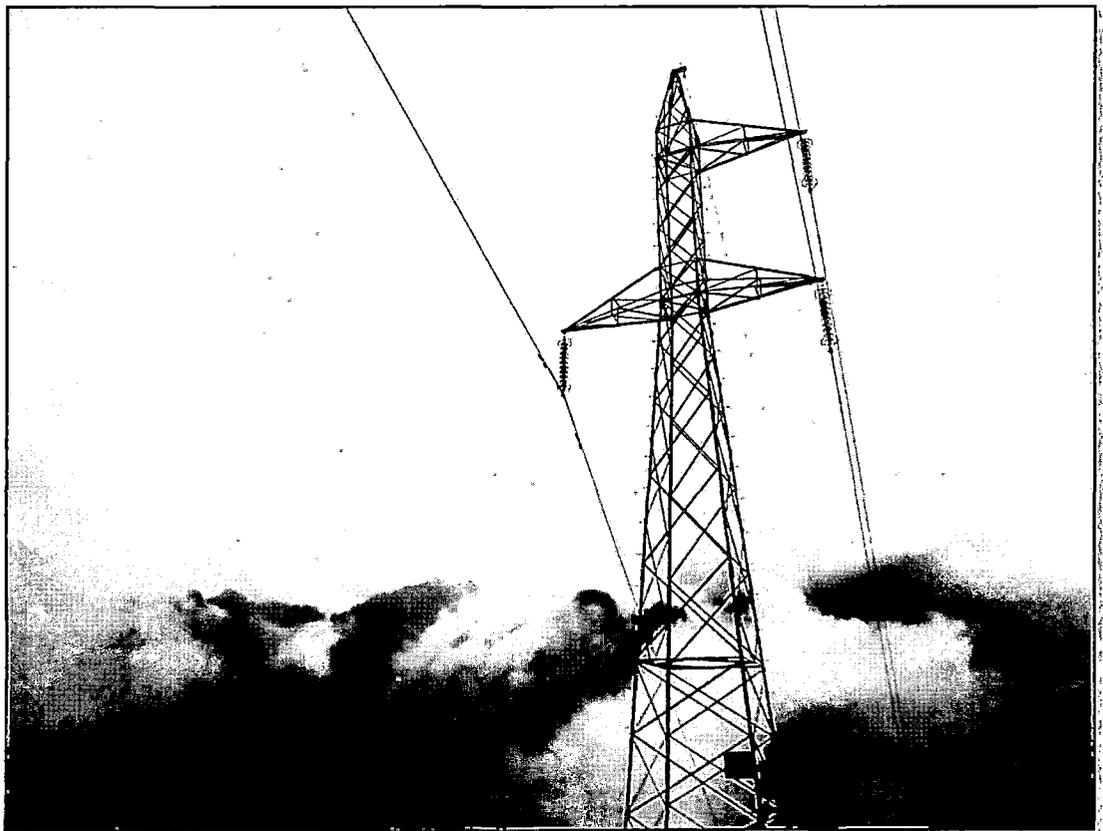




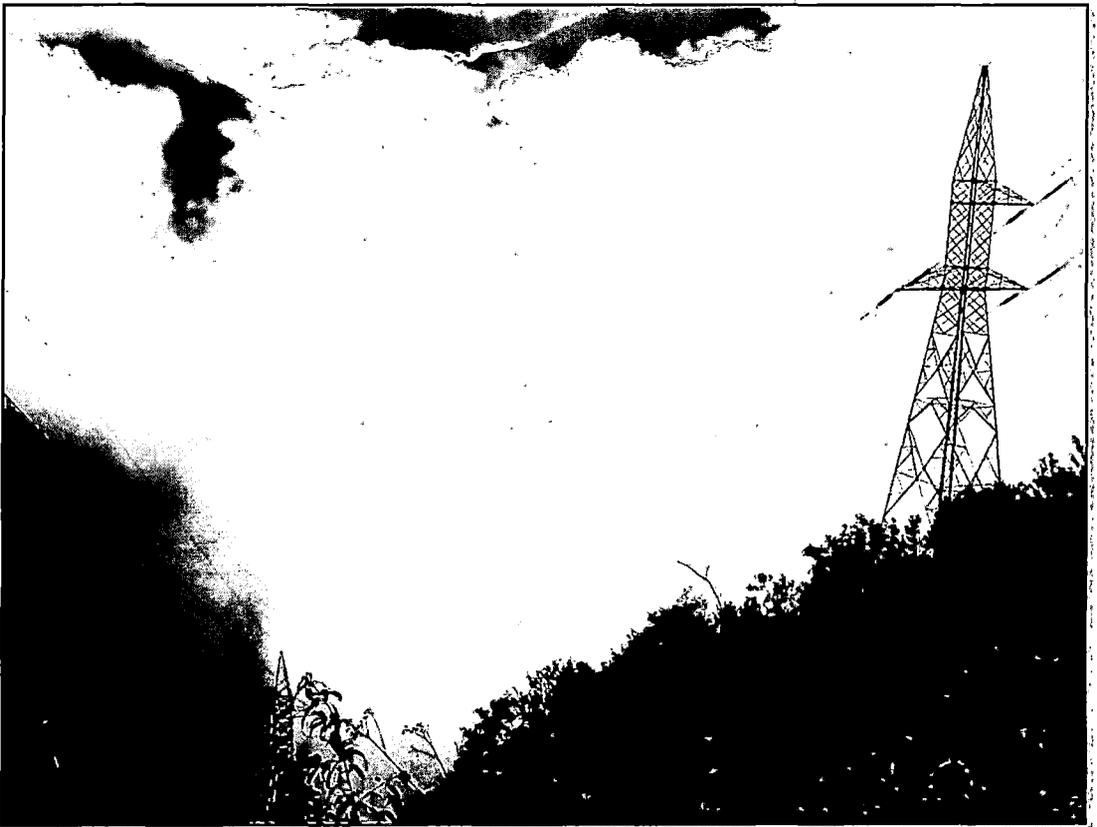
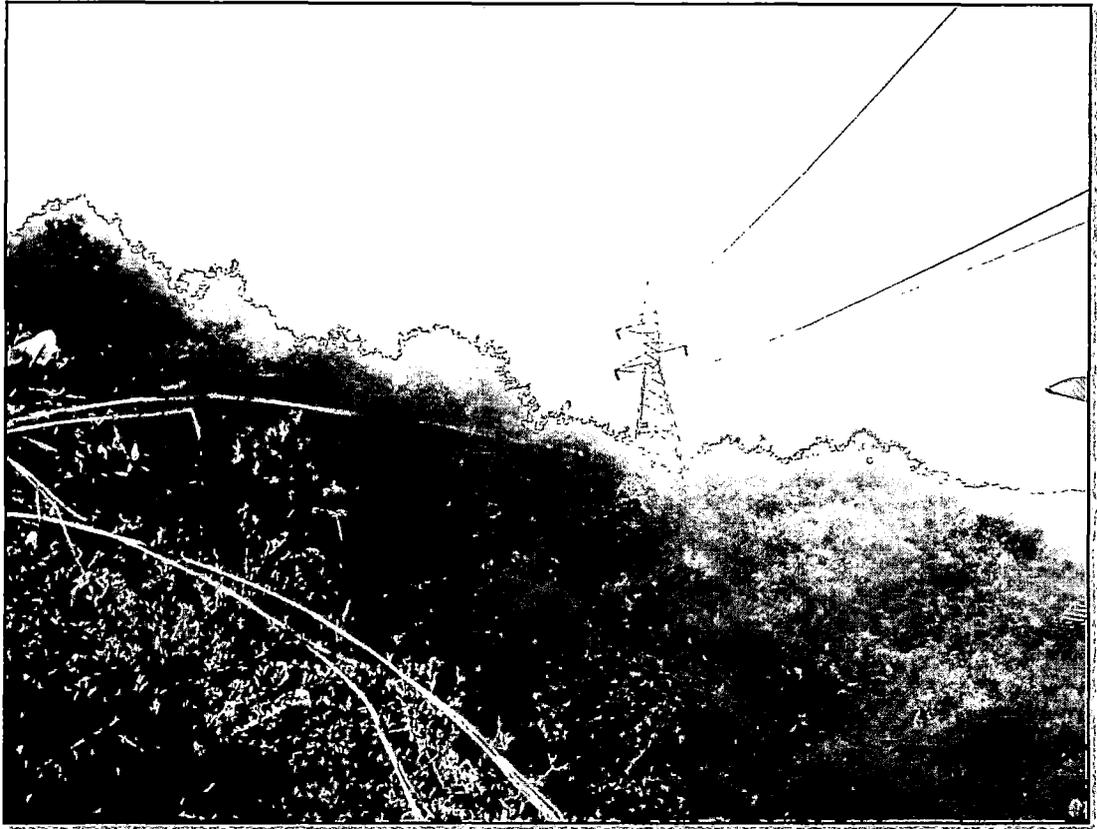


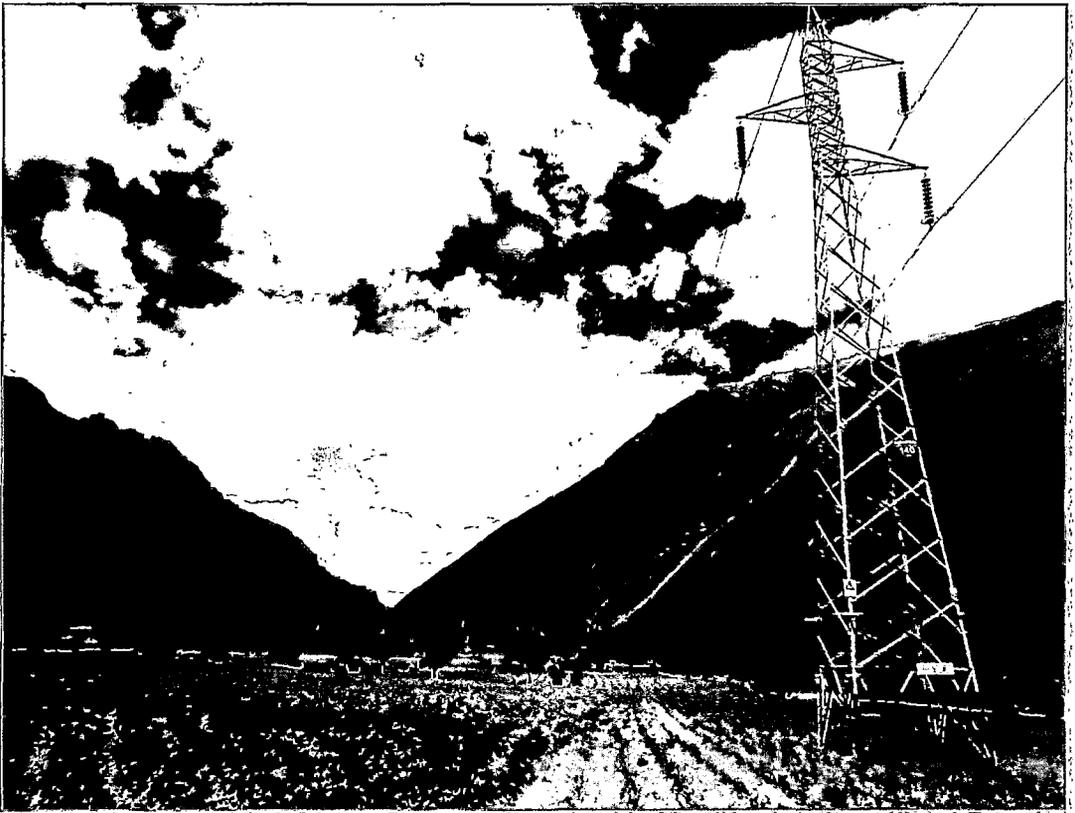
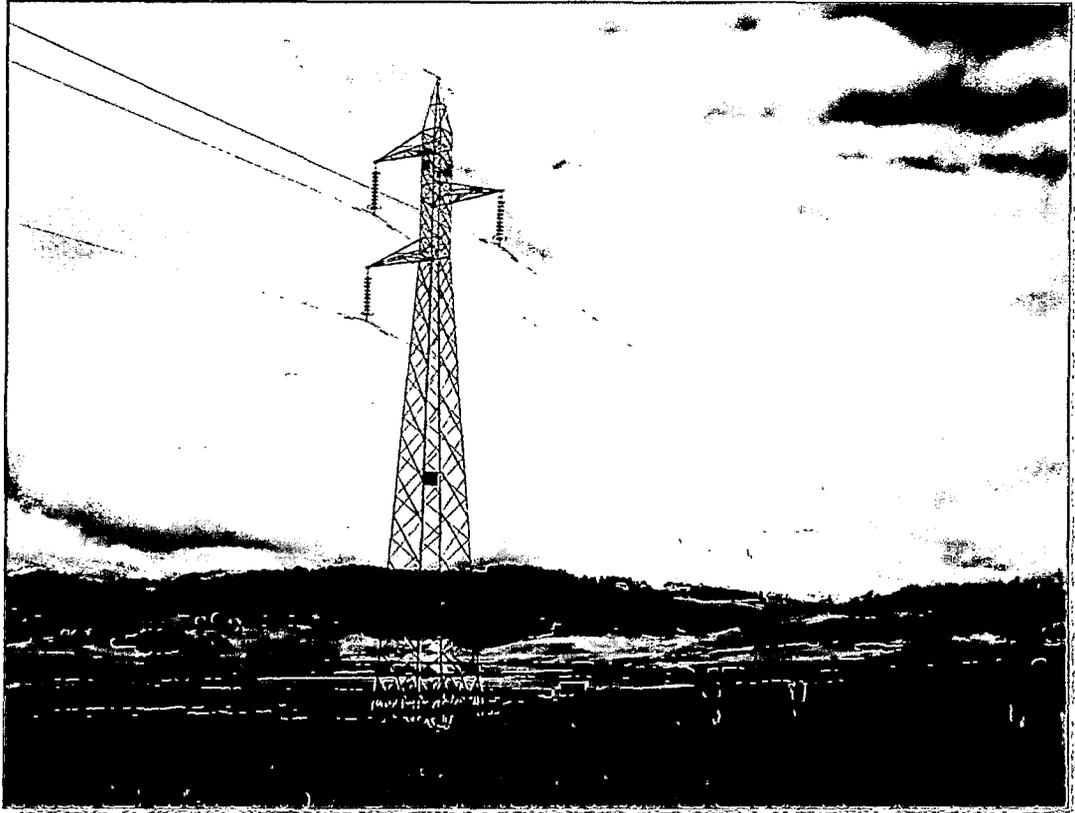


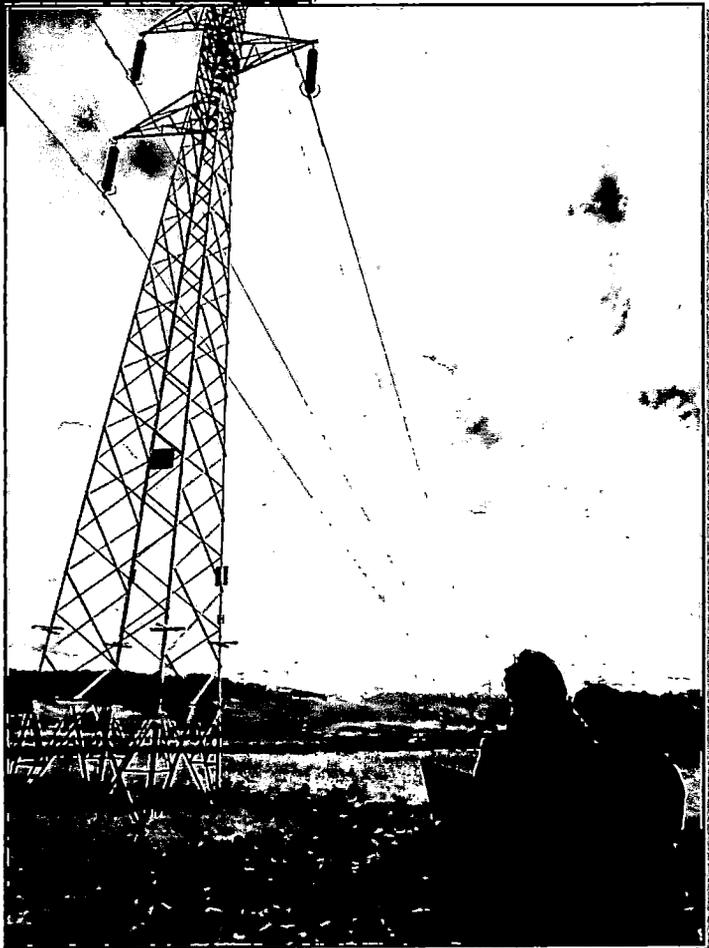
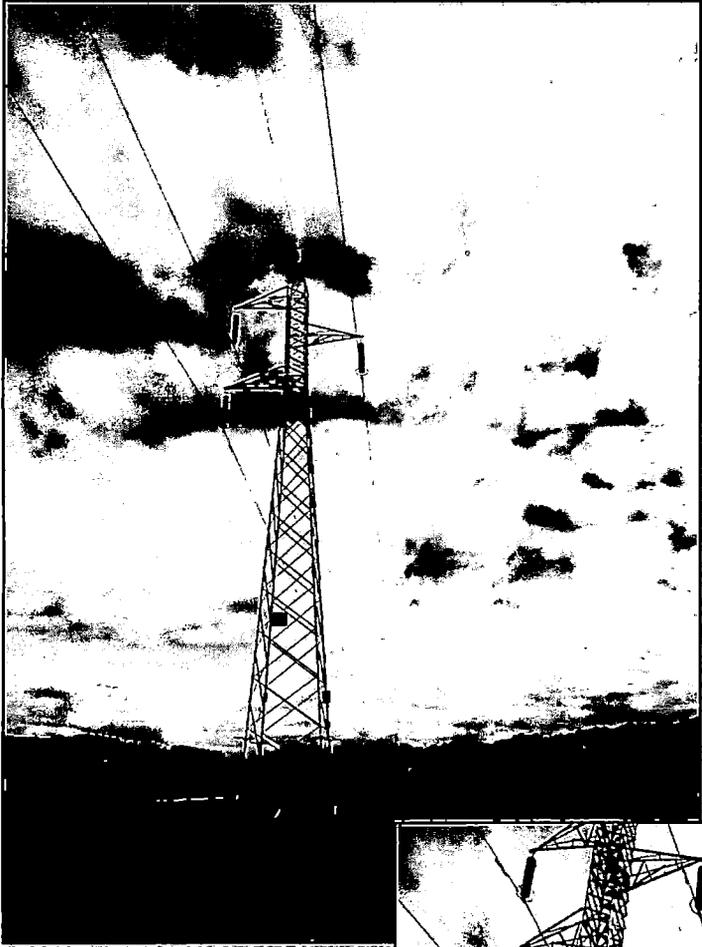


