

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO Y ANÁLISIS DE
PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN EN 220 kV.”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

RICHARD PISCOYA RODRIGUEZ

PROMOCIÓN 2002-I

LIMA PERU

2008

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes	5
1.2 Justificación	6
1.3 Objetivo	8
1.4 Alcance	8
1.5 Limitaciones	9
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1 Generalidades	10
2.2 Influencia de las zonas geográficas	14
2.3 Pérdidas eléctricas	17
2.3.1 Introducción	17
2.3.2 Clasificación de las pérdidas eléctricas	17
2.3.2.1 Pérdidas Técnicas	18
2.3.2.1.1 Clasificación de las pérdidas Técnicas	19
2.3.2.1.1.1 Pérdidas Longitudinales	19
2.3.2.1.1.2 Pérdidas Transversales	20
2.3.2.1.1.2.1 Efecto Corona	20
2.3.2.1.1.2.2 Conductancia de Aislamiento	40
2.3.2.2 Pérdidas No Técnicas	46
2.4 Balance de energía	47
2.4.1 Condiciones Básicas	47
2.4.1.1 Exactitud del balance	47

2.4.1.2	Detalle del balance	48
2.4.2	Precisión del balance	48
2.4.2.1	Precisión de las medidas de energía	48
2.4.2.2	Simultaneidad de las lecturas	49
2.4.2.3	Periodicidad de las lecturas	50
2.4.3	Componentes del balance	51
2.4.4	Índices de pérdidas y eficiencia	52
2.4.5	Nivel óptimo de pérdidas	52
2.5	Estimación de pérdidas de potencia	53
2.5.1	Flujo de carga	53
2.5.2	Estimación de estado	54
2.6	Estimación de pérdidas de energía	55

CAPÍTULO III

MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

3.1	Planteamiento	56
3.2	Balance de energía	58
3.3	Ecuación de los parámetros eléctricos	59
3.4	Ecuación de las pérdidas totales	60
3.5	Ecuación del índice de pérdidas	61
3.6	Disgregación de las pérdidas eléctricas	61
3.6.1	Modelamiento de la líneas	61
3.6.2	Pérdidas técnicas	65
3.6.2.1	Ecuación de las pérdidas longitudinales	65
3.6.2.2	Ecuación de las pérdidas transversales	66
3.6.2.2.1	Conductancia de aislamiento	67
3.6.2.2.2	Suceptancia de aislamiento	67

CAPÍTULO IV

MÉTODO PROPUESTO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

4.1 Primer Paso	70
4.2 Segundo Paso	70
4.3 Tercer Paso	71
4.4 Cuarto Paso	71
4.5 Quinto Paso	71
4.6 Sexto Paso	72
4.7 Séptimo Paso	73
4.8 Octavo Paso	73
4.9 Noveno Paso	73

CAPÍTULO V

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

5.1 Estimación de las pérdidas ideales	76
5.1.1 Consideraciones	76
5.1.2 Zonas de recorrido de las líneas	77
5.1.3 Variación de las pérdidas transversales por zonas ...	80
5.1.4 Identificación de las mínimas pérdidas transversales por zonas	88
5.1.5 Identificación de las mínimas pérdidas transversales por líneas	96
5.1.5.1 Periodo 1	96
5.1.5.2 Periodo 2	97
5.2 Estimación de las pérdidas reales	98
5.2.1 Elaboración de las planillas de medición, registro y cálculos de pérdidas eléctricas	98
5.2.2 Balance de energía	104
5.3 Comparación de las pérdidas ideales y las pérdidas reales	105

CAPÍTULO VI

ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

ELÉCTRICAS

6.1	Mantenimiento de conductores y aisladores	107
6.1.1	Limpieza de conductores	107
6.1.2	Limpieza de aisladores	110
6.2	Reemplazo de conductores y aisladores	111
6.2.1	Reemplazo de conductores	111
6.2.2	Reemplazo de aisladores	112

CAPÍTULO VII

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

7.1	Característica de la línea	113
7.2	Antecedentes	115
7.3	Cálculo de las pérdidas eléctricas	116
7.3.1	Estimación de las pérdidas ideales	116
7.3.2	Estimación de las pérdidas reales	117
7.3.3	Disgregación de las pérdidas eléctricas	119
7.3.4	Comparación entre las pérdidas ideales y reales ...	120
7.3.5	Evolución de las pérdidas eléctricas	120
7.4	Acciones realizadas en las líneas y celdas de transmisión para la disminución de las pérdidas eléctricas.....	122
7.5	Observaciones y recomendaciones de las líneas Estudiadas	125
	RECOMENDACIONES	131
	CONCLUSIONES	132
	BIBLIOGRAFÍA	134
	ANEXOS	136

PRÓLOGO

El presente Informe de Suficiencia, es el resultado de diversas aportaciones teóricas y prácticas referentes a las pérdidas eléctricas encontradas en los materiales bibliográficos y experiencia obtenida en las líneas de transmisión.

La etapa inicial se basó en el análisis teórico de las pérdidas en las líneas de transmisión, identificando las causas principales, el efecto corona, la conductancia de aislamiento, explicando el motivo de porque las pérdidas eléctricas no pueden ser determinadas usando las fórmulas empíricas tradicionales ya que estas han sido desarrolladas específicamente para el diseño de líneas y para el cálculo de las pérdidas en condiciones específicas; por ello se plantea un modelo y método para el análisis de las pérdidas eléctricas, utilizando técnicas de estimación de pérdidas eléctricas, mediante la técnica de flujo de potencia, que permite determinar los parámetros físicos y las variables de operación, con el mínimo error de estimación, respecto a las mediciones disponibles en ambos extremos de la líneas de los contadores de energía, correspondientes al mes en que se realiza el control de pérdidas, se incluye las alternativas para la disminución

de las pérdidas eléctricas y también se presenta la aplicación del método de cálculo para una línea de transmisión en 220 kV (L-2008 Callahuanca-Chavarría).

La estructura general del presente informe consta de siete capítulos.

Capítulo I, correspondiente a la parte introductoria, donde se señalan los antecedentes, justificación, alcances y limitaciones que tiene el estudio de las nueve líneas de transmisión.

Capítulo II, contiene algunas generalidades sobre líneas de transmisión, la influencia de las zonas geográficas en las líneas de transmisión, el fundamento teórico de las pérdidas eléctricas, clasificación, análisis del efecto corona, según la literatura encontrada en diferentes países del mundo, las pérdidas por conductancia de aislamiento, condiciones básicas y precisión para el balance de energía, componentes del balance, índice de pérdidas y eficiencia, estimación de pérdidas eléctricas por flujo de carga y estimación de estado, por último la estimación de pérdidas de energía.

Capítulo III, nos plantea el modelo matemático para la representación de las líneas de transmisión, involucrado en el cálculo de pérdidas eléctricas, de ello se determinan las ecuaciones para el cálculo de los parámetros eléctricos, las pérdidas eléctricas totales y disgregación de las mismas.

Capítulo IV, aquí se plantea el método que se usará para el cálculo y análisis de las pérdidas eléctricas basado en el desarrollo y la identificación de un modelo matemático que se comporte como un sistema de transmisión.

Capítulo V, se describe paso a paso el procedimiento de cálculo de las pérdidas eléctricas basado en la metodología propuesta en el capítulo IV del presente informe, utilizando la información obtenida de los contadores de energía que se encuentran en los extremos de las líneas estudiadas.

Capítulo VI, se consideran las alternativas económicamente viables, para la reducción de las pérdidas eléctricas, en especial las pérdidas transversales, que dependen del nivel de tensión de operación y de la conductancia de fuga de la línea la que depende a su vez en gran parte de la suciedad, las condiciones ambientales del entorno, el envejecimiento o estado físico del conductor y la frecuencia de mantenimiento, de esta manera se puede controlar relativamente la magnitud de las pérdidas transversales mediante el mantenimiento y limpieza de sus conductores y aisladores, como también el reemplazo parcial o total de los conductores.

Capítulo VII, se procede con la aplicación de la metodología propuesta, la evolución histórica de las pérdidas eléctricas en la línea L-2008 antes y después del estudio realizado; como también se detallan las acciones tomadas a corto plazo para la disminución de las pérdidas eléctricas, observaciones y recomendaciones encontradas en las demás líneas como un aporte para el conocimiento de las líneas de transmisión.

También incluimos las recomendaciones y conclusiones realizadas al presente informe de suficiencia.

Finalmente en los anexos se incluyen:

- Las características de las 09 líneas de transmisión estudiadas.

- Los parámetros eléctricos.
- Las características técnicas de los conductores.
- Las características de los aisladores de porcelana.
- La tabla de localización de las líneas.
- Los esquemas de las estructuras usadas.
- Las características técnicas de los contadores de energía usados.
- Teoría de los parámetros de las líneas.
- Los aisladores no cerámicos para líneas de transmisión (parte I y II).
- La topología de generación y factores de distribución de carga.

Espero aportar aunque sea en un granito de arena en el conocimiento de las pérdidas eléctricas en líneas de transmisión, quizá algún lector lo aplicará en un futuro, como también aportará sus conocimientos sobre la presente metodología ya que se encuentra aún en estudio y desarrollo de nuevas técnicas para mejorar el método planteado.

También deseo manifestar mi agradecimiento a todas aquellas personas que me apoyaron en la realización de este Informe de Ingeniería, en especial a mi madre quien estuvo incondicionalmente brindándome su apoyo, y a todos los profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería que me han brindado sus conocimientos y experiencia en mi formación profesional.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El problema de las altas pérdidas eléctricas, son bien conocidos desde hace varios años por el sector eléctrico que opera el sistema de transmisión, se tiene conocimiento que se ejecutaron varios estudios sobre el aislamiento, la medición de las pérdidas y los problemas de la corrosión. Sin embargo, nunca se tomaron medidas correctivas a largo plazo para solucionar estos problemas, por lo que esto ha originado el incremento del nivel de las pérdidas eléctricas.

Para poder aliviar el problema de las pérdidas eléctricas, específicamente las pérdidas por efecto corona, que son las que más causan las pérdidas transversales, se deben considerar ciertos métodos de mantenimiento (tales como la limpieza de conductores, limpieza de aisladores, reemplazo de conductores y aisladores, instalaciones de los anillos corona etc.). Estos métodos han demostrado ser una alternativa interesante, pero también se deben realizar investigaciones adicionales, con el fin de prever soluciones que mejoren el rendimiento de las líneas de transmisión y capacidad de las

mismas, ya que de lo contrario significaría la selección de alternativas definitivas al problema de las pérdidas eléctricas, como el reemplazo de los conductores actuales, lo cual tendría repercusiones importantes en cuanto a la capacidad estructural de las torres actuales. Aun en el caso de esta última alternativa, su viabilidad económica depende en gran medida del desarrollo de técnicas para mantener los nuevos conductores limpios de manera continua, lo que fue comprobado en campo.

Presentamos recomendaciones finales para tratar los problemas de las pérdidas eléctricas. Algunas de estas recomendaciones requieren la realización de otros estudios para disipar las dudas que podrían persistir todavía en cuanto a las hipótesis subyacentes a las alternativas finales identificadas. Estos trabajos adicionales deben incluir estudios del sistema relativos a recomendaciones de operación, una elaboración mayor de las técnicas de rehabilitación de los conductores y de mantenimiento continuo de los conductores en líneas energizadas, ensayos de campo de los aisladores alternativos propuestos, y ensayos exhaustivos en laboratorio para comprobar el comportamiento de los conductores recomendado relativo a las pérdidas por efecto corona.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El actual Sistema de Medición con lo que cuenta la empresa de generación Eléctrica estudiada en el presente informe, no tienen suficiente precisión para un verdadero control de pérdidas ya que solamente se está calculan

las pérdidas en sus líneas de transmisión secundarias por diferencias de energía.

Así mismo el cálculo de las pérdidas eléctricas no es posible determinarlas utilizando fórmulas empíricas tradicionales como las de PEEK y otras, porque estas han sido desarrolladas específicamente para el diseño de líneas y para calcular pérdidas transversales para condiciones específicas (generalmente las condiciones más adversas), que luego son afectadas por factores de seguridad y por tanto no son aptas para control de pérdidas con fines de transacciones económicas.

Ante la escasez de literatura técnica que recomiende porcentajes que sean aceptables de las pérdidas de energía en líneas de transmisión y la necesidad de garantizar la operación eficiente de las líneas con mínimas pérdidas, motiva realizar un control minucioso de las pérdidas en las líneas de transmisión secundaria de la empresa Generadora Eléctrica.

La presente propuesta pretende dar los lineamientos generales por el cual se determine la metodología y cálculo de los niveles óptimos de pérdidas de energía de cada línea de transmisión de la empresa Generadora Eléctrica, el cual servirá como instrumento que permita determinar de manera clara y confiable los niveles de eficiencia de cada línea de transmisión.

Considerando que las pérdidas son susceptibles a las variaciones de las cargas, factor de potencia, tensión, temperatura de operación, humedad

relativa, se realiza un análisis encontrando los valores máximos, mínimos y promedios de operación de la línea.

1.3 OBJETIVO

El objetivo del informe es establecer una metodología que sirva para identificar, cuantificar las pérdidas de energía en Líneas de Transmisión Eléctrica, el cual servirá como instrumento que permitirá determinar de manera clara y confiable los niveles de eficiencia de cada línea de transmisión en 220 kV., y con estos resultados obtenidos poder plantear alternativas de reducción económicamente viable.

1.4 ALCANCE

El presente informe analiza a las Líneas de Transmisión Secundaria en 220 kV., de la empresa Generación Eléctrica, las líneas que se estudiarán en el presente informe son:

Línea (código)	Generación	Recepción	Tensión
L-2001	Huínco	Santa Rosa	220 kV
L-2002	Huínco	Santa Rosa	220 kV
L-2007	Matucana	Callahuanca	220 kV
L-2008	Callahuanca	Cavaria	220 kV
L-2009	Callahuanca	Cajamarquilla	220 kV
L-2015	Cajamarquilla	Cavaria	220 kV
L-2716	Purunhuasi	Callahuanca	220 kV
L-2256	Yanango	Pachachaca	220 kV

Cuadro N° 1.1: Relación de líneas de transmisión secundarias estudiadas.

Se realizó la metodología basado en el modelo “ π ”, considerando para el cálculo de las pérdidas solo las Pérdidas Técnicas considerando despreciable las pérdidas No Técnicas.

Se abordó el problema de las pérdidas analizando la mayor parte de la información disponibles alcanzados por la empresa Generadora Eléctrica, comparándolos después con la información obtenida de los contadores de energía instalados en el extremo de las líneas, para luego corregir las posibles deficiencias que se presenten en los contadores de la empresa, y posterior a ello basarnos en la información extraída de los contadores de energía existentes. Lo anterior fue complementado con la indagación acerca de los estudios anteriores realizados sobre las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SINAC), así como también de la revisión de la bibliografía internacional existente.

1.5 LIMITACIONES

El presente informe se basó en el análisis y evaluación realizada a las líneas de transmisión de la empresa Generadora Eléctrica; para usar esta metodología en el cálculo de otras líneas se deberá seguir los procedimientos y análisis de acuerdo al método propuesto.

La empresa de Generación Eléctrica basa sus cálculos en el presente método pero sigue estudiando nuevas técnicas para mejorar la metodología propuesta, ya que con los cálculos realizados nos permitirá tomar decisiones que servirá para la disminución de las pérdidas en las líneas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo, y a través de grandes distancias, la energía generada en las centrales hidroeléctricas, térmicas, de ciclo combinado o nuclear.

Para ello, los volúmenes de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se emplean subestaciones elevadoras en que dicha transformación se efectúa empleando equipos eléctricos denominados transformadores de potencia.

Los rangos de tensión empleados son:

- BT (Baja Tensión) hasta 1kV.
- MT (Media Tensión) mayor que 1 kV y menor que 30 kV.

- AT (Alta Tensión) : igual o mayor que 30 kV y menor o igual 100 kV.
- MAT (Muy Alta Tensión) : mayor a 100 kV.

Parte fundamental de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, como por sus elementos de soporte, las Torres de alta tensión, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco y herrajes para soportarlos.

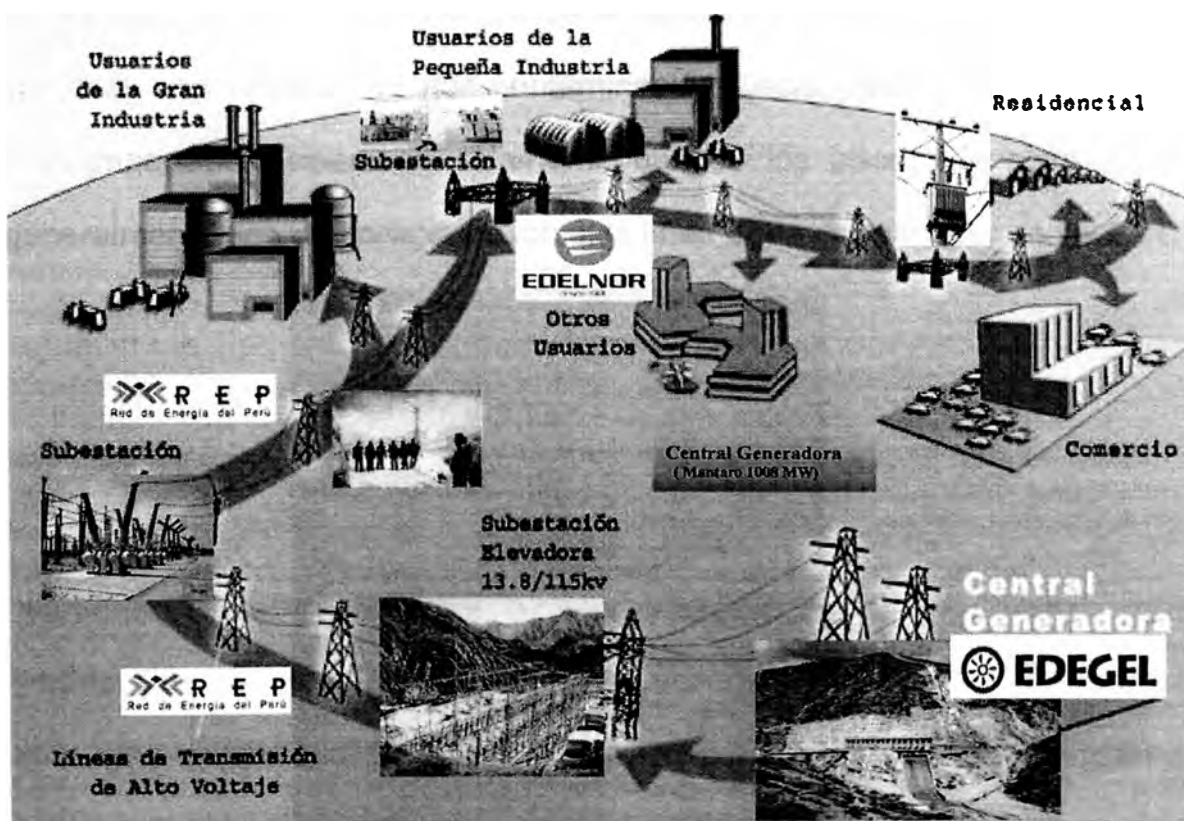


Gráfico N° 2.2 El ciclo de la energía eléctrica (Generación, transmisión y distribución).

Diversos factores causan pérdidas en la transmisión de energía sobre largas distancias en líneas de transmisión aéreas. En la gran mayoría de los casos, las más importantes son causadas por el flujo de energía a través de la resistencia en serie del circuito. Para tensiones de operaciones elevadas, es posible que las pérdidas por efecto corona empiecen a tomar mayor importancia, particularmente en condiciones de lluvia fuerte. En tiempo bueno, aún en el caso de sistemas de líneas MAT (Muy alta-tensión), las pérdidas por efecto corona son normalmente bastante reducidas en comparación con las pérdidas debidas a la resistencia en serie. Otras pérdidas pueden provenir de corrientes de fuga de los aisladores cuando la contaminación de los aisladores es particularmente fuerte. En condiciones secas, las corrientes de fuga de los aisladores son normalmente bastante limitadas aún cuando hay una contaminación fuerte. Las corrientes de fuga más importantes aparecen solamente cuando los aisladores se mojan y generalmente son de corta duración si la línea debe permanecer en servicio.

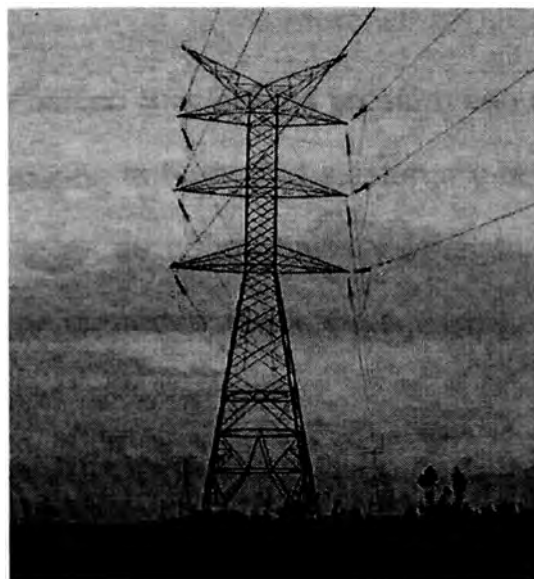


Gráfico N° 2.3 Estructura típica en las líneas de transmisión.

2.2. INFLUENCIA DE LAS ZONAS GEOGRÁFICAS

El Territorio Peruano cuenta con una amplia variedad de zonas geográficas, esto debido a los diferentes fenómenos que tenemos y a los diferentes pisos altitudinales con los que contamos, como son:

- La Cordillera de los Andes: recorre el país longitudinalmente, y divide las masas de aire del Pacífico y del Atlántico, estableciendo una barrera a la circulación de los vientos.
- La Corriente Oceánica Peruana: de unos 200 km de ancho, que hace circular una corriente de agua de sur a norte y que tiene a su vez masas de agua fría, lo que motiva una evaporación restringida, estabilidad atmosférica y la ausencia de lluvias en la costa, ya que mayormente los fenómenos se dan a muchos kilómetros de la costa peruana.
- El Anticiclón del Pacífico Sur: de alta presión, con circulación de vientos de sur a norte, que recogen la humedad existente y la llevan a la costa, donde se condensan en forma de nubes bajas y persistentes de mayo a octubre, con alto contenido de humedad atmosférica.
- La Contracorriente Oceánica Ecuatorial o de El Niño: con masas de agua cálida, que circula de norte a sur, y que provoca lluvias en la costa norte peruana.

- El Anticiclón del Atlántico Sur: ubicado cerca de las costas argentinas y con masas de aire húmedo, y que llegan al Perú por el sudeste, con precipitaciones en el flanco andino del sur. Entre mayo y septiembre puede provocar descensos de la temperatura, conocidos como friajes o surazos.
- El Ciclón Ecuatorial: ubicado en la Amazonía, con masas de aire de baja presión, tibia y húmeda, y que es responsable de las mayores lluvias y el clima cálido sobre la selva baja.

Por todos estos condicionantes descritos líneas arriba, hacen que el Territorio Peruano tenga una alta diversidad de climas que están todo el tiempo cambiando:

- Clima semicálido muy seco o desértico: con muy pocas precipitaciones (150 mm/año). Comprende la costa hasta los 2,000 msnm, y determina su carácter árido.
- Clima cálido muy seco: en la costa norte (Piura y Tumbes) y hasta unos 1,000 msnm. Seco, con baja precipitación (200 mm/año), y con temperaturas promedio de 24° C.
- Clima templado sub-húmedo: en la Sierra entre los 1,000 y los 3,000 msnm, con temperaturas alrededor de los 20° C; y precipitaciones entre los 500 y 1,200 mm/año.

- **Clima frío:** propio de los valles interandinos entre los 3,000 y 4,000 msnm. Las precipitaciones promedio están en 700 mm/año y la temperatura promedio alrededor de 12° C. Con heladas durante el invierno.
- **Clima frígido o de puna:** entre los 4,000 y 5,000 msnm. Con precipitaciones promedio de 700 mm y temperaturas promedio de 6° C. Los veranos son lluviosos y los inviernos secos.
- **Clima de nieve o gélido:** Encima de los 5,000 msnm y con temperaturas debajo de los 0° C. Es el clima de las altas cumbres con nieves perpetuas.
- **Clima semicálido muy húmedo:** en las vertientes orientales andinas, con precipitaciones sobre los 2,000 mm/año y temperaturas debajo de los 22° C. Existen variaciones locales.
- **Clima cálido húmedo o tropical húmedo:** predomina en la selva baja. Las precipitaciones están alrededor de los 2,000 mm/año, y tiene temperaturas promedio de 25° C, con valores extremos encima de 30° C.

Las líneas de transmisión que conforman el Sistema Interconectado Nacional recorren todo el territorio peruano (Costa, Sierra y Selva), debido a ello estos factores meteorológicos expuestos influyen en las condiciones de operación, el estado y las características de los conductores, en cada instante de tiempo y tramo de las líneas.

2.3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

2.3.1 INTRODUCCIÓN

En cada elemento de una línea de transmisión, debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una eficiencia limitada en la función que realiza el elemento, las pérdidas se producen en todo instante de tiempo (pérdidas de energía) y aquellas que se producen en un sólo instante se denominan pérdidas de potencia.

La estimación de las pérdidas de potencia requiere abundante información adecuada y herramientas computacionales de flujo de carga. Esta información incluye la descripción de la red y las características de la carga. A partir de las pérdidas de potencia se estiman las pérdidas de energía.

Las pérdidas eléctricas se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico.

2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas eléctricas se clasifican en:

- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas No Técnicas.

2.3.2.1 Pérdidas Técnicas

Es el conjunto de pérdidas de un sistema debido a fenómenos físicos, estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, por esta razón son uno de los objetivos primordiales de todo programa de reducción de pérdidas.

El control de los niveles de pérdidas y su eventual reducción a niveles aceptables, requiere conocer la distribución de las mismas según su ubicación y las causas que las produce.

Esto permite identificar aquellas que arrojan pérdidas excesivas para efectuar los análisis técnicos - económicos que justifiquen la adopción de medidas tendientes a su reducción y control.

Una estimación completa y en detalle de las pérdidas eléctricas de un sistema sólo se puede lograr por medio de un estudio en particular del mismo, con base en sus propias características y condiciones de operación.

Para este fin existen diferentes metodologías que se diferencian en la calidad y cantidad de información que requieren.

2.3.2.1.1 Clasificación de las pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de un sistema son debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica.

Existen múltiples clasificaciones para este tipo de pérdidas, para su tratamiento en el estudio los clasificaremos en:

- Pérdidas Longitudinales
- Pérdidas Transversales

2.3.2.1.1.1 Pérdidas Longitudinales

Las pérdidas longitudinales de las líneas de transmisión son provocadas por el flujo de corriente que pasan a través de la resistencia del conductor denominado efecto Joule, estas corrientes son estimadas a la frecuencia Industrial.

Estas pérdidas están en función de la potencia total transmitida, por lo que también se denominan pérdidas variables, siendo nulas en el caso de las líneas que están tensionadas en vacío (no transmiten potencia).

$$P_{Longitudinal} = I^2 \times R \quad \dots \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.3.2.1.1.2 Pérdidas Transversales

Son las pérdidas que no dependen de la magnitud de la carga, sólo requieren que la línea esté tensionada aunque sea en vacío. Se presentan a través de dos formas:

- Pérdidas por Efecto Corona
- Pérdidas por Conductancia del Aislamiento (corrientes de fuga).

2.3.2.1.1.2.1 Pérdidas por efecto corona

Los estudios sobre las pérdidas por efecto corona en estados estacionarios se han concentrado principalmente en la región circundante del gradiente crítico de inicio del efecto corona, con el objeto de reducir hasta un valor insignificante las pérdidas en tiempo bueno, y alrededor del tema del efecto corona causado por la caída de lluvia o nieve sobre el conductor.

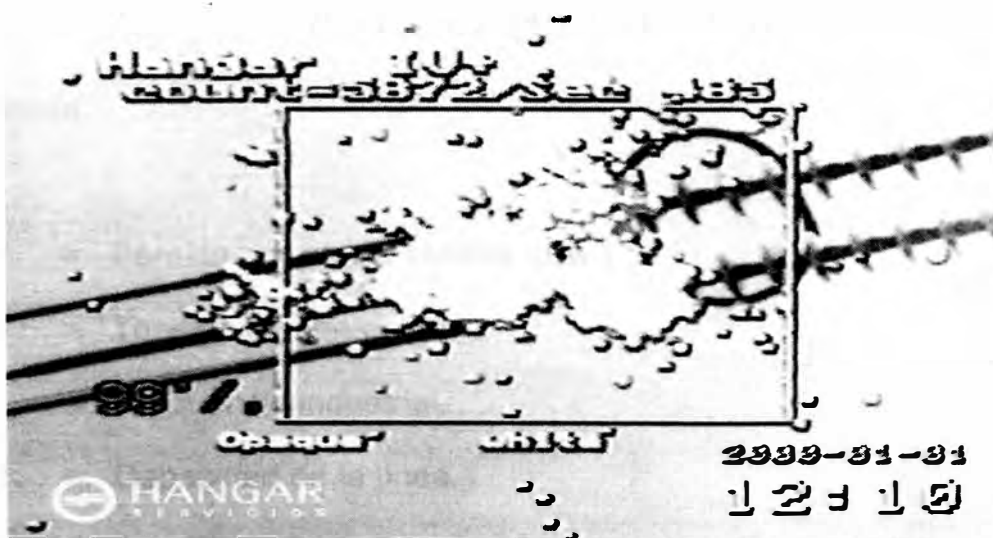


Gráfico N° 2.4 Efecto corona captada en líneas de transmisión.