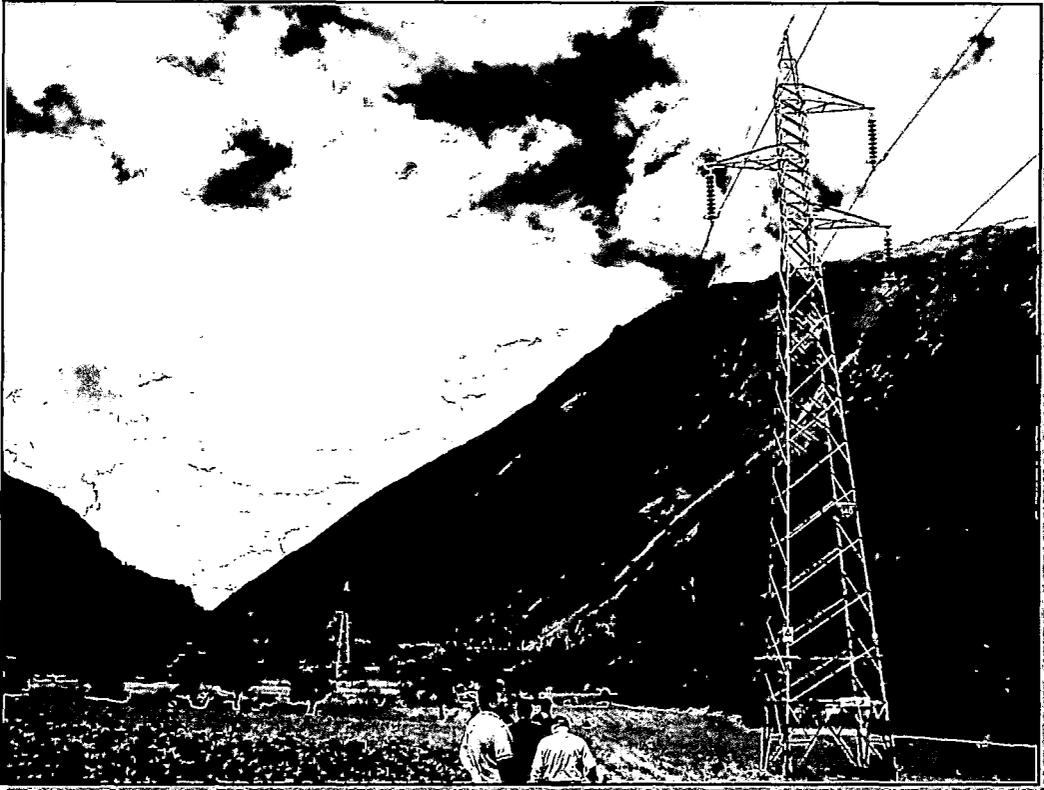
















ANEXO C

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO



REGISTROS DE OPERACIÓN

julio 2011		CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
jueves 02 julio 15		L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA		(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
julio 2011									
1/7/11 1:00	138.19	44.64	138.55	34.07	60.48	1.43	10.51	0.78	
1/7/11 2:00	138.19	46.07	138.61	35.86	60.41	1.27	10.51	0.75	
1/7/11 3:00	138.31	44.58	139.01	34.96	60.49	1.31	10.55	0.82	
1/7/11 4:00	138.31	46.98	138.77	36.76	60.65	2.21	10.55	0.79	
1/7/11 5:00	137.90	45.53	138.44	35.32	60.59	2.66	10.52	0.84	
1/7/11 6:00	137.77	46.75	138.15	35.84	60.26	3.28	10.48	0.94	
1/7/11 7:00	137.77	45.43	138.14	33.92	60.08	2.39	10.48	0.96	
1/7/11 8:00	137.37	47.49	137.53	35.50	59.82	2.47	10.43	1.05	
1/7/11 9:00	136.96	47.89	137.65	36.03	59.54	2.40	10.38	1.15	
1/7/11 10:00	136.96	47.73	137.23	36.05	59.41	2.40	10.32	1.08	
1/7/11 11:00	136.55	47.35	137.39	35.58	59.34	2.47	10.34	1.09	
1/7/11 12:00	136.55	46.13	137.34	33.98	59.52	2.44	10.34	1.17	
1/7/11 13:00	137.38	45.85	137.84	34.87	59.72	2.28	10.41	1.20	
1/7/11 14:00	137.38	47.91	137.34	36.06	59.43	2.10	10.36	1.17	
1/7/11 15:00	136.74	47.07	137.11	35.25	59.53	2.13	10.38	1.21	
1/7/11 16:00	136.74	44.44	137.43	32.90	59.60	2.26	10.36	1.13	
1/7/11 17:00	137.14	44.30	137.51	32.14	59.54	2.51	10.36	1.28	
1/7/11 18:00	137.16	41.60	137.69	30.14	59.17	4.30	10.29	1.55	
1/7/11 19:00	136.35	45.94	136.96	34.01	58.72	5.07	10.24	1.51	
1/7/11 20:00	136.35	46.06	137.11	34.60	59.10	4.73	10.29	1.44	
1/7/11 21:00	137.19	45.49	137.93	33.98	59.38	3.81	10.35	1.35	
1/7/11 22:00	138.02	43.89	138.50	33.89	60.08	2.81	10.45	1.21	
1/7/11 23:00	138.02	44.61	138.89	35.94	60.28	2.06	10.50	1.02	
2/7/11 0:00	137.58	47.26	138.04	36.26	60.21	1.60	10.48	0.97	
2/7/11 1:00	137.99	42.85	138.76	32.42	60.50	1.39	10.53	0.90	
2/7/11 2:00	137.99	45.69	138.69	35.34	60.55	1.27	10.53	0.89	
2/7/11 3:00	138.12	46.30	138.78	36.07	60.61	1.23	10.55	0.84	
2/7/11 4:00	138.52	43.99	138.70	34.02	60.72	1.31	10.55	0.82	
2/7/11 5:00	138.12	44.47	138.79	34.32	60.57	1.69	10.51	0.94	
2/7/11 6:00	137.75	47.46	138.33	36.45	60.17	2.22	10.47	1.05	
2/7/11 7:00	138.01	47.34	138.13	36.45	60.27	2.15	10.49	1.06	
2/7/11 8:00	137.60	43.33	137.91	31.58	59.99	2.11	10.44	1.15	
2/7/11 9:00	137.19	46.33	137.68	34.07	59.76	2.37	10.42	1.08	
2/7/11 10:00	136.79	47.49	137.01	34.66	59.45	2.39	10.34	1.31	
2/7/11 11:00	136.79	46.26	137.38	34.14	59.44	2.28	10.34	1.23	
2/7/11 12:00	136.79	45.96	137.54	34.11	59.56	2.14	10.39	1.27	
2/7/11 13:00	137.19	47.26	137.86	35.58	59.78	2.17	10.39	1.29	
2/7/11 14:00	137.19	46.61	137.82	35.29	59.78	1.93	10.44	1.27	
2/7/11 15:00	137.19	46.67	137.58	35.11	59.83	1.92	10.39	1.26	
2/7/11 16:00	137.19	47.53	137.88	35.83	59.83	1.90	10.40	1.26	
2/7/11 17:00	137.61	44.35	138.05	32.12	59.97	2.34	10.44	1.35	
2/7/11 18:00	137.22	43.47	137.44	32.57	59.39	4.32	10.32	1.52	
2/7/11 19:00	136.81	46.23	136.88	34.55	59.13	4.96	10.29	1.47	
2/7/11 20:00	136.81	44.57	137.60	33.34	59.44	4.56	10.33	1.44	
2/7/11 21:00	137.23	45.10	137.60	35.20	59.60	3.93	10.38	1.37	
2/7/11 22:00	138.05	45.24	138.47	35.17	60.31	3.06	10.48	1.30	
2/7/11 23:00	138.49	45.99	138.80	37.46	60.33	2.33	10.53	1.01	
3/7/11 0:00	137.58	47.26	138.04	36.26	60.21	1.60	10.48	0.97	

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

julio 2011	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
3/7/11 1:00	138.19	44.64	138.55	34.07	60.48	1.43	10.51	0.85
3/7/11 2:00	138.19	46.07	138.61	35.86	60.41	1.27	10.51	0.95
3/7/11 3:00	138.31	44.58	139.01	34.96	60.49	1.31	10.55	0.73
3/7/11 4:00	138.31	46.98	138.77	36.76	60.65	2.21	10.55	0.86
3/7/11 5:00	137.90	45.53	138.44	35.32	60.59	2.66	10.52	0.97
3/7/11 6:00	138.00	45.96	138.30	35.00	60.57	1.72	10.53	1.12
3/7/11 7:00	138.22	43.66	139.28	32.81	60.68	1.67	10.55	1.00
3/7/11 8:00	137.41	41.78	138.33	40.74	60.31	1.90	10.47	1.19
3/7/11 9:00	137.41	41.80	138.10	41.90	60.22	1.92	10.45	1.23
3/7/11 10:00	137.01	42.64	137.89	38.45	60.26	1.86	10.46	1.16
3/7/11 11:00	137.01	42.06	137.89	35.01	60.02	1.93	10.48	1.24
3/7/11 12:00	137.01	40.83	138.01	40.80	60.12	1.81	10.46	1.21
3/7/11 13:00	137.39	40.02	138.22	39.76	60.12	1.85	10.47	1.17
3/7/11 14:00	137.39	42.25	137.56	38.55	60.08	1.83	10.46	1.23
3/7/11 15:00	137.84	47.62	137.78	36.65	59.99	1.84	10.47	1.25
3/7/11 16:00	137.81	45.77	138.63	34.66	60.28	1.88	10.50	1.14
3/7/11 17:00	137.57	46.44	138.07	34.93	60.21	2.13	10.47	1.26
3/7/11 18:00	136.76	47.80	136.99	33.69	59.22	4.05	10.32	1.28
3/7/11 19:00	136.72	47.39	136.95	33.49	58.78	4.74	10.25	1.34
3/7/11 20:00	136.72	47.50	136.95	33.81	59.03	4.53	10.30	1.22
3/7/11 21:00	136.72	46.19	137.49	32.77	59.48	4.04	10.35	1.27
3/7/11 22:00	137.54	46.67	138.33	34.98	59.90	2.92	10.42	1.10
3/7/11 23:00	137.94	47.77	138.47	36.38	60.43	1.97	10.53	0.90
4/7/11 0:00	138.09	47.32	138.60	36.79	60.65	1.49	10.55	0.77
4/7/11 1:00	138.10	47.05	139.10	36.73	60.75	1.31	10.59	0.73
4/7/11 2:00	138.25	47.18	138.80	37.04	60.87	1.17	10.59	0.74
4/7/11 3:00	138.66	46.33	139.00	36.24	60.89	1.16	10.61	0.66
4/7/11 4:00	138.39	46.01	139.09	36.54	60.89	1.14	10.64	0.68
4/7/11 5:00	137.99	47.48	138.63	37.19	60.71	1.57	10.54	0.77
4/7/11 6:00	137.99	47.43	138.53	36.59	60.49	2.24	10.50	0.88
4/7/11 7:00	137.67	40.82	138.52	28.75	60.33	2.19	10.50	1.04
4/7/11 8:00	138.08	46.05	138.60	36.64	60.31	1.80	10.50	1.16
4/7/11 9:00	137.63	47.82	137.43	36.36	59.56	2.03	10.39	1.10
4/7/11 10:00	137.22	44.69	137.81	33.20	59.76	2.11	10.44	0.94
4/7/11 11:00	136.55	47.35	137.39	35.58	59.34	2.47	10.34	0.97
4/7/11 12:00	136.55	46.13	137.34	33.98	59.52	2.44	10.34	1.07
4/7/11 13:00	137.38	45.85	137.84	34.87	59.72	2.28	10.41	1.12
4/7/11 14:00	137.63	47.17	138.17	36.30	59.68	2.09	10.41	1.10
4/7/11 15:00	137.22	44.06	137.86	32.20	59.65	2.22	10.41	1.01
4/7/11 16:00	137.20	45.14	137.52	33.20	59.50	2.39	10.39	1.03
4/7/11 17:00	137.20	44.25	137.58	32.38	59.60	2.60	10.38	1.29
4/7/11 18:00	136.38	42.53	137.25	30.90	59.08	4.57	10.31	1.43
4/7/11 19:00	136.38	44.81	137.21	32.89	58.70	5.30	10.20	1.40
4/7/11 20:00	136.41	45.94	136.74	33.77	28.90	4.91	10.27	1.33
4/7/11 21:00	136.82	45.94	137.51	34.66	59.38	4.28	10.33	1.27
4/7/11 22:00	138.03	43.68	138.03	34.33	60.09	3.23	10.43	1.32
4/7/11 23:00	138.16	46.37	138.58	37.73	60.36	2.27	10.51	1.01
5/7/11 0:00	137.58	47.26	138.04	36.26	60.21	1.60	10.48	0.97
5/7/11 1:00	138.19	44.64	138.55	34.07	60.48	1.43	10.51	0.85
5/7/11 2:00	138.19	46.07	138.61	35.86	60.41	1.27	10.51	0.95
5/7/11 3:00	138.31	44.58	139.01	34.96	60.49	1.31	10.55	0.73
5/7/11 4:00	138.31	46.98	138.77	36.76	60.65	2.21	10.55	0.86
5/7/11 5:00	137.90	45.53	138.44	35.32	60.59	2.66	10.52	0.97
5/7/11 6:00	137.85	43.98	138.46	33.21	60.81	2.55	10.54	1.18

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

julio 2011	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
FECHA-HORA	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
5/7/11 7:00	137.85	47.53	138.37	36.43	60.49	2.00	10.56	1.15
5/7/11 8:00	137.85	45.51	138.25	34.30	60.26	1.85	10.50	1.32
5/7/11 9:00	137.85	47.46	137.82	36.42	60.08	2.07	10.47	1.17
5/7/11 10:00	137.85	44.94	138.23	33.85	59.92	2.14	10.47	1.27
5/7/11 11:00	137.85	46.04	138.10	35.27	59.99	2.19	10.47	1.12
5/7/11 12:00	137.77	44.28	138.73	33.91	60.05	2.18	10.46	1.23
5/7/11 13:00	138.03	46.91	138.95	36.60	60.10	2.08	10.47	1.36
5/7/11 14:00	137.63	45.74	138.19	35.60	59.88	2.12	10.47	1.23
5/7/11 15:00	137.30	46.50	137.88	34.65	59.75	2.25	10.44	1.33
5/7/11 16:00	137.30	46.33	137.83	35.39	59.67	2.24	10.40	1.10
5/7/11 17:00	136.88	46.64	137.42	34.83	59.57	2.34	10.40	1.40
5/7/11 18:00	136.07	45.24	137.23	34.23	59.01	4.26	10.27	1.62
5/7/11 19:00	136.47	44.28	136.72	32.06	59.01	5.21	10.26	1.60
5/7/11 20:00	136.47	45.52	136.94	34.13	59.00	4.94	10.31	1.64
5/7/11 21:00	136.88	46.30	137.07	35.02	59.39	4.39	10.37	1.61
5/7/11 22:00	137.69	42.12	138.25	32.00	59.96	3.25	10.46	1.59
5/7/11 23:00	137.94	47.77	138.47	36.38	60.43	1.97	10.53	1.32
6/7/11 0:00	138.09	47.32	138.60	36.79	60.65	1.49	10.55	1.01
6/7/11 1:00	138.10	47.05	139.10	36.73	60.75	1.31	10.59	0.97
6/7/11 2:00	138.25	47.18	138.80	37.04	60.87	1.17	10.59	0.85
6/7/11 3:00	138.66	46.33	139.00	36.24	60.89	1.16	10.61	0.75
6/7/11 4:00	138.39	46.01	139.09	36.54	60.89	1.14	10.64	0.87
6/7/11 5:00	137.99	47.48	138.63	37.19	60.71	1.57	10.54	0.92
6/7/11 6:00	138.07	46.25	138.75	36.18	60.73	2.26	10.61	1.03
6/7/11 7:00	138.07	46.86	138.64	36.61	60.67	1.95	10.61	1.08
6/7/11 8:00	138.07	46.56	138.70	35.98	60.49	1.77	10.56	1.31
6/7/11 9:00	137.63	46.05	138.22	35.57	60.15	2.15	10.47	1.30
6/7/11 10:00	137.63	45.52	137.86	34.53	60.01	2.13	10.47	1.21
6/7/11 11:00	137.63	47.36	137.96	36.38	59.96	2.23	10.43	1.13
6/7/11 12:00	137.63	45.07	138.52	34.09	59.95	2.23	10.49	1.21
6/7/11 13:00	137.69	46.19	138.50	35.84	60.24	2.15	10.49	1.16
6/7/11 14:00	137.75	46.91	138.63	36.21	60.09	2.00	10.48	1.20
6/7/11 15:00	137.23	43.87	138.07	32.83	60.00	2.10	10.44	1.26
6/7/11 16:00	137.07	46.44	137.53	35.27	59.68	2.14	10.41	1.22
6/7/11 17:00	137.07	47.16	137.24	34.62	59.54	2.48	10.39	1.34
6/7/11 18:00	136.86	42.24	137.50	31.30	59.44	4.31	10.34	1.68
6/7/11 19:00	136.05	43.83	136.72	31.64	58.80	5.37	10.25	1.74
6/7/11 20:00	136.46	45.91	137.02	34.22	59.05	5.01	10.27	1.67
6/7/11 21:00	136.86	45.30	137.15	33.89	59.32	4.41	10.36	1.57
6/7/11 22:00	137.68	43.05	138.00	33.15	60.15	3.33	10.50	1.52
6/7/11 23:00	138.08	44.74	138.86	36.22	60.63	2.40	10.59	1.18
7/7/11 0:00	137.69	46.32	138.54	35.08	60.52	1.78	10.59	1.10
7/7/11 1:00	138.10	45.45	138.68	35.21	60.74	1.47	10.62	1.01
7/7/11 2:00	138.26	45.99	138.91	35.94	60.91	1.36	10.59	0.96
7/7/11 3:00	138.26	47.33	138.99	37.48	60.95	1.35	10.61	0.74
7/7/11 4:00	138.26	45.94	138.97	36.53	60.87	1.48	10.64	0.82
7/7/11 5:00	138.29	46.66	138.87	36.64	60.79	1.99	10.61	0.90
7/7/11 6:00	137.85	44.34	138.91	33.44	60.84	2.59	10.57	0.96
7/7/11 7:00	138.25	47.31	138.49	36.40	60.41	2.10	10.53	1.14
7/7/11 8:00	137.85	45.96	138.33	35.52	60.50	1.97	10.50	1.22
7/7/11 9:00	137.72	47.39	137.72	36.22	59.99	2.09	10.47	1.26
7/7/11 10:00	137.32	44.78	137.66	33.09	59.79	2.18	10.45	1.16
7/7/11 11:00	136.91	47.12	137.34	35.75	59.51	2.26	10.37	1.18
7/7/11 12:00	137.32	44.78	137.68	33.65	59.72	2.43	10.42	1.25

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO



SUBESTACION CACHIMAYO

julio 2011	LINEA MACHUPICCHU		LINEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
01/07/11 1:00	-45.70	2.74	5.45	-5.82
01/07/11 2:00	-44.87	2.88	4.80	-5.53
01/07/11 3:00	-45.12	3.93	6.71	-4.63
01/07/11 4:00	-45.50	2.84	5.16	-5.54
01/07/11 5:00	-45.07	1.52	2.96	-5.68
01/07/11 6:00	-44.27	1.45	3.09	-4.13
01/07/11 7:00	-45.15	0.60	3.30	-4.78
01/07/11 8:00	-45.12	-0.22	2.51	-5.18
01/07/11 9:00	-45.39	-0.78	2.54	-5.73
01/07/11 10:00	-45.77	-0.82	3.36	-5.64
01/07/11 11:00	-46.41	-1.17	3.98	-6.04
01/07/11 12:00	-44.68	0.11	3.55	-5.22
01/07/11 13:00	-46.20	0.70	4.65	-6.11
01/07/11 14:00	-45.12	-0.61	2.31	-5.79
01/07/11 15:00	-45.16	-0.61	2.85	-5.30
01/07/11 16:00	-46.39	0.42	3.83	-6.23
01/07/11 17:00	-45.76	-2.38	0.24	-5.46
01/07/11 18:00	-43.39	-2.39	5.11	-2.63
01/07/11 19:00	-44.66	-1.99	6.27	-3.74
01/07/11 20:00	-44.64	-0.31	7.98	-4.38
01/07/11 21:00	-43.33	1.82	9.08	-5.13
01/07/11 22:00	-44.26	2.54	13.97	-3.75
01/07/11 23:00	-45.70	1.25	6.15	-4.68
02/07/11 0:00	-44.73	1.67	3.44	-5.13
02/07/11 1:00	-45.71	2.60	5.11	-5.50
02/07/11 2:00	-45.13	3.07	5.40	-5.33
02/07/11 3:00	-44.51	3.42	5.21	-4.96
02/07/11 4:00	-45.65	3.03	5.30	-5.43
02/07/11 5:00	-45.63	2.13	3.94	-5.58
02/07/11 6:00	-44.20	2.02	2.96	-4.32
02/07/11 7:00	-45.31	1.20	3.27	-5.10
02/07/11 8:00	-45.43	-0.24	2.36	-5.59
02/07/11 9:00	-45.84	-1.33	2.49	-5.77
02/07/11 10:00	-45.04	-1.65	1.49	-6.46
02/07/11 11:00	-45.85	-1.05	3.11	-6.11
02/07/11 12:00	-45.35	0.47	3.99	-5.27

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

julio 2011	LINEA MACHUPICCHU		LINEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
02/07/11 13:00	-45.91	0.67	3.88	-6.09
02/07/11 14:00	-45.42	0.24	2.98	-6.14
02/07/11 15:00	-45.61	-0.05	2.77	-6.52
02/07/11 16:00	-45.92	0.89	2.71	-7.00
02/07/11 17:00	-45.79	-1.12	0.23	-5.77
02/07/11 18:00	-43.29	-0.98	5.99	-3.19
02/07/11 19:00	-42.89	-1.11	5.55	-3.56
02/07/11 20:00	-44.49	0.48	9.63	-4.81
02/07/11 21:00	-43.97	2.07	11.49	-4.90
02/07/11 22:00	-43.99	3.90	14.01	-4.74
02/07/11 23:00	-44.82	1.91	5.40	-4.25
03/07/11 0:00	-45.33	2.28	4.58	-4.83
03/07/11 1:00	-45.01	2.63	4.95	-5.08
03/07/11 2:00	-44.58	3.04	4.84	-5.01
03/07/11 3:00	-45.99	3.85	7.76	-4.88
03/07/11 4:00	-45.44	3.39	6.91	-5.07
03/07/11 5:00	-45.08	2.45	4.72	-5.39
03/07/11 6:00	-45.17	2.50	4.77	-4.84
03/07/11 7:00	-40.77	-3.68	0.00	0.00
03/07/11 8:00	-41.41	-4.03	0.00	0.00
03/07/11 9:00	-41.87	-4.63	0.00	0.00
03/07/11 10:00	-41.55	-4.69	0.00	0.00
03/07/11 11:00	-41.14	-4.43	0.00	0.00
03/07/11 12:00	-39.26	-2.99	0.00	0.00
03/07/11 13:00	-40.45	-3.56	0.00	0.00
03/07/11 14:00	-42.69	-2.00	1.24	-2.43
03/07/11 15:00	-45.56	2.03	3.99	-6.47
03/07/11 16:00	-45.73	1.59	3.33	-6.22
03/07/11 17:00	-44.94	-0.30	-1.91	-5.87
03/07/11 18:00	-44.07	-2.83	-7.35	-4.76
03/07/11 19:00	-46.23	-2.62	-5.41	-5.76
03/07/11 20:00	-46.76	-1.56	-3.16	-6.71
03/07/11 21:00	-46.00	0.60	-0.75	-6.75
03/07/11 22:00	-45.61	1.97	2.11	-6.02
03/07/11 23:00	-45.43	2.45	4.89	-4.63
04/07/11 0:00	-44.67	3.33	5.09	-4.59
04/07/11 1:00	-44.65	3.49	5.01	-5.09
04/07/11 2:00	-44.77	3.88	5.30	-5.26
04/07/11 3:00	-45.75	4.34	7.82	-4.89