En 1911, Peek ^{1, 4} (las cifras en exponente se refieren a las referencias de autores con sus obras, estas se ubican en la bibliografía del presente informe), publicó el primer estudio en el hemisferio americano sobre las pérdidas por efecto corona cuando propuso su denominada " ley de corona " en la cual las pérdidas por efecto corona de la frecuencia industrial (50 a 60 Hz.), en estado estacionario varían proporcionalmente al cuadrado de la diferencia entre la tensión de operación y la tensión de inicio del efecto corona en kV rms a la tierra.

Los trabajos subsiguientes de Ryan y Hemline³, seguidos por los de Holm², mostraron que cuando esta diferencia es pequeña, la ley de Peek no es aplicable. Holm introdujo el término corona-corriente en la cual se muestra:

$$P = V.I = V.(4.f.C.(V - V_0)) \quad \dots \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

P = Pérdida por efecto corona (Kw.)

V = Tensión de operación.

f = Frecuencia industrial.

C = Capacidad de la línea.

V_0 = Tensión de inicio del efecto corona de la línea a la tierra en kV.

En una discusión sobre un artículo de Carroll y Cozzens publicado por la AIEE en 1933, Peterson⁵ propuso la hoy en día clásica fórmula para las pérdidas por efecto corona en tiempo bueno y en sistemas monofásicos en 60 Hz.

$$Loss_{corona} = \frac{3.37 \times 10^{-5}}{[\log_{10}(2s/d)]^2} f \cdot V^2 \cdot F \quad \dots \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

$Loss_{corona}$ = Pérdidas por efecto corona por conductor

(KW/mile/conductor).

V = Tensión aplicada efectiva, de la línea a tierra en kV.

s = Espaciamiento equivalente de los conductores.

d = Diámetro del conductor.

f = Una función empírica de pérdida por efecto corona determinada a partir de datos de prueba en laboratorio.

Los intentos para extender la fórmula de Peterson para conductores múltiples no tuvieron mucho éxito.

A pesar de haber realizado muchas investigaciones sobre la formulas mencionadas, estas tuvieron muchas inconsistencias para varios conductores, por lo que solamente sirvió en su tiempo para verificar el comportamiento de un solo conductor.

La tensión de inicio del efecto corona V_0 , está determinada por E_0 que es el gradiente crítico de inicio del efecto corona, E_0 definido por la ley de Peek.

$$E_0 = 30\delta m \left(1 + \frac{0.426}{\sqrt{\delta d}} \right) \quad \dots\dots \text{Ec.2.4}$$

Donde:

E_0 = Gradiente crítico de inicio del efecto corona (kV peak/cm).

δ = Densidad relativa del aire.

m = Coeficiente de aspereza de la superficie ($0 < m \leq 1$).

d = Diámetro del conductor.

A partir de las observaciones realizadas en la inspección de campo de las diversas líneas estudiadas, calculamos los siguientes coeficientes de aspereza de superficie que pueden considerarse típicos de los grados variables de deterioración del estado de la superficie de los conductores:

COEFICIENTES DE SUPERFICIE TÍPICOS			
Estado	Mínimo	Promedio	Máximo
Limpio	0.84	0.84	0.84
Normal	0.5	0.6	0.7
Sucio	0.3	0.35	0.4
Muy Sucio	0.2	0.25	0.3

Cuadro N° 2.1 Coeficientes de asperezas en superficie de conductores.

Cabe notar que según las observaciones hechas en el campo, el estado de la superficie de los conductores en la parte de la costa varía de Normal a Muy sucio. Los conductores que se encuentran en la sierra están en un estado que se consideraría limpio, un estado que se encuentra generalmente en ambientes no contaminados.

A continuación, se presentan los gradientes de inicio del efecto corona calculados con la ley de Peek para los conductores utilizados actualmente en las líneas estudiadas así como las configuraciones de conductores propuestas en las alternativas estudiadas:

Coefficiente de superficie	2.0 cm	2.59 cm	2.74 cm	3.5 cm	4.0 cm	5.0 cm
0.2	7.81	7.59	7.54	7.37	7.28	7.14
0.25	9.76	9.49	9.43	9.21	9.10	8.93
0.3	11.71	11.35	11.31	11.05	10.92	10.71
0.35	13.66	13.28	13.20	12.89	12.74	12.50
0.4	15.61	15.18	15.09	14.74	14.56	14.29
0.5	19.52	18.97	18.86	18.42	18.20	17.86
0.6	23.42	22.76	22.64	22.10	21.83	21.43
0.7	27.33	26.56	26.41	25.78	25.47	25.00

Cuadro N° 2.2 Gradientes de inicio del efecto corona, calculados con la ley de Peek.

La dificultad tradicional para aplicar en la práctica cualquier fórmula empírica de pérdidas corona en buen tiempo radica en que las líneas aéreas de transmisión muestran poco efecto corona, en buen tiempo cuando los conductores están limpios y tienen gradientes de superficie normales.

Además, las pérdidas de corriente de fuga de los aisladores son generalmente de una magnitud comparable a las pérdidas por efecto corona en tiempo bueno. No están incluidas en estas fórmulas las pérdidas de los aisladores. En condiciones de lluvia o nieve fuerte, las pérdidas por efecto corona son de 50 a 1000 veces mayores que en tiempo bueno.

Los gradientes de superficie reales varían en función de la tensión aplicada, el diámetro del conductor, y la geometría de la línea, y serán diferentes para cada conductor de línea.

En conductores múltiples, el gradiente de superficie no es uniforme y varía sinusoidalmente alrededor de la circunferencia del subconductor.

El cuadro siguiente presenta los gradientes de superficie nominales que se realizó en las líneas de transmisión estudiadas en el presente informe, estas son:

GRADIENTE DE SUPERFICIE NOMINAL			
(valor eficaz kV/cm)			
	Fase inferior	Fase mediana	Fase superior
L-2001	15.6	16.3	15.0
L-2002	15.2	14.6	14.9
L-2007	15.5	16.2	14.8
L-2008	15.4	16.3	14.8
L-2009	15.3	16.2	14.9
L-2015	15.4	16.4	14.9
L-2716	15.6	16.2	15.0
L-2256	15.2	16.1	15.0

Cuadro N° 2.3 Gradientes de superficie nominales para las líneas de Transmisión estudiadas.

Desde la Segunda Guerra Mundial, casi todas las investigaciones sobre las pérdidas por efecto corona se enfocaron en el desarrollo de líneas de transmisión EAT en los Estados Unidos, Canadá, Europa, Rusia, Japón, y Escandinavia. En Canadá Olaf Nigol y sus colegas, en Ontario Hydro¹¹ realizaron investigaciones a principios de los años 1960 sobre el desarrollo de sus circuitos de transmisión en 500 kV.

Estableció la siguiente ecuación de pérdidas por efecto corona para configuraciones de conductores simples y múltiples:

$$P = kfr^2 \left(\frac{\Delta\rho}{2\pi} \right) E_e^2 \cdot \ln\left(\frac{E_e}{E_0}\right) \quad \dots \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

P = Pérdida por efecto corona por conductor, kW/milla
(kilowatts por milla).

K = Constante condicional determinada por las condiciones meteorológicas y el estado de la superficie del conductor.

f = Frecuencia en hercios.

r = Radio del conductor en centímetros.

E_e = Gradiente de superficie efectivo en kV rms por centímetro

E_0 = Gradiente crítico de superficie determinado por las condiciones meteorológicas y el estado de la superficie del conductor, en kV rms por centímetro.

$\Delta\rho$ = Porción angular de la superficie del conductor en la corona.

Sin embargo, esta ecuación fue basada principalmente en estudios en mal tiempo con factores de superficie superiores a 0,4; sus resultados no tuvieron una buena correlación con las medidas realizadas en estudios posteriores tales como el Project UHV. Pero para ser justos, hay que notar que los estudios de Nigol fueron limitados a haces de hasta 4 conductores, mientras que los estudios del Project UHV se enfocaron en configuraciones con un número mayor de conductores. Para los conductores simples o dobles con coeficientes de superficie razonable, esta ecuación dará probablemente buenos resultados.

Las investigaciones hechas en los años 1960 en Alemania, para el desarrollo del sistema alemán en 400 kV, concluyeron que se puede expresar con bastante precisión las pérdidas por efecto corona en tiempo bueno con ecuaciones del tipo:

$$P \sim V^2 (V - V_0) \quad \dots\dots Ec. 2.6$$

Donde:

P = Pérdida de potencia.

V = Tensión fase-tierra, valor cresta.

V_0 = Tensión de cresta de inicio del efecto corona.

Los resultados de este trabajo se parecen bastante a los datos de medición obtenidos en los Estados Unidos.

Las investigaciones sobre las pérdidas por efecto corona en Francia también se han centrado históricamente en el diseño del sistema francés en 400 kV. y últimamente el diseño de su nuevo sistema en 700 kV. Estas investigaciones concluyeron que la pérdida de potencia total por efecto corona es de una magnitud aceptable cuando existen gradientes de diseño normales. Las limitaciones de la tensión en operación dependen más de la generación de interferencias radiales, que de las pérdidas por efecto corona. Eso es también conforme a las reglas empíricas históricas.

Las indagaciones en Escandinavia concluyeron que las pérdidas por conductor no dependen solamente del gradiente de tensión sino también, hasta cierto punto, de la misma tensión. Este resultado es también conforme con investigaciones en los Estados Unidos.

Burgsdorf y sus colegas de lo que era entonces la Unión Soviética publicaron un informe en CIGRE en 1960 en el cual combinaron los resultados de medidas del efecto corona en tiempo bueno en diversos puntos del planeta para realizar la ecuación siguiente:

$$\frac{P}{n^2 r^2} = f \left[\frac{E}{E_0} \right] \quad \dots \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

P = Pérdida por efecto corona en kW/Km.

n = Número de subconductores.

E = Gradiente de superficie del conductor.

E_0 = Gradiente de superficie crítico para condiciones atmosféricas y de superficie determinadas.

r = Radio del conductor en centímetros.

Sin embargo, los datos de Burgsdorf cubren sólo las condiciones en las que $E/E_0 \leq 1.15$.

Todas estas investigaciones enfatizan la importancia de limitar los gradientes de superficie de diseño a valores inferiores al gradiente crítico de inicio del efecto corona. Tal como está indicado arriba en la ecuación 3, el gradiente de inicio es directamente proporcional al coeficiente de aspereza de superficie, el cual es aproximadamente 0,84 para conductores trenzados concéntricos en buen estado y casi 0,9 para conductores sólidos.

Se reconoció rápidamente la importancia del estado de la superficie y hasta la aparición de las primeras líneas MAT a mediados de los años 1950, se creía generalmente que el efecto corona en buen tiempo estaba determinado por las imperfecciones en la superficie del conductor tal como una mella en una trenza.

Se observó que aún cuando se instala cuidadosamente el conductor, éste tiene altas pérdidas por efecto corona en buen tiempo, también presentaban ruidos e interferencias de radio causados por las numerosas irregularidades en la superficie, las cuales disminuyen el coeficiente de aspereza de la superficie. Normalmente, este nivel elevado de pérdidas en buen tiempo por efecto corona disminuye progresivamente en el primer año a medida que la superficie del nuevo conductor se desgasta.

Con gradientes de superficie normales, los ruidos e interferencias debidos al efecto corona en los aisladores y la ferretería de los componentes de la línea superan generalmente los del efecto corona

en el mismo conductor desgastado. Se pueden comprobar estas observaciones midiendo las interferencias de radio. Los datos de Gross et al.⁷ muestran que, por ejemplo, el nuevo conductor de 400 mm² en la línea L-2256 (gradiente de superficie máximo de 16 kV rms/cm), tendría pérdidas por efecto corona en buen tiempo de aproximadamente 0.75 watts por metro por conductor. El proceso de desgaste disminuiría las pérdidas a más o menos 0.3 watts por metro por conductor.

Sin embargo, no fue hasta en 1956 que se reconoció la importancia adicional de las partículas superficiales provenientes del aire. Warburton y Newell⁶ demostraron que el efecto corona en las líneas EAT en buen tiempo se debía principalmente a sustancias en el aire tales como insectos, polvo, telas de araña, vegetación, partículas de hojas, excrementos de pájaros, y otras materias no metálicas. En líneas EAT típicas, estas fuentes de puntos no metálicos en el conductor varían normalmente entre 0.1 y 10 por cada cien metros.

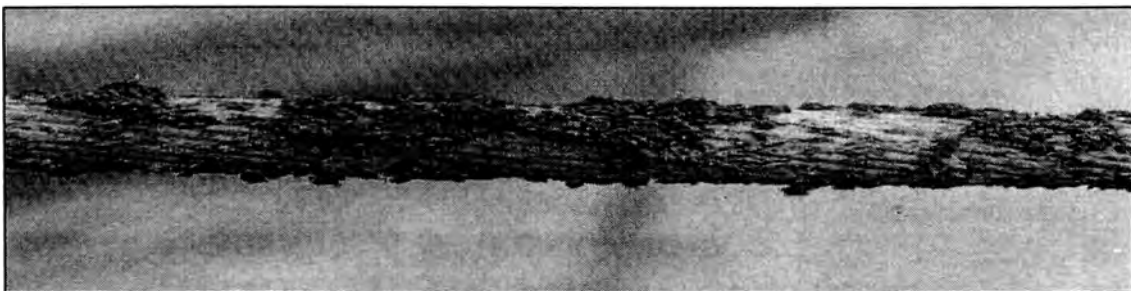


Gráfico N° 2.5 Las pérdidas por efecto corona se incrementan con la suciedad de los conductores.

Muy al principio de las investigaciones sobre el diseño de líneas EAT, se reconoció la importancia del efecto corona en mal tiempo. El agua bajo la forma de lluvia o de llovizna influye mucho en el efecto corona en el conductor, de una manera parecida a la de las partículas no metálicas. A medida que el agua va acumulándose sobre el conductor, aparecen gotas en la superficie inferior que se caen por gravedad. El campo eléctrico amplifica más la agudeza de las gotitas de agua cuando es suficientemente alto para superar la tensión superficial de la gota.

El Proyecto UHV8 realizó pruebas a 400 kV, 500 kV y 700 kV para establecer una ecuación de las pérdidas por efecto corona en tiempo lluvioso:

$$\sum P = P_{FW} + \left| \frac{V}{\sqrt{3}} \cdot J \cdot r^2 \cdot \ln(1 + kR) \right| \sum_1^n E_n^m \quad \dots \text{Ec.2.8}$$

Donde:

P = Pérdidas totales en líneas trifásicas en kW/milla.

P_{FW} = Pérdidas totales en buen tiempo en kW/milla.

V = Voltaje línea-línea en kV rms.

J = Constante corriente-pérdida

= 7.04×10^{-10} en 400 kV.

= 5.35×10^{-10} en 500 kV y 700 kV.

= $\sim 10 \times 10^{-10}$ (extrapolado) en 220 kV

r = Radio del conductor en cm.

- n = Número total de conductores (número por legajo x 3)
- E = Gradiente en la superficie inferior de cada conductor (punta en kV/cm.)
- m = 5
- k = 254
- R = Índice de lluvia en pulgadas por hora.

Sin embargo, ninguno de los resultados arriba mencionados conviene perfectamente al desafío de las líneas de transmisión en 220 kV. estudiadas en el presente informe por estar ubicadas en diferentes zonas y climas. Las investigaciones históricas se han concentrado en conductores limpios en buen tiempo y a tensiones cercanas al inicio del efecto corona, y la calibración de los modelos empíricos se hizo para obtener la mejor precisión en estas condiciones. En general, los únicos experimentos que podrían ser útiles son los llevados a cabo en lluvia fuerte, condiciones que se aproximan a las de conductores seriamente contaminados.

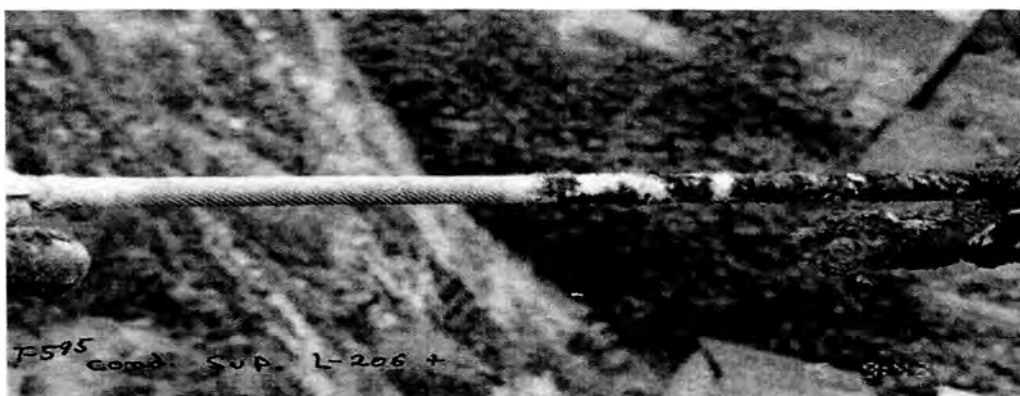


Gráfico N° 2.6 Tramo de conductor con suciedad no uniforme.

Sin embargo la referencia 10 de la bibliografía, describe investigaciones interesantes realizadas en Canadá por el Dr. P.S Maruvada y sus colegas, a finales de los años 1980 sobre la atenuación de sobre tensiones dinámicas por el efecto corona en frecuencias industriales en el sistema en 735 kV de Hydro-Québec. El elemento interesante de este trabajo es que investiga ciertos aspectos de las pérdidas por efecto corona en buen tiempo en proporciones muy altas de la tensión de operación Vs. la tensión de inicio del efecto corona, proporciones acercándose a condiciones de lluvia fuerte pero con las pérdidas por efecto corona diseminadas en toda la superficie del conductor en vez de estar concentrada en gotitas individuales en su superficie inferior.

Este trabajo mostró que bajo condiciones de gradiente de superficie equivalentes, las pérdidas por efecto corona en buen tiempo pueden hasta superar las pérdidas bajo lluvia fuerte.

Este trabajo dio como resultado una fórmula empírica generalizada para las pérdidas por efecto corona en conductores múltiples:

$$P = K_p \cdot N \cdot f \cdot r^2 \cdot (E - E_0)^{2.05} \quad \text{Ec.2.9}$$

Donde:

P = Pérdidas por efecto corona en kW/Km, por fase.

N = Número de subconductores en el conductor múltiple.

- f = Frecuencia en Hz.
- r = Radio del subconductor en cm.
- E = Valor de punta del gradiente de superficie máximo del Conductor.
- E₀ = Valor de punta del gradiente de inicio del efecto corona del conductor en kV/cm.
- KP = Constante empírica determinada a partir de datos experimentales.

La fórmula de Maruvada está basada en una serie de mediciones realizadas en conductores de haz doble y cuádruple de 3.5 cm. según los experimentos realizados, los valores de KP en buen tiempo varían entre 0.0022 para N = 4 y 0.0014 para N = 2. Aunque no se hicieron mediciones sobre monoconductores, una extrapolación de los resultados a través de un punto de origen de KP = 0 y N = 0 les daría un valor de aproximadamente 0.000775 según la curva resultante.

Sin embargo, es necesario reconocer que ello debe ser verificado por medidas de laboratorio.

Aunque esté basado en un número relativamente pequeño de mediciones, la investigación de Maruvada es particularmente pertinente para nuestro estudio puesto que trata de la medición de las pérdidas por efecto corona en tiempo bueno con gradientes de

operación hasta dos veces más altos que el gradiente de inicio del efecto corona.

Pensando en eso, se probó la ecuación de Maruvada con sus datos experimentales.

Se encontró que sus coeficientes y exponente de 2,05 eran valores promedios generales para tener en cuenta tanto los conductores de haz doble como cuádruples, Por consiguiente, se examinó de mas cerca los datos de Maruvada y se determinaron dos nuevos conjuntos de parámetros para crear dos ecuaciones específicas a partir de la ecuación general para que estas reproduzcan estrechamente los datos relativos a los conductores dobles y cuádruples respectivamente, a altos gradientes de superficie.

Estos ajustes, reformulados por Dessau bajo la forma de la ecuación N° 2.9, dan las ecuaciones alternativas siguientes:

Para conductores de haz doble:

$$P = 0.00085.N.f.r^2.(E - E_0)^{2.35} \quad \dots \text{Ec. 2.10}$$

Para conductores de haz cuádruples:

$$P = 0.0048.N.f.r^2.(E - E_0)^{1.85} \quad \dots \text{Ec. 2.11}$$

Se puede hacer una observación interesante relativo a los datos de Maruvada: dados los mismos gradientes de superficie elevados, los conductores cuádruples tienen pérdidas más altas que los conductores dobles. Este comportamiento es bien conocido gracias a estudios anteriores. La ecuación de Maruvada predice el mismo fenómeno en cuanto a conductores dobles y conductores simples si se utiliza el valor K_p adoptado para conductores simples. La figura siguiente presenta la adecuación de los nuevos parámetros respecto a los datos de Maruvada para conductores dobles. Las investigaciones de Maruvada han sido seleccionadas como uno de los dos métodos posibles a utilizarse para predecir las pérdidas por efecto corona ya que se asemejan a la realidad de las líneas de transmisión a evaluar.

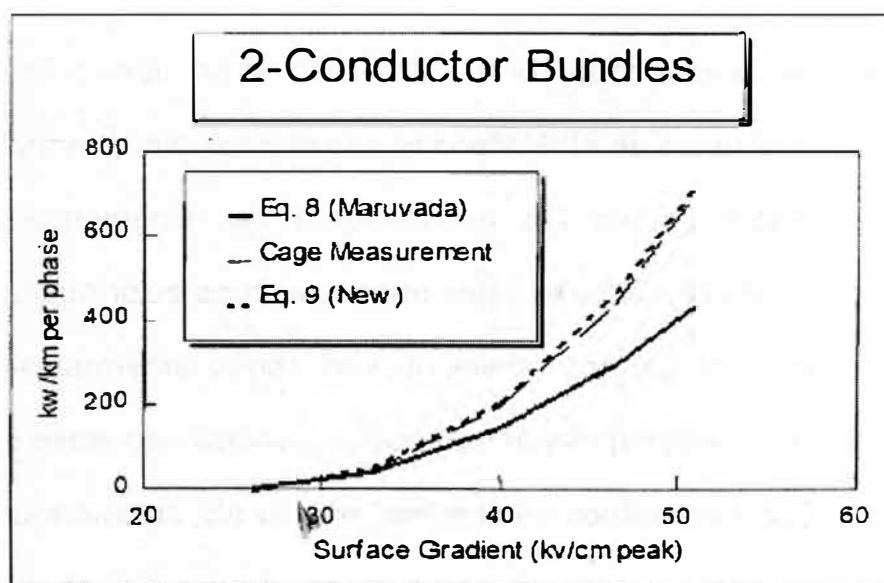


Gráfico N° 2.7 Adecuación de los nuevos parámetros respecto a los datos de Maruvada para conductores dobles.

Utilizamos los parámetros de la ecuación 9 más arriba para prever las pérdidas por efecto corona de las alternativas de este estudio con conductores de haz doble. En cuanto a los conductores simples, se tomó el enfoque definido anteriormente utilizando el exponente original de Maruvada de 2.05 y $K_p = 0.000775$.

La investigación de Maruvada concluyó también que un coeficiente de superficie de 0.65 era apropiado para condiciones de buen tiempo y un coeficiente de 0.33 para condiciones de lluvia fuerte. Añadiendo este resultado a las observaciones anteriores con respecto a resultados medidos en condiciones de altas tensiones de operación, se puede concluir que para conductores muy sucios, un coeficiente de superficie de 0.2 - 0.3 podría ser apropiado. Con respecto a todas las ecuaciones tratadas más arriba, no se debe olvidar que se suponen que el estado de la superficie de los conductores es generalmente uniforme, cualquier que sea el coeficiente de superficie. Esto no cubre necesariamente las ampliaciones del campo eléctrico debidas a protuberancias agudas cuando éstas causan una corona luminiscente, particularmente donde hay un efecto corona de polaridad negativa. Bajo estas condiciones, puede que hayan pérdidas más altas en estas protuberancias. Se obtuvieron también coeficientes de superficie en el rango de 0.3 a partir de medidas de pérdidas por efecto corona en conductores sucios en África.

Las condiciones atmosféricas, tales como la densidad del aire, la humedad y el viento, también influyen en la generación del efecto corona. Cuando la densidad del aire es baja el gradiente de inicio del efecto corona disminuye. Una humedad baja también contribuye a disminuir los niveles del efecto corona. Sin embargo, si la humedad aumenta hasta que se condensen gotitas de agua en el conductor, las pérdidas por efecto corona aumentarán de nuevo.

El viento aumenta los flujos positivos porque se lleva la carga de espacio producida en el ciclo negativo. Aquí también, se puede medir el efecto de todos estos factores sobre las pérdidas por efecto corona por su efecto sobre las interferencias radioeléctricas de la línea en buen tiempo.

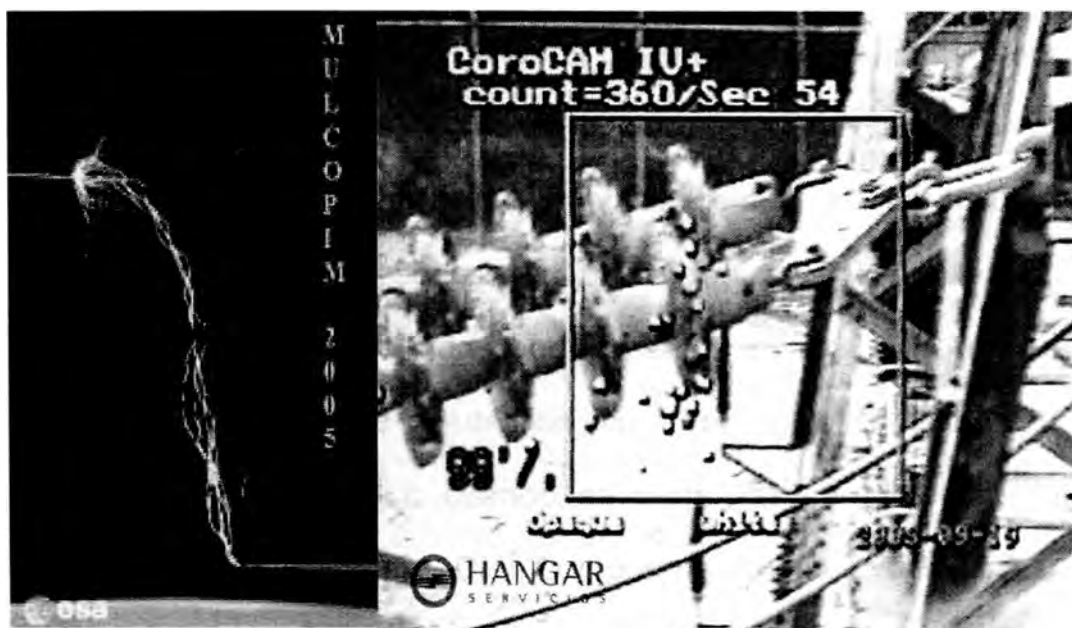


Gráfico N° 2.8 Las condiciones atmosféricas influyen en el efecto corona.

2.3.2.1.1.2.2 Pérdidas por Conductancia del aislamiento

Tal como lo indicamos en la sección anterior sobre las pérdidas por efecto corona, en buen tiempo y con conductores en estado normal y con gradientes respetando las normas de diseño, las pérdidas por conductancia de aislamiento (corrientes de fuga) en los aisladores alcanzan o superan las pérdidas por efecto corona. Las medidas realizadas en el Project UHV en los Estados Unidos indicaron pérdidas en las cadenas de aisladores alcanzando 1.1 kilowatts por Km trifásico en una línea en 345 kV si se suponen cuatro torres por kilómetro. En términos de aisladores individuales, estas cifras corresponden a 60 watts por cadena de aisladores o 3.3 watts por aislador. Los aisladores estudiados eran unidades "de fuga normal". Unidades antineblina o de porcelana tipo bastón ("long rod") tienen pérdidas por corrientes de fuga proporcionalmente inferiores, probablemente de menos de 2 watts por unidad. Por supuesto, estas medidas corresponden a aisladores limpios.

Bajo condiciones de humedad muy baja, aún en presencia de contaminantes salinos secos en las superficies del aislador, no aumentan mucho las pérdidas por corrientes de fuga. Sin embargo, cuando el contaminante soluble en agua se vuelve conductor en la presencia de humedad o cuando se moja, las corrientes de fuga aumentan sustancialmente. Para comprender los límites prácticos de la magnitud posible de las pérdidas transversales de transmisión

debidas a las pérdidas por corrientes de fuga, hay que examinar el mecanismo de descarga eléctrica de las cadenas de aisladores.

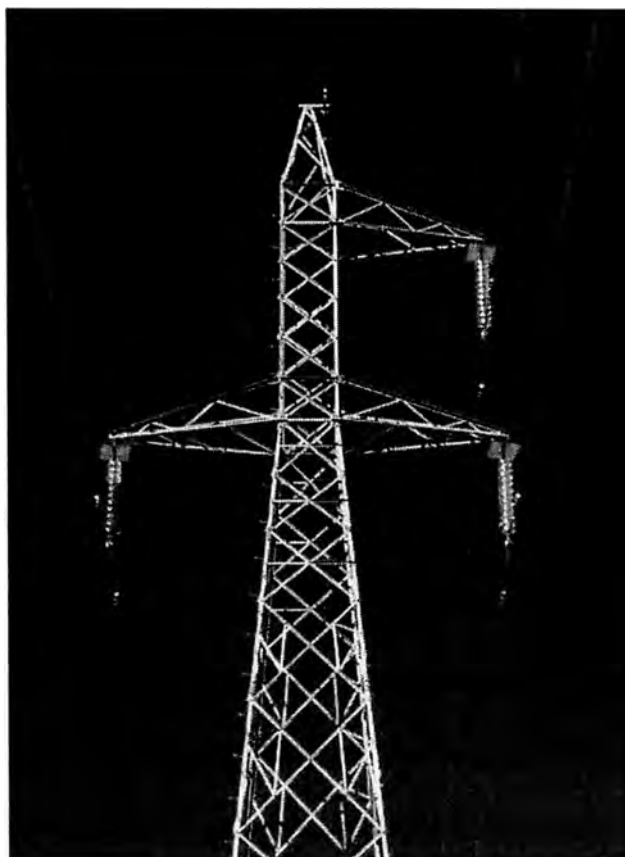


Gráfico N° 2.9 La conductancia de aislamiento son descargas parciales que se realizan a través de los aisladores

El proceso de descarga eléctrica de largas cadenas de aisladores con contaminantes solubles en el agua tiene varias fases empezando con un estado inicial donde la superficie está seca. En esta primera fase, se puede suponer que la distribución de la tensión de la cadena de aisladores se parece a la de una cadena de aisladores seca y limpia. La distribución de la tensión en los diversos aisladores está definida, por la red, de capacitancias unidad-unidad y unidad-tierra. En ese

estado, la distribución, de la tensión está generalmente dispareja, fundamentalmente por el efecto de alguna capacitancia unidad-tierra parásita.

A medida que se moja la superficie de la cadena de aisladores, se añade una resistencia en paralelo a la capacitancia unidad-unidad. Por consiguiente, la impedancia de superficie se convierte en una capacitancia y resistencia combinadas, y el valor de la resistencia está afectado por el efecto secador producido por la corriente de fuga, la cual es función de la tensión a través de cada aislador. Eso significa que cada aislador tiene una resistencia diferente puesto que la distribución de la tensión no es uniforme. Las unidades con un esfuerzo voltaico alto tienen una resistencia de superficie mayor que las unidades con un esfuerzo voltaico más bajo. El esfuerzo voltaico más alto se concentra normalmente en el extremo inferior de la cadena donde la capa de contaminación se seca hasta formar una zona seca. Una zona seca similar pero menos concentrada se forma en el extremo superior de la cadena con una sección mojada generalmente en la parte intermedia de la cadena donde el esfuerzo voltaico es el más bajo. En este estado, según el "Transmisión Line Reference Book, 345 kV and Above⁸", la corriente de fuga en la superficie alcanza de 100, a 600 microamperios aproximadamente. Si esta corriente fuera totalmente resistiva, estas cifras corresponderían a más o menos 1 a 6 watts por aislador.

A medida que vaya mojándose la cadena de aisladores, esta tendencia se acelera hasta que la zona muy esforzada de abajo no soporta más el esfuerzo voltaico y, la descarga eléctrica se produce en esta sección. Esto se manifiesta en la puesta en derivación de varias unidades.

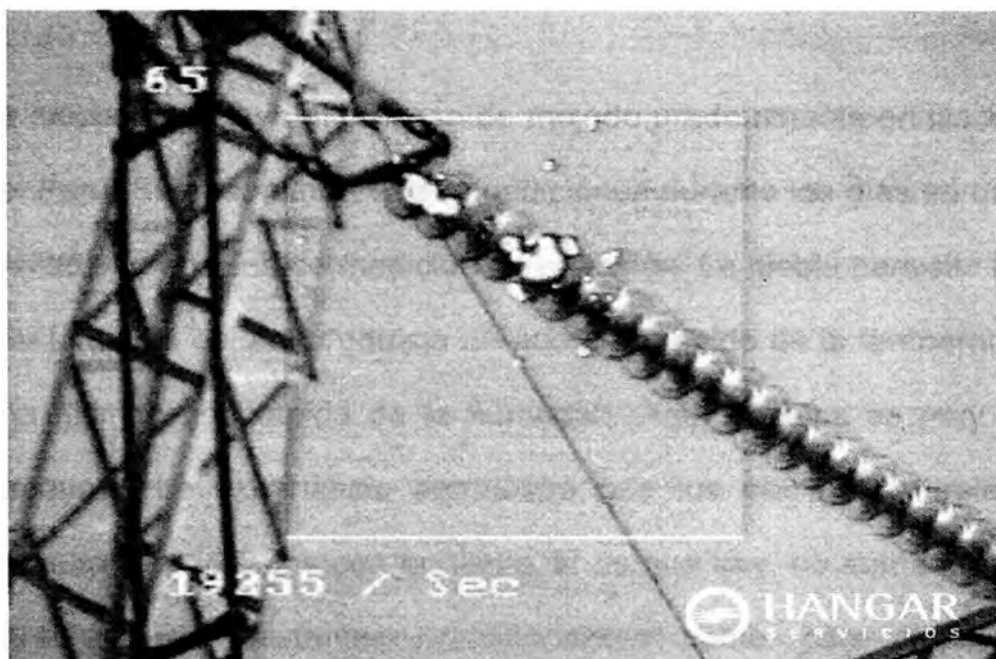


Gráfico N° 2.10 Descarga parciales en cadena de aisladores.

A su vez, esta puesta en derivación provoca una sobretensión en los aisladores de las otras secciones de la cadena y produce una mayor actividad en la cadena. Esta actividad mayor se manifiesta en la forma de corrientes de sobretensión con puntas de entre 500 y 700 miliamperios. Estas corrientes de sobretensión secan parcialmente la zona mojada de la cadena de aisladores y se apagan por sí solas. Pero la distribución de la tensión sigue siendo dispareja y el proceso de mojado se repite de nuevo. Sin embargo, las altas temperaturas de

superficie de las unidades en el extremo inferior de la cadena dificultan su mojado y en un lapso más corto, se produce otra corriente de sobretensión. Este proceso se repite hasta que se produzca una descarga eléctrica o que el efecto de limpieza del proceso de mojado sea suficiente para eliminar los contaminantes.

La niebla constituye el proceso de mojado predominante en las zonas del Perú. Se observaron estas condiciones durante los días en que se realizó el programa de medición de precisión. La niebla persistió hasta que la salida del sol produzca un aumento rápido de la temperatura y una disminución rápida de la humedad. Aquí la lluvia es muy poco frecuente. La experiencia demuestra que los efectos naturales de limpieza relacionados con la niebla, si es que hay, no son suficientes para eliminar bastantes contaminantes como para impedir el desarrollo de descargas eléctricas. El artículo de Justo Yanque Montufar¹² muestra que la limitación natural de la acumulación de contaminación por medio del lavado en zonas desérticas es tan pequeña que después de 20 meses de exposición, se puede alcanzar fácilmente niveles de ESDD cercanos a 1.0 mg/cm².

Los resultados de pruebas del Project UHV indican que la descarga eléctrica se produce en unidades de aisladores estándar con disipaciones de potencia por pérdidas de corrientes de fuga de una magnitud de 6 ó 7 watts por aislador. Supongamos, de manera muy

conservadora, que fuera posible que todas las unidades en las líneas estudiadas estén contaminadas y absorbieran este nivel de disipación de potencia a largo plazo sin ninguna descarga eléctrica. Entonces, se puede calcular el límite práctico total de las pérdidas continuas transversales por fuga de aisladores multiplicando el número total de unidades en cada línea por el valor arriba mencionado de la disipación de potencia por cada unidad. En cada una de las líneas estudiadas aquí, este cálculo da una disipación máxima de potencia continua causada por corrientes de fuga de aisladores para cualquier línea alrededor de 200 kilowatts.

Basándonos en las consideraciones teóricas expuestas anteriormente; se puede suponer razonablemente, de que no podría sostener un aumento significativo de esta cifra sin una descarga eléctrica relacionada a la contaminación de los aisladores de la línea.

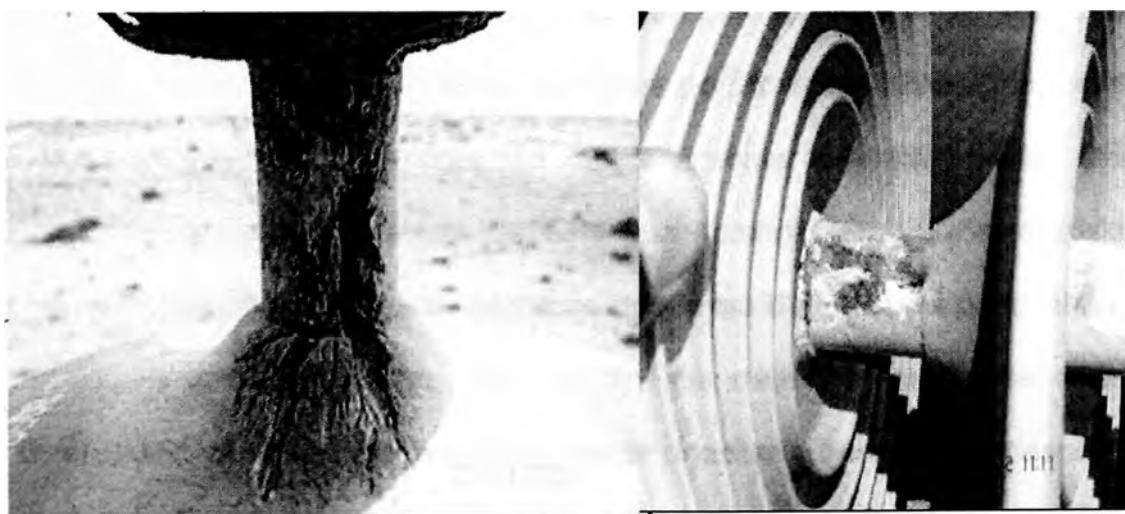


Gráfico N° 2.11 Las descargas parciales producen daño a los aisladores.

2.3.2.2 Pérdidas No Técnicas

Se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Estas pérdidas no constituyen una pérdida real de energía, pues esta energía si es utilizada, sin embargo la empresa recibe parte o ninguna retribución por ella.

La determinación de las pérdidas No técnicas resulta del análisis de:

- La precisión de de los medidores y transformadores de medida.
- Las condiciones de operación de los transformadores de corriente.
- La caída de tensión en los conductores que conforman el circuito de tensión que alimenta las bobinas de los quipos de medida.

La estimación global de las perdidas no técnicas requiere la estimación previa de la energía total disponible y de las perdidas técnicas, obteniéndose las primeras por diferencia. Por lo tanto, la incertidumbre en el valor de las perdidas no técnicas aumenta cuando crece el error en la estimación de la energía disponible o de las perdidas técnicas. Además de esta estimación global es necesario desagregar las perdidas no técnicas según su distribución geográfica. Esto permite localizarlas, con el fin de detectar las áreas mas afectadas, en las cuales se debe iniciar prioritariamente el proceso de control. También se deben estimar valores desagregados por causas. Los procesos de estimación de los valores desagregados se efectúan

mediante muestreos y análisis estadísticos. Para el presente estudio estas pérdidas se consideraron despreciables comparados con las pérdidas técnicas.

2.4 BALANCES DE ENERGÍA

En todo sistema eléctrico se realizan multitud de transferencias de energía en un periodo de tiempo tanto internas al mismo sistema como con otros sistemas eléctricos. Estas transferencias de energía deben registrarse y llevar a balances de energía, con el propósito de consignar los datos más importantes de la operación durante un determinado periodo, brindando información suficiente para indicar el comportamiento de sus principales componentes.

2.4.1. CONDICIONES BÁSICAS

Los balances deben cumplir con dos condiciones básicas:

2.4.1.1 Exactitud del balance

Se refiere a que los datos del balance deben estar libres de errores de lectura y/o su procesamiento que afecten los datos consignados, sin embargo, se debe aceptar que la exactitud de un balance de energía está determinada por la precisión derivada de los contadores de energía y de los elementos que

condicionan las medidas de tensión y corriente de entrada a los contadores utilizados en las diferentes mediciones.

2.4.1.2 Detalle del balance

Se refiere a que éste debe contener suficiente información para responder a las necesidades de reporte, estadística, control, análisis histórico, etc.

2.4.2. PRECISIÓN DEL BALANCE

Los siguientes aspectos influyen en los datos utilizados en los balances de energía y por consiguiente en la precisión del balance.

2.4.2.1 Precisión de las medidas de energía

La precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y tensión determinan directamente la exactitud de la medida. La precisión también está determinada por la calibración del contador. Teniendo en cuenta que en los sistemas eléctricos las mayores cantidades de energía se miden con pocos contadores, es necesario que estos tengan la precisión requerida para minimizar errores de medición. La precisión también está determinada por la calibración del contador, la cual debe verificarse periódicamente con un contador patrón cuya exactitud se derive de patrones o estándares internacionalmente aceptados.

La precisión de las lecturas se refleja en los balances con anotaciones de la exactitud de las cifras del balance, es decir, se efectúa un análisis de error con base en la precisión de los instrumentos de medida, de forma que se indique la precisión mayor o menor de los datos.

2.4.2.2 Simultaneidad de las Lecturas

Las lecturas de los contadores de energía a partir de las cuales se elabora el balance de energía, deberían tomarse en forma simultánea. La simultaneidad se logra generalmente con mecanismos de lectura automáticos tales como unidades terminales remotas que hacen parte de un sistema de control centralizado y que envían su información a computadores para su procesamiento. Otros medios de lograr una simultaneidad, aunque menos precisa que en el caso anterior, es utilizar registradores en medios magnéticos locales los cuales producen información que se lleva directamente a un computador de procesamiento.

Teniendo en cuenta que es imposible lograr una simultaneidad en la lectura de contadores con los métodos manuales actualmente utilizados, especialmente a nivel de usuarios del servicio de electricidad, se debe compensar esta imprecisión de

los balances sobre periodos cortos de tiempo aumentando los periodos de tiempo para los balances complementarios que se produzcan. Un periodo de un año por varias razones es adecuado para este propósito aunque periodos mayores disminuyen aun mas el error analizado.

Por lo tanto es importante la sincronización de los relojes internos de los contadores involucrados en el balance.

2.4.2.3 Periodicidad de las lecturas

Todas las lecturas de energía deben tomarse al menos con la periodicidad requerida por el balance; al menos se debe disponer de una lectura de energía de cada una de las requeridas para el balance.

La periodicidad con que se puede realizar el balance esta determinada, en consecuencia, por la menor periodicidad con que se tomen las lecturas.

Teniendo en cuenta que esta periodicidad esta determinada en lo general por la toma de lecturas de contadores de usuarios, se puede realizar el balance con la periodicidad de la facturación, es decir, mensual o bimensualmente según el periodo de facturación.

2.4.3 COMPONENTES DEL BALANCE

En el siguiente gráfico se presenta en forma esquemática una línea de transmisión.



Gráfico N° 2.12 Forma esquemática de una línea de transmisión.

Donde:

- G y R : Puntos de frontera que delimitan la línea.
- Eg : Medición en el extremo G, representa la energía que ingresa a la línea o que es enviada desde este extremo.
- Er : Medición en el extremo R, representa la energía que sale de la línea o que es recibida en este extremo.

Tomando en cuenta las transacciones de energía E_g y E_r realizadas en los puntos de frontera G y R, respectivamente, se cumple la siguiente ecuación.

$$Pérdidas_{LTT} = E_g - E_r \quad \dots \text{Ec. 2.12}$$

En esta ecuación se puede apreciar que los errores que afectan cada uno de los términos del lado derecho de la ecuación, afectan el resultado de las pérdidas de la línea.

2.4.4. ÍNDICE DE PÉRDIDAS Y EFICIENCIA

A partir del balance realizado en el punto anterior se pueden calcular los siguientes índices:

$$\%Pèrdidas_{LLTT} = \frac{Eg - Er}{Eg} \times 100\% \quad \dots \text{Ec. 2.13}$$

y

$$Eficiencia_{LLTT} = 100\% - Pèrdidas_{LLTT} \quad \dots \text{Ec. 2.14}$$

Los índices anteriores se pueden calcular para un periodo (mensual, bimensual, etc.), para el acumulado del año y para los últimos doce meses. Estos dos últimos son mejores indicadores para propósitos de estudiar comportamientos y tendencias estables de las pérdidas, en el transcurso del periodo de estudio.

2.4.5. NIVEL ÓPTIMO DE PÉRDIDAS

Cada línea posee un nivel óptimo de pérdidas, el cual corresponde a la condición más rentable para los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción. La determinación de éste óptimo es particular para cada línea. Dos líneas con igual porcentaje de pérdidas pueden tener problemas muy diferentes y requerir soluciones distintas.

2.5 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia depende principalmente de:

- La calidad y cantidad de información utilizada.
- El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

La solución del problema requiere la utilización de programas computacionales, dado el volumen de la información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver.

Para la estimación de pérdidas de potencia se puede utilizar una de las siguientes herramientas y de acuerdo a la información disponible.

Flujo de Carga

Estimación de Estado.

2.5.1. FLUJO DE CARGA

Es una herramienta ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos, para su uso se debe disponer de la información detallada anteriormente.

Mediante el uso de flujos de carga o mediciones se obtienen los valores de tensión, en magnitud y ángulo, en todos los puntos del sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia.

La calidad de los resultados del flujo de carga (valores de tensión y pérdidas del sistema), depende en gran parte de la validez de la información de entrada a los programas.

2.5.2. ESTIMACIÓN DE ESTADO

El mejor estimativo de las variables de estado (generalmente valores de tensión) se encuentra utilizando técnicas estadísticas, a esta función se le denomina estimador de estado.

El estimador de estado puede informar en cada instante los valores de pérdidas de potencia que se presenta en el sistema. De forma similar al flujo de carga, para la solución del estimador de estado se requiere de un proceso iterativo. El estimador de estado parte de las lecturas tomadas en los diferentes puntos del sistema, detecta, identifica y filtra los errores que contenga ya que toda medida que se efectúa está sujeta a errores ya sea por daño o descalibración del aparato de medida o bien por problemas de comunicación de datos. En el presente estudio se emplea el flujo de carga para la determinación de las pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia totales de la línea, en un instante determinado, se encuentran sumando las pérdidas longitudinales (dependientes de la demanda) y adicionándoles las pérdidas transversales (que son independientes de la demanda).

$$P_P = P_L + P_T \quad \dots \text{Ec. 2.15}$$

Donde

- P_P : Pérdidas de Potencia Totales (kW)
 P_L : Pérdidas de Potencia Longitudinales (kW)
 P_T : Pérdidas de Potencia Transversales (kW)

2.6. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia.

Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas (utilizando por ejemplo flujo de carga). Conocidos los valores de las pérdidas de cada valor de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía.

$$P_E = \sum_{k=1}^n (P_{PK} \times \Delta T_K) \quad \dots \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

- P_E : Pérdidas de energía (Kwh.).
 P_{Pk} : Pérdidas de potencia promedio (kW) durante el intervalo "k".
 n : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

CAPÍTULO III

MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

3.1 PLANTEAMIENTO

A pesar que se ha logrado explicar el fenómeno de las pérdidas transversales por efecto corona y conductancia del aislamiento, no ha sido posible determinar una metodología de cálculo que garantice la precisión de los resultados para la diversidad de magnitudes que intervienen en la estimación de estas pérdidas, principalmente las debidas al medio ambiente ya que como se explicó en el marco teórico, el Territorio Peruano esta conformado por una variedad de pisos altitudinales y una diversidad de climas, esto hace que las condiciones meteorológicas (grado de humedad, presión atmosférica, temperatura, masas de aire, etc.), sea muy variable en el recorrido de la línea, observándose ambientes desérticos, húmedos, calidos, lluviosos, con niebla, con nieve, etc.

Por lo que se concluye que en el recorrido de las líneas las condiciones climáticas varían en cada tramo de la línea; sean particulares para cada hora del día y estación del año.

Estos motivos explicados hacen que la aplicación de las fórmulas recomendadas por la bibliografía disponible y planteadas en el capítulo 2 del fundamento teórico, no permitan obtener valores concordantes ya que se tendría que trabajar con magnitudes que varían en cada instante de tiempo y en cada tramo de la línea, imposibilitando la determinación clara y confiable del cálculo de las pérdidas teóricas transversales.

Como consecuencia de lo anterior, se ha considerado como la alternativa más apropiada para la determinación de las mínimas pérdidas transversales, la evaluación de las mediciones históricas con las que cuenta la empresa de Generación Eléctrica.

De esta forma, la determinación de las mínimas pérdidas transversales se realiza a partir de la evaluación de la variación las pérdidas mensuales durante el año y como resultado de las actividades de rehabilitación (reemplazo de conductores, limpieza de conductores, etc.)

Finalmente, las mínimas pérdidas totales se proyectan para diversas condiciones de operación de la línea de transmisión (tensión, carga y factor de potencia), los cuales se comparan con los resultados obtenidos en la campaña de mediciones realizadas en el presente estudio, a fin de determinar el exceso de pérdidas eléctricas en un mismo escenario de operación.

3.2 BALANCE DE ENERGÍA

Toda transferencia de energía se deben registrar y llevar balances con el propósito de consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el periodo en evaluación, el balance debe brindar la información suficiente para indicar el comportamiento de sus principales componentes.

A continuación se muestra una figura que describe la ubicación y los componentes de una línea de transmisión los cuales se han utilizado para estimar las pérdidas.

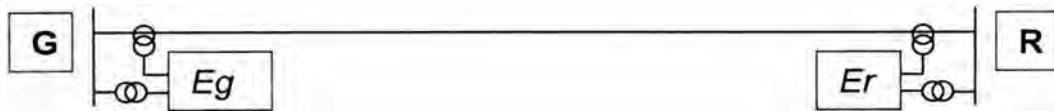


Gráfico N° 3.1 Forma esquemática de una línea de transmisión.

Donde

G y R	:	Son los puntos de frontera que delimita la línea
Eg	:	Medición en el extremos G de generación, registra la energía que ingresa a la línea o que es enviada desde ese extremo
Er	:	Medición en el extremo R de recepción, registra la energía que es extraída de la línea o la que es recibida en ese extremo.

En su configuración básica los medidores ubicados en ambos extremos de línea registran los siguientes valores:

- Energía Activa (bidireccional)
- Energía Reactiva (bidireccional)
- Tensión Promedio.

3.3 ECUACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Con los registros mencionados se obtiene el factor de potencia en cada extremo de la línea:

$$\cos\phi_k = \cos\left(\text{ArcTan}\left(\frac{E_{\text{reac}_k}}{E_{\text{act}_k}}\right)\right) \quad \dots \text{Ec. 3.1}$$

Sobre la base de lo anterior se calcula la corriente en cada extremo de la línea .

$$I_k = \left(\frac{\text{Pot. Act.}_k}{\sqrt{3} \times V_k \times \cos\phi_k} \right) \quad \dots \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

- E_{act_k} : Energía activa en uno de los extremos de la línea.
- E_{reac_k} : Energía reactiva en uno de los extremos de la línea.
- $\cos\phi$: Factor de potencia en uno de los extremos de la línea.
- Pot. Act._k : Potencia activa en uno de los extremos de la línea.
- I_k : Corriente en uno de los extremos de la línea.

3.4 ECUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES

Las pérdidas totales de potencia y energía tanto activa como reactiva cumple con la siguiente ecuación:

$$Pérdida_{Linea} = P_{Longitudinal} + P_{Transversal} = P_G - P_R \quad \dots \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

$Pérdida_{Linea}$:	Pérdidas Totales (Kw.)
$P_{Longitudinal}$:	Pérdidas Longitudinales (Kw.)
$P_{Transversal}$:	Pérdidas Longitudinales (Kw.)
P_G	:	Potencia en el extremos de Generación (Kw.)
P_R	:	Potencia en el extremos de Recepción (Kw.)

En la ecuación se puede apreciar que los errores producidos afectan a cada uno de los términos del lado de generación y recepción de las líneas de transmisión, como son por ejemplo: la precisión de los contadores de energía y transformadores de medida, las condiciones de operación de los transformadores de potencia, la sincronización de los registradores de energía, etc., es decir cualquier error en el registro de la energía en los extremos de la línea de transmisión, afectan el valor del balance de energía, por lo tanto afectan las pérdidas de energía.

3.5 ECUACIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDA

A partir del balance realizado en el punto anterior se calcula el índice de pérdidas porcentuales aplicando la siguiente fórmula:

$$\%Pérdidas = \frac{\sum E_{Ingresada} - \sum E_{Extraída}}{\sum E_{Ingresada}} \times 100 \quad \dots \text{Ec. 3.4}$$

3.6 DISGREGACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

3.6.1 MODELAMIENTO DE LA LÍNEA

Para el cálculo de las pérdidas técnicas asociadas a las líneas de transmisión se utilizará la representación tradicional del modelo "π", que toma en cuenta los tipos de pérdidas longitudinales y transversales.

El método de cálculo del circuito equivalente en "π" se basa en sustituir la capacidad uniformemente repartida a lo largo de la línea por otras dos de valor mitad, situadas en los extremos generador y receptor, es decir, se considera a la admitancia Y , dividida en dos partes iguales, una en cada extremo del circuito.

A la impedancia Z se le supone concentrada en el punto medio de la línea. Se obtiene así el circuito equivalente en "π", tal como se ha representado en el esquema siguiente.

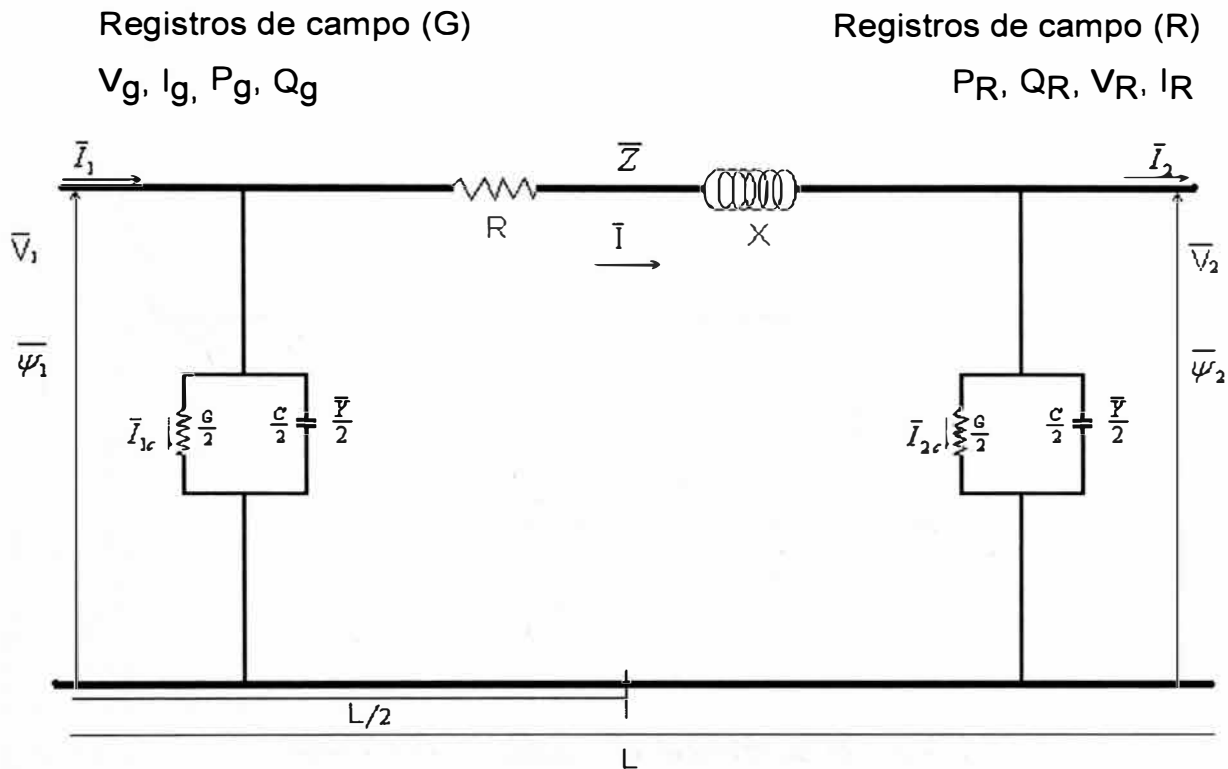


Gráfico N° 3.2 Esquema del circuito equivalente en "π" de la línea

Donde

$Z = R + jX$: Impedancia de la línea (Ω)
$R = r \times L$: Resistencia de la línea (Ω)
$X = 2\pi f \lambda L$: Reactancia de la línea (Ω)
r	: Resistencia de la línea ($\Omega/\text{Km. fase}$)
λ	: Inductancia de la línea (henrios/Km fase)
L	: Longitud de la línea (Km.)
f	: Frecuencia del sistema (60 Hz)
$Y_G = G_G + j B_G$: Admitancia de la línea lado G (S)
$Y_R = G_R + j B_R$: Admitancia de la línea lado R(S)
$G_G = G_R = \frac{1}{2} \times g$: Conductancia de la línea (S)
$B_G = B_R = 2\pi f C L$: Suceptancia de la línea (S)
g	: Conductancia de la línea (S/km fase)
C	: Capacidad de la línea (F/km fase)

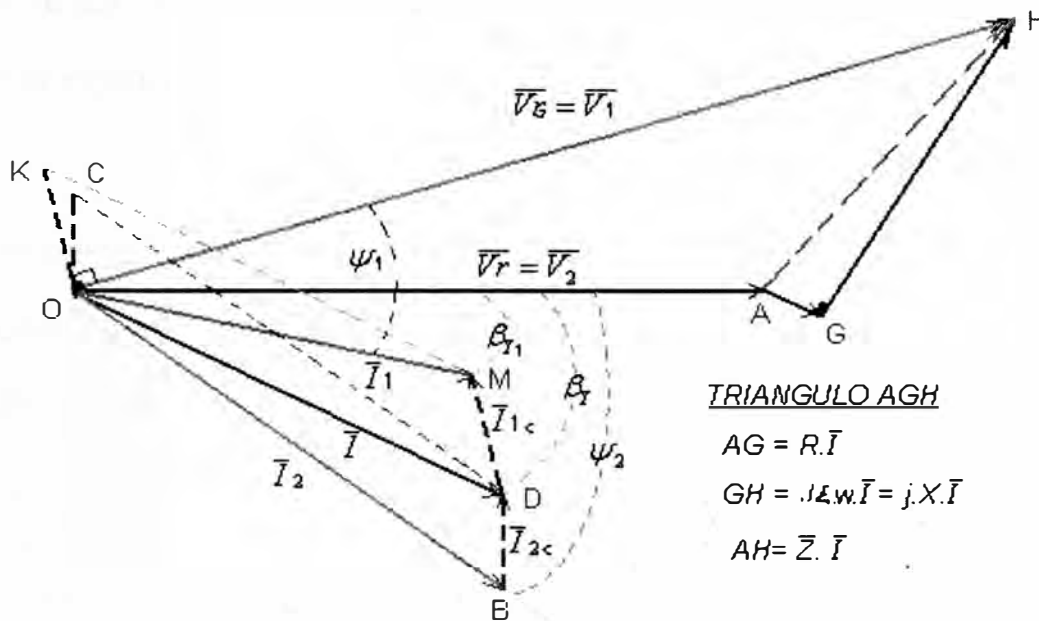


Gráfico N° 3.3 Diagrama fasorial de la línea "π"

El diagrama vectorial de la línea en "π" se construye partiendo de la tensión $\bar{V}_r = \bar{V}_2$, en el extremo receptor, que representaremos por el vector \overline{OA} .