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

julio 2011	LÍNEA MACHUPICCHU		LÍNEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
04/07/11 4:00	-45.48	3.67	6.47	-5.17
04/07/11 5:00	-45.62	2.69	4.67	-5.15
04/07/11 6:00	-44.79	1.67	2.92	-3.52
04/07/11 7:00	-44.70	1.82	1.98	-5.07
04/07/11 8:00	-45.74	1.46	4.11	-6.04
04/07/11 9:00	-45.66	0.20	3.35	-6.81
04/07/11 10:00	-45.69	0.52	3.59	-6.79
04/07/11 11:00	-45.48	0.39	3.52	-6.80
04/07/11 12:00	-45.62	1.80	5.43	-6.46
04/07/11 13:00	-44.85	2.23	4.19	-6.60
04/07/11 14:00	-45.88	0.40	3.75	-6.44
04/07/11 15:00	-46.06	0.37	3.36	-6.95
04/07/11 16:00	-45.67	0.16	2.62	-6.49
04/07/11 17:00	-44.00	-1.68	-1.10	-4.87
04/07/11 18:00	-44.19	-2.22	6.05	-3.23
04/07/11 19:00	-44.14	-2.47	5.12	-3.57
04/07/11 20:00	-44.85	-1.28	6.87	-4.93
04/07/11 21:00	-43.29	1.24	8.58	-5.05
04/07/11 22:00	-44.12	3.39	13.59	-4.49
04/07/11 23:00	-45.57	1.62	5.88	-5.13
05/07/11 0:00	-44.65	2.22	3.78	-4.84
05/07/11 1:00	-45.22	2.72	4.94	-5.53
05/07/11 2:00	-45.86	3.51	6.70	-5.38
05/07/11 3:00	-45.77	4.04	7.60	-4.97
05/07/11 4:00	-44.81	3.90	6.53	-4.64
05/07/11 5:00	-44.05	3.14	4.40	-4.29
05/07/11 6:00	-45.09	2.60	4.06	-4.83
05/07/11 7:00	-44.29	1.46	3.43	-4.41
05/07/11 8:00	-45.92	1.33	6.26	-5.28
05/07/11 9:00	-45.44	1.76	7.00	-5.32
05/07/11 10:00	-44.87	1.54	6.82	-5.31
05/07/11 11:00	-44.64	1.82	6.87	-5.34
05/07/11 12:00	-45.14	2.86	8.84	-5.52
05/07/11 13:00	-44.95	2.67	7.05	-5.47
05/07/11 14:00	-44.39	0.90	4.59	-5.43
05/07/11 15:00	-45.03	0.18	4.55	-5.25
05/07/11 16:00	-45.04	-0.57	3.54	-5.27
05/07/11 17:00	-45.42	-2.10	1.85	-4.93
05/07/11 18:00	-44.65	-2.32	6.83	-3.55

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO



REGISTROS DE OPERACIÓN

noviembre 2011	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
noviembre 2011								
1/11/11 1:00	137.86	45.40	138.51	35.06	61.85	2.05	10.79	1.10
1/11/11 2:00	137.86	46.58	138.67	36.07	62.15	1.93	10.78	1.05
1/11/11 3:00	138.27	45.25	139.07	35.87	61.86	1.86	10.83	1.00
1/11/11 4:00	138.27	46.85	138.64	37.29	61.84	1.92	10.78	1.05
1/11/11 5:00	138.27	45.26	138.65	34.68	61.90	2.22	10.77	1.22
1/11/11 6:00	138.27	45.59	138.69	35.68	61.90	2.15	10.78	1.22
1/11/11 7:00	137.87	46.74	138.48	36.68	61.69	2.26	10.78	1.29
1/11/11 8:00	137.87	43.96	138.53	33.55	61.85	2.35	10.79	1.26
1/11/11 9:00	137.87	46.09	138.01	35.49	61.64	2.40	10.74	1.29
1/11/11 10:00	137.87	46.62	138.12	36.39	61.50	2.51	10.73	1.41
1/11/11 11:00	137.87	45.09	138.55	34.56	61.52	2.64	10.72	1.42
1/11/11 12:00	137.87	46.56	138.38	36.30	61.48	2.59	10.68	1.46
1/11/11 13:00	137.87	45.41	138.70	34.55	61.50	2.66	10.75	1.45
1/11/11 14:00	137.87	46.61	138.12	36.27	61.35	2.68	10.72	1.46
1/11/11 15:00	138.03	46.76	138.39	36.22	61.46	2.52	10.72	1.40
1/11/11 16:00	138.03	43.02	138.46	32.63	61.58	2.47	10.75	1.41
1/11/11 17:00	138.03	45.08	138.60	33.82	61.55	2.49	10.73	1.48
1/11/11 18:00	137.22	43.59	137.48	31.58	60.88	3.65	10.65	1.69
1/11/11 19:00	136.41	47.32	137.16	32.87	60.33	5.05	10.54	1.76
1/11/11 20:00	136.41	47.43	136.79	32.74	60.33	5.01	10.52	1.68
1/11/11 21:00	136.82	46.78	137.15	32.38	60.53	4.52	10.57	1.72
1/11/11 22:00	136.82	47.32	137.25	34.70	60.75	3.58	10.63	1.50
1/11/11 23:00	137.22	47.26	138.07	35.64	61.41	2.73	10.68	1.26
2/11/11 0:00	137.63	47.42	138.02	36.42	61.36	2.22	10.72	1.11
2/11/11 1:00	138.03	45.14	138.29	34.78	61.90	1.90	10.80	1.01
2/11/11 2:00	138.03	47.24	138.47	36.86	61.78	1.78	10.80	1.03
2/11/11 3:00	138.03	46.28	138.82	36.14	61.81	1.64	10.78	1.09
2/11/11 4:00	138.03	46.03	138.51	35.99	61.89	1.65	10.83	1.10
2/11/11 5:00	138.03	46.49	138.27	36.12	61.82	2.04	10.75	1.21
2/11/11 6:00	138.06	45.53	138.37	34.53	61.80	2.07	10.76	1.29
2/11/11 7:00	137.57	44.80	138.24	33.16	61.64	2.41	10.76	1.19
2/11/11 8:00	137.57	41.72	137.74	41.94	61.24	2.30	10.67	1.39
2/11/11 9:00	136.74	42.37	137.19	38.61	60.89	2.48	10.61	1.41
2/11/11 10:00	136.74	42.17	137.47	40.76	60.87	2.56	10.57	1.39
2/11/11 11:00	136.74	42.01	137.22	41.27	60.80	2.54	10.57	1.35
2/11/11 12:00	137.14	41.85	137.73	37.49	60.89	2.74	10.60	1.45
2/11/11 13:00	137.14	41.41	135.75	41.40	60.97	2.39	10.64	1.61
2/11/11 14:00	137.85	46.92	138.43	35.63	61.34	2.60	10.69	1.52
2/11/11 15:00	137.82	46.99	138.48	35.50	61.16	2.66	10.65	1.71
2/11/11 16:00	137.74	47.02	138.20	35.87	61.15	2.63	10.65	1.52
2/11/11 17:00	139.13	42.28	139.91	35.51	62.13	2.73	10.84	1.57
2/11/11 18:00	138.32	42.53	138.61	34.67	61.30	3.70	10.67	1.70
2/11/11 19:00	137.51	44.45	137.93	35.46	60.84	4.88	10.62	1.88
2/11/11 20:00	137.91	43.03	138.26	33.49	61.09	4.88	10.66	1.85
2/11/11 21:00	137.50	45.53	137.78	35.34	60.88	4.59	10.62	1.70
2/11/11 22:00	137.91	45.41	138.46	36.33	61.41	3.55	10.73	1.55
2/11/11 23:00	137.22	47.26	138.07	35.64	61.41	2.73	10.68	1.26

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

noviembre 2011	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)				
3/11/11 0:00	137.63	47.42	138.02	36.42	61.36	2.22	10.72	1.11
3/11/11 1:00	138.03	45.14	138.29	34.78	61.90	1.90	10.80	1.01
3/11/11 2:00	138.03	47.24	138.47	36.86	61.78	1.78	10.80	1.03
3/11/11 3:00	138.03	46.28	138.82	36.14	61.81	1.64	10.78	1.09
3/11/11 4:00	138.03	46.03	138.51	35.99	61.89	1.65	10.83	1.10
3/11/11 5:00	138.03	46.49	138.27	36.12	61.82	2.04	10.75	1.21
3/11/11 6:00	137.91	47.02	138.21	36.34	61.75	2.25	10.81	1.32
3/11/11 7:00	137.91	47.19	138.40	36.03	61.60	2.27	10.75	1.29
3/11/11 8:00	137.73	46.96	138.34	36.35	61.53	2.22	10.75	1.49
3/11/11 9:00	137.73	46.62	137.94	35.30	61.42	2.26	10.69	1.50
3/11/11 10:00	137.32	47.26	138.03	35.92	61.15	2.32	10.69	1.43
3/11/11 11:00	137.32	47.14	137.78	35.93	61.08	2.35	10.63	1.41
3/11/11 12:00	137.32	44.40	138.22	32.91	61.07	2.58	10.67	1.41
3/11/11 13:00	137.72	45.35	138.13	34.41	61.22	2.87	10.67	1.56
3/11/11 14:00	137.72	47.02	138.44	35.93	61.28	2.47	10.67	1.54
3/11/11 15:00	137.32	45.99	138.16	34.86	61.03	2.72	10.61	1.53
3/11/11 16:00	137.32	46.06	137.56	34.84	61.13	2.68	10.64	1.35
3/11/11 17:00	136.90	47.27	137.48	35.55	60.64	2.74	10.57	1.53
3/11/11 18:00	136.89	43.76	137.58	33.45	60.52	3.42	10.52	1.90
3/11/11 19:00	136.08	44.94	136.76	32.76	60.17	4.67	10.43	1.78
3/11/11 20:00	136.49	46.28	136.82	34.48	60.09	4.45	10.51	1.75
3/11/11 21:00	136.89	44.82	137.63	33.77	60.58	4.01	10.57	1.71
3/11/11 22:00	137.31	46.27	138.25	36.49	61.06	3.05	10.62	1.47
3/11/11 23:00	138.09	45.91	138.54	37.33	61.59	2.24	10.72	1.30
4/11/11 0:00	137.78	47.48	138.12	36.84	61.46	1.70	10.70	1.14
4/11/11 1:00	137.86	46.16	138.33	35.96	61.86	1.73	10.76	0.99
4/11/11 2:00	137.86	46.54	138.81	36.64	62.01	1.62	10.75	1.05
4/11/11 3:00	137.86	46.80	138.84	36.92	62.05	1.61	10.75	1.09
4/11/11 4:00	138.27	44.71	138.84	34.20	61.15	1.69	10.74	1.07
4/11/11 5:00	137.87	46.96	138.35	36.08	61.85	2.28	10.74	1.25
4/11/11 6:00	137.79	45.99	138.29	35.33	61.63	2.11	10.74	1.20
4/11/11 7:00	137.38	47.21	138.21	36.10	61.63	2.19	10.74	1.40
4/11/11 8:00	137.78	45.57	138.57	34.76	61.44	2.22	10.74	1.41
4/11/11 9:00	137.38	45.38	138.52	34.41	61.47	2.42	10.71	1.36
4/11/11 10:00	136.97	47.28	137.75	36.02	60.83	2.50	10.60	1.42
4/11/11 11:00	136.97	47.05	137.49	35.35	60.90	2.45	10.60	1.47
4/11/11 12:00	136.97	46.23	137.74	34.97	61.11	2.42	10.60	1.38
4/11/11 13:00	137.38	47.13	138.05	36.15	61.32	2.28	10.66	1.32
4/11/11 14:00	137.38	47.32	137.97	35.88	61.33	2.32	10.64	1.50
4/11/11 15:00	137.38	45.86	137.87	34.34	61.10	2.97	10.63	1.38
4/11/11 16:00	137.38	46.82	137.68	35.39	61.03	2.91	10.63	1.37
4/11/11 17:00	137.38	46.07	137.65	35.05	60.91	2.86	10.62	1.46
4/11/11 18:00	137.38	45.07	138.03	36.22	60.56	4.17	10.57	1.79
4/11/11 19:00	136.16	45.89	136.83	34.12	60.39	5.32	10.53	1.60
4/11/11 20:00	136.57	45.89	136.99	34.63	60.42	4.98	10.58	1.56
4/11/11 21:00	137.14	43.63	137.74	32.11	60.54	4.74	10.56	1.64
4/11/11 22:00	137.55	45.76	138.05	36.26	61.24	3.63	10.60	1.52
4/11/11 23:00	137.96	44.95	138.51	36.21	61.82	1.73	10.76	1.44
5/11/11 0:00	137.55	45.84	138.01	34.54	61.57	2.12	10.72	1.28
5/11/11 1:00	137.96	47.05	138.39	36.92	61.69	1.86	10.73	1.10
5/11/11 2:00	137.94	45.74	138.42	35.18	61.85	1.68	10.78	1.08
5/11/11 3:00	137.94	46.73	138.60	37.08	61.64	1.68	10.80	1.04

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

noviembre 2011	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA/HORA	(KV)	(MW)	(KV)	(MW)				
5/11/11 4:00	137.94	46.91	138.34	37.29	61.70	1.73	10.76	1.06
5/11/11 5:00	137.94	47.03	138.79	36.23	61.66	2.19	10.76	1.16
5/11/11 6:00	137.94	46.70	138.25	35.92	61.70	2.15	10.74	1.25
5/11/11 7:00	137.54	47.11	138.07	36.39	61.47	2.20	10.73	1.28
5/11/11 8:00	137.54	46.18	138.40	35.08	61.47	2.48	10.73	1.35
5/11/11 9:00	137.54	47.09	137.84	35.85	61.37	2.62	10.67	1.46
5/11/11 10:00	137.13	45.31	137.84	33.61	61.02	2.83	10.66	1.37
5/11/11 11:00	137.13	45.30	137.88	33.98	61.06	3.04	10.62	1.43
5/11/11 12:00	137.13	46.98	138.05	35.66	60.85	2.90	10.62	1.50
5/11/11 13:00	137.53	45.13	137.96	33.84	61.26	2.89	10.67	1.41
5/11/11 14:00	137.13	46.93	137.51	35.84	60.84	2.68	10.63	1.41
5/11/11 15:00	137.53	44.89	138.02	33.57	61.16	2.80	10.63	1.52
5/11/11 16:00	137.46	46.12	137.93	35.50	61.09	2.79	10.63	1.39
5/11/11 17:00	137.61	45.98	138.28	36.74	61.15	3.04	10.65	1.42
5/11/11 18:00	137.86	42.31	138.76	34.95	60.95	4.34	10.63	1.74
5/11/11 19:00	137.04	44.65	137.65	33.82	60.46	5.55	10.57	1.70
5/11/11 20:00	136.57	45.89	136.99	34.63	60.42	4.98	10.58	1.56
5/11/11 21:00	137.14	43.63	137.74	32.11	60.54	4.74	10.56	1.64
5/11/11 22:00	137.85	45.12	138.08	36.12	61.02	4.08	10.66	1.49
5/11/11 23:00	138.52	44.67	138.87	37.39	61.58	3.25	10.72	1.39
6/11/11 0:00	137.88	46.21	138.60	36.45	61.70	2.59	10.76	1.25
6/11/11 1:00	138.28	46.37	138.72	36.03	62.01	2.25	10.81	1.06
6/11/11 2:00	138.35	45.83	138.72	37.93	61.94	2.11	10.81	0.99
6/11/11 3:00	138.35	45.63	138.88	37.36	62.08	2.08	10.80	1.13
6/11/11 4:00	138.35	45.10	138.73	36.06	62.11	2.10	10.84	1.02
6/11/11 5:00	138.44	45.96	139.19	37.24	62.03	2.38	10.81	1.22
6/11/11 6:00	138.44	41.14	139.07	31.56	62.07	2.20	10.81	1.29
6/11/11 7:00	138.44	46.64	138.60	36.94	61.93	2.45	10.80	1.16
6/11/11 8:00	137.94	46.14	138.40	35.97	61.81	2.59	10.80	1.25
6/11/11 9:00	137.94	46.57	138.30	36.45	61.59	2.81	10.47	1.29
6/11/11 10:00	137.62	43.94	138.00	33.74	61.51	2.79	10.73	1.26
6/11/11 11:00	137.62	45.72	138.25	35.60	61.29	2.73	10.68	1.39
6/11/11 12:00	137.61	46.57	138.12	36.23	61.39	2.61	10.69	1.31
6/11/11 13:00	138.03	47.07	138.32	36.84	0.00	0.00	10.72	1.34
6/11/11 14:00	137.74	46.64	138.01	36.28	61.33	2.33	10.66	1.31
6/11/11 15:00	137.77	44.31	138.31	33.78	61.44	2.49	10.71	1.34
6/11/11 16:00	138.19	45.83	138.87	34.75	61.55	2.44	10.72	1.35
6/11/11 17:00	138.19	45.40	138.86	34.06	61.66	2.51	10.73	1.40
6/11/11 18:00	137.37	46.01	137.88	33.50	61.16	3.67	10.65	1.57
6/11/11 19:00	136.13	46.82	136.69	32.31	60.30	5.32	10.49	1.65
6/11/11 20:00	136.13	46.85	136.51	32.68	60.31	5.08	10.55	1.59
6/11/11 21:00	136.53	46.42	137.19	32.82	60.72	4.54	10.56	1.51
6/11/11 22:00	137.71	47.01	138.10	35.24	61.59	2.77	10.76	1.13
6/11/11 23:00	137.71	47.01	138.08	35.26	61.59	2.77	10.76	1.11
7/11/11 0:00	137.89	47.24	138.64	36.45	61.75	2.22	10.77	1.01

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO



SUBESTACION CACHIMAYO

noviembre 2011	LINEA MACHUPICCHU		LINEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
01/11/11 1:00	-45.65	2.77	5.57	-5.26
01/11/11 2:00	-45.70	3.26	6.43	-5.19
01/11/11 3:00	-45.60	3.66	7.16	-4.93
01/11/11 4:00	-45.56	3.34	6.28	-5.05
01/11/11 5:00	-45.38	2.97	5.60	-5.11
01/11/11 6:00	-44.92	2.69	5.34	-4.88
01/11/11 7:00	-45.26	2.89	5.22	-5.70
01/11/11 8:00	-45.14	2.33	4.83	-5.55
01/11/11 9:00	-44.69	1.98	4.97	-4.92
01/11/11 10:00	-45.37	2.69	6.27	-5.70
01/11/11 11:00	-44.50	2.76	5.22	-5.61
01/11/11 12:00	-45.28	3.12	5.72	-6.03
01/11/11 13:00	-45.04	2.84	4.64	-6.53
01/11/11 14:00	-45.05	3.02	4.46	-6.93
01/11/11 15:00	-44.23	2.80	3.40	-6.72
01/11/11 16:00	-45.32	2.70	4.57	-6.38
01/11/11 17:00	-44.61	1.45	1.45	-5.52
01/11/11 18:00	-44.86	-1.87	-6.18	-5.75
01/11/11 19:00	-46.23	-2.19	-6.58	-6.60
01/11/11 20:00	-46.14	-1.67	-5.54	-6.75
01/11/11 21:00	-45.80	-1.02	-2.70	-6.78
01/11/11 22:00	-46.00	0.47	-0.08	-6.36
01/11/11 23:00	-45.45	1.65	2.05	-5.50
02/11/11 0:00	-45.90	1.88	3.51	-5.81
02/11/11 1:00	-45.65	3.02	4.53	-5.29
02/11/11 2:00	-45.67	3.31	4.89	-5.37
02/11/11 3:00	-45.33	3.50	5.05	-5.13
02/11/11 4:00	-45.20	2.99	3.70	-5.43
02/11/11 5:00	-45.66	2.26	3.48	-5.93
02/11/11 6:00	-45.69	1.87	3.32	-5.47
02/11/11 7:00	-45.34	1.82	4.01	-4.77
02/11/11 8:00	-45.53	1.63	4.22	-5.00
02/11/11 9:00	-45.61	-0.53	3.78	-4.24
02/11/11 10:00	-45.04	-0.54	2.87	-4.78
02/11/11 11:00	-45.43	1.03	3.46	-6.07
02/11/11 12:00	-44.41	2.04	3.76	-5.38
02/11/11 13:00	-45.66	2.40	4.71	-6.01