Para obtener la intensidad \bar{I} de corriente en la línea, compondremos al vector $\overline{OB} = \bar{I}_2$ (intensidad en el extremo receptor), retrasando el ángulo ψ_2 , respecto al vector \bar{V}_2 , con el que se obtiene la siguiente ecuación:

$$OC = \bar{I}_{2c} = j \cdot \frac{C}{2} \cdot \omega \cdot \bar{V}_2 \quad \dots \text{Ec. 3.5}$$

Siendo \bar{I}_{2c} la intensidad en la semicapacidad $\frac{C}{2}$ del extremo receptor.

Este vector \overline{OC} estará avanzando 90° respecto al \overline{OA} . La resultante \overline{OD} será la intensidad \overline{I} en la línea (Gráfico N° 3.3), y hará, con $\overline{V_2}$, el ángulo β_T .

Por el punto A trazaremos $AG = R\overline{I}$, vector paralelo al OD , que representará la caída de tensión por resistencia óhmica.

A continuación, el vector GH , representativo de la caída de tensión inductiva:

$$\overline{GH} = j.\Omega.w.\overline{I} \quad \dots \text{Ec. 3.6}$$

Avanzando 90° respecto a AG :

El vector OH representará la tensión $\overline{V_1}$, en el extremo generador.

La intensidad de corriente $\overline{I_1}$, en este extremo de la línea, se obtendrá componiendo los vectores:

$$\overline{OD} = \overline{I} \quad \dots \text{Ec. 3.7}$$

y

$$\overline{OK} = \overline{I_{1C}} = j.\frac{C}{2}.w.\overline{V_1} \quad \dots \text{Ec. 3.8}$$

Estando este último avanzando 90° respecto al vector $\overline{V_1}$

La resultante es:

$$\overline{OM} = \overline{I_1} \quad \dots \text{Ec. 3.9}$$

El vector $\overline{I_1}$ (Intensidad de corriente en el lado generador), está retrasado un ángulo ψ_1 , respecto al vector $\overline{V_1}$.

3.6.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas de un sistema son debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica es por ello que como parte de la metodología se clasificarán en:

3.6.2.1 Ecuación de las pérdidas Longitudinales

Estas pérdidas se encuentran asociadas a la variación de la demanda y son producidas por el efecto Joule.

Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.

$$P_L = \frac{I^2 R}{1000} \quad \dots \text{Ec. 3.10}$$

$$I = \frac{(V_G - V_R)}{Z} \quad \dots \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

P_L	:	Pérdidas Longitudinales Kw.
I	:	Corriente que circula por la línea (A)
R	:	Resistencia del conductor (Ω)
$V_G - V_R$:	Módulo de la diferencia fasorial de las tensiones en los extremos de la línea (kV)
Z	:	Impedancia serie de la línea (Ω)

3.6.2.2 Ecuación de las Pérdidas Transversales

Estas pérdidas son aproximadamente independientes de la variación de la demanda (pérdida en vacío) y son producidas por efecto corona y conductancia de aislamiento.

Depende principalmente de la variación de la tensión, mas no de la variación de la demanda.

Debido a que los sistemas eléctricos operan con pocas fluctuaciones de tensión, es posible considerar las pérdidas en vacío como un valor constante.

Las pérdidas transversales se calculan con la siguiente fórmula:

$$P_T = \frac{(V_G^2 + V_R^2) \times G}{2} \quad \dots \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

- P_T : Pérdidas Transversales Kw.
- V_G : Tensión en el extremo de generación (kV)
- V_R : Tensión en el extremo de recepción (kV)
- G : Conductancia de aislamiento (uS/km)

3.6.2.2.1 Conductancia de aislamiento (G)

Del balance de energía y según el Gráfico N° 3.3 se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$P_R - P_G = R I_L^2 + \frac{G}{2} V_G^2 + \frac{G}{2} V_R^2 \quad \dots \text{Ec. 3.13}$$

$$Q_2 - Q_1 = X I_L^2 + \frac{C}{2} V_G^2 + \frac{C}{2} V_R^2 \quad \dots \text{Ec. 3.14}$$

De las ecuaciones (3.13) y (3.14) se obtiene el valor de la conductancia (G).

$$G = \frac{2(X(P_R - P_1) - R(Q_2 - Q_1)) - \left(\frac{2\pi f \beta \times R}{X}\right)}{X \times (V_G^2 + V_R^2)} \quad \dots \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

$P_G - P_R$:	Pérdidas de potencia activa totales Kw.
$Q_G - Q_R$:	Pérdidas de potencia reactiva Totales KVar.
I_L	:	Corriente que circula por la línea (A)
R	:	Resistencia del conductor (Ω)
V_G y V_R	:	Tensiones en los extremos de la línea (kV)
β	:	Suceptancia (S)
f	:	Frecuencia (60 Hz)
X	:	Inductancia serie de la línea (Ω)

3.6.2.2.2 Suceptancia de Aislamiento (B)

Con los valores de los parámetros físicos de las líneas ("R" y "X"), la Conductancia G(f(B)), y las variables de estado obtenidos en los pasos anteriores; se procede a iterar utilizando las ecuaciones de las

pérdidas Longitudinales y Transversales en función de “G” y “B” (Ec.3.16 y Ec.3.17), determinando los parámetros “G” y “B”.

Con estos valores se calculan las pérdidas longitudinales y transversales para cada período de 15min.

Ecuación de las Pérdidas Longitudinales en función de “G” y “B”.

$$P_L = \left[(2\sqrt{3}.I_1.Cos(A \cos(f.d.p_1)) - V_1.G.L.10^{-6})^2 + (2\sqrt{3}.I_1.Sen(A \cos(f.d.p_1)) + \dots \dots + V_1.B.2\pi.60.L.10^{-9})^2 \right].(R.L/4000) \quad \dots \dots \text{Ec. 3.16}$$

Ecuación de las Pérdidas Transversales en función de “G” y “B”.

$$P_T = (V_1^2.G.L.10^{-6} / 2000) + \left[\sqrt{((V_1 + R.L^2.G.10^{-6} - X.L^2.B.2\pi.60.10^{-9}) / 2).V_1 - \dots \sqrt{3}.(R.L.I_1.Cos(A \cos(f.d.p_1)) + X.L.I_1.Sen(f.d.p_1))^2 + ((R.L^2.2\pi.60.B.10^{-9} + \dots \dots \sqrt{3}.(X.L.I_1.Cos(A \cos(f.d.p_1)) - R.L.I_1.Sen(A \cos(f.d.p_1)))^2)^2 \dots \dots \sqrt{3}.(X.L.I_1.Cos(A \cos(f.d.p_1)) - R.L.I_1.Sen(A \cos(f.d.p_1)))^2} \right] / 1000 \quad \dots \dots \text{Ec. 3.17}$$

P_L	:	Pérdidas Longitudinales Kw.
P_T	:	Pérdidas Transversal Kw.
$I_1 = I_g$:	Corriente en el lado de generación (A)
R	:	Resistencia del conductor (Ω / km)
X	:	Reactancia del conductor (Ω / km)
L	:	Longitud de la línea (km)
$V_1 = V_G$:	Tensión en el lado de generación (V)
G	:	Conductancia de la línea (uS/km)
B	:	Suceptancia de la línea (nF/km)
$f.d.p_1$:	Factor de potencia de la línea lado generación

CAPÍTULO IV

MÉTODO PROPUESTO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

En este trabajo se plantea la determinación de las pérdidas eléctricas usando un método basado en “técnicas de flujo de potencia y estimación de parámetros físicos”.

La metodología está basada en el desarrollo y la identificación de un modelo matemático (es decir encontrar los valores de sus parámetros físicos, en especial su conductancia de fuga y de sus variables de operación) que se comporte como un sistema real de transmisión. La identificación se hace simulando la operación del modelo (utilizando las técnicas de flujo de potencia y estimación de parámetros) durante cada bloque horario de 15 minutos.

/

La operación real es obtenida de la base de datos de las mediciones de las variables de operación del sistema de transmisión de la Empresa Generadora estudiada en el presente informe.

La ventaja de este método es que es muy concreto, debido a que la determinación de las pérdidas transversales se basa en las mediciones de las variables de operación básicas que normalmente se hacen sobre una línea de transmisión, es decir voltajes, potencias activas y reactivas en los extremos de cada línea y en las inexorables leyes de Kirchoof.

El método propuesto consiste en:

4.1 PRIMER PASO

Usando el modelo " π " para la representación de las líneas de transmisión, los datos de cada quince minutos registrados de un mes de los contadores de energía (E_{ACT1} , E_{REACT1} , V_1 , E_{ACT2} , E_{REACT2} , V_2) de ambos extremos de la línea, y mediante el uso de técnicas de flujo de potencia, se realizan los cálculos eléctricos de la línea obteniendo como resultado: P_{ACT1} , Q_{REACT1} , I_1 , f.d.p₁, P_{ACT2} , Q_{REACT2} , I_2 , f.d.p₂ para cada bloque horario de 15 minutos.

4.2 SEGUNDO PASO

Con los parámetros eléctricos calculados (P_{ACT1} , Q_{REACT1} , I_1 , f.d.p₁, P_{ACT2} , Q_{REACT2} , I_2 , f.d.p₂) en el paso anterior y un juego de datos de quince minutos de los contadores de energía (E_{ACT1} , E_{REACT1} , V_1 , E_{ACT2} , E_{REACT2} , V_2) de ambos extremos de la línea, y utilizando la técnica de estimación de flujo de potencia, se determina la variable de la Conductancia

en términos de la susceptancia, es decir $G(f(B))$, habiendo supuesto un valor cualquiera de Susceptancia (B).

4.3 TERCER PASO

De la ecuación N° 3.3 del capítulo III (Modelo matemático) y la iteración del parámetro "B", se calculan nuevamente y obtienen los parámetros corregidos finales "G" y "B" de la línea para cada bloque horario (2976 bloques en total, uno por cada 15 minutos en el mes), debido a que la conductancia de fuga varía en función de las condiciones ambientales donde opera cada línea de transmisión.

4.4 CUARTO PASO

Con los valores de los parámetros físicos de las líneas y de las variables de estado obtenidos en los pasos anteriores, y utilizando las ecuaciones (3.3), (3.10), (3.11) y (3.27), se calculan las pérdidas eléctricas totales de potencia, para cada período de 15min, obteniendo finalmente las pérdidas Totales, longitudinales y transversales reales en el mes de análisis.

4.5 QUINTO PASO

Paralelamente a los pasos anteriores se realiza el análisis para la estimación de las pérdidas ideales, con lo que se debe contar con información técnica de las líneas de transmisión como son:

- Diagrama unifilar de los sistemas de transmisión.

- Esquemas de las estructuras típicas utilizadas y distribución geométrica de los conductores.
- Parámetros eléctricos medidos de la línea.
- Características técnicas de los conductores.
- Características técnicas de los aisladores.
- Detalle del recorrido de las líneas (ubicación, altitud, características de la línea, tipo de estructura, tipo de aisladores, etc.).
- Descripción y fecha de los mantenimientos realizados.
- Registros de interrupciones (ubicación y causa).

4.6 SEXTO PASO

Luego de ello se procede a agrupar las líneas de transmisión realizándolo en 3 zonas de recorrido comunes:

- Zona I: Hasta los 700 msnm.
- Zona II: Entre los 700 y 1.400 msnm.
- Zona III: Desde 1.400 msnm.

Para cada una de las zonas indicadas, se ha evaluado la variación de las pérdidas transversales, para ello se ha revisado la información histórica de todas las líneas de transmisión de la empresa generadora.

A partir de estos resultados se diferencian dos periodos:

Periodo 1: Conformado por los meses de diciembre, enero, febrero, marzo, abril y mayo.

Periodo 2: Conformado por los meses de junio, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre.

4.7 SÉPTIMO PASO

Luego de ello se procede a identificar las mínimas pérdidas transversales por zonas, como también a la identificación de las mínimas pérdidas transversales por líneas de transmisión.

4.8 OCTAVO PASO

Usando el modelo " π " para la representación de las líneas de transmisión y el análisis del paso anterior se proceden hallar los parámetros B y G ideales para cada línea estudiada, luego de ello se calcula las pérdidas longitudinales y transversales usando los mismos datos de cada quince minutos de un mes de los contadores de energía (E_{ACT1} , E_{REACT1} , V_1 , E_{ACT2} , E_{REACT2} , V_2) de ambos extremos de la línea, y mediante el uso de técnicas de flujo de potencia, obteniendo los resultados para cada bloque horario de 15 minutos, y finalmente las pérdidas en el mes.

4.9 NOVENO PASO

Luego de ello se procede a comparar las pérdidas reales y las pérdidas ideales obtenidas de los pasos anteriores, con lo cual se obtienen las eficiencias de las líneas, con la información obtenida se pueden

determinar las líneas que tienen pérdidas excesivas y con ello poder tomar como decisión la mejor alternativa económicamente viable para la reducción de las pérdidas.

Comentario

La solución correcta, es decir los valores calculados de los parámetros físicos y variables de estado deben cumplir dos condiciones: error mínimo de reconstrucción y coherencia física.

El error mínimo de reconstrucción significa que al reemplazar los valores de los parámetros físicos y de las variables de estado en el modelo "π" se deben reconstruir los valores medidos con bastante aproximación. Esto se asegura con la observabilidad de la red y confirmando un error mínimo de estimación.

La coherencia física significa que los resultados deben tener explicación física, en este caso se debe cumplir:

La inductancia y la capacitancia unitarias solo pueden variar ligeramente, debido a que dependen fuertemente de la geometría de las líneas.

La conductancia de fuga unitaria no tiene restricciones porque depende de variables estocásticas externas tales como humedad, temperatura, salinidad etc.

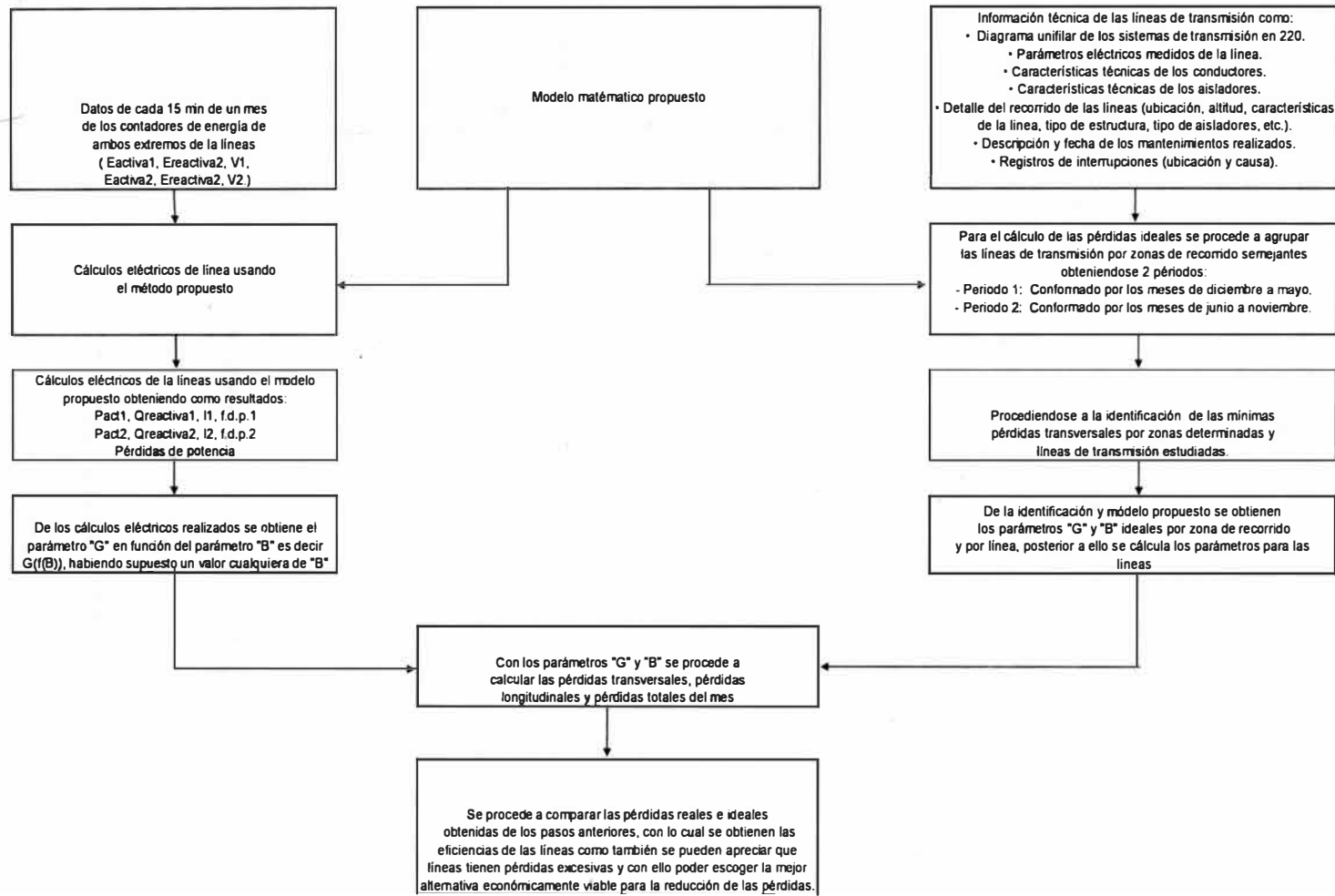


Gráfico N° 4.1 Diagrama de flujo del método propuesto para el cálculo y análisis de las pérdidas eléctricas.

CAPÍTULO V

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

5.1 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS IDEALES.

Cada línea posee un nivel óptimo de pérdidas, el cual corresponde a la condición más rentable. La determinación del nivel óptimo es particular para cada línea.

5.1.1 CONSIDERACIONES

Para realizar el estudio se debe contar con información técnica necesaria de las líneas de transmisión.

La información requerida es la siguiente:

- Diagrama unifilar de los sistemas de transmisión.
- Esquemas de las estructuras típicas utilizadas y distribución geométrica de los conductores.
- Parámetros eléctricos medidos de la línea.
- Características técnicas de los conductores.
- Características técnicas de los aisladores.

- Detalle del recorrido de las líneas (ubicación, altitud, características de la línea, tipo de estructura, tipo de aisladores, etc.).
- Descripción y fecha de los mantenimientos realizados.
- Registros de interrupciones (ubicación y causa).

5.1.2 ZONAS DE RECORRIDO DE LAS LINEAS

Las líneas de transmisión recorren todo el territorio peruano, debido a ello los factores meteorológicos expuestos influyen en las condiciones de operación, el estado y las características de los conductores, en cada instante y tramo de las líneas. El presente estudio agrupa las líneas en zonas geográficas de similares características.

- **Líneas 2001 y 2002 (Huinco – Santa Rosa)**

El recorrido de estas 2 líneas se inicia en la Central Hidroeléctrica de Huinco, luego de ello pasa por las localidades de Huinco, Santa Eulalia, Moyopampa, Chosica, Ñaña, Huachipa, Campoy y El Agustino finalizando en la Subestación de Santa Rosa, en una ruta cercana al curso del río Rímac.

- **Línea 2007 (Matucana – Callahuanca)**

El recorrido de esta línea inicia en la Central Hidroeléctrica de Matucana, pasando por las localidades de San Bartolomé, Cumbe, Cupiche, Mina el Carmen hasta la Subestación Callahuanca.

- **Línea 2008 (Callahuanca – Chavarría)**

El recorrido de esta línea se inicia en la Central Hidroeléctrica de Callahuanca, pasando por las localidades de Santa Eulalia, Moyopampa, Chosica, Ñaña, Huachipa, Cajamarquilla, San Hilarión, Independencia hasta la Subestación Chavarría, ubicada en el distrito de los Olivos.

- **Línea 2009 (Callahuanca – Cajamarquilla)**

El recorrido de esta línea inicia en la Central Hidroeléctrica de Callahuanca, pasando por las localidades de Santa Eulalia, Moyopampa, Chosica, Ñaña, hasta la Subestación de Cajamarquilla.

- **Línea 2015 (Cajamarquilla – Chavarría)**

El recorrido de esta línea inicia en la Subestación de Cajamarquilla, pasando por las localidades de Cerro Camote, San Hilarión, Las Flores e Independencia hasta la Subestación Chavarría, ubicada en el distrito de los Olivos.

- **Línea 2716 (Purunhuasi – Callahuanca)**

El recorrido de esta línea inicia en la Subestación de Purunhuasi de la empresa de transmisión de energía (REP), hasta la Subestación de Callahuanca.

- **Línea 2256 (Yanango – Pachachaca)**

El recorrido de esta línea inicia en la Subestación de Yanango ubicado en la carretera a San Ramón (a 280 km. al noreste de Lima), siguiendo paralelamente al río Tarma, carretera antigua a Tarma, los cerros de la Oroya hasta la Subestación Pachachaca (ubicado a 120 km. al este de Lima).

- **Línea 2257 (Chimay – Yanango)**

El recorrido de esta línea inicia en la Subestación Chimay (ubicada a 320 km. al noreste de Lima), pasando alrededor de los pueblos de: Don Bosco, Unión Asociados, Chincana y llegando a la Subestación Yanango.

Para la evaluación de las pérdidas transversales, se ha considerado diferenciar tres zonas de recorrido de las líneas:

- Zona I : Hasta los 700 msnm.
- Zona II : Entre los 700 y 1.400 msnm.
- Zona III: Desde 1.400 msnm.

En el siguiente cuadro se muestra las 03 zonas en la cuales se han dividido las líneas estudiadas, de manera que se tengan identificadas los tramos que van a formar parte del estudio de las pérdidas eléctricas.

Línea	Tramo Recorrido (km.)			Total (Km.)
	ZONA I	ZONA II	ZONA III	
L2001	10,88	29,23	21,88	61,99
L2002	10,88	29,23	21,88	61,99
L2007			22,50	22,5
L2008	35,15	20,20		55,35
L2009		36,35		36,35
L2015	21,42			21,42
L2716			0,58	0,58
L2256			89,05	89,05
L2257			29,54	29,54

Cuadro N° 5.1 Zonas de recorrido de las líneas de transmisión estudiadas.

5.1.3 VARIACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES POR ZONAS.

Para cada una de las zonas indicadas en el punto anterior, se ha evaluado la variación de las pérdidas transversales, para ello se ha revisado la información histórica de todas las líneas de transmisión de la Empresa Generadora, cuyos resultados se muestran en los siguientes gráficos.

ZONA I
VARIACIÓN MENSUAL DE LAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES
(Línea L-2015 - AÑO 1998)

Long. Total 21,42 km

Mes	Horas	CALLAHUANCA								CHAVARRIA								B (nF/km)	G (uS/km)	Pérdidas			Observaciones
		Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				kW / km							
					Activa (KWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)		Totales	Longitudinal			Transversales			
					Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido								
ENERO	744	209,703	212	0.844	1,937,320	0	1,240,360	0	206,735	216	0.827	0	1,908,170	0	1,296,790	9.397	0.811	45.36	10.10	35.26			
FEBRERO	672																						
MARZO	744	210,851	332	0.905	48,189,020	386,320	22,395,670	0	207,288	335	0.902	394,130	47,606,790	0	22,251,460	8.913	0.853	62.46	25.11	37.36			
ABRIL	720	211,562	313	0.936	44,578,600	169,510	15,675,680	0	208,551	315	0.934	171,160	44,107,030	0	15,612,410	4.497	0.712	53.36	21.85	31.52	Rehabilitación Línea 2015 Cajamarquilla - T48 (5.125 km 23.9%)		
MAYO	744	213,128	263	0.924	64,955,220	78,230	24,551,340	12,650	210,432	265	0.917	78,320	64,186,190	16,390	25,280,200	8.516	0.791	51.23	15.66	35.57			
JUNIO	720	213,280	288	0.909	66,625,900	11,000	29,231,180	0	210,120	290	0.904	12,540	65,778,460	440	29,592,310	8.107	0.853	57.19	18.89	38.30			
JULIO	744	213,716	250	0.922	60,203,660	0	24,709,190	0	210,790	252	0.913	990	59,368,760	0	25,542,990	8.689	0.878	54.96	15.33	39.63			
AGOSTO	744	213,688	223	0.930	56,744,270	0	21,882,850	0	211,323	224	0.919	0	55,905,190	0	23,324,400	9.512	0.919	52.65	11.00	41.65			
SEPTIEMBRE	720	214,027	210	0.908	46,502,810	15,510	20,111,960	2,970	211,599	213	0.892	16,610	45,790,910	7,810	21,449,230	8.357	0.892	50.81	10.26	40.54			
OCTUBRE	744	213,594	231	0.940	55,699,820	660	18,587,690	880	211,356	232	0.930	880	54,928,390	1,320	19,710,130	8.627	0.867	51.91	12.63	39.28			
NOVIEMBRE	720	213,163	228	0.947	56,928,300	0	18,404,760	0	210,971	228	0.938	0	56,162,480	0	19,669,650	8.966	0.844	49.66	11.57	38.09			
DICIEMBRE	744	213,297	217	0.933	53,425,020	3,740	19,136,920	6,380	211,138	219	0.921	4,180	52,728,610	8,580	20,500,920	9.011	0.768	45.50	10.56	34.94			

Gráfico N° 5.1 Variación mensual de las pérdidas en la línea L-2015.