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

noviembre 2011	LÍNEA MACHUPICCHU		LÍNEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
02/11/11 14:00	-45.00	2.19	2.90	-6.50
02/11/11 15:00	-44.97	2.28	2.46	-6.65
02/11/11 16:00	-45.02	3.11	5.77	-5.88
02/11/11 17:00	-43.10	4.70	20.47	-3.44
02/11/11 18:00	-43.36	1.77	14.52	-2.61
02/11/11 19:00	-43.28	2.50	13.63	-3.07
02/11/11 20:00	-43.72	1.99	9.53	-3.68
02/11/11 21:00	-43.58	2.03	11.67	-2.94
02/11/11 22:00	-44.01	2.94	13.88	-3.00
02/11/11 23:00	-44.28	3.80	14.89	-3.55
03/11/11 0:00	-45.65	3.03	5.72	-4.91
03/11/11 1:00	-45.89	3.50	6.96	-5.02
03/11/11 2:00	-45.98	3.53	6.74	-5.28
03/11/11 3:00	-45.79	3.97	6.42	-5.60
03/11/11 4:00	-45.95	3.41	4.88	-5.73
03/11/11 5:00	-45.90	2.40	3.55	-6.01
03/11/11 6:00	-46.01	1.83	4.71	-4.78
03/11/11 7:00	-45.53	2.54	5.03	-5.64
03/11/11 8:00	-45.81	1.59	5.31	-5.17
03/11/11 9:00	-45.57	0.62	5.27	-4.79
03/11/11 10:00	-46.08	0.86	5.08	-5.34
03/11/11 11:00	-45.54	0.41	4.87	-4.90
03/11/11 12:00	-45.43	1.55	5.86	-4.71
03/11/11 13:00	-45.90	2.26	5.73	-6.00
03/11/11 14:00	-45.79	0.94	4.11	-5.45
03/11/11 15:00	-45.39	0.66	3.38	-5.26
03/11/11 16:00	-46.21	-0.04	4.43	-4.90
03/11/11 17:00	-45.50	-0.52	2.81	-4.69
03/11/11 18:00	-44.54	-2.23	5.24	-3.74
03/11/11 19:00	-44.75	-2.09	5.01	-3.40
03/11/11 20:00	-44.72	-0.47	7.02	-4.11
03/11/11 21:00	-44.40	1.61	10.00	-4.73
03/11/11 22:00	-44.62	3.08	12.73	-4.11
03/11/11 23:00	-45.30	1.81	4.98	-4.55
04/11/11 0:00	-46.09	2.11	5.58	-5.16
04/11/11 1:00	-45.05	2.39	5.13	-5.17
04/11/11 2:00	-45.24	2.57	5.75	-5.31
04/11/11 3:00	-44.93	3.04	6.13	-4.75
04/11/11 4:00	-45.99	2.53	6.10	-5.36
04/11/11 5:00	-45.62	2.32	5.54	-5.02

LÍNEA L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO

noviembre 2011	LÍNEA MACHUPICCHU		LÍNEA DOLORESPATA	
jueves 02 julio 15	L-1001		L-1003	
FECHA-HORA	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
04/11/11 6:00	-45.67	1.62	5.28	-4.19
04/11/11 7:00	-44.92	2.05	4.87	-5.15
04/11/11 8:00	-45.47	1.88	5.49	-5.12
04/11/11 9:00	-45.61	1.15	4.62	-5.77
04/11/11 10:00	-45.64	0.29	3.32	-6.02
04/11/11 11:00	-45.28	0.19	2.98	-5.58
04/11/11 12:00	-45.45	1.10	4.41	-5.35
04/11/11 13:00	-46.07	1.63	4.88	-6.01
04/11/11 14:00	-45.09	0.73	2.75	-5.53
04/11/11 15:00	-45.18	0.32	3.07	-5.27
04/11/11 16:00	-45.23	0.41	4.64	-5.26
04/11/11 17:00	-43.93	0.41	4.58	-4.14
04/11/11 18:00	-44.71	-1.20	8.29	-2.68
04/11/11 19:00	-44.93	-1.63	5.76	-2.79
04/11/11 20:00	-44.31	-0.52	7.15	-3.43
04/11/11 21:00	-44.02	1.36	9.69	-4.67
04/11/11 22:00	-44.45	3.39	13.85	-4.05
04/11/11 23:00	-45.34	1.31	5.02	-4.44
05/11/11 0:00	-45.04	2.13	4.47	-4.93
05/11/11 1:00	-45.82	2.36	5.95	-5.20
05/11/11 2:00	-45.81	2.82	6.44	-5.05
05/11/11 3:00	-45.46	3.31	7.00	-4.72
05/11/11 4:00	-45.79	2.58	5.26	-5.16
05/11/11 5:00	-45.17	1.74	3.49	-5.40
05/11/11 6:00	-45.52	1.43	4.35	-4.86
05/11/11 7:00	-45.63	1.96	4.56	-5.45
05/11/11 8:00	-45.57	1.70	4.88	-5.41
05/11/11 9:00	-44.77	0.75	3.62	-5.29
05/11/11 10:00	-45.15	0.43	4.53	-5.48
05/11/11 11:00	-45.03	0.44	4.55	-5.48
05/11/11 12:00	-45.08	1.32	4.99	-5.71
05/11/11 13:00	-44.75	1.09	3.97	-5.74
05/11/11 14:00	-45.11	1.25	3.72	-6.20
05/11/11 15:00	-44.83	0.98	3.38	-5.34
05/11/11 16:00	-44.49	2.02	9.58	-4.44
05/11/11 17:00	-44.17	1.95	11.16	-3.62
05/11/11 18:00	-43.37	0.99	12.64	-1.78
05/11/11 19:00	-44.06	0.01	8.56	-2.27
05/11/11 20:00	-43.93	0.74	9.77	-3.07
05/11/11 21:00	-43.62	2.83	12.47	-3.53

LÍNEA L-1002 MACHUPICCHU - QUENCORO



REGISTROS DE OPERACIÓN

enero 2013	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
lunes 15 junio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
ENERO 2013								
1/1/13 1:00	137.85	45.32	138.60	33.86	59.74	3.09	10.40	1.13
1/1/13 2:00	138.69	44.10	139.02	33.84	60.26	2.40	10.45	1.07
1/1/13 3:00	138.38	45.12	139.05	35.42	60.14	2.03	10.45	1.02
1/1/13 4:00	138.78	45.12	139.63	35.34	60.22	1.84	10.48	1.06
1/1/13 5:00	138.46	45.12	139.40	35.42	60.20	1.80	10.48	1.01
1/1/13 6:00	138.69	44.71	139.25	35.83	60.37	1.46	10.49	0.98
1/1/13 7:00	138.69	44.91	139.20	36.15	60.35	1.38	10.54	0.93
1/1/13 8:00	138.69	44.91	139.29	36.27	60.36	1.47	10.53	1.08
1/1/13 9:00	138.69	44.71	139.19	35.45	60.35	1.53	10.48	1.10
1/1/13 10:00	138.66	44.51	138.99	35.07	59.99	2.35	10.45	1.22
1/1/13 11:00	138.66	44.73	138.42	35.22	60.06	2.31	10.45	1.19
1/1/13 12:00	138.26	44.33	138.82	35.01	60.01	2.50	10.44	1.22
1/1/13 13:00	138.43	44.52	138.98	35.08	59.96	2.47	10.44	1.25
1/1/13 14:00	138.64	44.12	138.72	35.13	59.96	2.47	10.45	1.23
1/1/13 15:00	138.21	44.53	138.93	35.22	60.17	2.47	10.45	1.23
1/1/13 16:00	138.59	44.14	139.18	34.64	60.11	2.48	10.46	1.35
1/1/13 17:00	138.46	44.75	138.97	35.33	60.02	2.02	10.46	1.43
1/1/13 18:00	138.46	45.16	138.89	34.91	60.02	1.89	10.44	1.44
1/1/13 19:00	137.65	45.57	137.98	32.73	59.25	3.92	10.34	1.47
1/1/13 20:00	137.24	45.57	137.97	32.41	59.36	4.09	10.29	1.45
1/1/13 21:00	138.05	45.17	138.42	32.88	59.52	3.75	10.39	1.37
1/1/13 22:00	138.05	45.37	138.88	33.60	59.72	3.04	10.39	1.24
1/1/13 23:00	138.46	45.18	138.81	35.06	59.88	2.54	10.42	1.14
2/1/13 0:00	138.80	44.73	139.14	35.13	60.20	2.04	10.45	1.16
2/1/13 1:00	138.80	44.94	139.23	35.82	60.16	1.95	10.47	1.05
2/1/13 2:00	138.85	44.46	139.54	35.88	60.46	1.68	10.56	1.04
2/1/13 3:00	138.85	44.76	139.25	36.21	60.55	1.66	10.56	0.91
2/1/13 4:00	139.25	44.73	139.64	36.31	60.58	1.66	10.57	0.95
2/1/13 5:00	138.85	39.62	139.51	29.84	60.51	1.72	10.53	1.00
2/1/13 6:00	139.25	31.08	139.48	22.56	60.64	1.79	10.53	0.93
2/1/13 7:00	138.85	31.25	139.22	22.22	60.41	1.87	10.52	1.02
2/1/13 8:00	138.68	31.48	140.10	22.72	60.65	1.86	10.52	1.15
2/1/13 9:00	138.79	31.91	139.08	22.25	60.13	1.80	10.50	1.07
2/1/13 10:00	138.38	32.11	138.85	22.27	60.09	1.71	10.47	1.21
2/1/13 11:00	136.79	32.11	137.32	22.24	59.54	1.74	10.37	1.27
2/1/13 12:00	136.79	32.11	137.19	22.20	59.47	1.72	10.37	1.21
2/1/13 13:00	137.47	45.57	137.58	36.24	59.63	1.74	10.38	1.23
2/1/13 14:00	137.47	45.36	138.16	36.07	59.60	1.67	10.38	1.38
2/1/13 15:00	137.88	45.11	138.13	36.35	59.72	1.69	10.44	1.21
2/1/13 16:00	137.88	45.34	138.14	36.06	59.73	1.82	10.39	1.20
2/1/13 17:00	137.47	45.15.00	137.65	35.71	59.59	1.92	10.42	1.25
2/1/13 18:00	137.07	46.12	137.38	34.77	59.49	2.13	10.37	1.42
2/1/13 19:00	137.07	46.32	137.41	33.04	59.12	4.05	10.26	1.34
2/1/13 20:00	136.66	46.32	137.16	33.22	59.02	3.97	10.31	1.32
2/1/13 21:00	137.07	45.12	137.80	33.51	59.28	3.53	10.34	1.26
2/1/13 22:00	137.07	46.12	138.13	34.64	59.53	2.73	10.39	1.19
2/1/13 23:00	137.88	45.73	138.18	35.72	59.78	2.04	10.40	1.07

LÍNEA L-1002 MACHUPICCHU - QUENCORO

enero 2013		CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
lunes 15 junio 15		L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA		(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
3/1/13 0:00		138.70	45.33	139.09	35.41	60.49	1.54	10.50	0.97
3/1/13 1:00		138.89	45.93	139.08	36.86	60.41	1.33	10.51	0.86
3/1/13 2:00		138.80	45.43	139.41	36.44	60.61	1.24	10.54	0.85
3/1/13 3:00		138.80	45.66	139.31	37.20	60.42	1.18	10.53	0.83
3/1/13 4:00		138.80	45.48	139.49	36.58	60.50	1.23	10.53	0.91
3/1/13 5:00		138.70	45.67	139.40	36.62	60.49	1.49	10.52	0.99
3/1/13 6:00		138.70	44.00	139.48	34.98	60.55	1.50	10.55	1.03
3/1/13 7:00		138.37	45.84	138.81	36.16	60.13	1.61	10.48	1.05
3/1/13 8:00		138.77	45.81	138.71	36.02	60.06	1.62	10.47	1.13
3/1/13 9:00		138.35	45.01	138.75	35.78	59.88	1.78	10.41	1.16
3/1/13 10:00		138.35	45.96	138.50	35.56	59.90	1.90	10.41	1.21
3/1/13 11:00		137.88	45.53	138.63	35.02	59.74	1.89	10.39	1.14
3/1/13 12:00		137.88	45.70	138.33	35.36	59.60	2.01	10.38	1.25
3/1/13 13:00		137.88	45.70	138.32	35.60	59.60	1.95	10.38	1.31
3/1/13 14:00		138.29	45.65	138.66	35.47	59.79	1.86	10.43	1.25
3/1/13 15:00		138.29	45.42	138.55	35.43	59.69	1.92	10.38	1.38
3/1/13 16:00		137.88	45.81	138.30	35.41	59.65	1.94	10.38	1.23
3/1/13 17:00		137.75	45.77	138.02	35.56	59.46	1.97	10.37	1.52
3/1/13 18:00		138.99	43.92	139.64	36.53	60.02	2.22	10.43	1.41
3/1/13 19:00		137.77	44.73	138.07	34.36	59.09	4.25	10.33	1.43
3/1/13 20:00		137.37	44.53	137.96	33.95	59.10	4.47	10.29	1.45
3/1/13 21:00		137.77	44.53	138.62	34.65	59.38	3.95	10.33	1.44
3/1/13 22:00		138.49	43.72	139.61	35.14	59.86	3.04	10.40	1.41
3/1/13 23:00		138.66	44.15	139.08	37.14	60.02	2.18	10.44	1.26
4/1/13 0:00		138.75	45.79	139.29	36.34	60.22	1.59	10.48	1.02
4/1/13 1:00		138.92	45.16	139.18	35.84	60.33	1.47	10.50	1.03
4/1/13 2:00		138.92	45.05	139.48	35.97	60.38	1.35	10.50	0.95
4/1/13 3:00		138.92	45.24	139.29	36.25	60.40	1.30	10.50	0.97
4/1/13 4:00		138.92	44.98	139.69	36.31	60.31	1.35	10.50	1.00
4/1/13 5:00		138.92	44.93	139.55	35.68	60.42	1.70	10.55	1.11
4/1/13 6:00		139.19	45.40	139.38	36.51	60.34	1.45	10.48	1.03
4/1/13 7:00		138.84	45.61	138.91	36.56	60.25	1.52	10.52	1.00
4/1/13 8:00		138.43	45.82	138.47	36.02	59.95	1.55	10.43	1.21
4/1/13 9:00		138.43	45.39	139.04	35.53	59.89	1.71	10.43	1.12
4/1/13 10:00		138.43	45.61	138.66	36.04	59.66	1.87	10.39	1.17
4/1/13 11:00		138.43	45.46	138.58	35.72	59.73	1.98	10.40	1.34
4/1/13 12:00		138.02	45.61	138.60	35.50	59.72	1.95	10.40	1.55
4/1/13 13:00		138.02	45.39	138.49	35.58	59.82	1.99	10.41	1.29
4/1/13 14:00		138.02	45.57	138.47	35.71	59.79	1.93	10.41	1.29
4/1/13 15:00		138.02	45.57	138.56	35.65	59.62	1.88	10.42	1.23
4/1/13 16:00		138.15	45.98	138.63	35.15	59.74	2.03	10.37	1.33
4/1/13 17:00		137.99	45.78	138.53	35.35	59.61	1.98	10.37	1.22
4/1/13 18:00		138.80	43.72	139.39	35.49	59.80	2.52	10.43	1.43
4/1/13 19:00		137.99	44.58	138.11	33.98	59.24	4.61	10.29	1.52
4/1/13 20:00		137.99	44.38	138.37	33.83	59.11	4.62	10.33	1.58
4/1/13 21:00		138.40	44.38	138.87	34.86	59.50	4.05	10.33	1.49
4/1/13 22:00		138.81	43.97	139.38	35.73	60.00	3.11	10.43	1.39
4/1/13 23:00		139.20	43.98	139.59	37.04	60.30	2.22	10.52	1.18

LÍNEA L-1002 MACHUPICCHU - QUENCORO

enero 2013	CENTRAL HIDROELECTRICA MACHUPICCHU							
lunes 15 junio 15	L-1001		L-1002		MT	Pot 60	BT	Pot 10.5
FECHA-HORA	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)	(kV)	(MW)
5/1/13 0:00	138.78	45.78	138.87	36.51	60.17	1.65	10.46	0.95
5/1/13 1:00	138.78	45.08	139.00	35.82	60.42	1.41	10.50	0.92
5/1/13 2:00	138.78	45.33	139.12	36.77	60.45	1.31	10.51	0.96
5/1/13 3:00	138.78	45.49	139.20	37.00	60.39	1.29	10.52	0.94
5/1/13 4:00	138.78	45.45	139.55	36.79	60.52	1.31	10.52	0.85
5/1/13 5:00	138.78	45.48	139.38	36.28	60.47	1.56	10.55	0.95
5/1/13 6:00	138.71	45.23	138.97	35.35	60.30	1.56	10.54	1.01
5/1/13 7:00	138.79	45.59	138.91	36.01	60.44	1.65	10.49	1.06
5/1/13 8:00	138.38	45.73	138.67	35.93	60.06	1.73	10.43	1.20
5/1/13 9:00	138.38	45.32	138.38	35.85	59.76	1.94	10.44	1.27
5/1/13 10:00	137.97	45.75	138.52	35.95	59.83	2.02	10.39	1.27
5/1/13 11:00	137.97	45.55	138.28	35.37	59.78	2.03	10.39	1.28
5/1/13 12:00	137.97	45.35	138.61	35.65	59.72	1.99	10.39	1.34
5/1/13 13:00	138.38	45.32	139.17	35.62	60.00	1.84	10.42	1.26
5/1/13 14:00	138.78	45.53	138.76	35.69	59.96	1.78	10.42	1.41
5/1/13 15:00	138.38	45.32	138.69	35.53	59.76	1.97	10.38	1.50
5/1/13 16:00	138.38	45.30	138.73	35.43	59.81	2.05	10.41	1.31
5/1/13 17:00	138.38	45.48	138.57	35.71	59.91	1.92	10.41	1.44
5/1/13 18:00	138.38	44.28	138.96	36.48	59.77	2.38	10.42	1.53
5/1/13 19:00	137.74	44.28	138.16	33.98	59.19	4.54	10.32	1.56
5/1/13 20:00	138.15	44.48	138.76	33.83	59.52	4.60	10.32	1.57
5/1/13 21:00	138.56	44.48	139.30	34.74	59.78	3.80	10.42	1.45
5/1/13 22:00	139.78	44.28	140.16	36.10	60.47	2.79	10.53	1.47
5/1/13 23:00	138.97	44.08	139.18	37.34	60.30	1.97	10.51	1.16
6/1/13 0:00	138.63	45.10	139.28	36.00	60.43	1.49	10.51	1.00
6/1/13 1:00	138.75	45.79	139.29	36.34	60.22	1.59	10.48	1.02
6/1/13 2:00	138.92	45.16	139.18	35.84	60.33	1.47	10.50	1.03
6/1/13 3:00	138.92	45.05	139.48	35.97	60.38	1.35	10.50	0.95
6/1/13 4:00	138.92	45.24	139.29	36.25	60.40	1.30	10.50	0.97
6/1/13 5:00	138.92	44.98	139.69	36.31	60.31	1.35	10.50	1.00
6/1/13 6:00	138.90	45.39	138.94	36.69	60.10	1.48	10.47	1.17
6/1/13 7:00	138.33	45.57	138.75	36.46	60.26	1.57	10.47	1.09
6/1/13 8:00	138.33	45.77	138.63	36.17	59.99	1.55	10.46	1.17
6/1/13 9:00	137.93	44.94	138.38	35.24	59.97	1.83	10.43	1.26
6/1/13 10:00	138.33	45.14	138.64	35.44	59.87	1.97	10.44	1.33
6/1/13 11:00	138.33	45.30	138.60	35.11	59.81	2.08	10.40	1.22
6/1/13 12:00	138.33	45.05	138.46	35.62	59.74	2.41	10.39	1.30
6/1/13 13:00	138.33	45.41	138.90	35.81	60.03	2.08	10.45	1.25
6/1/13 14:00	138.85	45.18	138.96	35.83	59.90	1.97	10.44	1.43
6/1/13 15:00	138.49	44.54	138.87	35.03	59.88	1.74	10.42	1.24
6/1/13 16:00	138.49	45.32	138.87	35.16	59.80	2.64	10.41	1.35
6/1/13 17:00	138.49	45.27	138.75	35.47	59.83	2.75	10.42	1.23
6/1/13 18:00	138.74	45.03	139.09	35.59	59.92	2.86	10.42	1.31
6/1/13 19:00	137.65	44.66	138.10	34.50	59.19	4.06	10.31	1.38
6/1/13 20:00	138.05	44.66	138.45	34.03	59.54	4.25	10.32	1.46
6/1/13 21:00	138.05	44.46	138.90	34.78	59.62	3.93	10.36	1.52
6/1/13 22:00	138.65	43.85	139.36	35.65	59.93	3.04	10.46	1.40
6/1/13 23:00	138.65	44.00	139.42	34.16	59.99	2.16	10.47	1.29
7/1/13 0:00	138.24	45.64	138.89	36.20	60.10	1.62	10.43	1.19
7/1/13 1:00	138.78	45.08	139.00	35.82	60.42	1.41	10.50	0.92
7/1/13 2:00	138.78	45.33	139.12	36.77	60.45	1.31	10.51	0.96
7/1/13 3:00	138.78	45.49	139.20	37.00	60.39	1.29	10.52	0.94

LÍNEA L-1003 CACHIMAYO - DOLORESPATA



SUBESTACION CACHIMAYO

enero 2013	LINEA MACHUPICCHU				LINEA DOLORESPATA			
lunes 15 junio 15	L-1001				L-1003			
FECHA-HORA	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)
18/01/13 9:00	0.00	0.00	-54.97	-0.73	0.00	0.00	21.13	-0.95
18/01/13 10:00	0.00	0.00	-55.43	-1.89	0.00	0.00	21.44	-0.41
18/01/13 11:00	0.00	0.00	-55.98	-2.24	0.00	0.00	21.52	-0.15
18/01/13 12:00	0.00	0.00	-56.32	-1.50	0.00	0.00	21.48	-0.32
18/01/13 13:00	0.00	0.00	-54.66	-1.79	0.00	0.00	19.85	-0.46
18/01/13 14:00	0.00	0.00	-44.81	2.47	0.00	0.00	9.13	-5.19
18/01/13 15:00	0.00	0.00	-44.84	1.87	0.00	0.00	9.27	-4.28
18/01/13 16:00	0.00	0.00	-44.96	2.34	0.00	0.00	9.38	-4.63
18/01/13 17:00	0.00	0.00	-44.51	2.52	0.00	0.00	10.85	-3.26
18/01/13 18:00	0.00	0.00	-43.28	2.31	0.00	0.00	16.00	-2.00
18/01/13 19:00	0.00	0.00	-43.74	0.45	0.00	0.00	10.84	-2.36
18/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.73	1.62	0.00	0.00	12.07	-2.73
18/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.39	4.11	0.00	0.00	15.80	-2.55
18/01/13 22:00	0.00	0.00	-43.30	4.71	0.00	0.00	19.13	-1.96
18/01/13 23:00	0.00	0.00	-44.64	4.52	0.00	0.00	11.15	-3.10
19/01/13 0:00	0.00	0.00	-44.70	4.83	0.00	0.00	10.37	-3.75
19/01/13 1:00	0.00	0.00	-44.76	4.76	0.00	0.00	10.66	-3.56
19/01/13 2:00	0.00	0.00	-44.55	5.09	0.00	0.00	10.70	-3.65
19/01/13 3:00	0.00	0.00	-44.75	4.91	0.00	0.00	11.17	-3.25
19/01/13 4:00	0.00	0.00	-44.92	4.14	0.00	0.00	10.44	-3.12
19/01/13 5:00	0.00	0.00	-44.67	3.76	0.00	0.00	9.06	-3.03
19/01/13 6:00	0.00	0.00	-44.55	3.12	0.00	0.00	9.08	-2.81
19/01/13 7:00	0.00	0.00	-44.95	2.66	0.00	0.00	9.36	-3.40
19/01/13 8:00	0.00	0.00	-53.90	0.55	0.00	0.00	18.43	-2.42
19/01/13 9:00	0.00	0.00	-57.06	-1.05	0.00	0.00	21.26	-1.09
19/01/13 10:00	0.00	0.00	-57.51	-2.18	0.00	0.00	21.62	-0.39
19/01/13 11:00	0.00	0.00	-58.42	-3.42	0.00	0.00	21.82	-0.10
19/01/13 12:00	0.00	0.00	-53.42	-0.90	0.00	0.00	17.79	-1.22
19/01/13 13:00	0.00	0.00	-45.09	2.45	0.00	0.00	8.96	-4.36
19/01/13 14:00	0.00	0.00	-45.03	1.43	0.00	0.00	7.37	-4.57
19/01/13 15:00	0.00	0.00	-45.06	1.45	0.00	0.00	7.07	-4.84
19/01/13 16:00	0.00	0.00	-45.02	1.48	0.00	0.00	7.22	-4.66
19/01/13 17:00	0.00	0.00	-45.00	1.81	0.00	0.00	7.86	-4.36
19/01/13 18:00	0.00	0.00	-43.94	1.90	0.00	0.00	13.93	-2.90
19/01/13 19:00	0.00	0.00	-44.01	0.20	0.00	0.00	8.65	-3.20
19/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.75	1.15	0.00	0.00	10.19	-3.26
19/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.70	2.61	0.00	0.00	14.17	-2.95
19/01/13 22:00	0.00	0.00	-43.64	3.92	0.00	0.00	17.81	-2.51
19/01/13 23:00	0.00	0.00	-44.81	3.57	0.00	0.00	9.19	-4.23
27/01/13 2:00	0.00	0.00	-78.64	14.77	0.00	0.00	43.03	-14.31
27/01/13 3:00	0.00	0.00	-78.85	15.04	0.00	0.00	43.69	-14.18
27/01/13 4:00	0.00	0.00	-78.63	14.82	0.00	0.00	42.94	-14.11
27/01/13 5:00	0.00	0.00	-78.28	14.58	0.00	0.00	42.28	-13.69

LÍNEA L-1003 CACHIMAYO - DOLORESPATA

enero 2013	LINEA MACHUPICCHU				LINEA DOLORESPATA			
lunes 15 junio 15	L-1001				L-1003			
FECHA-HORA	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)
27/01/13 6:00	0.00	0.00	-69.55	11.67	0.00	0.00	32.99	-11.87
27/01/13 7:00	0.00	0.00	-44.88	2.86	0.00	0.00	7.92	-3.45
27/01/13 8:00	0.00	0.00	-44.84	1.50	0.00	0.00	7.87	-2.62
27/01/13 9:00	0.00	0.00	-44.94	1.08	0.00	0.00	7.28	-3.48
27/01/13 10:00	0.00	0.00	-44.71	1.28	0.00	0.00	7.04	-4.01
27/01/13 11:00	0.00	0.00	-44.86	1.19	0.00	0.00	7.19	-3.71
27/01/13 12:00	0.00	0.00	-44.74	2.38	0.00	0.00	8.34	-3.70
27/01/13 13:00	0.00	0.00	-44.95	3.27	0.00	0.00	8.54	-4.35
27/01/13 14:00	0.00	0.00	-44.82	1.61	0.00	0.00	6.93	-4.48
27/01/13 15:00	0.00	0.00	-44.82	1.51	0.00	0.00	7.08	-4.33
27/01/13 16:00	0.00	0.00	-45.08	1.95	0.00	0.00	7.18	-4.97
27/01/13 17:00	0.00	0.00	-44.63	2.32	0.00	0.00	7.44	-4.57
27/01/13 18:00	0.00	0.00	-43.69	2.45	0.00	0.00	13.60	-3.12
27/01/13 19:00	0.00	0.00	-43.94	0.10	0.00	0.00	8.95	-2.61
27/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.70	1.65	0.00	0.00	10.25	-2.96
27/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.49	3.86	0.00	0.00	14.65	-2.82
27/01/13 22:00	0.00	0.00	-43.25	4.83	0.00	0.00	17.99	-1.89
27/01/13 23:00	0.00	0.00	-44.58	3.91	0.00	0.00	9.46	-3.90
28/01/13 0:00	0.00	0.00	-44.60	5.15	0.00	0.00	9.00	-4.14
28/01/13 1:00	0.00	0.00	-44.66	4.95	0.00	0.00	8.93	-4.01
28/01/13 2:00	0.00	0.00	-44.47	5.21	0.00	0.00	8.99	-3.90
28/01/13 3:00	0.00	0.00	-44.69	5.28	0.00	0.00	9.99	-3.92
28/01/13 4:00	0.00	0.00	-44.89	4.87	0.00	0.00	9.47	-4.01
28/01/13 5:00	0.00	0.00	-44.67	4.54	0.00	0.00	8.07	-3.93
28/01/13 6:00	0.00	0.00	-44.74	3.56	0.00	0.00	7.96	-3.56
28/01/13 7:00	0.00	0.00	-44.74	3.53	0.00	0.00	9.43	-3.62
28/01/13 8:00	0.00	0.00	-44.89	2.38	0.00	0.00	9.24	-3.74
28/01/13 9:00	0.00	0.00	-44.68	1.38	0.00	0.00	7.97	-4.47
28/01/13 10:00	0.00	0.00	-44.30	0.90	0.00	0.00	6.71	-5.26
28/01/13 11:00	0.00	0.00	-44.56	1.03	0.00	0.00	7.33	-5.42
28/01/13 12:00	0.00	0.00	-43.92	2.82	0.00	0.00	8.74	-4.66
28/01/13 13:00	0.00	0.00	-44.63	3.67	0.00	0.00	10.03	-4.70
28/01/13 14:00	0.00	0.00	-44.83	2.41	0.00	0.00	8.34	-4.74
28/01/13 15:00	0.00	0.00	-44.88	1.90	0.00	0.00	7.30	-5.21
28/01/13 16:00	0.00	0.00	-44.80	1.89	0.00	0.00	7.23	-4.84
28/01/13 17:00	0.00	0.00	-44.17	2.35	0.00	0.00	7.64	-4.31
28/01/13 18:00	0.00	0.00	-43.21	2.50	0.00	0.00	14.79	-2.79
28/01/13 19:00	0.00	0.00	-43.73	0.44	0.00	0.00	9.38	-3.17
28/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.80	1.48	0.00	0.00	10.58	-3.77
28/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.61	3.67	0.00	0.00	14.22	-3.43
28/01/13 22:00	0.00	0.00	-43.31	4.10	0.00	0.00	17.65	-1.80
28/01/13 23:00	0.00	0.00	-44.46	3.72	0.00	0.00	8.73	-3.57
29/01/13 0:00	0.00	0.00	-44.72	4.88	0.00	0.00	8.70	-4.20

LÍNEA L-1003 CACHIMAYO - DOLORESPATA

enero 2013	LINEA MACHUPICCHU				LINEA DOLORESPATA			
lunes 15 junio 15	L-1001				L-1003			
FECHA-HORA	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)	(kV)	(A)	(MW)	(MVAR)
29/01/13 1:00	0.00	0.00	-44.27	5.13	0.00	0.00	8.87	-3.86
29/01/13 2:00	0.00	0.00	-44.81	4.90	0.00	0.00	9.57	-3.93
29/01/13 3:00	0.00	0.00	-44.65	5.37	0.00	0.00	9.74	-3.79
29/01/13 4:00	0.00	0.00	-44.62	5.01	0.00	0.00	9.08	-3.60
29/01/13 5:00	0.00	0.00	-44.44	4.40	0.00	0.00	7.72	-3.73
29/01/13 6:00	0.00	0.00	-44.89	3.93	0.00	0.00	8.05	-3.84
29/01/13 7:00	0.00	0.00	-44.75	3.39	0.00	0.00	7.80	-3.74
29/01/13 8:00	0.00	0.00	-44.91	2.65	0.00	0.00	8.09	-3.82
29/01/13 9:00	0.00	0.00	-44.79	1.73	0.00	0.00	7.97	-3.09
29/01/13 10:00	0.00	0.00	-44.75	1.76	0.00	0.00	7.87	-3.59
29/01/13 11:00	0.00	0.00	-44.82	2.12	0.00	0.00	7.55	-4.12
29/01/13 12:00	0.00	0.00	-44.73	3.02	0.00	0.00	8.66	-4.35
29/01/13 13:00	0.00	0.00	-44.43	3.79	0.00	0.00	9.63	-4.11
29/01/13 14:00	0.00	0.00	-44.94	2.71	0.00	0.00	8.01	-4.13
29/01/13 15:00	0.00	0.00	-44.90	3.29	0.00	0.00	7.74	-4.29
29/01/13 16:00	0.00	0.00	-44.61	3.09	0.00	0.00	8.20	-4.42
29/01/13 17:00	0.00	0.00	-44.25	3.01	0.00	0.00	8.41	-4.10
29/01/13 18:00	0.00	0.00	-43.30	3.00	0.00	0.00	14.21	-2.55
29/01/13 19:00	0.00	0.00	-43.25	1.99	0.00	0.00	8.72	-3.51
29/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.80	2.96	0.00	0.00	10.67	-3.95
29/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.70	4.21	0.00	0.00	14.54	-3.14
29/01/13 22:00	0.00	0.00	-42.70	5.52	0.00	0.00	17.50	-2.23
29/01/13 23:00	0.00	0.00	-44.62	4.31	0.00	0.00	9.77	-3.78
31/01/13 0:00	0.00	0.00	-44.13	2.60	0.00	0.00	16.98	-8.36
31/01/13 1:00	0.00	0.00	-43.82	2.57	0.00	0.00	16.84	-8.28
31/01/13 2:00	0.00	0.00	-44.34	2.58	0.00	0.00	17.52	-8.37
31/01/13 3:00	0.00	0.00	-44.28	2.57	0.00	0.00	17.43	-8.33
31/01/13 4:00	0.00	0.00	-43.98	2.33	0.00	0.00	16.87	-8.15
31/01/13 5:00	0.00	0.00	-44.13	1.79	0.00	0.00	16.53	-7.98
31/01/13 6:00	0.00	0.00	-44.02	1.25	0.00	0.00	16.25	-7.53
31/01/13 7:00	0.00	0.00	-44.17	1.28	0.00	0.00	16.35	-7.75
31/01/13 8:00	0.00	0.00	-44.25	1.15	0.00	0.00	16.51	-7.88
31/01/13 9:00	0.00	0.00	-44.01	0.98	0.00	0.00	16.44	-7.65
31/01/13 10:00	0.00	0.00	-44.12	0.56	0.00	0.00	16.59	-7.36
31/01/13 11:00	0.00	0.00	-43.81	0.53	0.00	0.00	17.85	-6.72
31/01/13 12:00	0.00	0.00	-43.95	0.63	0.00	0.00	16.84	-7.35
31/01/13 13:00	0.00	0.00	-44.02	0.80	0.00	0.00	16.69	-7.62
31/01/13 14:00	0.00	0.00	-44.17	0.32	0.00	0.00	16.48	-7.36
31/01/13 15:00	0.00	0.00	-43.72	0.46	0.00	0.00	16.00	-7.39
31/01/13 16:00	0.00	0.00	-44.05	0.61	0.00	0.00	16.55	-7.38
31/01/13 17:00	0.00	0.00	-43.47	1.75	0.00	0.00	17.73	-5.39
31/01/13 18:00	0.00	0.00	-42.91	2.42	0.00	0.00	23.40	-1.80
31/01/13 19:00	0.00	0.00	-43.41	1.72	0.00	0.00	16.19	-2.25
31/01/13 20:00	0.00	0.00	-43.53	2.15	0.00	0.00	15.08	-2.17
31/01/13 21:00	0.00	0.00	-43.39	3.31	0.00	0.00	16.30	-1.62
31/01/13 22:00	0.00	0.00	-43.64	4.42	0.00	0.00	19.02	-1.93
31/01/13 23:00	0.00	0.00	-43.28	6.28	0.00	0.00	18.04	-3.75
01/02/13 0:00	0.00	0.00	-43.37	5.62	0.00	0.00	10.68	-4.41

ANEXO D

CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PERFILADOR LIAT PAD-RF.PC

1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO

El equipo está destinado a revelar el estado de los aisladores de suspensión o retención en cadenas de líneas de media y alta tensión.

Este equipo tiene la posibilidad de obtener una lectura remota del estado de la cadena de aisladores, una interfaz en tiempo real con una computadora, ver curvas de perfil en tiempo real de forma automática y almacena las mismas sin tener que ingresarlas manualmente a la PC.

1.2. CARACTERÍSTICAS

Las lecturas de los perfilamientos deberán ser remotas mediante un enlace de radio frecuencia de aproximadamente 300 metros.

con la ayuda de una PC, se pueden almacenar los valores en un archivo, ver la curva del perfil en tiempo real y analizar curvas anteriores en cualquier momento.

1.3. ACCESORIOS

Este equipo está compuesto por:

- Una sonda lectotransmisora acoplable a pértiga en distintos ángulos, la cual toma las lecturas y las transmite a la base.
- Una estación base con indicación digital mediante LCD de 3 dígitos; que indica el valor actual de la sonda lectotransmisora.
- Un receptor de 450 MHz.
- Conexión por puerto paralelo a PC.
- Software de adquisición de datos y graficas en tiempo real, así como también un programa adicional para análisis grafico de perfiles.
- Una pértiga de cuatro cuerpos plegable de 1.5 metros por cuerpo con gancho, rosca y tuerca para sostener el equipo perfilador.

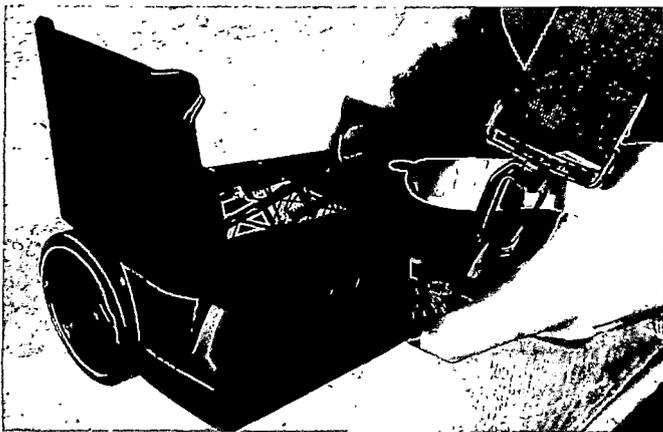
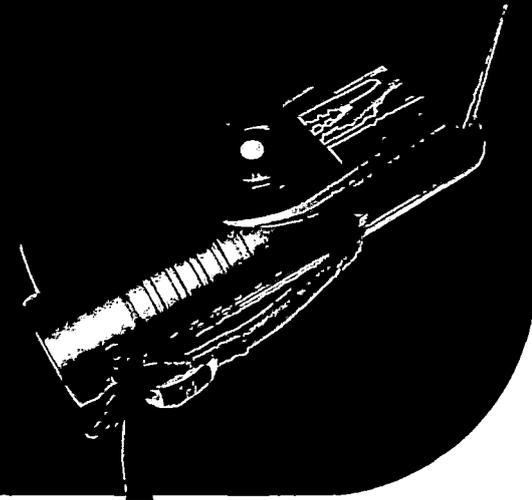
1.4. DATOS TÉCNICOS

Ítem	Descripción	Unidad	Requerido	Garantizado
1.0	General			
	Marca y Modelo		LIAT PAD-RF.PC	
	Procedencia		Argentina	
	Diseño Modular		Si	Si
	Certificado ISO 9001 del fabricante			SI
	Garantía		1 año	1 año
2.0	Sonda Lecto-Transmisora			
	Alimentación	Voltios	Batería 9 V	Batería 9 V
	Separación de los palpadores	mm	150	150
	Frecuencia de operación	MHz	450	450
	Peso	g	450	450 aprox.
	Acople		Tipo Universal	Tipo Universal
3.0	Unidad Base			
	Indicación		Digital (03)	Digital (03)
	Alimentación	V	Batería 9 V	Batería 9 V
	Conexión directa a PC		Puerto paralelo	Puerto paralelo
	Transmisor de lectura OK	MHz	450	450
	Especiales		Botón de OK lectura	Botón de OK lectura
		Micrófono Incorporado	Micrófono Incorporado	
4.0	Pértiga			
	Indicación		Digital (3)	Digital (3) en la estación base
5.0	Receptor Auxiliar			
	Frecuencia de operación	MHz	450	450
	Alimentación	V	4 AAA	4 AAA
	Funciones		Encendido, Volumen	Encendido, Volumen
6.0	Software			
	Requerimientos mínimos		PC Pentium I	PC Pentium I
	Idioma		Español	Español
	Características generales		Generación de archivo	Generación de archivo
			Graficas en tiempo real	Graficas en tiempo real
			Tabla de datos del perfil	Tabla de datos del perfil
			Analizar grafico de curvas	Analizar grafico de curvas
			Exportación a Excel	Exportación a Excel

UVollé-Vi

Daytime Video & Stills Corona Camera

A compact bi-spectral UV-Visible video camera that pinpoints, displays and records corona and arcing during daytime. Its enhanced features include: zooming; corona magnification; corona event counting; auto and manual focus; corona color control; playback of the recorded media. Operation is simple: turn on - aim - shoot - store. The output is precise and reliable and contains the relative corona strength. UVolle provides immediate information in real-time of the asset condition and is recommended to be included in every predictive maintenance toolbox.



○ UVollé-Vi - Light and Compact

Ergonomically designed for comfortable single hand operation. Carried by a padded shoulder strap. Turn on, aim, shoot and store video clips and still pictures.

○ UVollé-Vi Pinpoints Corona

The detected corona and arcing are displayed accurately in their original settings. Visible zoom and UV magnification boost detection instances.

○ UVollé-Vi UV Events Counter

Corona events are counted and displayed to designate the relative strength

○ UVollé-Vi Built-in Video & Image Recording and Playback

Recorded video clips and stills are internally stored on a removable flash memory card and displayed as a gallery with playback option.

○ UVollé-Vi Full Solar Blind

Ofil's proprietary exclusive lenses and optical filters guarantee full solar blindness during daylight and clear imaging of the corona phenomenon.

- Built-in video recording
- Visible zoom
- Picture gallery browsing & video playback
- Spot, shoot and store still pictures
- UV events counter
- Joystick and dial control
- Auto and manual focus
- Communication interface
- Rainbow Corona
- Color LCD

○ UVollé-Vi Smart Power Management

A single Li-Ion rechargeable battery ensures 3 hours of operation.

○ UVollé-Vi Rainbow Corona

Preferred corona color can be selected to accommodate for various scenes or match individual preferences.

○ UVollé-Vi Visible Zoom

Visible zoom allows a closer inspection of the corona emitting source.