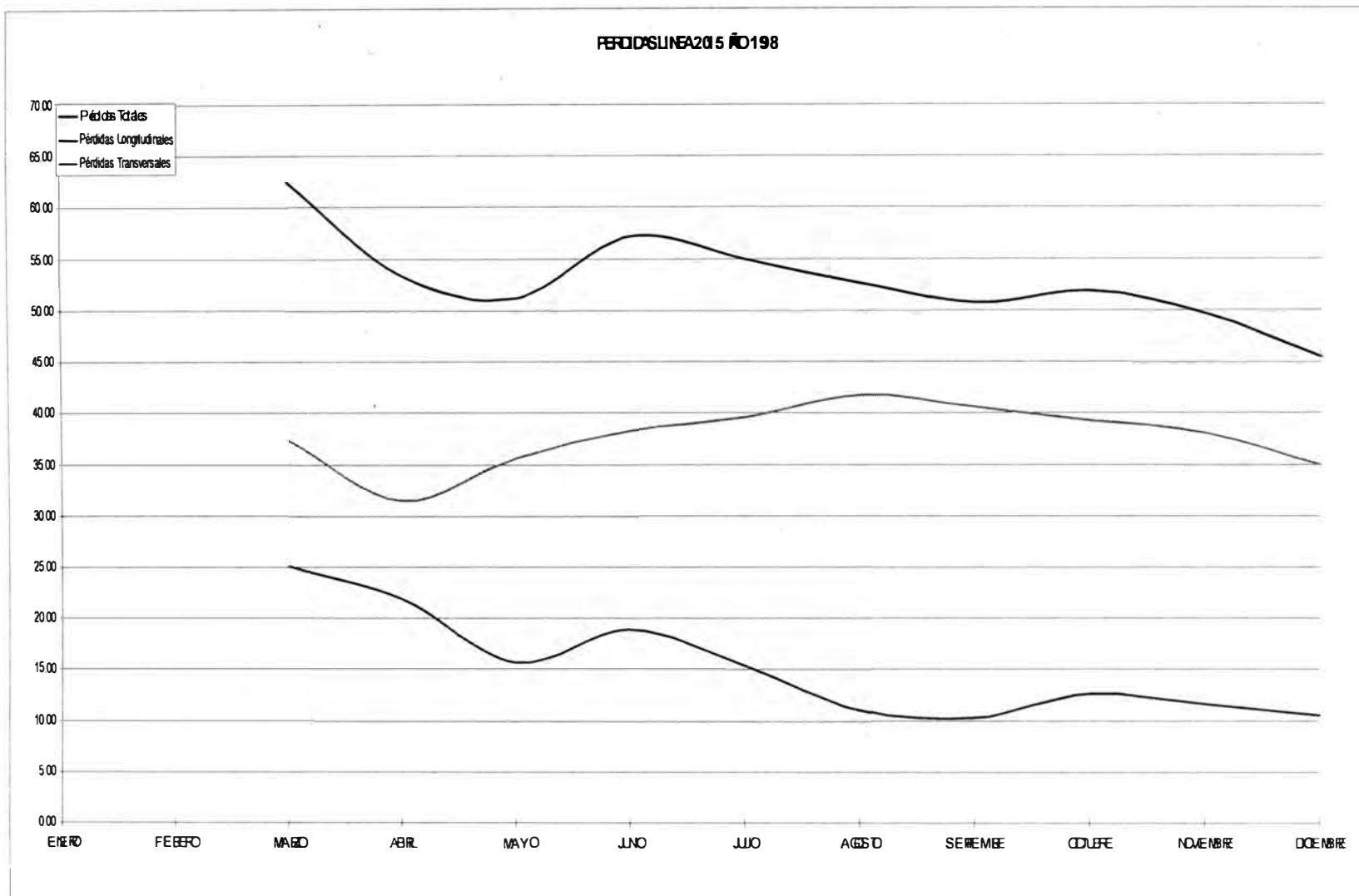


Gráfico N° 5.2 Tendencia de las pérdidas en la línea L-2015.

ZONA II
VARIACION MENSUAL DE LAS PERDIDAS TRANSVERSALES
(Linea L -2009 - AÑO 2003)

Long. 36,35 km
Total

Mes	Horas	CALLAHUANCA								CHAVARRIA								Pérdidas			Observaciones
		Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Chavarría - Energía				B (nF/km)	G (uS/km)	kW / km			
					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)				Totales	Longitudinales	Transversales	
					Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido						
ENERO	744	219,812	487	0.977	138,731,230	0	29,890,960	0	214,106	511	0.986	0	136,745,620	220	23,007,820	4.304	0.480	74.62	51.67	22.96	28 Se completó Mant total pendien de Dic T 13 a 1
FEBRERO	672	219,212	512	0.977	127,620,570	0	27,898,970	0	213,448	514	0.985	0	125,587,770	0	22,038,390	7.016	0.585	83.22	55.42	27.80	
MARZO	744	220,097	465	0.974	81,169,990	0	18,687,900	0	214,451	485	0.981	0	80,124,110	0	15,356,990	5.993	0.325	63.36	47.95	15.43	
ABRIL	720	219,365	468	0.978	115,795,240	0	23,966,140	0	213,274	####	0.985	0	114,274,173	0	18,750,710	4.866	0.317	65.59	50.70	14.89	
MAYO	744	218,785	475	0.978	130,733,020	0	27,742,220	0	213,559	0	0.984	0	128,992,380	0	22,724,130	7.160	0.343	64.36	48.28	16.08	
JUNIO	720	218,600	449	0.977	110,693,770	0	23,490,280	0	213,594	451	0.981	0	109,259,480	0	19,515,650	6.038	0.329	59.16	43.74	15.41	16, 18, 19 y 20 Mant total aisladores
JULIO	744	218,381	408	0.969	108,841,040	0	24,858,790	0	213,537	410	0.972	0	107,478,910	0	21,630,730	6.380	0.319	51.69	36.78	14.91	
AGOSTO	744	218,112	448	0.978	121,316,580	0	25,877,940	0	213,032	450	0.984	0	119,749,960	0	21,437,020	6.108	0.347	58.80	42.61	16.19	
SEPTIEMBRE	720	218,909	455	0.975	117,178,820	0	26,560,930	0	213,627	458	0.981	0	115,622,760	0	21,784,840	5.619	0.338	61.51	45.64	15.87	3 Mant aislad tramo de mayor contaminac T 40 a 44
OCTUBRE	744	219,132	450	0.971	119,331,410	0	28,839,360	0	213,648	452	0.978	0	117,804,830	0	24,387,770	5.920	0.325	58.33	43.06	15.27	
NOVIEMBRE	720	218,912	459	0.969	119,763,160	0	29,942,880	0	213,195	462	0.977	0	118,164,750	0	25,246,320	5.781	0.368	61.93	44.68	17.25	
DICIEMBRE	744	219,185	490	0.974	129,934,200	0	29,871,160	0	213,495	492	0.981	0	128,062,220	0	23,561,010	5.505	0.399	71.83	53.10	18.73	16, 17 y 18 Mant total de aislad Nota. pend T 2 por retorno de L-2002

Gráfico N° 5.3 Variación mensual de las pérdidas en la línea L-2009.

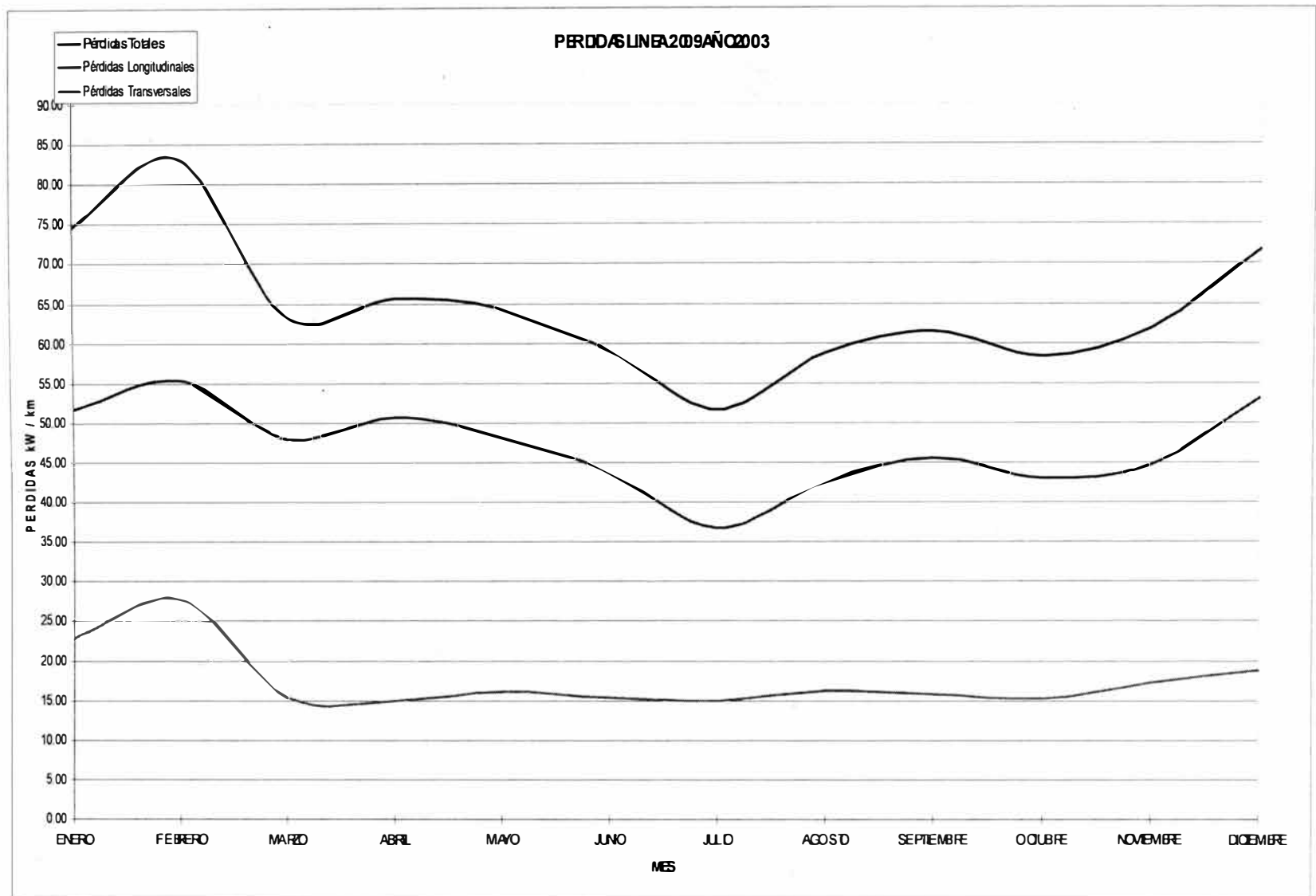


Gráfico N° 5.4 Tendencia mensual de las pérdidas en la línea L-2009.

ZONA III
IDENTIFICACION DE LAS MÍNIMAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES
(L2007 - AÑO 2003)

Long. Total 22 50 km

Mes	Horas	HUINCO								SANTA ROSA								B (nF/km)	G (uS/km)	Pérdidas kW / km			Observaciones
		Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Chevarría - MARigla				Totales	longitudinal			transversales			
					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)									
					Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido								
ENERO	0																				Cambio de aisladores		
FEBRERO	672	220,927	327	0.985	82,893,360	0	12,724,580	0	219,273	329	0.980	0	82,327,080	0	15,060,100	15.383	0.39102	37.45	18.48	18.97			
MARZO	744	221,734	326	0.985	89,872,750	0	13,427,040	110	220,097	328	0.980	220	89,334,410	4,510	15,936,030	15.118	0.29746	32.83	18.30	14.54	12 Inspeccocular con EMGESA sin novedad 27 Mantenimiento de las lineas entre las torres N° 1, 2, 10, 16 a 19 tramo antiguo y de T 2 a 5 y 8 a 23		
ABRIL	720	220,893	327	0.989	89,051,490	0	10,423,600	0	219,395	328	0.985	0	88,534,490	0	12,709,620	14.126	0.27944	32.05	18.43	13.62			
MAYO		220,490	272	0.978	75,561,200	0	14,612,290	0	218,852	275	0.968	0	75,141,000	0	17,859,600	15.565	0.24954	25.10	13.01	12.09			
JUNIO	720	220,573	235	0.962	60,327,850	0	16,615,940	0	201,870	221	0.947	0	60,039,625	0	20,006,516	15.951	0.17639	18.33	9.80	8.52	29 Se inició el mant total de aislado (Se inicio en cambio de interruptor 220 KV en Mat y Callah) 29 Se inició el mant total de aislado		
JULIO	744	220,226	238	0.958	62,834,970	0	18,137,790	0	183,031	203	0.955	0	62,565,360	0	17,588,890	-8.467	0.13966	16.55	9.81	6.74	6 se completo el Mant total de aislad (Se completó el cambio de inerruptor en Mat y Callah) 6 se completó el Mant total de aislado		
AGOSTO	744	220,055	227	0.951	61,054,400	0	19,253,850	0	218,274	232	0.933	0	60,819,330	0	22,980,430	15.753	0.10136	14.57	9.49	5.08			
SEPTIEMBRE	720	220,793	214	0.951	55,839,520	0	17,487,030	0	219,105	219	0.932	0	55,620,510	0	21,203,930	15.150	0.10984	13.52	8.19	5.32			
OCTUBRE	744	220,961	200	0.939	53,357,480	0	18,902,620	0	219,253	206	0.915	0	53,122,630	0	22,897,930	15.779	0.14014	14.03	7.23	6.80			
NOVIEMBRE	720	220,744	207	0.942	52,197,200	0	17,921,860	0	219,013	213	0.920	0	51,964,660	0	21,645,910	14.963	0.14350	14.72	7.77	6.95			
DICIEMBRE	744	221,025	253	0.965	69,133,240	0	17,341,940	0	219,301	257	0.951	0	68,726,680	330	20,821,790	15.727	0.26763	24.42	11.44	12.98	Mantenimiento de la línea		

Gráfico N° 5.5 Variación mensual de las pérdidas en la línea L-2003.

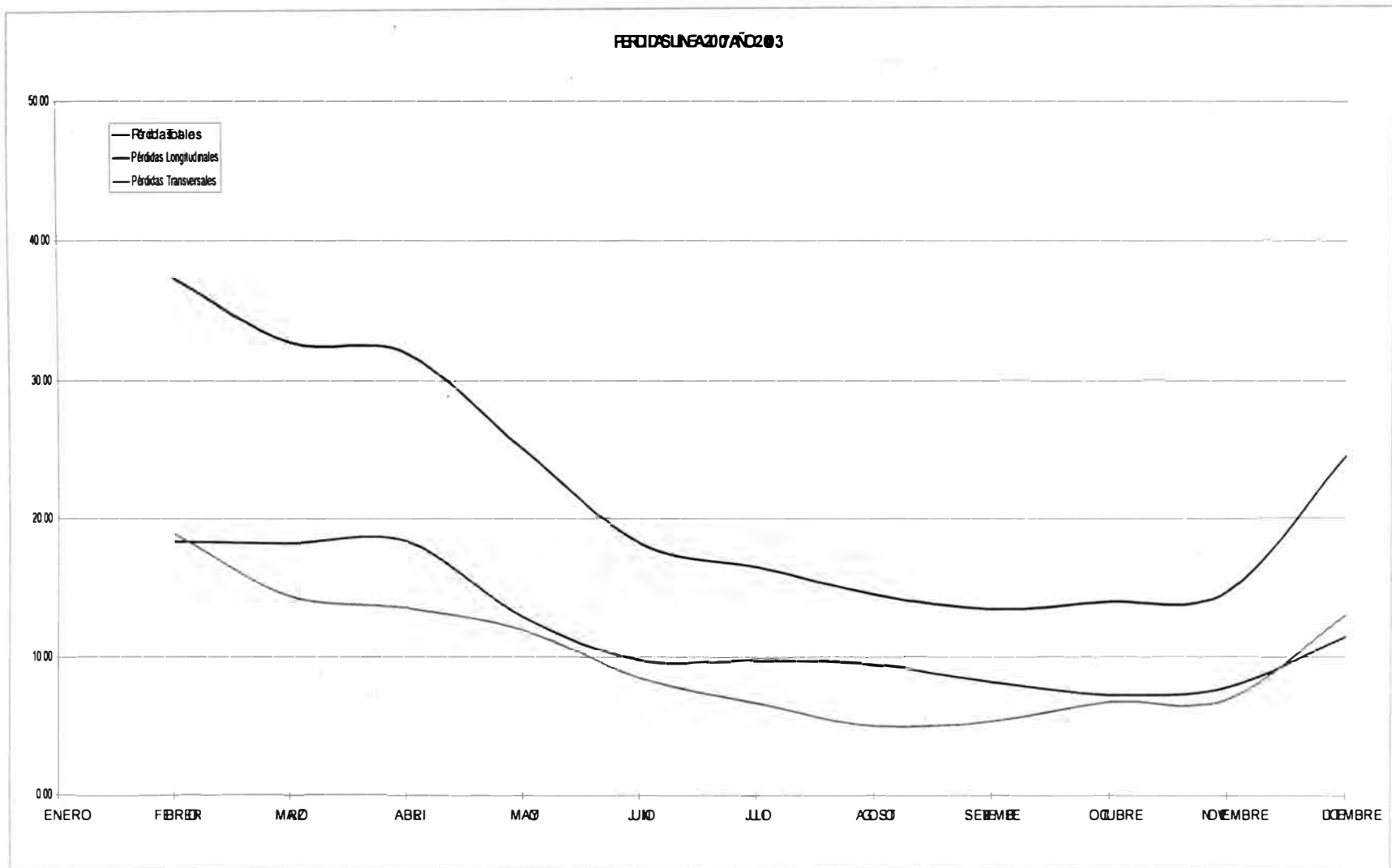


Gráfico N° 5.6 Tendencia mensual de las pérdidas en la línea L-2003.

De los resultados y los gráficos obtenidos en el análisis de la información brindada en las líneas de transmisión por la empresa de Generación Eléctrica, se pueden diferenciar e identificar dos periodos en el transcurso de 01 año:

Periodo 1: Conformado por los meses de diciembre, enero, febrero, marzo, abril y mayo.

Periodo 2: Conformado por los meses de junio, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre.

Las variaciones de las pérdidas transversales , tomando como referencia el valor del Periodo 1, y para cada una de las zonas definidas en el presente informe, son las que se muestran en el siguiente cuadro:

Pérdidas Transversales	PERIODO	
	DIC - MAY	JUN - NOV
ZONA I	1,00	1,13
ZONA II	1,00	0,82
ZONA III	1,00	0,46

Cuadro N° 5.2 Variación de las pérdidas transversales para cada una de las

5.1.4 IDENTIFICACIÓN DE LAS MÍNIMAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES POR ZONAS.

Se ha considerado que las mínimas pérdidas transversales fueron alcanzadas, para cada una de las zonas, en las siguientes condiciones:

Zona I: Pérdidas transversales en la línea 2015 Cajamarquilla – Chavarría, luego de los trabajos de rehabilitación en la misma, realizada en el año 2003 (mayo-junio). Ver Gráficos: 5.7 y 5.8.

Zona II: Pérdidas transversales en la línea 2009 Callahuanca – Cajamarquilla, luego de los trabajos de rehabilitación en la misma, realizada en el año 1998 (febrero-marzo). Ver Gráficos: 5.9 y 5.10.

Zona III: Pérdidas transversales en la línea 2007 Matucana – Callahuanca. Debido a la poca contaminación de la zona y al efecto de limpieza de la lluvia, se considera que esta línea se encuentra en el nivel mínimo de pérdidas transversales, tomando como referencia las mediciones del año 2003. Ver Gráficos: 5.11 y 5.12.

Debido a que los trabajos de rehabilitación en las líneas fueron parciales, los resultados obtenidos fueron corregidos para toda la longitud de la línea y para cada uno de los dos periodos señalados.

ZONA I
IDENTIFICACION DE LAS MÍNIMAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES
(Línea L-2015 - AÑO 2003)

Long.
Total 21.42 km

Mes	CALLA HUANCRA								CHAVARRIA								B G (nFam)	(uS/km)	Pérdidas			Observaciones
	Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	MARrgia				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Chevarría - MARrgia				Totales	kWh/km			Pérdidas transversales			
				Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)									
				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido								
ENERO	214,145	341	0.990	92,466,110	72,127.0	12,637,570	0	212,321	340	0.990	730,488	91,497,912	0	12,227,688	8.659	0.746	61.75	25.96	35.78			
FEBRERO	213,609	345	0.989	78,118,370	0	11,166,980	0	211,606	345	0.989	0	77,308,176	0	10,774,896	8.163	0.772	61.11	26.13	34.97			
MARZO	214,352	330	0.988	87,394,120	529,320	13,403,610	0	212,402	330	0.987	535,128	86,529,168	0	13,073,280	7.853	0.689	56.23	24.81	31.42			
ABRIL	214,099	332	0.983	56,833,148	523,490	8,255,280	0	212,438	329	0.992	529,320	56,290,344	0	6,571,752	-0.260	0.663	54.61	24.43	30.18	20 Conex puente T 45 a L-2008 (Se abrio cuellos en T 45) 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29, 30 Rehab tramo T 48 a Chav		
MAYO																				2 al 31 se continuó con R ehabilit T 48 a Chavarría 17 y 25 Se inició Mant total aislado T 42, 43, 44, 45 (lado 44), 1 y 2, (T 45 a 80 en obras)		
JUNIO																				Del 1 al 13, se completó R ehabilit 8 Se continuó Mant aislado T 46, 47 y 48 (Pend imp aislado T 49 a 80) También se cambió silicón del enorado por la obra en aisladores rígidos de 8 postes 14 Desconex con L-2008 y mant aisladores en T 45 17 Se continuó con los mantenimientos		
JULIO	213,551	240	0.947	61,158,020	#####	9,875,030	#####	212,156	241	0.938	1,360,392	60,845,288	#####	10,555,248	7.647	0.466	35.53	14.39	21.14	7 y 8 Se completó el mant total pendiente de Junio (T55 a 80)		
AGOSTO	213,118	272	0.990	73,018,000	707,740	9,596,070	0	211,679	272	0.988	713,856	72,391,704	0	10,090,608	8.125	0.518	40.22	16.84	23.38			
SEPTIEMBRE																				15, 16 y 17 Mant total de cadenas de aisladores en la línea		
OCTUBRE	213,812	278	0.982	74,353,290	0	13,617,120	0	212,049	279	0.979	0	73,735,992	0	14,072,520	8.222	0.476	39.21	17.57	21.64			
NOVIEMBRE	213,385	274	0.980	71,508,360	598,730	13,660,460	0	211,609	275	0.976	603,768	70,902,216	0	14,117,136	7.969	0.497	39.63	17.15	22.48			
DECEMBRE	213,254	318	0.984	82,901,390	#####	12,562,880	3,190	211,471	318	0.983	1,662,672	82,181,880	3,960	12,141,624	7.404	0.513	47.76	24.58	23.19	1, 2, 3 Mant total aisladores 2 cambio silicón aislad rígidos de 8 postes (T 70 y 73, Pend invertir cadenas tiro arriba lado T 71 y 72 respectivamente)		

Gráfico N° 5.7 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2015.

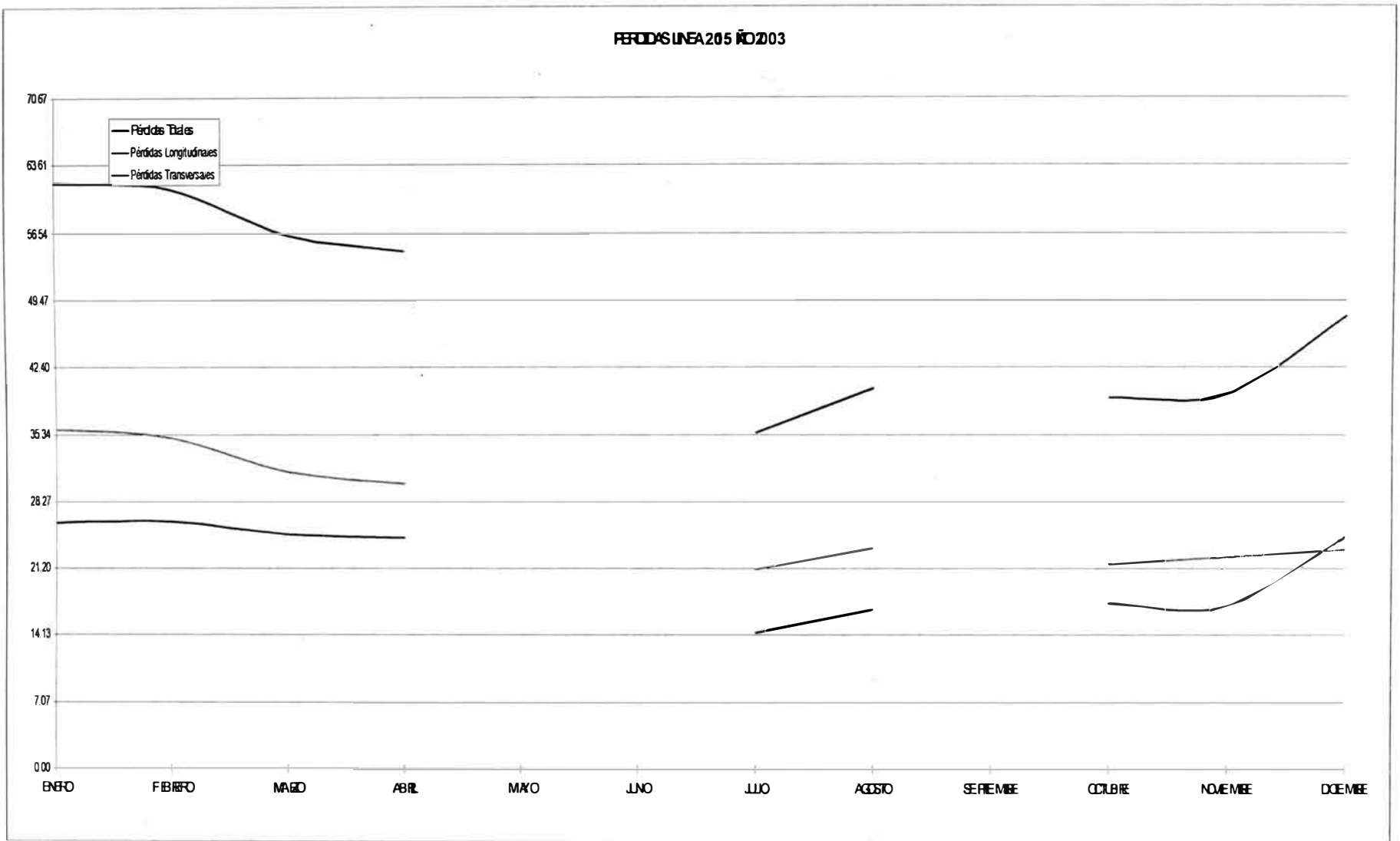


Gráfico N° 5.8 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2015.

ZONA II
IDENTIFICACION DE LAS MÍNIMAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES
(Línea L -2009 - AÑO 1998)

Long. Total 36,35 km

Mes	CALLAHUANCA								CHAVARRIA								B (nF/km)	G (u S/km)	Pérdidas			Observaciones
	Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Chavarría - Energía				Totales	Longitudinal			Transversales			
				Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)									
				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido								
ENERO	216,478	335	0.955	29,233,160	0	9,446,360	0	211,445	338	0.955	0	28,823,520	0	9,025,170	2.383	0.418	45.81	26.55	19.26			
FEBRERO	218,901	411	0.917	89,106,930	0	40,144,390	0	211,764	416	0.922	0	87,778,460	0	37,523,090	12.394	0.398	57.83	39.29	18.53	Rehabilitación línea 2009 tramos comprendidos entre la T40 - Cajamarquilla (4,373 km -12%)		
MARZO	219,063	466	0.919	47,783,890	0	20,595,190	0	211,234	471	0.929	0	47,077,910	0	18,701,100	2.919	0.401	65.84	47.20	18.64			
ABRIL	218,529	452	0.939	66,277,310	0	23,883,530	0	211,471	456	0.948	0	65,398,520	0	21,152,670	3.282	0.253	55.78	44.15	11.63			
MAYO	219,338	401	0.937	105,702,410	0	38,105,100	0	213,133	406	0.942	0	104,341,050	1,650	35,226,950	6.697	0.335	50.68	34.96	15.72			
JUNIO	219,560	416	0.940	83,200,590	0	28,505,840	220	213,186	420	0.945	110	82,073,310	1,870	25,988,270	5.148	0.376	55.68	38.00	17.68			
JULIO	219,069	360	0.954	31,601,240	0	9,786,040	0	213,784	363	0.955	0	31,205,020	0	9,439,540	2.591	0.365	44.86	27.67	17.18			
AGOSTO	219,165	381	0.950	83,551,050	0	26,995,980	0	211,949	384	0.955	0	82,546,640	0	25,350,380	5.791	0.310	45.37	30.80	14.57			
SEPTIEMBRE	219,635	354	0.946	87,829,390	0	29,920,110	0	214,164	358	0.948	0	86,762,170	0	28,734,090	6.789	0.320	42.49	27.37	15.11			
OCTUBRE	219,153	375	0.951	99,507,870	0	32,002,080	0	213,366	379	0.954	0	98,268,940	0	29,942,550	6.984	0.322	46.37	31.24	15.13			
NOVIEMBRE	218,782	387	0.948	99,988,020	0	33,071,830	0	213,006	390	0.953	0	98,756,130	0	30,893,060	6.982	0.325	47.07	31.86	15.21			
DICIEMBRE	218,985	379	0.947	98,438,120	0	32,863,710	0	214,085	383	0.951	0	97,171,470	0	30,916,270	6.929	0.369	48.13	30.83	17.30			

Gráfico N° 5.9 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2009.