○ UVolle-Vi Corona Magnification

Digital UV zoom magnifies corona events without affecting their original location and counting values.

○ UVollé-Vi Easy to Operate

Direct access to frequently used functions simplifies camera's operation. A joystick and a swift dial-button control and modify predefined camera settings. An on screen smart menu provides a walk through guide to support customization steps.

UVollé-Vi sees the UVisible and foresees the invisible



OFIL
SYSTEMS

>> Technical Specifications

UV - Optical Properties

Minimum Discharge Detection	2.7 pC @ 10m (RWE certified; DIN EN 60270 (VDE 0340):2001-08)
Minimum RIV Detection	22 dB μ V @ 1MHz (RWE certified; DIN EN 60270 (VDE 0340):2001-08)
Spectral Range	250-280nm
Detector Life Span	No degradation

Visible - Optical Properties

Minimum Visible Light Sensitivity	0.1 Lux
Spectral Range	Visible range, Full color
Zoom	X12 Optical, X10 Digital

Imaging Performance

Field of View (HxV)	6.4° x 4.8°
Focus	Full auto focus for UV and visible channels. Simultaneous manual focus adjustment for both channels
Focus Range	0.5m(*) to infinity
UV Magnification	3 steps

Display

Image Modes	Visible/UV/Combined
UV/Visible Overlay Accuracy	Better than 1 miliradian
Display	LCD 3.5" (240X320)
Status Indicators	Low battery; SD memory status; UV Gain, UV counting/min; Date & time; In-use functions; Focus, Inspection mode
User Configuration Settings	Customization controls: Corona color; Time & date; Standby timing; Auto-off clock; LCD Brightness, LCD Contrast, LCD Saturation, LCD Backlight

Control & Operation

Working Modes	Real time, Standby, Off
Control Inputs	Joystick, Buttons, Swift dial-button
Mounting Point	Standard 1/4" thread tripod mount
Audio Interface	Microphone inlet

Internal Media Storage

Digital Storage	Removable SD memory card
Storage Capacity	2GB
Video Format	MPEG-4 720x480
Stills format	BMP
Playback	Video and still pictures

Output Interface

Video Out	Standard
Communication Port	RS232

Power Source

Battery Run Time	3 hours
External Supply	DC 7V
Nominal Power Consumption	10 Watts
Power Saving	Power management, automatic shut down and adjustable standby mode

Physical Characteristics

Size (LxWxH)	28x10x7 cm
Weight	1.29Kg

Optional Accessories

Close-up Lens

Tripod

Environment

Operating & Storage Temp Range	-20°C up to +55°C
--------------------------------	-------------------

* With close up lens (optional accessory)

ANEXO E

LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-1105

A continuación se presenta parte del reporte de la inspección realizada a las cadenas de aisladores de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1 L-1105 en 138 kV, a cargo de la empresa Thermotek ingenieros:

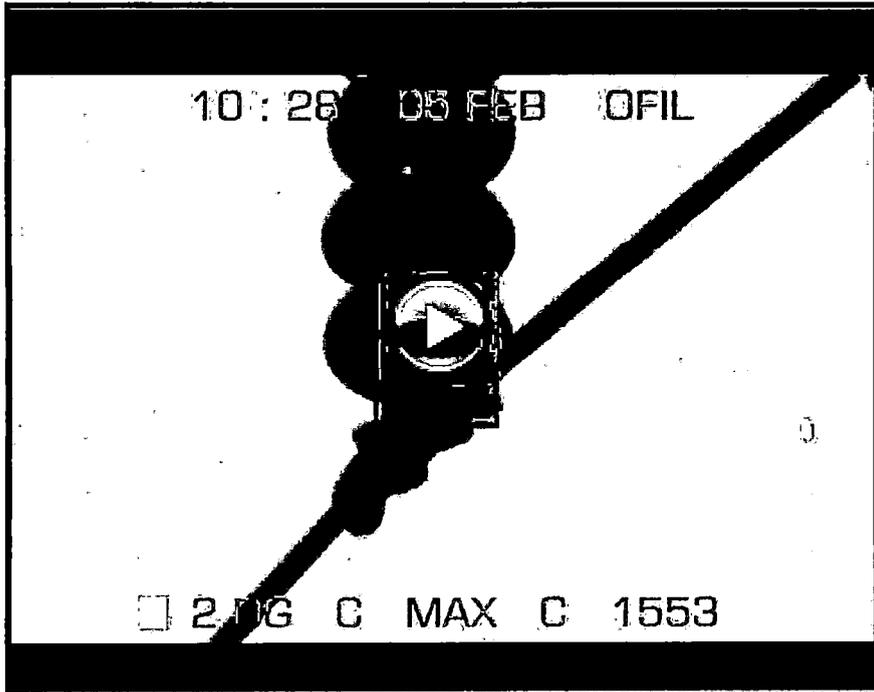
LÍNEA:	1105
ESTRUCTURA:	143
FASE:	T

TENSIÓN:	148 kV
CONTEO MAX:	14798
FECHA:	



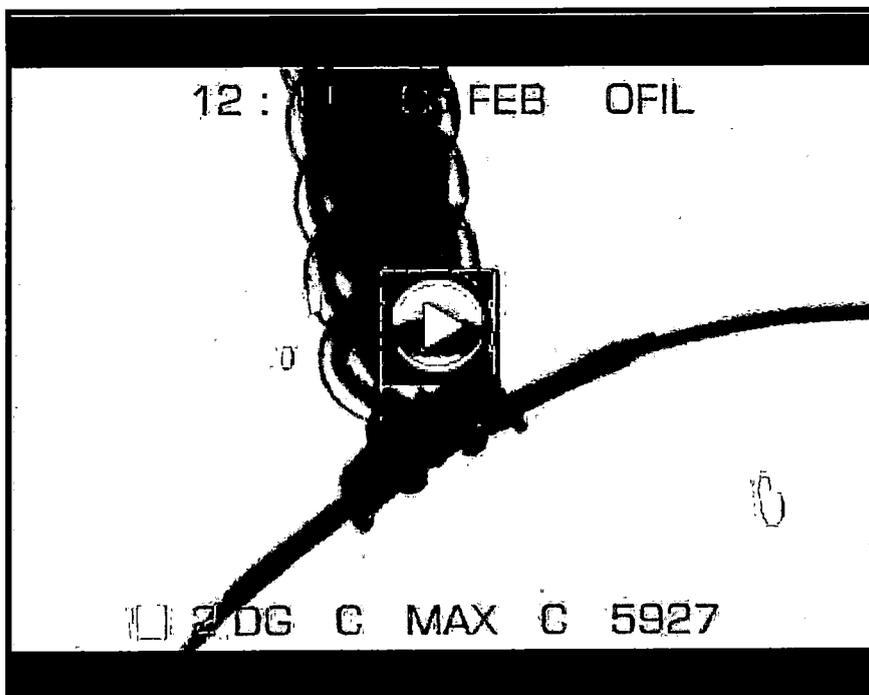
LÍNEA:	1105
ESTRUCTURA:	159
FASE:	S

TENSIÓN:	148 kV
CONTEO MAX:	3106
FECHA:	



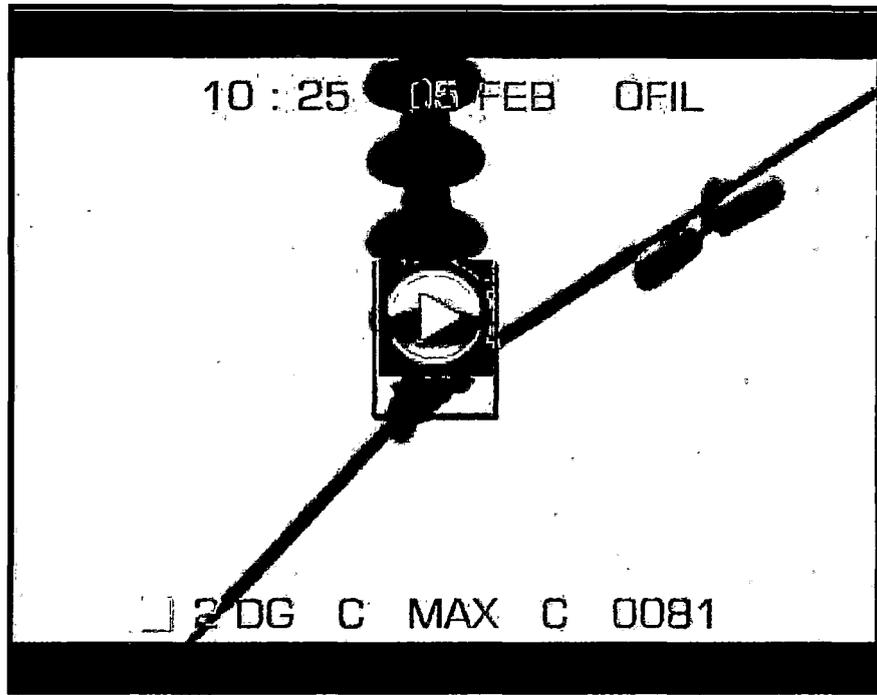
LÍNEA:	1105
ESTRUCTURA:	153
FASE:	S

TENSIÓN:	148 kV
CONTEO MAX:	7624
FECHA:	



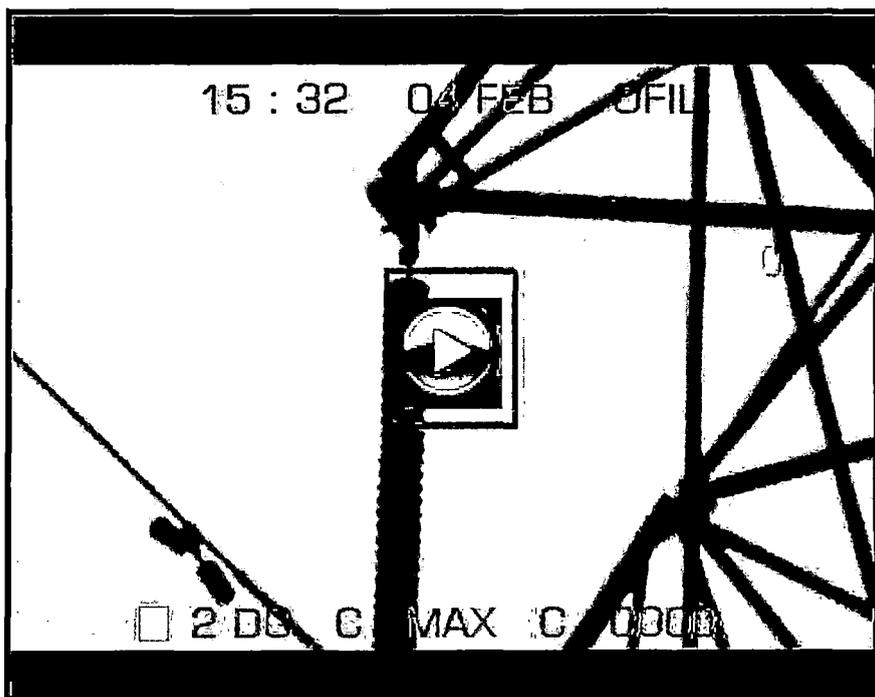
LÍNEA:	1105
ESTRUCTURA:	161
FASE:	T

TENSIÓN:	148 kV
CONTEO MAX:	613
FECHA:	



LÍNEA:	1105
ESTRUCTURA:	197
FASE:	S

TENSIÓN:	148 kV
CONTEO MAX:	694
FECHA:	



ANEXO F

COORDENADAS UTM - PSAD 56

	PSAD 56 (18L)		
TORRE	ESTE (m)	NORTE (m)	ALTURA (m)
Port. MAchup. 1001	764646	8542583	1739
T- 1	764590	8542451	1849
T- 2	764551	8542368	1925
T- 3	764458	8542082	2156
T- 4	764422	8541973	2262
T- 5	764380	8541636	2506
T- 6	764776	8541446	2590
T- 7	765229	8541318	2737
T- 8	765352	8541314	2766
T- 9	766026	8541301	2980
T- 10	766186	8541294	3048
T- 11	766293	8541267	3081
T- 12	766442	8541111	3053
T- 13	766555	8541107	2977
T- 14	766731	8541102	2874
T- 15	766800	8541097	2824
T- 16	766908	8541094	2739
T- 17	767266	8541083	2521
T- 18	767409	8541079	2457
T- 19	767590	8541108	2351
T- 20	768264	8541219	2095
T- 21	768674	8541322	2150
T- 22	769018	8541340	2206
T- 23	769202	8541339	2168
T- 24	769432	8541310	2168
T- 25	769803	8541265	2134
T- 26	770053	8541227	2167
T- 27	770218	8541218	2200
T- 28	770450	8541229	2243
T- 29	770654	8541306	2215
T- 30	770783	8541681	2237
T- 31	770733	8541854	2226
T- 32	770567	8542487	2232
T- 33	770821	8542990	2209
T- 34	771328	8542966	2218
T- 35	771526	8542964	2257
T- 36	771706	8542785	2214
T- 37	772090	8542425	2230
T- 38	772358	8542187	2264
T- 39	772822	8541838	2244
T- 40	772949	8541748	2255
T- 41	773124	8541529	2269
T- 42	773262	8541320	2274
T- 43	773230	8540913	2267
T- 44	773267	8540762	2296
T- 45	773343	8540700	2313
T- 46	773892	8540379	2312
T- 47	774007	8539840	2345

T- 48	774086	8539650	2342
T- 49	774296	8539607	2317
T- 50	774680	8539686	2330
T- 51	775069	8539761	2365
T- 52	775179	8540052	2391
T- 53	775399	8540616	2374
T- 54	775632	8540673	2359
T- 55	775922	8540657	2370
T- 56	776139	8540643	2391
T- 57	776362	8540339	2376
T- 58	776342	8539927	2414
T- 59	776327	8539467	2396
T- 60	776321	8539226	2381
T- 61	776378	8539024	2389
T- 62	776432	8538818	2398
T- 63	776523	8538495	2422
T- 64	776638	8538349	2465
T- 65	776759	8538204	2446
T- 66	777090	8537804	2467
T- 67	777256	8537409	2441
T- 68	777376	8537132	2446
T- 69	777468	8536920	2447
T- 70	777670	8536892	2435
T- 71	778053	8536830	2445
T- 72	778235	8536803	2453
T- 73	778896	8536702	2494
T- 74	779283	8536646	2512
T- 75	779612	8536589	2570
T- 76	779774	8536567	2579
T- 77	779945	8536533	2637
T- 78	780157	8536503	2628
T- 79	780342	8536474	2608
T- 80	780659	8536431	2529
T- 81	780868	8536398	2540
T- 82	781183	8536500	2591
T- 83	781336	8536553	2583
T- 84	781451	8536588	2557
T- 85	781844	8536712	2560
T- 86	782001	8536767	2579
T- 87	782098	8536796	2579
T- 88	782318	8536975	2579
T- 89	782438	8537068	2583
T- 90	782765	8537368	2597
T- 91	782934	8537469	2608
T- 92	783207	8537636	2625
T- 93	783387	8537740	2629
T- 94	783560	8537847	2638
T- 95	783848	8537989	2625
T- 96	784055	8538087	2642
T- 97	784360	8538116	2637
T- 98	784645	8538147	2644
T- 99	784969	8538181	2656
T- 100	785286	8538213	2677
T- 101	785621	8538247	2694
T- 102	785898	8538114	2711
T- 103	786170	8537981	2730

T- 104	786397	8537876	2727
T- 105	786771	8537692	2739
T- 106	786997	8537583	2755
T- 107	787233	8537473	2766
T- 108	787498	8537422	2767
T- 109	787766	8537374	2762
T- 110	788024	8537321	2754
T- 111	788451	8537241	2733
T- 112	788747	8537183	2730
T- 113	789074	8537055	2744
T- 114	789260	8536978	2744
T- 115	789628	8536931	2733
T- 116	789919	8536893	2738
T- 117	790242	8536849	2743
T- 118	790564	8536820	2737
T- 119	790845	8536796	2737
T- 120	791131	8536773	2736
T- 121	791408	8536749	2738
T- 122	791651	8536607	2742
T- 123	791876	8536471	2740
T- 124	792080	8536355	2744
T- 125	792319	8536210	2742
T- 126	792553	8536070	2757
T- 127	792776	8535938	2743
T- 128	793033	8535784	2745
T- 129	793156	8535534	2747
T- 130	793283	8535270	2749
T- 131	793296	8535076	2752
T- 132	793443	8534701	2757
T- 133	793471	8534354	2763
T- 134	793625	8534279	2768
T- 135	793947	8534125	2760
T- 136	794217	8533997	2762
T- 137	794467	8533879	2765
T- 138	794690	8533770	2779
T- 139	794933	8533657	2778
T- 140	795147	8533512	2771
T- 141	795447	8533318	2777
T- 142	795636	8533193	2783
T- 143	795873	8533038	2788
T- 144	796137	8532951	2801
T- 145	796413	8532868	2821
T- 146	796645	8532793	2805
T- 147	796951	8532698	2805
T- 148	797133	8532695	2799
T- 149	797496	8532686	2815
T- 150	797723	8532681	2820
T- 151	798041	8532682	2778
T- 152	798277	8532678	2798
T- 153	798610	8532669	2829
T- 154	798921	8532550	2823
T- 155	799226	8532428	2826
T- 156	799530	8532316	2789
T- 157	799788	8532159	2789
T- 158	800048	8531999	2794
T- 159	800292	8531845	2795

T- 160	800584	8531669	2797
T- 161	800843	8531503	2800
T- 162	801081	8531372	2802
T- 163	801302	8531248	2815
T- 164	801750	8530996	2813
T- 165	801978	8530870	2791
T- 166	802229	8530733	2793
T- 167	802459	8530608	2812
T- 168	802720	8530466	2814
T- 169	802964	8530335	2792
T- 170	803223	8530193	2792
T- 171	803486	8530050	2790
T- 172	803768	8529898	2870
T- 173	803829	8529847	2858
T- 174	804254	8529457	2883
T- 175	804542	8529192	2977
T- 176	804899	8528868	3088
T- 177	805195	8528601	3207
T- 178	805333	8528473	3237
T- 179	805593	8528236	3265
T- 180	805703	8528106	3250
T- 181	805833	8527954	3230
T- 182	806142	8527592	3137
T- 183	806426	8527261	3165
T- 184	806676	8526971	3192
T- 185	806996	8526596	3245
T- 186	807257	8526289	3232
T- 187	807556	8525943	3194
T- 188	807910	8525530	3243
T- 189	808121	8525284	3274
T- 190	808338	8525031	3321
T- 191	808443	8524906	3328
T- 192	808565	8524702	3317
T- 193	808696	8524479	3309
T- 194	808838	8524242	3292
T- 195	809053	8523881	3303
T- 196	809211	8523608	3332
T- 197	809313	8523439	3343
T- 198	809490	8523142	3357
T- 199	809619	8522924	3390
T- 200	809830	8522564	3452
T- 201	810008	8522266	3464
T- 202	810134	8522052	3491
T- 203	810289	8521791	3513
T- 204	810449	8521635	3518
T- 205	810653	8521433	3491
T- 206	810893	8521199	3483
T- 207	811061	8521034	3482
T- 208	811294	8520807	3485
T- 209	811530	8520574	3488
T- 210	811685	8520333	3487
T- 211	811844	8520088	3499
T- 212	811954	8519919	3519
T- 213	812135	8519631	3522
T- 214	812261	8519441	3526
T- 215	812416	8519199	3525

T- 216	812551	8518969	3524
T- 217	812694	8518728	3519
T- 218	812843	8518479	3505
T- 219	812992	8518221	3507
T- 220	813129	8517994	3502
T- 221	813296	8517711	3500
T- 222	813421	8517497	3510
T- 223	813575	8517235	3509
T- 224	813727	8516978	3510
T- 225	813873	8516731	3512
T- 226	814021	8516479	3512
T- 227	814180	8516207	3532
T- 228	814281	8516038	3534
T- 229	814450	8515749	3547
T- 230	814594	8515507	3549
T- 231	814748	8515251	3554
T- 232	814892	8515003	3573
T- 233	815065	8514710	3578
T- 234	815222	8514441	3593
T- 235	815375	8514184	3634
T- 236	815490	8513986	3676
T- 237	815498	8513617	3682
T- 238	815505	8513381	3700
T- 239	815643	8513102	3670
T- 240	815755	8512876	3649
T- 241	816006	8512370	3592
T- 242	816140	8512095	3540
T- 243	816276	8511823	3525
T- 244	816397	8511584	3521
T- 245	816619	8511135	3505
T- 246	816661	8511045	3503
T- 247	816788	8510796	3462
T- 248	816934	8510494	3493
T- 249	817015	8510335	3518
T- 250	817113	8510136	3530
T- 251	817167	8510025	3529
T- 252	817217	8509582	3452
T- 253	817247	8509320	3410
T- 254	817290	8508929	3393
T- 255	817348	8508767	3453
Port. Cachim. 1001	817337	8508755	3444
Port. Cachim. 1001 Deriv.	817342	8508844	3447