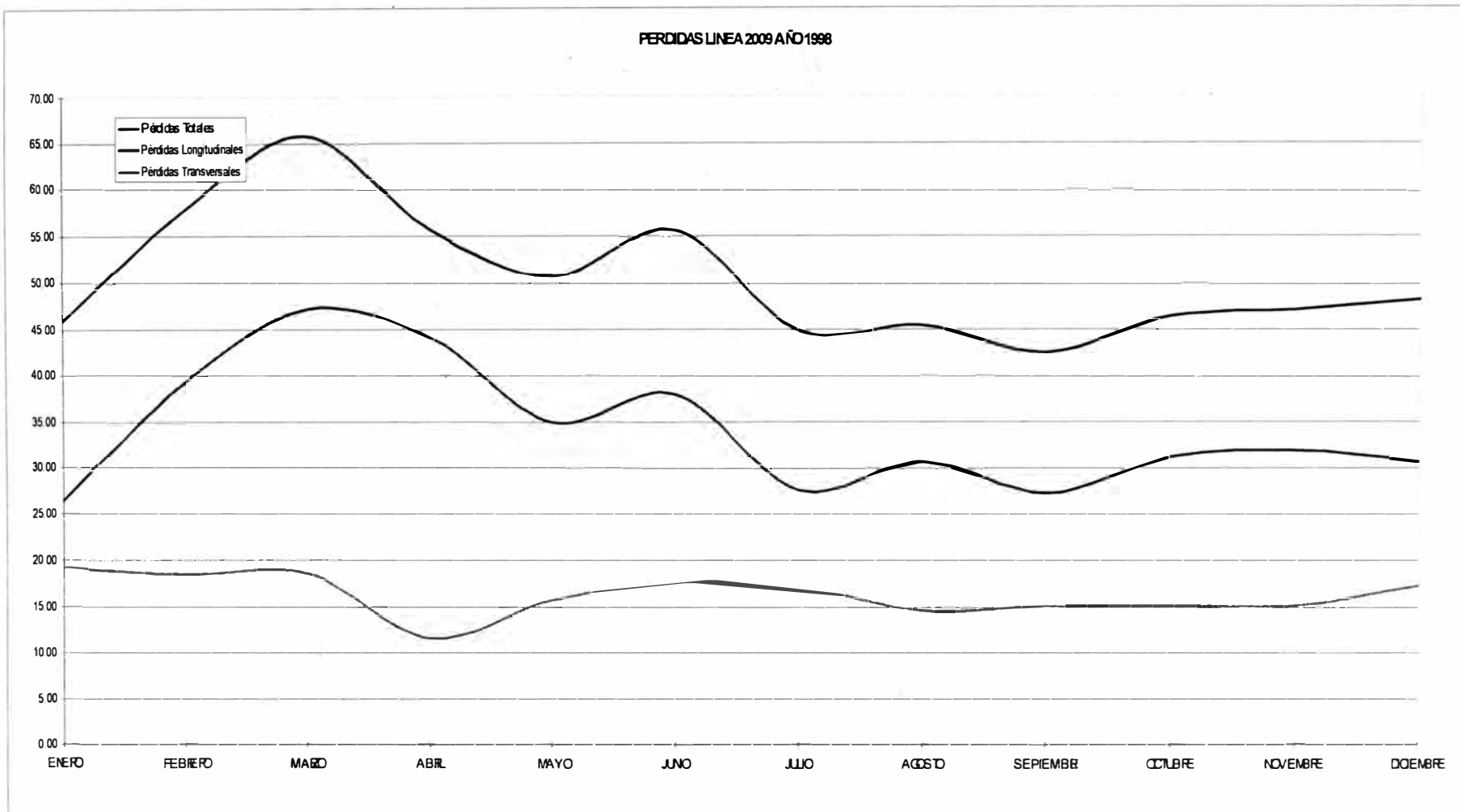


Gráfico N° 5.10 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2009.

ESTUDIO DE PERDIDAS ELECTRICAS EN POTENCIA Y ENERGIA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

ZONA III
VARIACIÓN MENSUAL DE LAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES
(Línea L -2007 - AÑO 2003)

Long. Total 22.50

Mes	Horas	HUINCO								SANTA ROSA								B (nF/km)	G (uS/km)	Pérdidas kW / km			Observaciones
		Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Chavarría - MARGJA				Totales	Longitudinales			Transversales			
					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)					Activa (kWh)		Reactiva (kVarh)									
					Enviado	Recibido	Enviado	Recibido				Enviado	Recibido	Enviado	Recibido								
ENERO	0																						
FEBRERO	672	220,927	327	0.985	82,893,360	0	12,724,580	0	219,273	329	0.980	0	82,327,080	0	15,060,100	15.383	0.39102	37.45	18.48	18.97			
MARZO	744	221,734	326	0.985	89,872,750	0	13,427,040	110	220,097	328	0.980	220	89,334,410	4,510	15,936,030	15.118	0.29746	32.83	18.30	14.54	12 Inspecc ocular con EMGESA sin novedad 27 Inspecc ocular suviendo torres N° 1, 2, 10, 16 a 19 tramp antiguo y de T. 2 a 5 y 8 a 23		
ABRIL	720	220,893	327	0.989	89,051,490	0	10,423,600	0	219,395	328	0.985	0	88,534,490	0	12,709,620	14.126	0.27944	32.05	18.43	13.62			
MAYO	720	220,490	272	0.978	75,561,200	0	14,612,290	0	218,852	275	0.968	0	75,141,000	0	17,859,600	15.565	0.24954	25.10	13.01	12.09			
JUNIO	720	220,573	235	0.962	80,327,850	0	18,815,940	0	201,870	221	0.947	0	60,039,625	0	20,008,516	15.951	0.17639	18.33	9.80	8.52	29 Se inició el mant total de aislado (Se inició en cambio de interruptor 220 KV en Mat y Callah) 29 Se inició el mant total de aislado		
JULIO	744	220,226	238	0.958	62,834,970	0	18,137,790	0	183,031	203	0.955	0	82,565,360	0	17,588,890	-8.467	0.13966	16.55	9.81	6.74	6 se completo el Mant total de aislad (Se completó el cambio de Inerruptor en Mat y Callah)6 se completó el Mant total de aislado		
AGOSTO	744	220,055	227	0.951	61,054,400	0	19,253,850	0	218,274	232	0.933	0	60,819,330	0	22,980,430	15.753	0.13520	16.06	9.49	6.57			
SEPTIEMBR E	720	220,793	214	0.951	55,839,520	0	17,487,030	0	219,105	219	0.932	0	55,620,510	0	21,203,930	15.150	0.13698	14.83	8.19	6.63			
OCTUBRE	744	220,961	200	0.939	53,357,480	0	18,902,620	0	219,253	206	0.915	0	53,122,630	0	22,897,930	15.779	0.14014	14.03	7.23	6.80			
NOVIEMBR E	720	220,744	207	0.942	52,197,200	0	17,921,860	0	219,013	213	0.920	0	51,964,660	0	21,645,910	14.963	0.14350	14.72	7.77	6.95			
DICIEMBRE	744	221,025	253	0.965	69,133,240	0	17,341,940	0	219,301	257	0.951	0	68,726,680	330	20,821,790	15.727	0.26763	24.42	11.44	12.98	19 y 20 Inspección ocular total, sin novedad19 y 29 inspección ocular total sin novedad		

Gráfico N° 5.11 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2007.

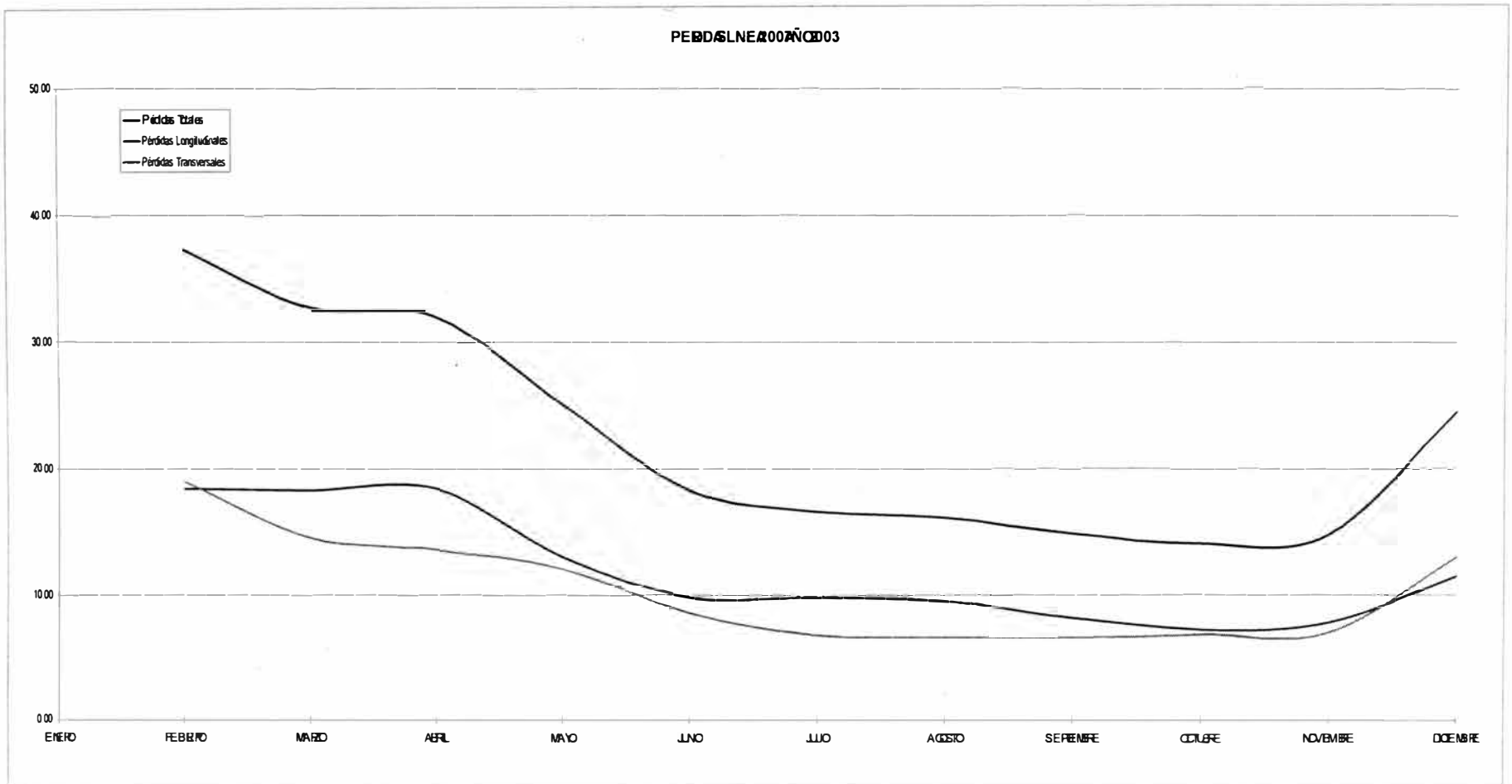


Gráfico N° 5.12 Identificación de las mínimas pérdidas transversales en la línea L-2007.

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de los resultados obtenidos en kW/km.

Pérdidas Transversales (kW/Km.)	PERIODO	
	DIC - MAY	JUN - NOV
ZONA I	18,71	21,14
ZONA II	11,63	9,54
ZONA III	14,44	6,57

Cuadro N° 5.3 Pérdidas transversales ideales por zonas y periodos.

Los respectivos valores de Conductancia para cada uno de los valores de pérdidas transversales unitarias se muestran en el siguiente cuadro:

G Conductancia (uS/Km.)	PERIODO	
	DIC - MAY	JUN - NOV
ZONA I	0,4124	0,4660
ZONA II	0,2500	0,2050
ZONA III	0,2970	0,1352

Cuadro N° 5.3 Conductancias ideales por zonas y periodos.

5.1.5 IDENTIFICACIÓN DE LAS MÍNIMAS PÉRDIDAS TRANSVERSALES POR LÍNEAS.

A partir de los resultados anteriores se ha aplicado el respectivo valor de conductancia para cada una de las zonas que atraviesa la línea en su recorrido, obteniéndose luego el valor promedio para cada línea proporcionalmente a los tramos recorridos.

5.1.5.1 Periodo 1 (Diciembre – Mayo)

ZONA I	ZONA II	ZONA III
G	G	G
(uS/Km.)	(uS/Km.)	(uS/Km.)
0,4124	0,2500	0,2970

Línea	Tramo Recorrido (Km.)			G (uS/Km.)
	ZONA I	ZONA II	ZONA III	
L2001	10,88	29,23	21,88	0,2951
L2002	10,88	29,23	21,88	0,2951
L2007			22,50	0,2970
L2008	35,15	20,20		0,3531
L2009		36,35		0,2500
L2015	21,42			0,4124
L2716			0,58	0,2970
L2256			89,05	0,2970
L2257			29,54	0,2970

Cuadro N° 5.4 Conductancia promedio para cada línea del periodo N° 1.

5.1.5.2 **Periodo 2 (Junio – Noviembre)**

ZONA I	ZONA II	ZONA III
G	G	G
(uS/Km.)	(uS/Km.)	(uS/Km.)
0,4660	0,2050	0,1352

Línea	Tramo Recorrido (Km.)			G (uS/Km.)
	ZONA I	ZONA II	ZONA III	
L2001	10,88	29,23	21,88	0,2262
L2002	10,88	29,23	21,88	0,2262
L2007			22,5	0,1352
L2008	35,15	20,2		0,3707
L2009		36,35		0,2050
L2015	21,42			0,4660
L2716			0,58	0,1352
L2256			89,05	0,1352
L2257			29,54	0,1352

Cuadro N° 5.5 Conductancia promedio para cada línea del periodo N° 2.

5.2 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS REALES

5.2.1 ELABORACIÓN DE LAS PLANILLAS DE MEDICIÓN, REGISTRO Y CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

Se procesa en medio magnético la información almacenada por los registradores (cada 15 minutos), indicando los valores máximos, mínimo y medios de las pérdidas de energía activa por periodos de 15 minutos.

Luego de procesarse la información recibida, se elaboran las planillas en formato Excel de la siguiente manera:

Paso 1. La información básica para realizar el cálculo de pérdidas en las líneas de transmisión recogida de los medidores electrónicos instalados en los extremos de cada línea será remitida en formato Excel, en un intervalo de un mes de medición y debe contener la siguiente información:

- a. Energía activa Enviada
- b. Energía Activa Recibida
- c. Energía reactiva Enviada
- d. Energía reactiva Recibida
- e. Tensión promedio.

Paso 3. Se debe copiar los registros de energía (Activa y reactiva) de los contadores de energía remitido por la Empresa Generadora, en el lado de generación, como en el lado de recepción y pegarlo en la "hoja 15m" del archivo de análisis de pérdida mensual nombrado según acápite anterior.

Reporte de los contadores de energía en el lado de generación

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Time	2002HC	2002HC	2002HC	2002HC	2002HC	2002HC	2002HC
2	Time	1 - KW	2 - KV	3 -	4 -	5 -	6 - OFF	7 - KVA
3	12/19/03 1	42680	0	54560	0	0	0	219.34
4	15:30	40480	0	44440	0	0	0	216.75
5	15:45	46640	0	40920	0	0	0	215.98
6	16:00	44880	0	46200	0	0	0	217.66
7	16:15	36520	0	44880	0	0	0	217.05
8	16:30	40480	0	46640	0	0	0	217.51
9	16:45	42240	0	45760	0	0	0	217.81
10	17:00	62040	0	43120	0	0	0	218.58
11	17:15	50160	0	36520	0	0	0	216.75
12	17:30	49280	0	35200	0	0	0	217.05
13	17:45	47960	0	34320	0	0	0	217.2
14	18:00	36080	0	27280	0	0	0	216.75
15	18:15	31240	0	24200	0	0	0	216.59
16	18:30	44880	0	29480	0	0	0	217.2
17	18:45	86240	0	67320	0	0	0	221.47
18	19:00	93280	0	76560	0	0	0	221.62
19	19:15	99000	0	78320	0	0	0	221.93
20	19:30	93720	0	77000	0	0	0	221.93
21	19:45	88880	0	72160	0	0	0	221.32
22	20:00	89320	0	69080	0	0	0	221.01

Cuadro N° 5.7 Data del medidor en el lado de generación.

Reporte de los contadores de energía del lado de recepción.

	A	B	C	D	E	F	G	H		
1	Time	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L2002SR	L
2	Time	1 - KWhr	2 - KWh	3 - KVARh1	4 - KVARh2	5 - KVARh3	6 - KVARh4	7 - KVh		E
3	2/01/04 00:15	0	13464	0	0	5016	0	52.88		
4	00:30	0	12672	0	0	5280	0	52.96		
5	00:45	0	14784	0	0	5280	0	52.88		
6	01:00	0	13992	0	0	5280	0	53.04		
7	01:15	0	9504	0	0	3432	0	53.04		
8	01:30	0	1056	0	0	1320	792	39.32		
9	01:45	0	0	0	0	0	0	0		
10	02:00	0	0	0	0	0	0	0		
11	02:15	0	0	0	0	0	0	0		
12	02:30	0	0	0	0	0	0	0		
13	02:45	0	0	0	0	0	0	0		
14	03:00	0	0	0	0	0	0	0		
15	03:15	0	0	0	0	0	0	0		
16	03:30	0	0	0	0	0	0	0		
17	03:45	0	0	0	0	0	0	0		
18	04:00	0	0	0	0	0	0	0		
19	04:15	0	0	0	0	0	0	0		
20	04:30	0	0	0	0	0	0	0		
21	04:45	0	0	0	0	0	0	0		
22	05:00	0	0	0	0	0	0	0		

Cuadro N° 5.8 Data del medidor en el lado de recepción.

Donde:

- KWh-r : Energía Activa Ingresada a la línea (generada).
- KWh : Energía Activa Retirada de la línea (consumida).
- KVARh1 : Energía reactiva Cuadrante 1 (generada Inductiva).
- KVARh2 : Energía reactiva Cuadrante 2 (generada Capacitiva).
- KVARh3 : Energía reactiva Cuadrante 3 (Sale de la línea inductiva).
- KVARh4 : Energía reactiva Cuadrante 4 (Sale de la línea Capacitiva).
- KVh : KVolt-hora (se obtiene los kV multiplicando por 0.25).
- KVAh : KAmper-hora.

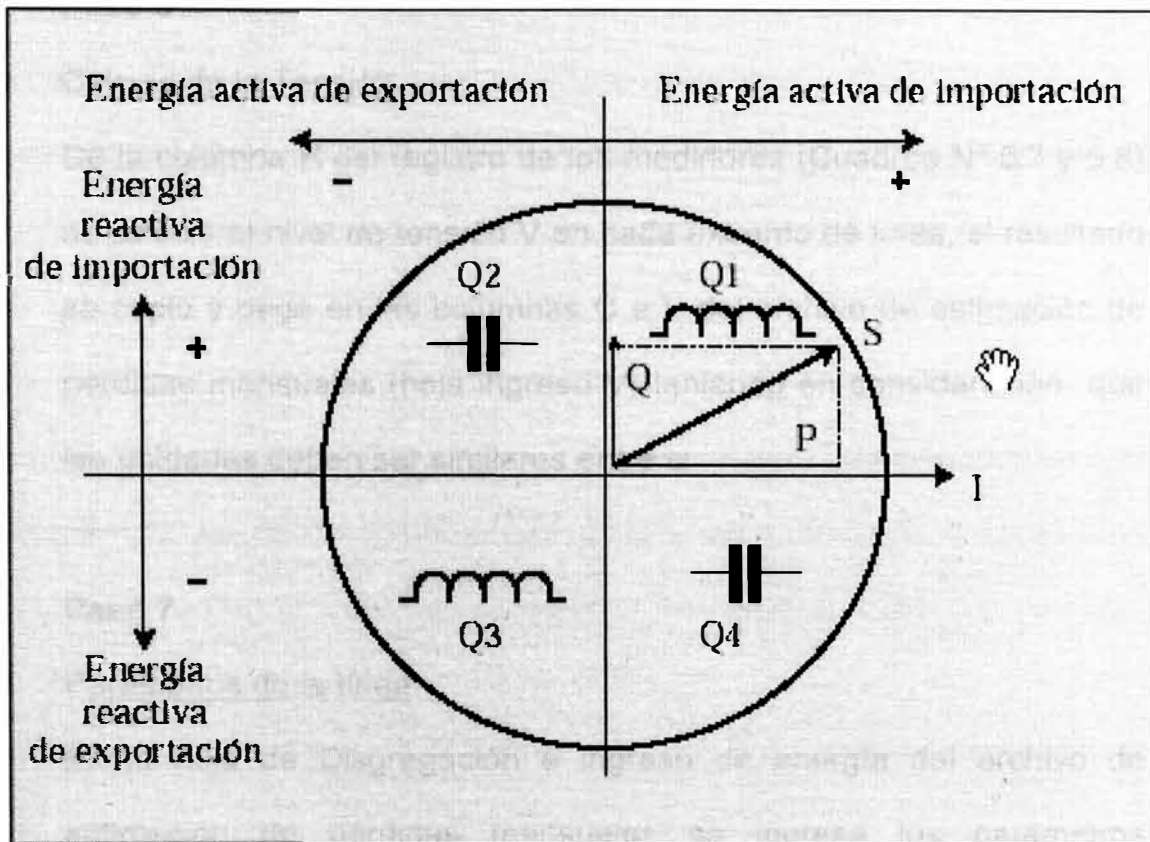


Gráfico N° 5.13 Diagrama de cuadrantes.

Paso 4

Las columnas B, C, D y E, mostradas en el Cuadro N° 5.7 se copian y se pegan en las columna J, K, L y M, ubicadas en el archivo de estimación de pérdidas mensual, mostrado en el Cuadro N° 5.9.

Paso 5

Del mismo modo las columnas B, C, G y F (en ese orden), mostradas en el cuadro N° 5.8 se copian y pegan en las columnas U, V, W y X, del mismo archivo de estimación de pérdidas mensual, mostrado en el Cuadro N° 5.9.

Paso 6Calculo de la Tensión

De la columna H del registro de los medidores (Cuadros N° 5.7 y 5.8) se calcula el nivel de tensión V en cada extremo de línea, el resultado se copia y pega en las columnas C e I del archivo de estimación de perdidas mensuales (hoja ingreso V) teniendo en consideración que las unidades deben ser similares entre si.

Paso 7Parámetros de la línea

En la hoja de Disgregación e ingreso de energía del archivo de estimación de pérdidas mensuales se ingresa los parámetros característicos de línea como son.

- a. Longitud (km.)
- b. Resistencia (Ohm/km.)
- c. Impedancia (Ohm/km.)

Paso 8Calculo de la Suceptancia

El valor de la suceptancia se estima mediante iteraciones continuas utilizando un programa iterativo en Excel , con lo valores obtenidos en los pasos anteriores y con la cual se obtiene el valor de la Suceptancia B.

Paso 9

El cálculo del valor de la Conductancia de aislamiento (G) y Suceptancia de aislamiento (B), nos determina la disgregación de las pérdidas técnicas en pérdidas longitudinales y pérdidas transversales.

Paso 10

Para determinar las pérdidas teóricas se utilizan dependiendo del periodo los valores de B y G de cada línea encontrada e identificada en el presente informe, la tensión, corriente y factor de potencia registrados en el lado de generación.

Con estos valores se estima el nivel de pérdida instantáneo, el cual se compara con lo hallado.

5.2.2 BALANCE DE ENERGÍA

Mediante el balance de energía se estimarán las pérdidas totales en cada sistema eléctrico.

- Para cada línea se disgregará las pérdidas totales en longitudinales y transversales utilizando los parámetros propios de la línea como son longitud, resistencia e impedancia por km. Se calculará los valores de conductancia de aislamiento (G) e iterando se encontrará el valor real de la suceptancia de aislamiento (B).

Con estos parámetros se determinará los valores de pérdidas transversales.

- Para determinar las pérdidas teóricas se utilizan dependiendo del periodo los valores de Conductancia (G) y Suceptancia (B) de cada línea encontrada e identificada en el presente informe, la tensión, corriente y factor de potencia registrados en el lado de generación. Con estos valores se estima el nivel de pérdida instantáneo, el cual se compara con lo hallado.
- Se deberá tener los registros mensuales de los medidores multifunción utilizados en cada extremo de la línea para el cálculo y análisis de las pérdidas eléctricas.
- Los registros deben ser tales que garanticen el correcto balance de energía, es decir, los medidores deben estar dentro de la clase de precisión garantizada por el fabricante, la desincronización horaria entre medidores de una misma línea debe ser menor a un minuto. Los registros deberán ser enviados en formato Excel.

5.3 COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS IDEALES Y LAS PÉRDIDAS REALES.

Con los cálculos y resultados obtenidos se realiza una evaluación integral de las líneas, donde se evalúa la antigüedad, niveles de sobrecarga, mantenimientos históricos, caídas de tensión y otros que permitan, los beneficios de reducción de pérdidas.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
10	HUINCO												SANTA ROSA											
11	Hora	Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Potencia				Energía				Tensión (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Potencia				Energía				
12					Activa (kW)		Reactiva (kVar)		Activa (kWh)		Reactiva (kVar)					Activa (kWh)		Reactiva (kVar)		Activa (kW)		Reactiva (kVar)		Activa (kWh)
13	Fecha				Enviada	Recibida	Enviada	Recibida	Enviada	Recibida	Enviada	Recibida				Enviada	Recibida	Enviada	Recibida	Enviada	Recibida	Enviada	Recibida	
14	01/01/2003	00:15	214.760	167	0,971	60.280	0	14.960	0	15.070	0	3.740	0	210.920	177	0,933	0	60.192	0	23.232	0	15.048	0	5.808
15	01/01/2003	00:30	215.080	189	0,980	63.080	0	14.080	0	17.270	0	3.520	0	211.520	186	0,946	0	64.416	0	22.176	0	16.104	0	5.544
16	01/01/2003	00:45	215.360	193	0,982	70.840	0	13.640	0	17.710	0	3.410	0	211.840	196	0,956	0	68.640	0	21.120	0	17.160	0	5.280
17	01/01/2003	01:00	215.360	188	0,980	66.640	0	14.080	0	17.160	0	3.520	0	211.520	194	0,950	0	67.584	0	22.176	0	16.896	0	5.544
18	01/01/2003	01:15	215.520	212	0,982	77.880	0	14.960	0	19.470	0	3.740	0	211.520	207	0,960	0	72.864	0	21.120	0	18.216	0	5.280
19	01/01/2003	01:30	215.840	204	0,985	75.240	0	13.200	0	18.810	0	3.300	0	212.160	212	0,963	0	74.976	0	21.120	0	18.744	0	5.280
20	01/01/2003	01:45	215.080	169	0,995	62.480	0	6.160	0	15.620	0	1.540	0	212.440	175	0,969	0	62.304	0	15.840	0	15.576	0	3.960
21	01/01/2003	02:00	215.680	155	0,997	57.640	0	4.400	0	14.410	0	1.100	0	213.680	161	0,977	0	58.080	0	12.672	0	14.520	0	3.168
22	01/01/2003	02:15	215.360	130	0,995	48.400	0	4.840	0	12.100	0	1.210	0	213.360	132	0,953	0	46.464	0	14.784	0	11.616	0	3.696
23	01/01/2003	02:30	216.600	155	0,999	58.080	0	2.200	0	14.520	0	550	0	214.560	154	0,979	0	55.368	0	11.516	0	13.992	0	2.904
24	01/01/2003	02:45	217.520	126	0,998	47.520	0	2.640	0	11.880	0	660	0	215.480	132	0,966	0	47.520	0	12.672	0	11.880	0	3.168
25	01/01/2003	03:00	219.960	116	0,982	43.560	0	8.360	0	10.890	0	2.090	0	217.000	121	0,928	0	42.240	0	16.896	0	10.560	0	4.224

Cuadro N° 5.9 "Hoja 15m" archivo de estimación de pérdidas mensual.

CAPÍTULO VI

ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Para el control y reducción de las pérdidas es necesario contar con varias alternativas técnicas que nos permitan controlar el nivel de las pérdidas, estas alternativas son:

- Mantenimiento de conductores y aisladores.
- Reemplazo de conductores y aisladores.

6.1 MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES Y AISLADORES

6.1.1 LIMPIEZA DE CONDUCTORES

La limpieza de los conductores constituye una excelente alternativa desde el punto de vista económico, para reducir las pérdidas eléctricas en especial las pérdidas por efecto corona, dado el estado de contaminación acumulada, es preferible inicialmente limpiar los conductores manualmente, posterior a ello podrían ser mecanizadas.

Se deben realizar procedimientos para poder desarrollar la limpieza mecanizada y en línea viva. Ello con el objetivo de evitar paradas innecesarias durante la limpieza de conductores.

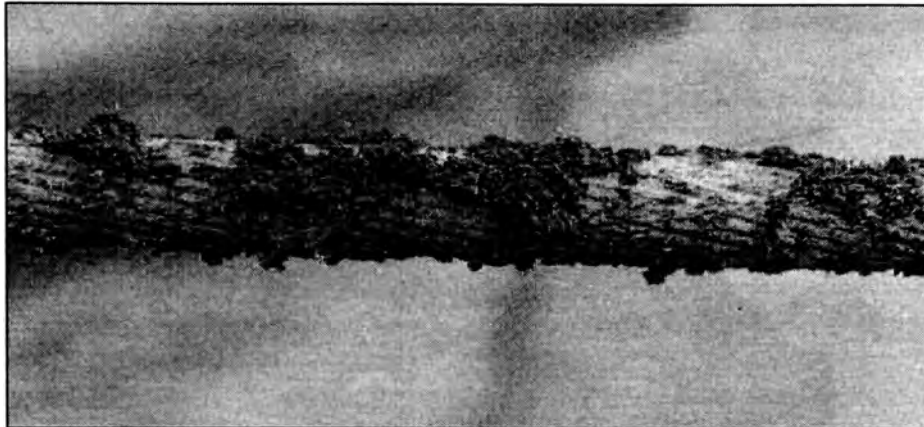


Gráfico N° 6.1 Conductor cubierto de suciedad.

La limpieza se puede efectuar en forma manual o mediante un equipo robotizado; en el primer caso la eficiencia es de 1.5 km/día (un solo equipo) y se puede efectuar con línea desenergizada, mientras con el equipo robotizado los trabajos pueden hacerse con línea en servicio, se debe tener experiencia en esta práctica, también deben haber procedimientos a seguir y así garantizar la continuidad y disponibilidad de la línea de transmisión.

No existe en el mundo un dispositivo y/o metodología que se comercialice. La experiencia mundial en limpieza de conductores es mínima y está reducida a casos muy particulares entre los que se destaca la limpieza de conductores efectuada en el África. Costa de Marfil; problema que surgió cuando en una línea a 230 kV. recién construida, la grasa del conductor salió a la superficie del mismo causando una excesiva acumulación de suciedad originando altas pérdidas por efecto corona.



Gráfico N° 6.2 Limpieza de conductores de forma manual.

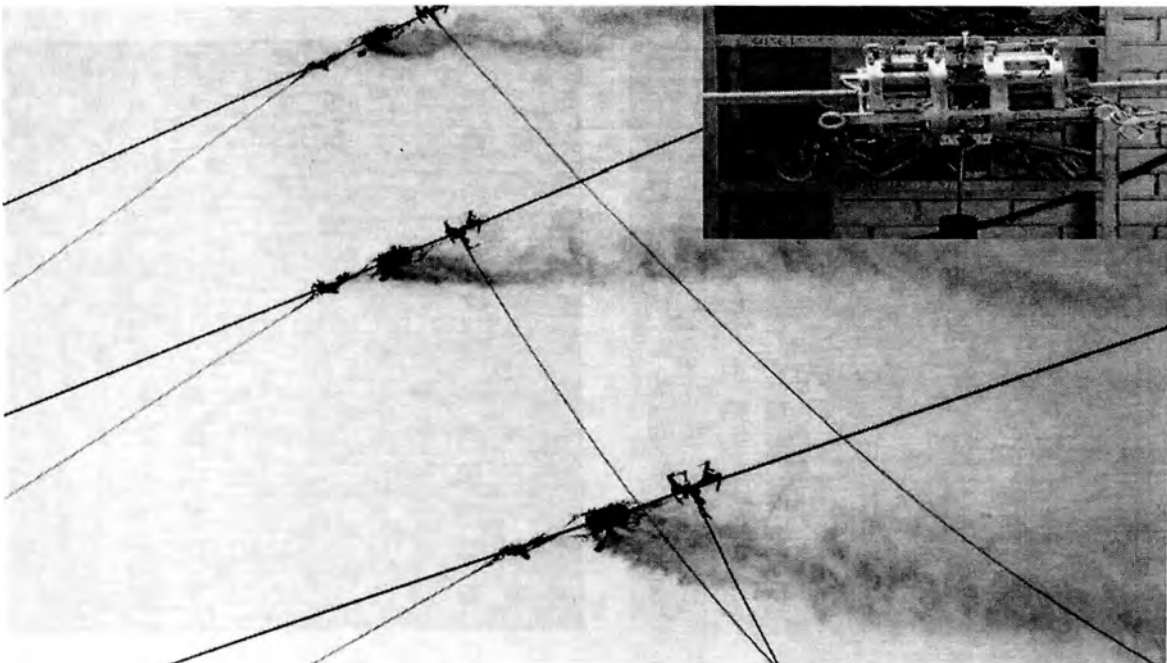


Gráfico N° 6.3 Limpieza de conductores de forma mecanizada.

6.1.2 LIMPIEZA DE AISLADORES

El mantenimiento de los aisladores de las líneas de transmisión, se hacen normalmente cuando la línea de transmisión se encuentra energizada. En general, el lavado se realiza en función del tipo de zona donde se encuentra ubicada.

En toda la costa, el lavado se realiza entre dos y cuatro veces por año dependiendo del nivel de contaminación de la zona. Hay casos en el que se ha realizado hasta 8 veces al año en zonas muy críticas.

En la sierra, se realiza entre 1 a 2 veces por año, inclusive hay zonas en el cual no se ha realizado lavados, debido al ambiente lluvioso que mantiene limpio a los aisladores.

Actualmente se está optando por siliconear a los aisladores, para alargar su mantenimiento.



Gráfico N° 6.4 Lavado de aisladores con la línea energizada.

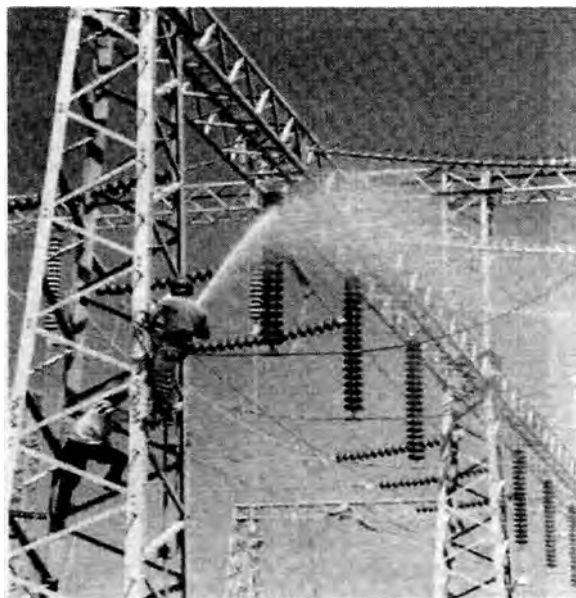


Gráfico N° 6.5 Lavado de aisladores en Subestaciones

6.2. REEMPLAZO DE CONDUCTORES Y AISLADORES

6.2.1 REEMPLAZO DE CONDUCTORES

El reemplazo de los conductores en líneas de transmisión es una acción que se realiza ocasionalmente debido al envejecimiento, a la corrosión y más frecuentemente para aumentar la capacidad térmica y la capacidad de transferencia de energía de la línea. En tales casos, los conductores simples son transformados en conductores múltiples mediante la adición de otro conductor nuevo, o reemplazados por otro conductor simple de diámetro más grande o por conductores compactos. Otra alternativa de solución es reemplazar los conductores parcialmente, identificando tramos de las líneas que se encuentran en zonas de alta contaminación y evaluar las posibilidades de cambiar los conductores solo en dichas zonas.



Gráfico N° 6.6 Reemplazo de conductores.

6.2.2 REEMPLAZO DE AISLADORES

Se deben reemplazar los aisladores que estén fogoneados o haberse desgastado su aislamiento, ya sea en la totalidad de la cadena de aisladores o parcialmente, el tipo de aisladores van a depender de las condiciones ambientales donde se encuentren ubicados y la accesibilidad a la estructura.

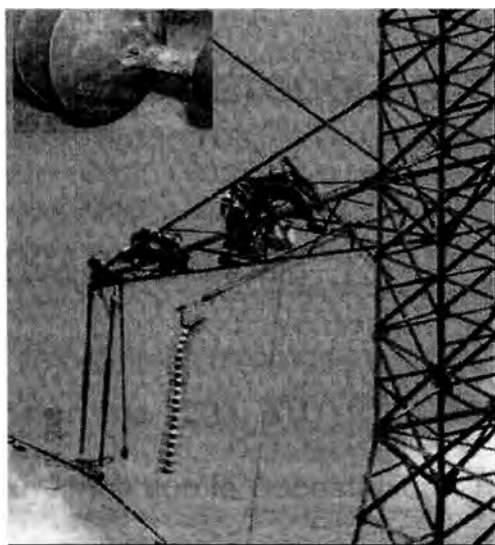


Gráfico N° 6.6 Reemplazo de aisladores.

También se deben revisar y/o cambiar los componentes de los aisladores, ferretería y la instalación de anillos corona, para la disminución del efecto corona.

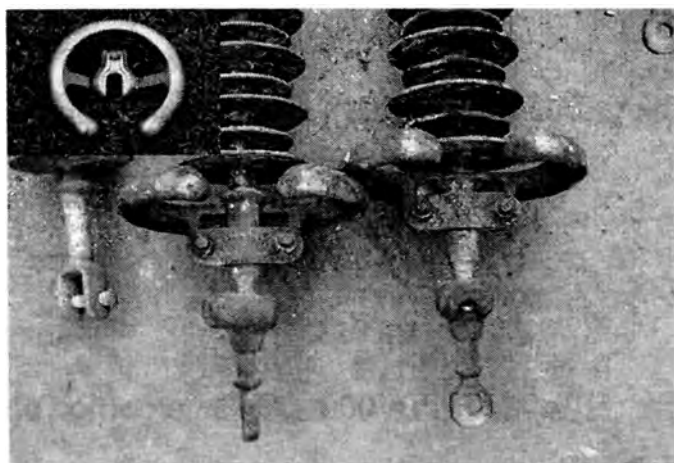


Gráfico N° 6.7 Anillo corona con aislador polimérico.

- Inductancia 0,4490 Ω /km.
- Nº de ternas 1
- Tipo de estructura Acero / poste de Fierro.
- Nº de estructuras 70 / 11.
- Conductor Aleación de aluminio (AAAC).
- Sección 490 mm².
- Norma de fabricación y pruebas: ASTM B398/ ASTM B399.
- Cable de guarda Acero galvanizado.
- Sección 50 mm².
- Recorrido Desde la Central Hidroeléctrica de Callahuanca, pasando por las localidades de Santa Eulalia, Moyopampa, Chosica, Ñaña, Huachipa, Cajamarquilla, San Hilarión, Independencia hasta la Subestación de Chavarría.
- Nº de cadena de aisladores
 - Tipo suspensión 81.
 - Tipo anclaje 345.
- Material de los aisladores Porcelana.
- Tipo de aislador Antiniebla.
- Acoplamiento Ball and socket.
- Longitud de línea de fuga \geq 440 mm.
- Peso aproximado 6,5 kg.

7.2 ANTECEDENTES

La línea de transmisión L-2008 se encuentra en operación desde el año 1938; desde los años 1980 a 1993 sufrieron una serie de atentados terroristas que ocasionaron serios daños a las estructuras y conductores, los cuales han sido objeto de reiteradas reparaciones de emergencia para restituir el servicio lo más pronto posible.

Aun a estos hechos, la antigüedad de sus componentes y el efecto contaminante que existe en la zona de Lima en aproximadamente 10 km. de longitud, es un factor que está incidiendo en las pérdidas que actualmente presenta la línea.



Gráfico N° 7.1 Ubicación de la línea L-2008 (Callahuana-Chavarría).

7.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Basándonos en la metodología, modelo y procedimiento para el cálculo de las pérdidas eléctricas del presente informe (capítulos N° III, IV y V), se crea una planilla de cálculo en Excel, en el cual se analizará y calculará las pérdidas con la información obtenida de los contadores de energía de la Empresa Generadora, este archivo lo denominaremos: "L_2008_ENE_04_VE5", luego de ello se realizará los pasos indicados según el procedimiento descrito en el capítulo V, obteniendo como resultado las pérdidas longitudinales y transversales (pérdidas teóricas y reales), que nos servirá para poder escoger las mejores alternativas que reducirán las pérdida y que también sean económicamente viables.

7.3.1 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS IDEALES.

Para determinar las pérdidas ideales se utilizará dependiendo del periodo los valores de la Conductancia (B) y Suceptancia (G) de cada línea de transmisión calculada e identificada en el ítem 5.1.5 (capítulo V) del presente informe. Para la siguiente aplicación del método, el mes de análisis correspondiente es Enero 2004, es decir el periodo de: Diciembre a Mayo, estos valores son:

Periodo Junio - Noviembre		Periodo Diciembre – Mayo	
Suceptancia (B)	6,0240 (η F/km)	Suceptancia (B)	6,0240 (η F/km)
Conductancia (G)	0,3707 (μ S/km)	Conductancia (G)	0,3531 (μ S/km)

Cuadro N° 7.1 Valores de Conductancia y Suceptancia.

Posterior a ello utilizaremos la información obtenida de los contadores de energía de la empresa Generadora Eléctrica y los contadores instalados en los extremos de las líneas de transmisión para el presente estudio, estos parámetros son: la tensión, la energía activa y reactiva, la corriente, en el lado de generación. Con estos valores registrados en la planilla de cálculo y las ecuaciones matemáticas Ec.3.15, Ec.3.16, y Ec.3.17 del capítulo III, obtenemos las pérdidas eléctricas para cada intervalo de 15 minutos (2976 intervalos), con ello calculamos el valor de la pérdida promedio de todos los intervalos (Pérdida promedio: 899.07 Kwh.), luego de ello realizamos la sumatoria del total de intervalos, obteniendo el siguiente resultado mostrado:

Línea	TRAMO	km	Energía	Pérdidas Teóricas	
			Enviada GWh	(GWh)	%
L.2008	CALLAHUANCA CHAVARRIA	55,37	127,47	2,59	2,03

Cuadro N° 7.2 Resultado de las pérdidas teóricas.

7.3.2 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS REALES.

Con los registros de los contadores de energía (Actaris SL 7000 SMART), instalados en cada extremo de línea de transmisión, correspondiente al mes de enero 2004, y los registros de los contadores de energía (marca Quantum), proporcionados por la empresa Generadora Eléctrica; se procede a ingresarse a la planilla de cálculo

realizada y las ecuaciones matemáticas Ec.3.3, Ec.3.4 del capítulo III, se efectuó el balance de energía, con el cual se determinó las pérdidas reales de energía en cada una de las líneas de transmisión, a su vez se realizó la comparación entre los valores obtenidos de ambos tipos de contadores de energía, obteniéndose los siguientes resultados:

Línea	TRAMO	km	Energía Enviada GWh	Energía Recibida GWh	Pérdidas Reales		TIPO DE MEDIDOR
					(GWh)	(%)	
L.2008	CALLAHUANCA - CHAVARRIA	55,37	127,47	123,93	3,55	2,78%	ACTARIS (ESTUDIO)
			127,15	123,55	3,60	2,83%	QUANTUM (EMPRESA)
	Diferencia		0,32	0,37	0,05	0,55%	

Cuadro N° 7.3 Comparación entre contadores de energía.

En el cuadro se aprecia que el nivel de pérdidas global de energía para el presente mes es de 2,78 %, equivalente a 3,55 GWh, según la información obtenida de los contadores de energía ACTARIS instalados para el presente estudio; esta información se compara con la obtenida a través de los contadores de energía marca QUANTUM perteneciente a cada extremo de la línea de la empresa Generadora Eléctrica, observando una diferencia del 0,05% de error, se analizó las causas de tal diferencia encontrando lo siguiente:

- Los medidores de la Generadora Eléctrica marca Quantum, instalados en los extremos de la línea, se encuentran desfasados 10 y 15 minutos con respecto a la hora Satelital GPS que fue tomado como referencia.

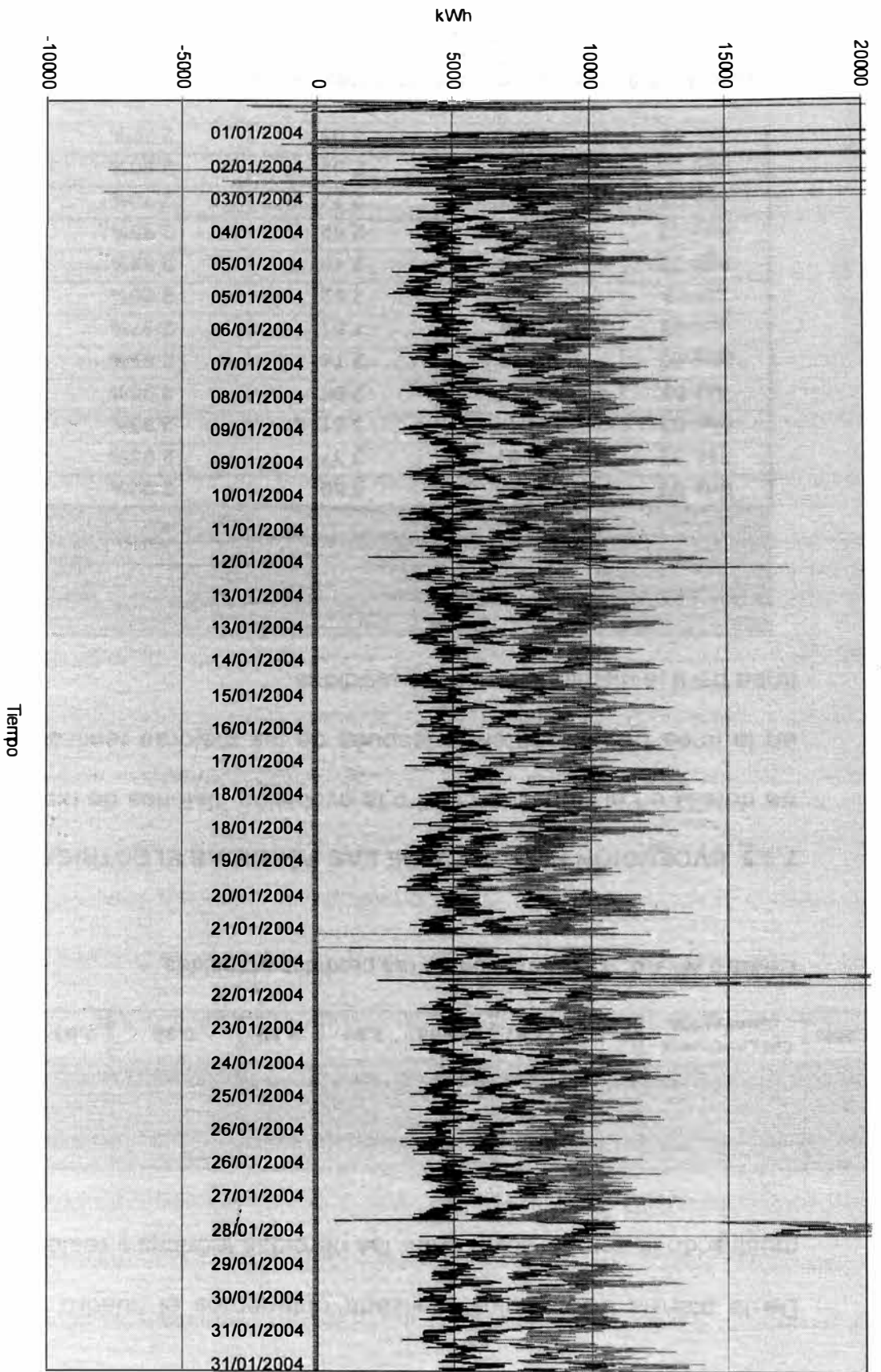


Gráfico N° 7.2 Disgregación de las pérdidas eléctricas (Longitudinales, Transversales y Totales).

7.3.4 COMPARACIÓN ENTRE LAS PÉRDIDAS IDEALES Y LAS PÉRDIDAS REAL

De la planilla de cálculos realizada obtenemos el cuadro siguiente, mostrando la comparación entre las pérdidas teóricas y reales:

Línea	TRAMO	km	Energía Enviada GWh	Energía Recibida GWh	Pérdidas (GWh)		DIFERENCIA A REAL - TEORICO (Gwh)	Pérdidas (%)	
					Teóricas	Reales		Teóricas	Reales
L.2008	CALLAHUANCA - CHAVARRIA	55,37	127,47	123,93	2,59	3,55	0,95	2,03%	2,78%

Cuadro N° 7.5 Comparación de las pérdidas obtenidas.

7.3.5 EVOLUCIÓN HISTORICA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Se detalla en el siguiente cuadro la evolución histórica de las pérdidas en la línea L-2008, antes y después de las mejoras realizadas en la línea para la disminución de las pérdidas.

FECHA	ENERGIA TRANSMITIDA (GWh)	ENERGIA PERDIDA (GWh)	PERDIDA TOTAL PORCENTUAL(%)
Ene-03	123.26	3.60	2.92%
Feb-03	114.87	3.37	2.93%
Mar-03	124.14	3.51	2.83%
Abr-03	100.01	2.96	2.96%
May-03	96.12	2.74	2.85%
Jun-03	54.08	1.61	2.97%
Jul-03	91.65	2.62	2.86%
Ago-03	85.15	2.40	2.82%
Sep-03	81.89	2.42	2.95%
Oct-03	83.88	2.27	2.70%
Nov-03	87.07	2.52	2.90%
Dic-03	110.19	3.05	2.77%

Cuadro N° 7.6 Evolución Histórica antes del estudio.

% Pérdida Energía

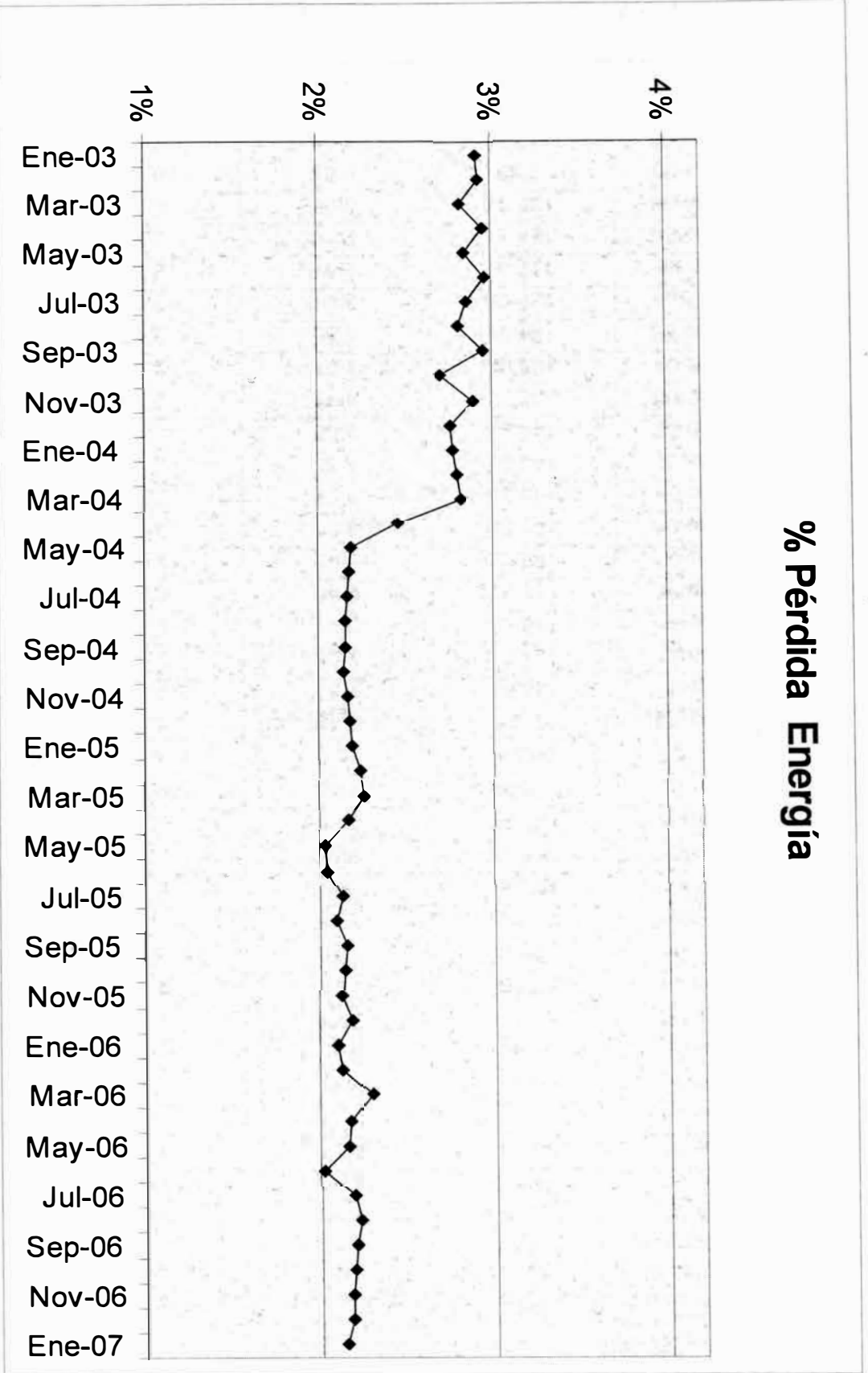


Gráfico N° 7.3 Nivel de pérdidas eléctricas en el tiempo.

FECHA	ENERGIA TRANSMITIDA (GWh)	ENERGIA PERDIDA (GWh)	PERDIDA TOTAL PORCENTUAL (%)
Ene-04	127.47	3.55	2.78%
Feb-04	92.18	2.58	2.80%
Mar-04	120.34	3.40	2.83%
Abr-04	98.19	2.41	2.45%
May-04	70.91	1.55	2.18%
Jun-04	55.43	1.20	2.17%
Jul-04	55.83	1.21	2.16%
Ago-04	53.15	1.14	2.15%
Sep-04	57.06	1.23	2.15%
Oct-04	82.56	1.76	2.13%
Nov-04	87.24	1.88	2.16%
Dic-04	97.26	2.12	2.18%
Ene-05	116.68	2.55	2.18%
Feb-05	102.98	2.30	2.23%
Mar-05	108.99	2.46	2.26%
Abr-05	98.24	2.13	2.17%
May-05	72.87	1.48	2.03%
Jun-05	125.87	2.57	2.04%
Jul-05	121.21	2.58	2.13%
Ago-05	119.83	2.51	2.09%
Sep-05	115.31	2.48	2.15%
Oct-05	159.53	3.42	2.14%
Nov-05	141.63	3.01	2.13%
Dic-05	140.35	3.07	2.19%
Ene-06	168.99	3.55	2.10%
Feb-06	144.27	3.08	2.13%
Mar-06	205.77	4.71	2.29%
Abr-06	185.06	4.01	2.17%
May-06	154.91	3.35	2.16%
Jun-06	129.09	2.61	2.02%
Jul-06	117.31	2.57	2.19%
Ago-06	125.87	2.79	2.22%
Sep-06	139.67	3.07	2.20%
Oct-06	3.36	0.07	2.18%
Nov-06	162.88	3.54	2.17%
Dic-06	155.09	3.38	2.18%
Ene-07	178.30	3.81	2.13%

Cuadro N° 7.7 Evolución Histórica después del estudio.

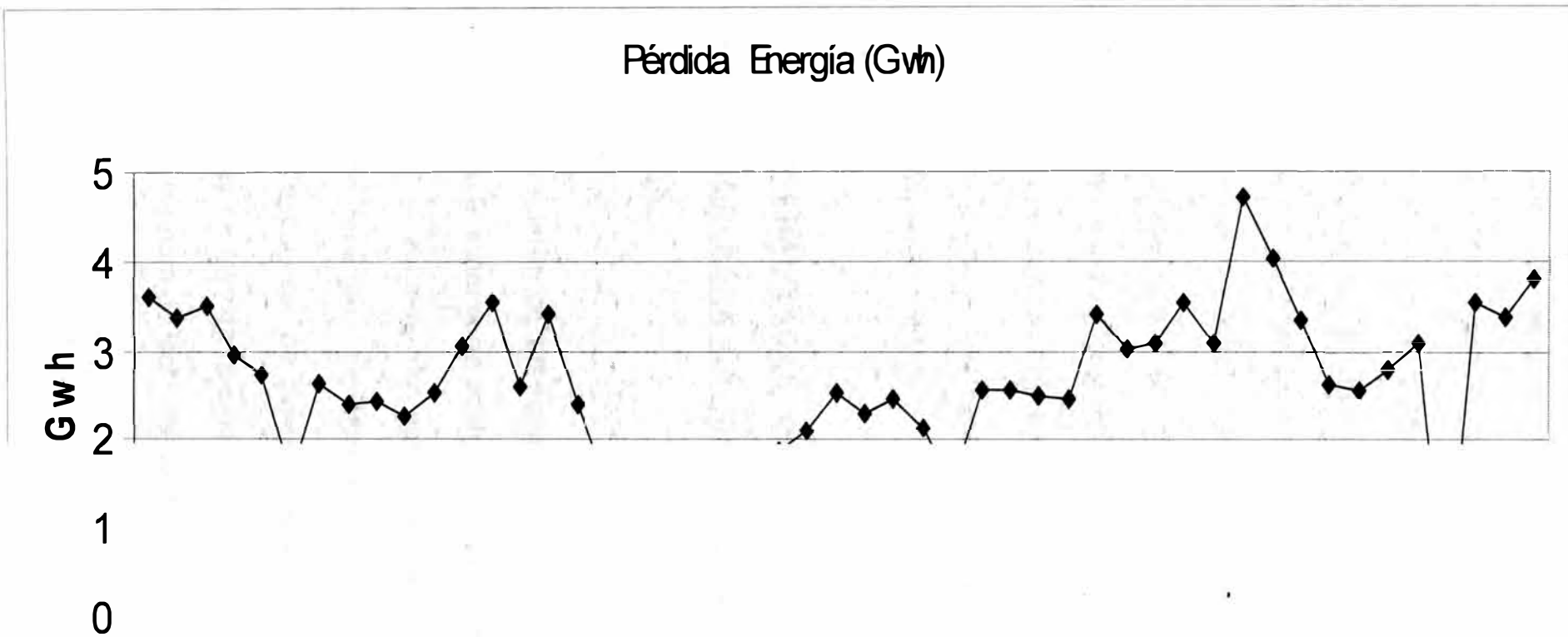


Gráfico N° 7.4 Evolución de las pérdidas con el tiempo.

A continuación se muestra las acciones realizadas para las correcciones de las observaciones encontradas en las líneas a corto plazo ya que las acciones a largo plazo (limpieza de conductores y aisladores o reemplazo total o parcial de los conductores y aisladores), se debe analizar la mejor alternativa y factibilidad de la solución.

También se presentan recomendaciones de mejora hechas a las líneas de transmisión analizadas, con el fin de conocer los beneficios que llevó realizar el presente estudio, desarrollo del método y como un aporte al conocimiento, ya que con ello se tuvo información necesaria para tomar decisiones a corto y largo plazo, escogiendo las mejores alternativas de solución económicamente viables.