ANEXO G

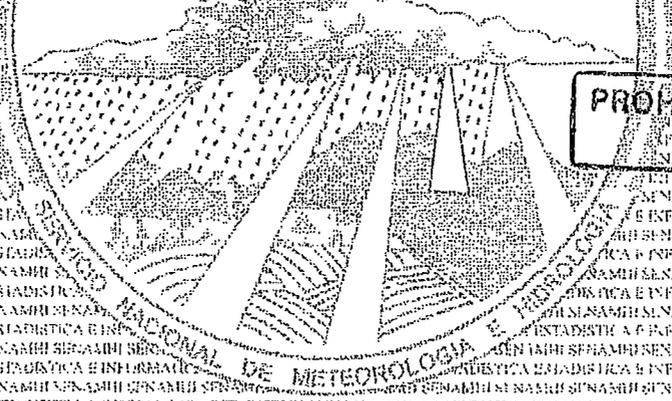


OFICINA GENERAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA

ESTACION MACHU RICHU, 000679 / DRE-12, 13 DE MAYO DEL 2010, 13:40, DRTO. CUSCO

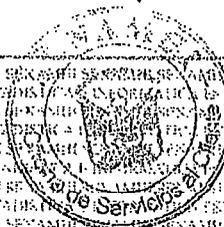
PARAMETRO TEMPERATURA MAXIMA ABSOLUTA MENSUAL (%), ALT. 2563 msnm, PROV. JURUBAMBA, DIST. MACHURICHU

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2005	25.0	24.8	26.4	24.7	25.3	25.0	25.0	26.0	27.5	27.5	26.7	25.0
2006	24.6	25.0	25.7	23.6	23.0	23.7	24.4	26.0	26.7	26.6	24.8	26.0
2007	26.8	25.9	24.8	24.5	24.2	23.8	24.5	26.0	26.9	24.0	26.0	25.5
2008	24.5	24.0	25.1	24.4	24.0	23.7	24.8	26.5	28.3	27.0	26.8	25.7
2009	25.0	23.7	25.5	24.7	24.6	24.0	24.6	27.7	28.0	28.5	27.8	26.0



PROHIBIDA SU REPRODUCCION PARCIAL O TOTAL

DE METEOROLOGÍA



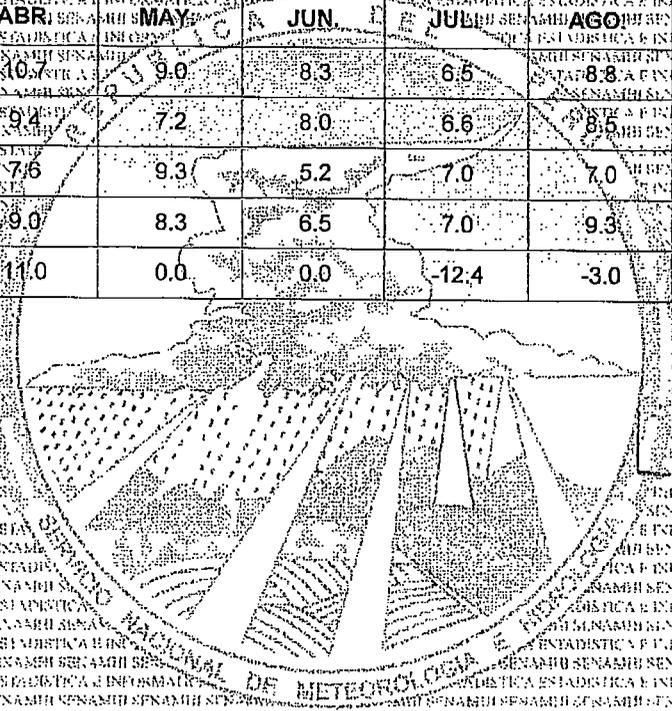
OFICINA GENERAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA

ESTACION: **MACHU PICCHU** / 000679 / DRE-12
 PARAMETRO: **TEMPERATURA MINIMA AÉSOLOJA MENSUAL (°C)**

LATITUD: **13° 10' S**
 LONGITUD: **72° 39' W**
 ALTITUD: **2663 msnm**

PAIS: **PERU**
 DEPARTAMENTO: **CUSCO**
 PROVINCIA: **UBAYAMA**
 DISTRITO: **MACHU PICCHU**

ANO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JULIO	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2006	10.5	10.7	9.0	10.7	9.0	8.3	6.5	8.8	9.0	10.5	10.0	9.5
2008	10.7	11.0	8.8	10.7	9.0	7.2	8.0	8.8	9.0	10.5	10.0	9.5
2007	11.5	9.6	9.0	7.6	9.3	5.2	7.0	7.0	8.8	10.0	8.5	9.5
2008	11.0	9.0	7.0	9.0	8.3	6.5	7.0	9.3	8.8	10.5	10.0	11.0
2009	10.5	11.0	11.0	11.0	0.0	0.0	-12.4	-3.0	9.0	10.6	11.0	11.0

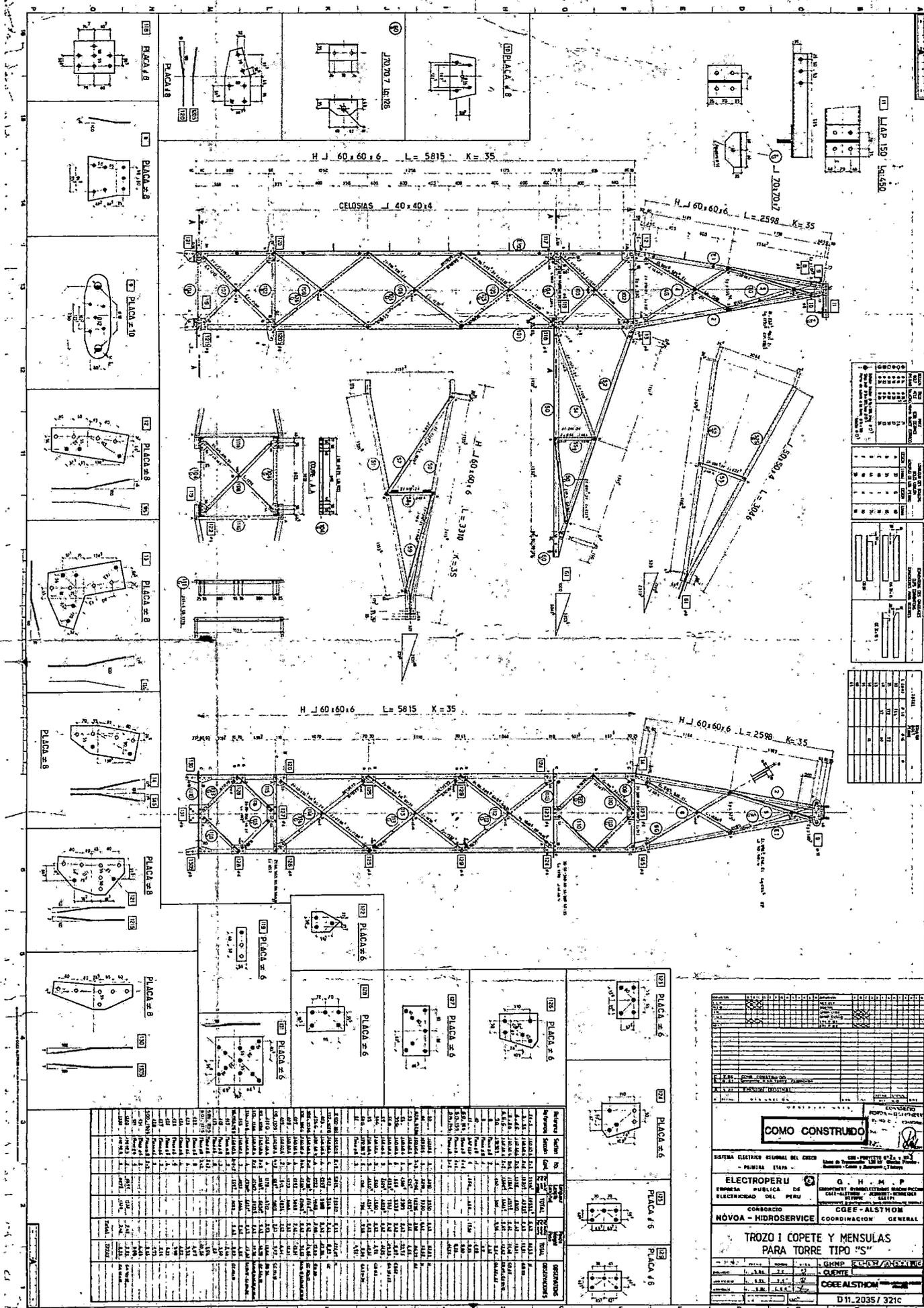


UNIDA SI REPRODUCCION PARCIAL O TOTAL

INFORMACION PREPARADA PARA PICHONS

LIMA 13 DE MAYO DEL 2010

ANEXO H



ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	VALOR
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

Orden	Material	Unidad	Cant.	Valor	Observaciones
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50

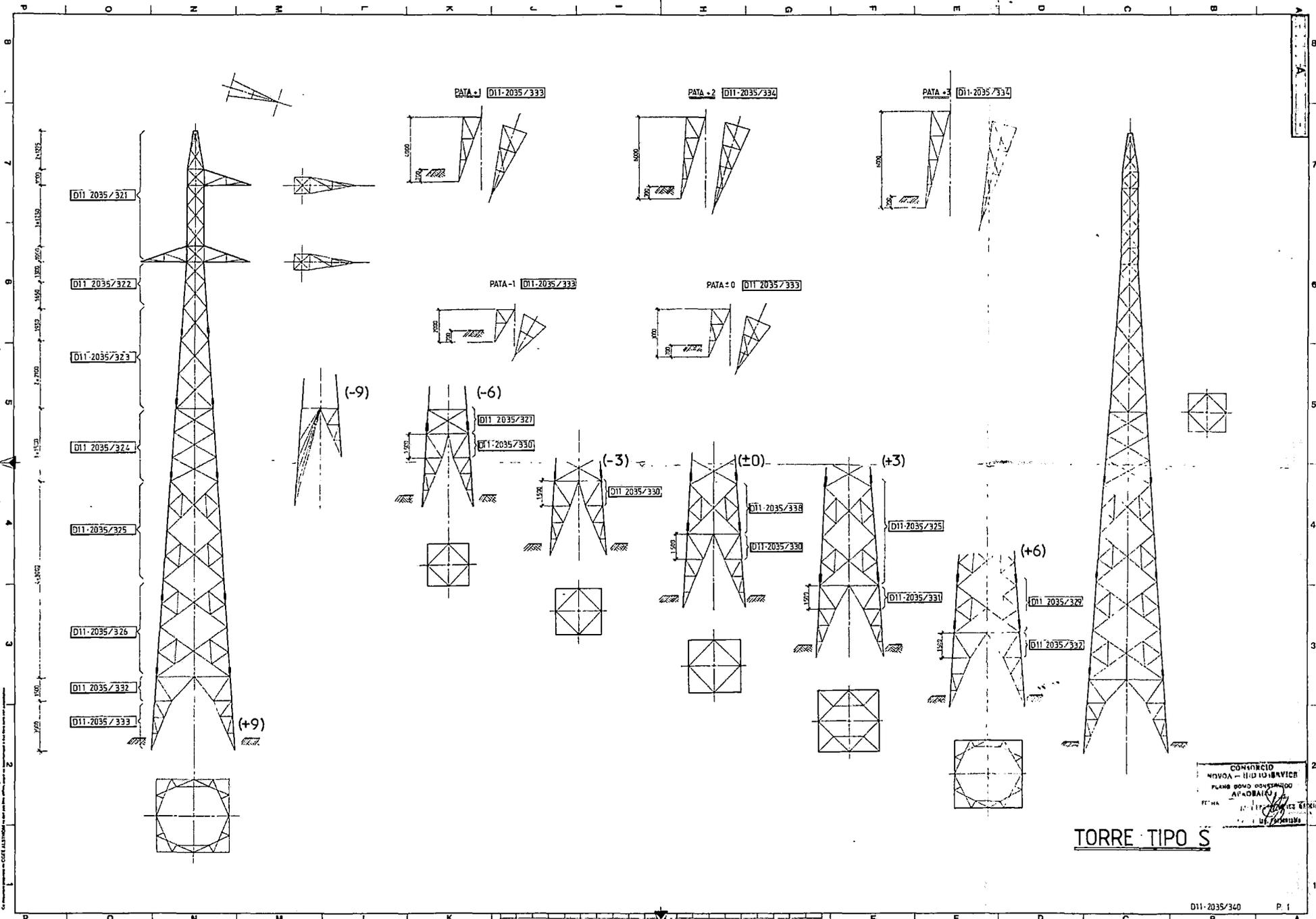
COMO CONSTRUIDO

SISTEMA ELECTRO PERU DEL CERO
 EMPRESA PUBLICA DE ELECTRICIDAD DEL PERU
 CONSERCIO NOVOA - HIDROSERVICE

G. H. M. P.
 COEE - ALSTHOM
 COORDINACION GENERAL

TROZO I COPETE Y MENSULAS PARA TORRE TIPO "S"

D 11.2035 / 321C



D11-2035/321

D11-2035/322

D11-2035/323

D11-2035/324

D11-2035/325

D11-2035/326

D11-2035/332

D11-2035/333

PATA -3 D11-2035/333

PATA +2 D11-2035/334

PATA +3 D11-2035/334

PATA -1 D11-2035/333

PATA = 0 D11-2035/333

(-9)

(-6)

(-3)

(±0)

(+3)

(+6)

D11-2035/327

D11-2035/330

D11-2035/330

D11-2035/333

D11-2035/330

D11-2035/325

D11-2035/331

D11-2035/329

D11-2035/332

(+9)

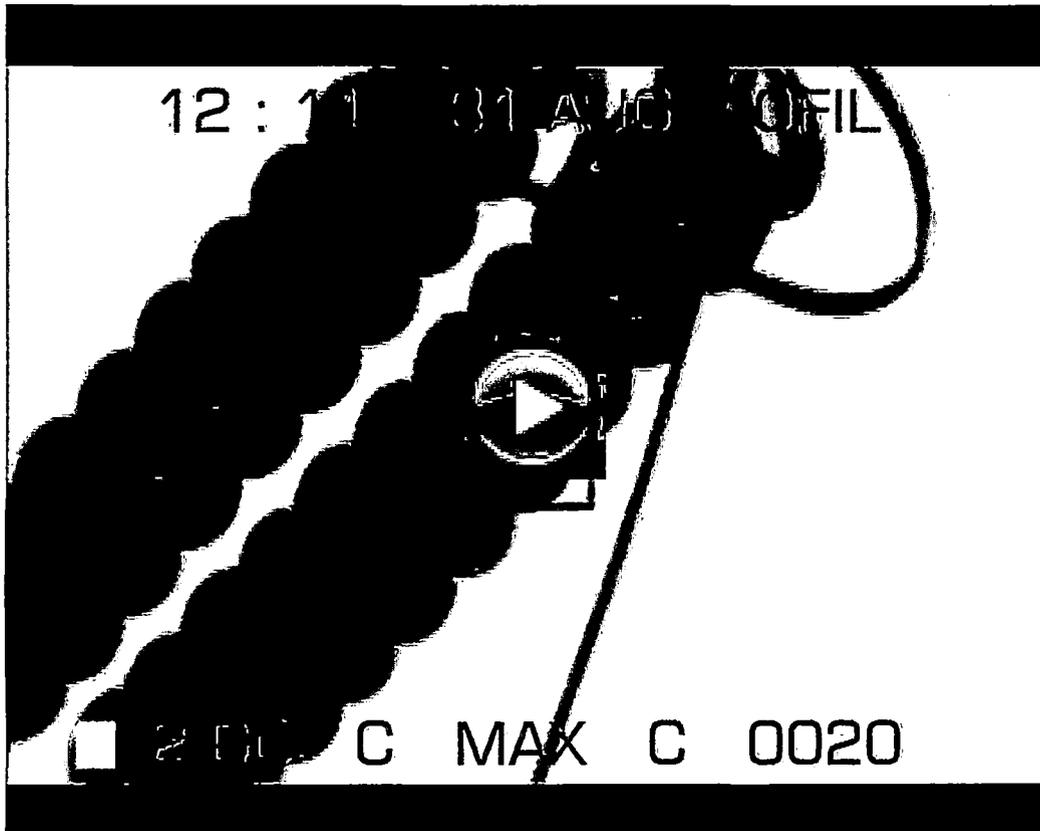
TORRE TIPO S

CONDOMÍNIO
NOVOA - II D. O. BARRICA
PLANO GERAL DE CONSTRUÇÃO
AUTORIZADO
FECHA: 12/11/2010
UF: RJ

ANEXO I

VIDEO N°1

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	134	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

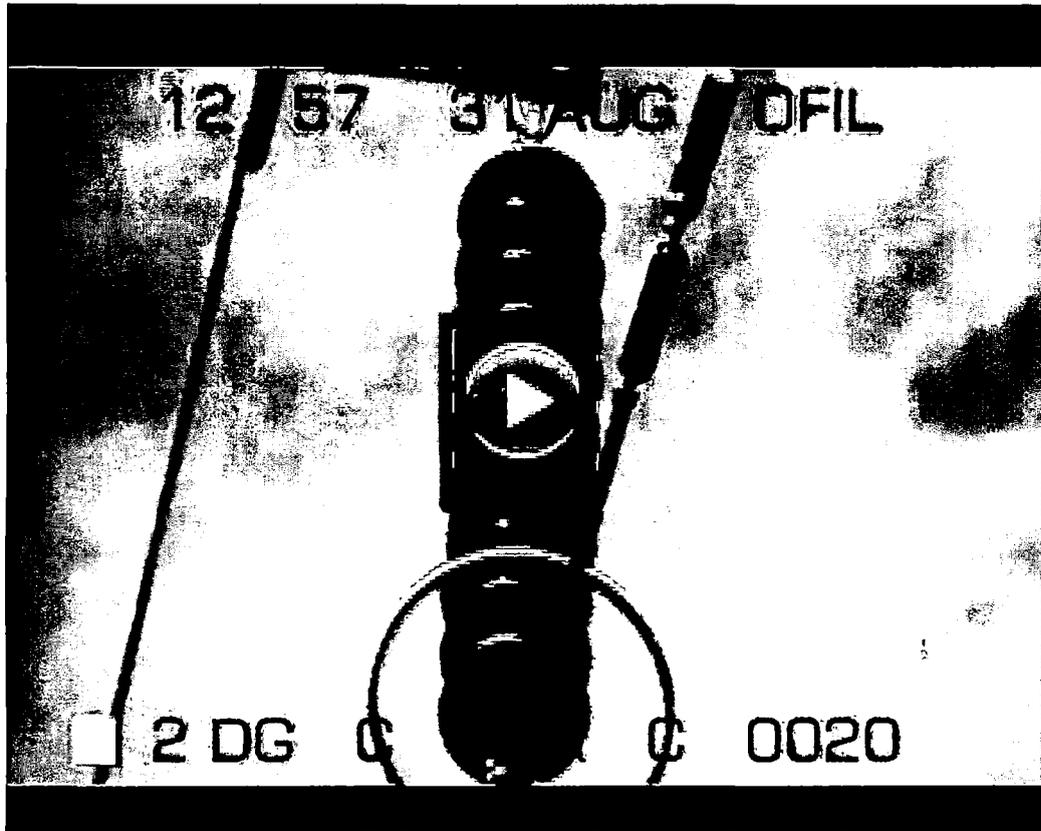
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°2

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	144	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

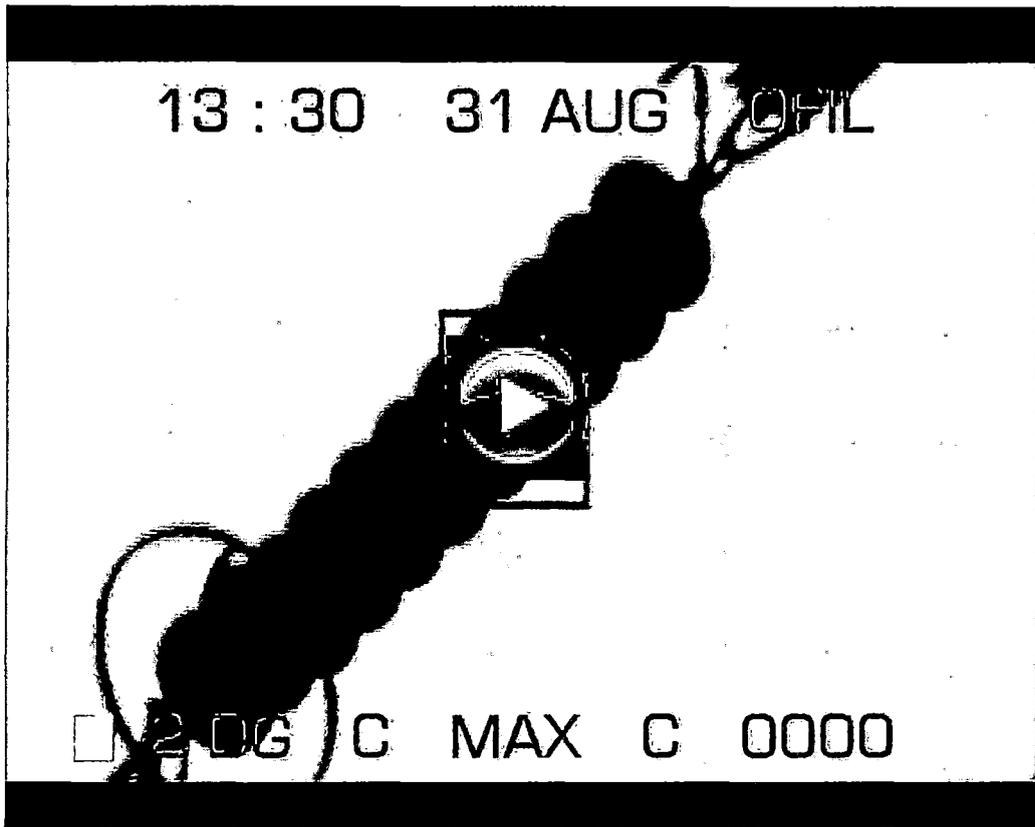
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°3

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	149	FASE	R,S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

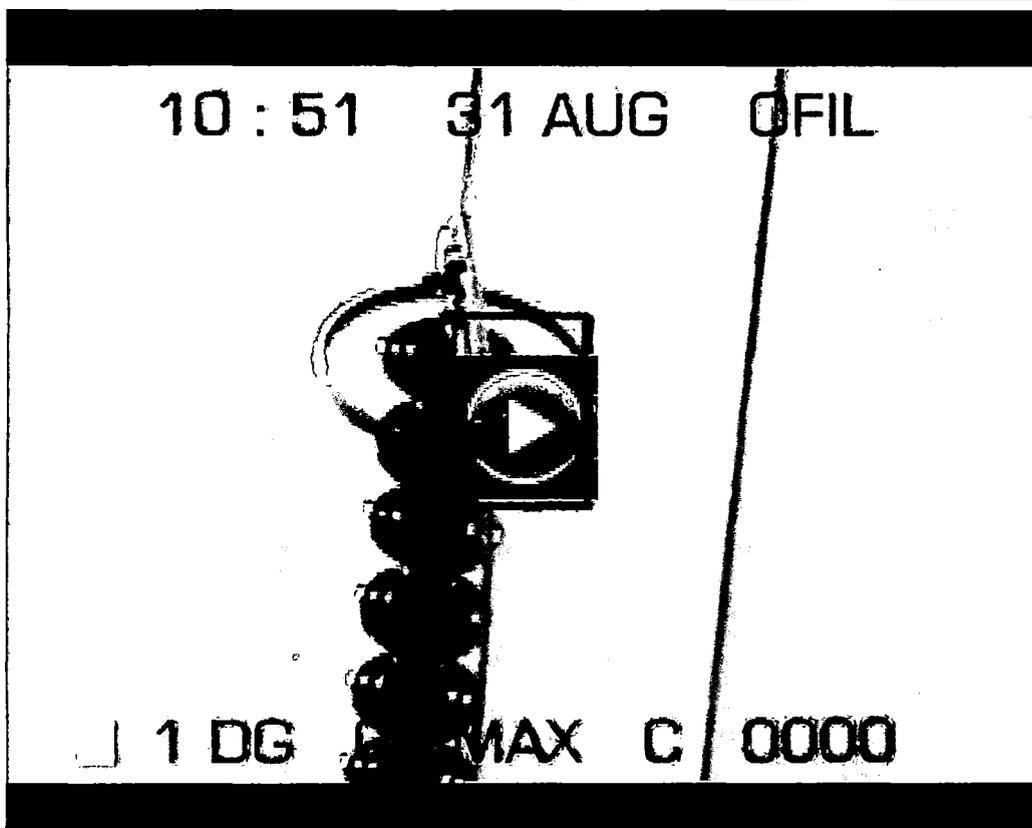
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°4

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	203	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

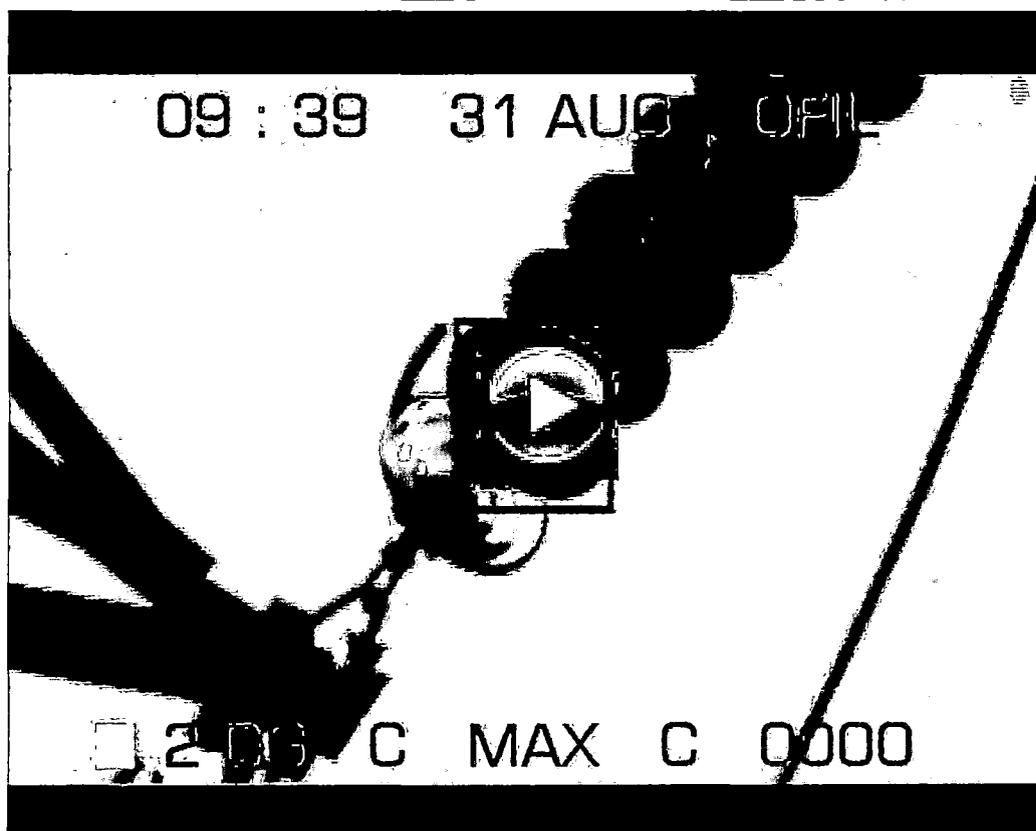
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°5

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	215	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

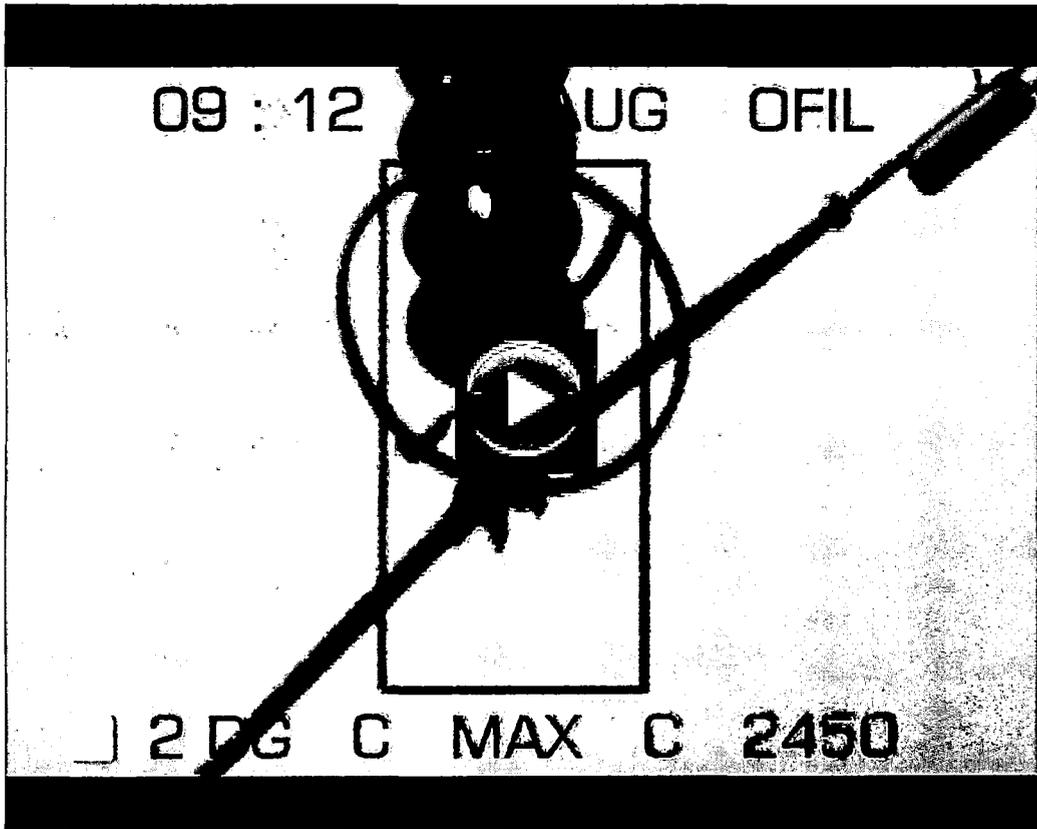
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°6

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	223	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	2450
-------------	-------	----------------	------

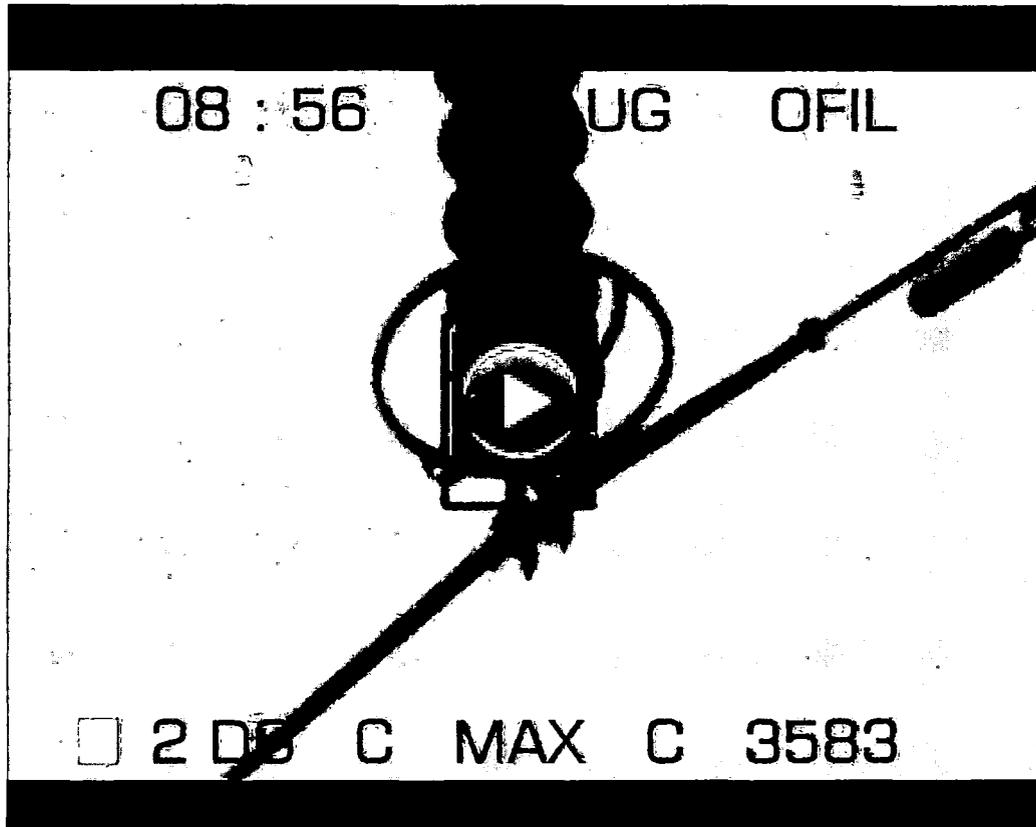
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 5^{to} y 9^{no} aislador pertenecientes a la fase T, por lo tanto existe deterioros a causa del efecto corona en dichos aisladores.

Fuente: [EP]

VIDEO N°7

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	224	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	4360
-------------	-------	----------------	------

ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 10^{mo} aislador perteneciente a la fase T, por lo tanto existe deterioro a causa del efecto corona en dicho aislador.

Fuente: [EP]

VIDEO N°8

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
Nº ESTRUCTURA	196	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULA	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

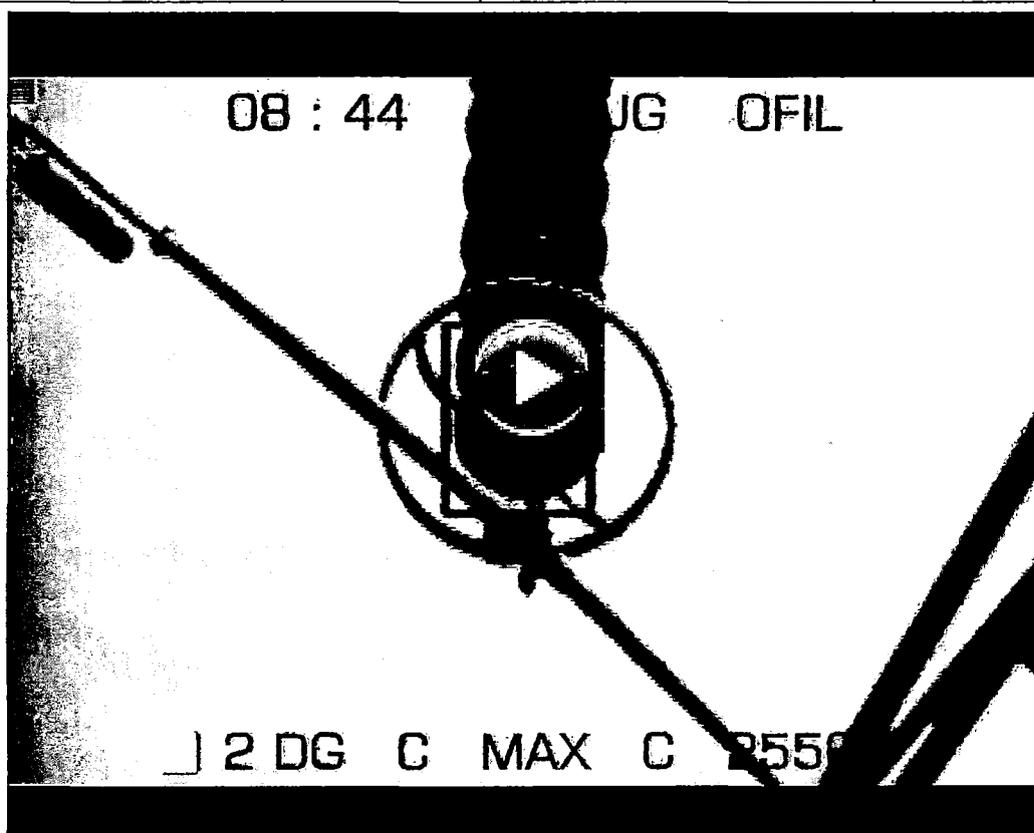
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°9

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	227	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	MEDIA	CONTEO MÁXIMO:	2550
-------------	-------	----------------	------

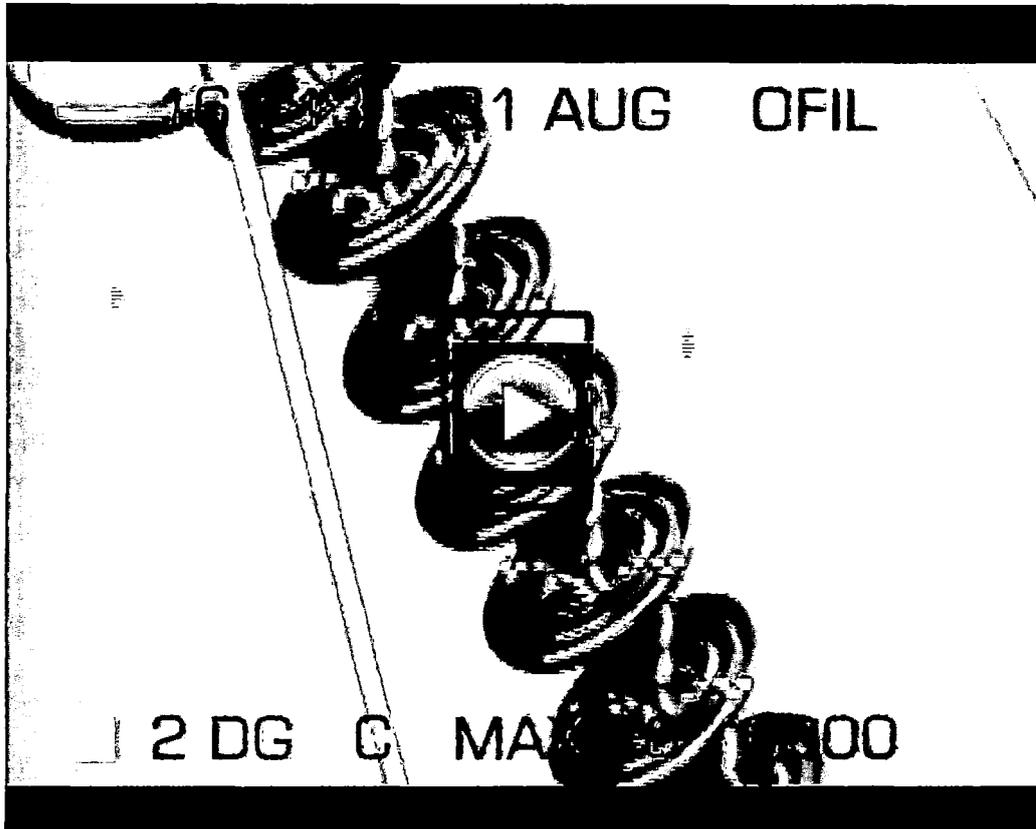
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores ACTIVIDAD de radiación ultravioleta en el 10^{mo} aislador perteneciente a la fase R, y en el 7^{mo} aislador perteneciente a la fase S, por lo tanto existe deterioro a causa del efecto corona en dicho aislador.

Fuente: [EP]

VIDEO N°10

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	247	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

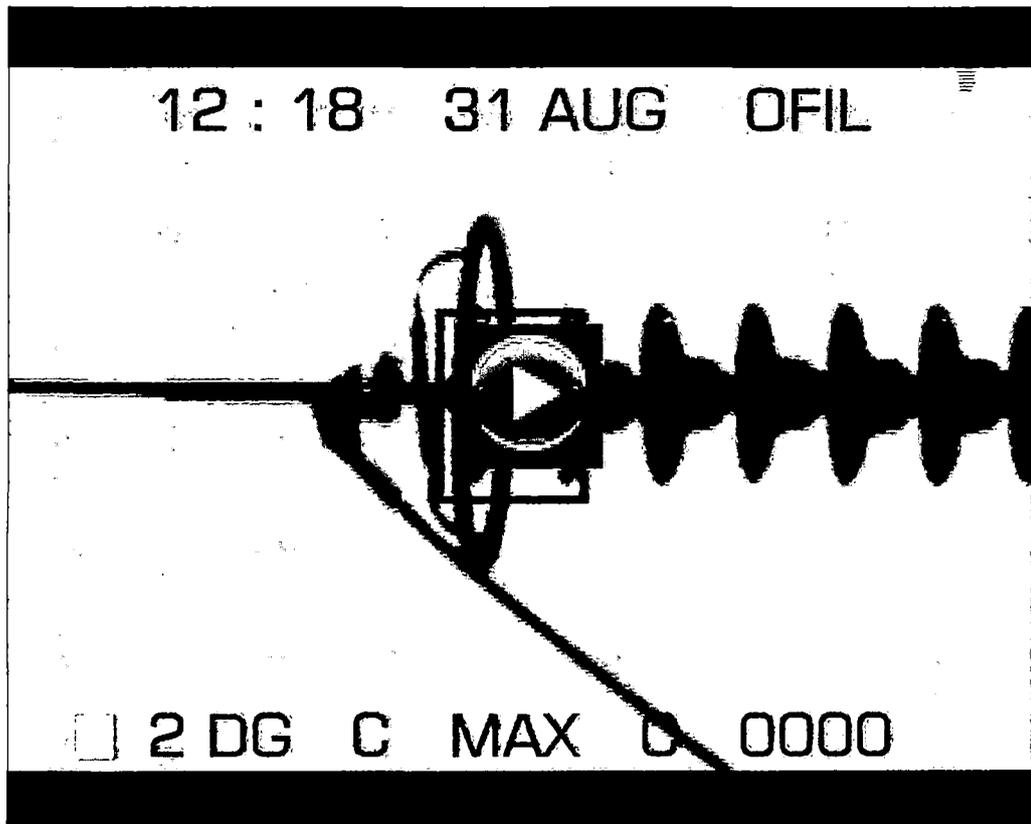
ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]

VIDEO N°11

CÓDIGO DE LÍNEA	L-1001	NIVEL DE TENSIÓN	138 kV
N° ESTRUCTURA	139	FASE	R, S y T



CRITICIDAD:	NULO	CONTEO MÁXIMO:	0
-------------	------	----------------	---

ANÁLISIS:

Se aprecia en la cadena de aisladores INACTIVIDAD de radiación ultravioleta, por lo tanto el deterioro a causa del efecto corona en los aisladores es nula.

Fuente: [EP]