7.4 ACCIONES REALIZADAS EN LAS LÍNEAS Y CELDAS DE TRANSMISIÓN PARA LA DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

- **Programa de revisión del sistema de medición**

Se verificó todo el sistema de control y medición de las líneas, celdas de transformación y equipos de patio; realizando el contraste de los contadores de energía, transformadores de tensión y corriente, verificando la secuencia de fases; calibrando aquellos contadores y transformadores de medida que no cumplieron con el rango de precisión establecido en las normas técnicas, verificación de la secuencia de fases.

Se recomienda realizar la contrastación de los equipos de medida anualmente ya que la precisión de estos equipos influye en los cálculos de las pérdidas y balances de energía.



Gráfico N° 7.5 Revisión de equipos en la sala de mandos.



Gráfico N° 7.6 Contrastación de contadores de energía.

- **Programa de sincronización**

Se revisó y analizó la sincronización de todos los contadores de energía, realizando la sincronización en varios contadores de energía, la hora de referencia tomada fue la del GPS de la empresa.

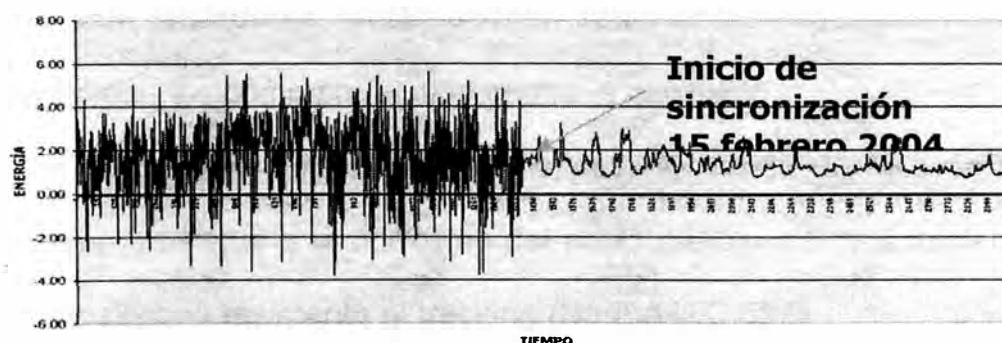


Gráfico N° 7.7 Sincronización de los contadores de energía.

- **Instalación de anillos corona.**

Se realizó la instalación de anillos corona a los aisladores poliméricos que se encuentran instalados en ambientes de alta contaminación. Para

líneas de 220 kV, se recomienda la instalación de 2 anillos corona y para líneas de 138 kV se recomienda la instalación de un anillo corona.

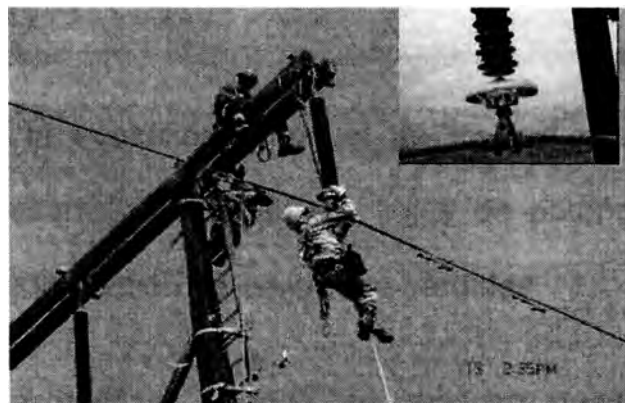


Gráfico N° 7.8 Instalación de anillo corona en aislador polimérico.

- **Protección contra la contaminación y la corrosión.**

Los aisladores cerámicos instalados en la zona costera deben tener una línea de fuga superior a 455 mm por elemento, ya que serán instalados en ambientes de contaminación severa. Se deben emplear aisladores de vidrio con la finalidad de detectar fallas internas en forma rápida y a simple vista (aisladores contorneados), estos aisladores deben tener un manguito de zinc como protección contra la corrosión.

Para el caso de los aisladores poliméricos, el núcleo de fibra de vidrio deben ser resistente a la corrosión del ácido nítrico, con una cubierta de goma de silicona resistente al tracking (Norma IEC 587).



GRÁFICO N° 7.9 Corrosión del pin de aislador de vidrio, grado 1.

7.5 OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES REALIZADAS A LAS LÍNEAS ESTUDIADAS.

- El análisis de la evolución mensual de los indicadores, aplicando la metodología desarrollada (balances, flujos de potencia, plantillas etc.), permite mejorar la gestión de control de pérdidas.
- Se recomienda verificar cuando se realicen desconexiones en los extremos de la línea, esta se efectúe adecuadamente en ambos extremos de la línea, ya que la permanencia de uno de ellos con tensión originaría el incremento de las pérdidas transversales.
- Las pérdidas transversales totales de las líneas son entre 5 a 9 veces los valores normales para líneas similares en zonas limpias
- El principal componentes de las pérdidas transversales los constituye las pérdidas por efecto corona. Ello es debido fundamentalmente a la pobre condición de la superficie de los conductores, debido a la acumulación de suciedad sobre la superficie de los mismos.
- Se observa que las pérdidas transversales son variables durante el día, son mayores en la madrugada y un valor menor en horas de media demanda (8 a 17 horas); esto es correcto debido a que las pérdidas transversales (efecto corona) dependen de las condiciones climáticas, las que son húmedas en la madrugada y seco durante las horas de media demanda, y además porque la tensión de operación de la línea, que

dependen de los despachos del COES, generalmente son más altas en la madrugada.

En general, se debe cumplir que a mayor tensión se tendrá mayores pérdidas y a mayor humedad también se tendrá mayores pérdidas.

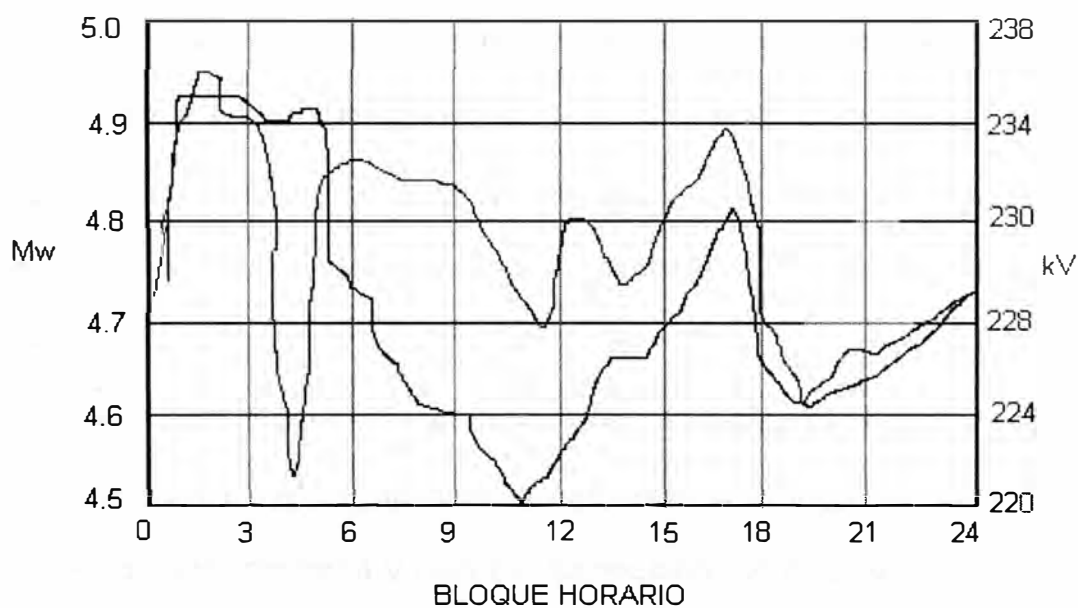


Gráfico N° 7.10 Pérdidas Transversales Máxima en Cada Bloque Horario.

- A pesar de la contaminación de los aisladores, las pérdidas por corrientes de fuga son menores comparados con las pérdidas por efecto corona, pero en cada instante se incrementa estas pérdidas, pudiendo causar una descarga por el aislador y con ello aumentar la indisponibilidad de la línea de transmisión.
- Con igual prioridad se deberán ejecutar estudios de operación del sistema para reducir al mínimo posible las tensiones de operación

- En el rango de tensión cerca al valor nominal de operación, por cada kilovoltio adicional se pierde 100 kw.
- Para reducir las pérdidas por efecto corona, se presentan tres alternativas principales:
 - ✓ Limpiar los conductores existentes.
 - ✓ Utilizar conductores simples con un mayor diámetro.
 - ✓ Operar el sistema a tensiones no excesivas (medida operativa de reducción de pérdidas).
- La limpieza manual del conductor resultó en una disminución significativa de las pérdidas por efecto corona. La alternativa de cambiar totalmente el conductor no es económicamente viable.
- Con el objetivo de reducir los costos por limpieza de conductores y hacerla mas eficiente, se deberá identificar a lo largo de toda la línea, zonas de alta, mediana y baja contaminación (un mapeo de las zonas de contaminación de conductores), a través de medidas eléctricas directas e indirectamente.
- Los modelos utilizados para predecir las pérdidas y específicamente las ocasionadas por efecto corona reflejan y explican los resultados de las medidas de pérdidas. Sin embargo, no existe ninguna prueba de laboratorio a nivel mundial que valide dichos modelos para las condiciones de operación de los conductores.

RECOMENDACIONES

1. Las pérdidas eléctricas han sido calculados basadas en el método de Flujo de carga, sería recomendable que también se analice con el método de Estimación de estados, este método se utiliza principalmente en tiempo real para ver consistencias con el estado operativo del sistema.
2. Se deben realizar investigaciones adicionales, con el fin de prever soluciones que mejoren el rendimiento de las líneas de transmisión y capacidad de las mismas, ya que de lo contrario significaría la selección de alternativas definitivas al problema de las pérdidas eléctricas, como el reemplazo de los conductores, lo cual tendría repercusiones importantes en cuanto a la capacidad estructural de las torres actuales. Aun en el caso de esta última alternativa, su viabilidad económica depende en gran medida del desarrollo de técnicas para mantener los nuevos conductores limpios de manera continua, lo que fue comprobado en campo.

CONCLUSIONES

1. El cálculo de las pérdidas eléctricas no es posible determinarlas utilizando fórmulas empíricas tradicionales como las de PEEK y otras, porque estas han sido desarrolladas específicamente para el diseño de líneas y para calcular pérdidas transversales en condiciones específicas (generalmente las condiciones mas adversas) que luego son afectadas por factores de seguridad, además en el recorrido de las líneas las condiciones climáticas varían en cada instante y tramo, por lo tanto no se garantiza la precisión de los resultados.
2. Se estableció una metodología con la que se pueden identificar, cuantificar las pérdidas de energía en las líneas de transmisión, el cual sirve para determinar los niveles de eficiencia de cada línea de transmisión en 220 kV., y con estos resultados obtenidos se pueden plantear alternativas de reducción económicamente viable.
3. La metodología propuesta en el presente informe es muy acertado ya que para la determinación de las pérdidas eléctricas se basa en dos aspectos, el primero en el planteamiento de un modelo matemático para la representación de las líneas de transmisión y por último en las mediciones de las variables de operación básicas que normalmente se hace sobre una línea de transmisión, es decir voltajes y potencias




activas y reactivas en los extremos de cada línea y en las ya conocidas leyes de Kirchoof.

4. Las pérdidas longitudinales por efecto Joule dependen principalmente de la potencia eléctrica que demandan las cargas, las pérdidas transversales dependen de la tensión de operación y de la conductancia de aislamiento por lo que su medición solamente se puede hacer en vacío, para condiciones específicas y no es posible medir las pérdidas transversales en forma directa.
5. Con el control de pérdidas de potencia y energía en las líneas de transmisión se puede monitorear relativamente la magnitud de las pérdidas transversales mediante un programa adecuado de mantenimiento, limpieza de sus conductores y aisladores.
6. Las alternativas más atractivas económicamente hablando están en reducir las perdidas en las zonas más críticas. La alternativa de cambiar totalmente el conductor no es económicamente viable. La limpieza de los conductores constituye una excelente alternativa desde el punto de vista económico, para reducir las perdidas eléctricas en especial las perdidas por efecto corona, dado el estado de contaminación acumulada, es preferible inicialmente limpiar los conductores manualmente, posteriores a ello podrían ser mecanizadas.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- F.W. Peek, Jr. "Law of Corona and the Dielectric Strength of Air", AIEE Transaction Power Apparatus and System, Vol. 30, Pt. III, pp 1889-1965, 1911.; Vol. 31, Pt. III, 1912; Vol. 32, 1913.
- 2.- R. Holm, "Theory of Corona," Archive fur Electrotechnik, Vol. 18, pp. 567-582, 21 de Setiembre de 1927.
- 3.- H.J. Ryan y H.H. Henline, "Hysteresis Character of Corona Formation," AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 32, Pt. III, pp. 1118-1124, 1924.
- 4.- F.W. Peek, Jr., Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering. Nueva York; McGraw-Hill, 3ra edición, 1929.
- 5.- W.S. Peterson, AIEE Discuss. Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 52, Pt. III, p. 62, 1933.
- 6.- H.H. Newell y F.W. Warburton, "Variations in Radio and TV Interference from Transmission Lines," AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 75, pp. 420-426, Junio de 1956.
- 7.- I.W. Gross, C.F. Wagner, O. Naef y R.L. Tremaine, "Corona Investigation on Extra-high-Voltage Lines – 500 kV Test Project of the American Gas and Electric Company", AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 70, pp 75-94, 1951
- 8.- Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, EPRI EL – 2500, Palo Alto California, 2da edición, Revisada, 1987, pp. 320.
- 9.- Electrical Transmisión and Distribution Reference Book, East Pittsburg, PA, Westinghouse Electric Corporation, p. 60, 1964.
- 10.- P.S. Maruvada, D.H. Nguyen y H. Hamadani-Zadeh, "Studies on Modelling Corona Attenuation of Dynamic Overvoltages", IEEE Transactions Power Delivery, Vol. 4, No. 2, pp. 1441-1449, Abril de 1989.
- 11.- O.Nigol y J.G. Cassan, "Corona Loss research at Ontario Hydro

Coldwater Project”, AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 80, Part III, pp. 304-313, Junio de 1961.

-  12.- Gilberto Enríquez Harper : “Técnicas de las Altas Tensiones” Volumen I y II, México, 1980.
-  13.- Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas. Bogotá – Colombia, 1990.
-  14.- Luís María Checa: “Líneas de Transporte de Energía.”, Barcelona - España.

ANEXOS

CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CÓDIGO LÍNEA	DENOMINACIÓN	TENSIÓN NOMINAL (KV)	LONGITUD x TERNA (KM)	CONDUCTOR		ESTRUCTURAS		CADENA AISLADORES			RECORRIDO
				MATERIAL	mm2	MATERIAL	CANTIDAD	MATERIAL	N.º SUSP.	N.º ANCLAJE	
L-2001/2002	Huinco - Santa Rosa	220	61.99	AAAC	490	AC	134	Porcelana	130	1490	Desde la C.H. Huinco, pasando por las localidades de Huinco, Santa Eulalia Moyopampa, Chosica, Ñaña, Huachipa, Campoy y El Agustino hasta la Sub Estación Santa Rosa, en una ruta cercana al curso del río Rimac
L-2007	Matucana - Callahuanca	220	22.5	AAAC	490	AC	22	Porcelana	60	240	Desde la C.H. Matuca, pasando por las localidades de San Bartolome, Cumbe, Cupiche, Mina el Carmen hasta la Sub Estación Callahuanca
L-2008	Callahuanca - Chavarria	220	55.37	AAAC	490	AC/PF	70/11	Porcelana	81	345	Desde la C.H. Callahuanca, pasando por las localidades de Santa Eulalia Moyopampa, Chosica, Ñaña, Huachipa, Cajamarquilla, San Hilarion, Independencia hasta la Sub Estación Chavarria.
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	220	36.35	AAAC	490			Porcelana	27	213	Desde la C.H. Callahuanca, pasando por las localidades de Santa Eulalia Moyopampa, Chosica, Ñaña, hasta la Subestación de Cajamarquilla
L-2015	Cajamarquilla - Chavarria	220	21.42	AAAC	490			Porcelana	54	162	Desde la Subestación de Cajamarquilla, pasando por las localidades de Cerro Camote, San Hilarion, Las flores e Independencia hasta la Sub Estación Chavarria
L-2716	Purunhuasi - Callahuanca	220	0.58	ACSR	726	AC	3	Porcelana	6	12	Desde la Sub Estación de Purunhuasi de ETECEN hasta la Sub Estación de Callahuanca
L-2256	Yanango - Pachachaca	220	89.05	ACSR	592	AC	192	Vidrio	410	409	Desde la S.E. Yanango ubicada en la carretera a San Ramón (a 280 km al noreste de Lima), siguiendo paralelo al río Tarma, carretera antigua a Tarma, los cerros de la Oroya y la S.E. Pachachaca (ubicado a 120 km al este de Lima)
L-2257	Chimay - Yanango	220	29.54	ACSR	592	AC	56	Vidrio	113	150	Desde la S.E. Chimay (ubicada a 320 km al noreste de Lima), pasando alrededor de los

MATERIAL ESTRUCTURA

AC : Acero
 MA : Madera
 PF : Poste de Hierro
 PC : Poste de Concreto

MATERIAL CONDUCTOR

AAAC: Conductor de aleación de aluminio
 ACSR: Conductor de aluminio con refuerzo de acero

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CONDUCTORES

DESCRIPCIÓN	UN	AAAC 490 mm2	AAAC 304 mm2	COBRE 70 mm2	COBRE 120 mm2	COBRE 180 mm2	ACSR PHEASANT	ACSR CURLEW
1 CARACTERÍSTICAS GENERALES								
1.1 Tipo y denominación del cable		AAAC 490	AAAC 304	ITINTEC 370.043	ITINTEC 370.043	ITINTEC 370.043	ACSR PHEASANT	ACSR CURLEW
1.2 Norma de Fabricación y Pruebas		ASTM B398 ASTM B399	ASTM B398 ASTM B399	ITINTEC 370.042	ITINTEC 370.042	ITINTEC 370.042	ASTM 230 ASTM 232 ASTM 498 ASTM 499	ASTM 230 ASTM 232 ASTM 498 ASTM 499
2 CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES								
2.1 Sección	mm ²	490.59	303.18	70	120	180	644.5	524
2.2 Número de hilo	n.º	61	37	19	37	37	54 / 19	54 / 7
2.3 Diámetro del hilo	mm	3.2	3.2	2.14	2.03	2.52	3.9 / 2.34	3.51 / 3.61
2.4 Diámetro del conductor	mm	28.8	22.61	10.7	14.25	17.64	35.36	31.65
3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS								
3.1 Resistencia eléctrica C.C. a 20 °C	Ohm/Km	0.06828	0.11049	0.273	0.156	0.101	0.0451	0.0545
3.2 Coeficiente de dilatación lineal a 20° C por ° C	1/ °C	0.000023	0.000023	0.000017	0.000017	0.000017	0.0000194	0.0000194
4 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS								
4.1 Esfuerzo de rotura de cable completo	Kg	14906	9331	2700	4800	7300	19800	16680
4.2 Módulo de elasticidad final	Kg/mm ²	6000	6000	11500	11500	11500	7000	7000
4.3 Peso del Conductor:								
- Sin grasa	Kg/m	1.346	0.832	0.61	1.07	1.64	2.434	1.981
- Con grasa	Kg/m	1.427	0.882	--	--	--	--	--

**AISLADORES DE PORCELANA
(USADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LIMA)**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tipo de aislador Acoplamiento Material aislante Normas de Fabricación y Pruebas		Antineblina Ball and socket Porcelana IEC – ANSI
A. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES		
Diámetro del disco de porcelana	mm	254
Distancia entre la rótula y la bola (ball & socket distance)		146
Tipo de acoplamiento	Norma IEC	16 A
Diámetro del perno	mm	16
Longitud de la línea de fuga (IEC 383)	mm	>= 440
Peso total aproximado	Kg	6.5
B. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Resistencia electromecánica de ruptura	kN	120
Material de anodo de sacrificio		Zinc
C. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Mínima tensión de descarga:		
- Seco	kV	95
- Húmedo	kV	60

**AISLADOR STANDARD DE VIDRIO PARA CADENA DE SUSPENSIÓN
(USADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 256 Y 257)**




























DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tipo de aislador Acoplamiento Material Normas de Fabricación y Pruebas		Standard Ball and socket Vidrio templado IEC – ANSI
A. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES		
Diámetro de parte aislante	mm	255
Paso	mm	146
Tipo de acoplamiento	Norma IEC	16 A
Diámetro del perno	mm	16
Longitud de la línea de fuga (IEC 383)	mm	>= 315
Longitud de línea de fuga protegida	mm	>= 200
Peso total aproximado	Kg	4
B. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Resistencia electromecánica de ruptura	kN	120
Tensión de prueba (prueba de rutina)	kN	60
C. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Resistencia a sobretensiones eléctricas		
- En seco a frecuencia industrial 60Hz	kV	70
- Bajo lluvia frecuencia industrial 60 Hz	kV	40
- A impulso onda 1.2/50 useg positiva y negativa	kV	100
Tensiones de descarga:		
- En seco a Frecuencia Industrial	kV	80
- Bajo lluvia a frecuencia industrial	kV	50
- A impulso de onda 1.2/50 useg,		
- positiva	kV	100
- negativa	kV	103
Tensión de perforación	kV	130
Nivel máximo de perturbaciones radio eléctricas	mV	50
Tensión de prueba del nivel de perturbaciones	kV	10
































**AISLADOR STANDARD DE VIDRIO PARA CADENA DE ANCLAJE
(USADOS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 256 Y 257)**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tipo de aislador		Standard
Acoplamiento		Ball and socket
Material		Vidrio templado
Normas de Fabricación y Pruebas		IEC – ANSI
B. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES		
Diámetro de parte aislante	mm	280
Paso	mm	146
Tipo de acoplamiento	Norma IEC	20
Diámetro del perno	mm	20
Longitud de la línea de fuga	mm	>= 330
Longitud de línea de fuga protegida	mm	>= 220
Peso total aproximado	Kg	6
B. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Resistencia electromecánica de ruptura	kN	160
Tensión de prueba (prueba de rutina)	kN	80
C. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Resistencia a sobretensiones eléctricas		
- En seco a frecuencia industrial 60Hz	kV	75
- Bajo lluvia frecuencia industrial 60 Hz	kV	45
- A impulso onda 1.2/50 useg positiva y negativa	kV	>= 105
Tensiones de descarga:		
- En seco a Frecuencia Industrial	kV	80
- Bajo lluvia a frecuencia industrial	kV	50
- A impulso de onda 1.2/50 useg,		
- positiva	kV	120
- negativa	kV	125
Tensión de perforación	kV	130
Nivel máximo de perturbaciones radio eléctricas	mV	50
Tensión de prueba del nivel de perturbaciones	kV	10

TABLA DE LOCALIZACION

LINEA TRANSMISION: 220 KV CALLAHUANCA - CHAVARRIA (L. 2008/2009)

LONGITUD PROGRESIVA	N° ESTRUCTURA	ANGULO DESVIACION	VANO REAL	COTA TERRENO	ESTRUCTURAS		CLASE DE TERRENO
					TIPO	ALTURA	
257.00	CH. CALLAH. 1		257.00	1,431.30	T.A.2xE+0	SAE 1970	ROCOSO
632.00		147°30'00"	375.00				
921.00	2		289.00	1,490.00	A60+0	"	"
1,225.00	3		304.00	1,597.80	A60+0	"	"
1,482.00	4		257.00	1,604.00	A10+0	"	"
1,931.00	5		449.00	1,599.00	A10+0	"	"
2,130.30	6		199.30	1,618.80	S+0	"	"
3,004.20	7		873.90	1,614.20	A10+0	"	"
3,390.60	8		386.40	1,598.56	A10+0	"	"
3,878.10	9		487.50	1,595.01	A10+0	"	"
5,021.10	10		1,143.00	1,601.96	A10+0	"	"
6,358.40	11		1,337.30	1,792.50	A20+3	"	"
7,310.30	12		951.90	1,786.63	A10+0	"	"
8,933.10	13		1,622.80	1,889.99	A20+3	"	"
10,873.80	14		1,940.70	1,553.50	BA20+6	"	"
12,263.80	15		1,390.00	1,919.20	BA20+3	"	"
13,756.30	16		1,492.50	1,338.46	A20+0	SAE 1970	Rocoso
15,750.30	17		1,994.00	1,588.07	BA20+15	"	"
16,416.30	18		666.00	1,362.96	BA20+3	"	"
17,516.30	19		1,100.00	1,245.50	A10+15	"	"
18,224.70	20		708.40	1,108.85	A10+0	"	"
19,627.20	21		1,402.50	1,288.18	A10+6	"	"
19,861.50	22		234.30	1,213.78	A10+0	"	"
20,025.90	23		164.40	1,237.63	S+3	"	"
21,018.90	24		993.00	1,203.63	A10+0	"	"
21,473.40	25		454.50	1,055.20	A10+0	"	"
22,180.40	26		707.00	1,034.48	A45+3	"	"
22,641.40	27		461.00	1,073.98	S+3	"	"
23,216.10	28		574.70	1,013.28	S+0	"	"
24,516.10	29		1,300.00	950.58	A10+3	"	"
	30			824.80	A10+3	"	"

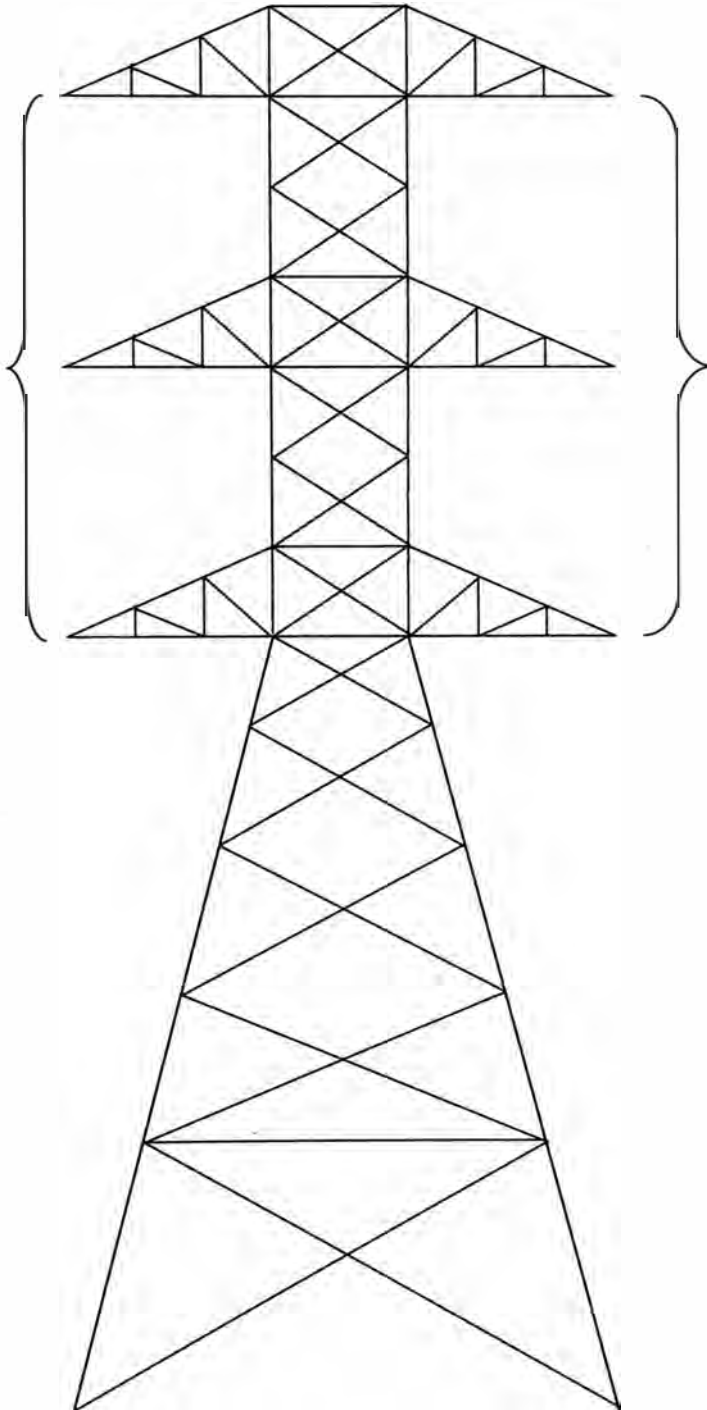
LONGITUD PROGRESIVA	N° ESTRUCTURA	ANGULO DESVIACION	VANO REAL	COTA TERRENO	ESTRUCTURAS		CLASE DE TERRENO
					TIPO	ALTURA	
24,787.10	31	 25°07'20"	271.00	893.33	A30+0	SAE 1970	Rocoso
25,173.10	32		386.00	932.58	S+0	"	"
25,635.30	33		462.20	925.03	A10+0	"	"
26,884.00	34		1,249.00	977.54	A60+3	SAE 1983 (RECORTADA DE A80+9)	"
27,863.60	35	 10°29'17"	979.30	1,073.14	A20+0	SAE 1970	"
28,277.00	36		413.40	996.64	A10+0	"	"
29,212.50	37		935.50	799.00	A10+0	"	"
30,283.10	38	 2°30'	1,070.60	748.39	A10+0	"	"
31,068.10	39	 20°47'	785.00	868.07	A60±0	SBE 1983 (RECORTADA DE A80+8)	"
31,966.10	40	 21°55'	898.00	909.32	A60+12	SAE 1983 (RECORTADA DE A80+9)	"
34,020.70	41		2,054.60	864.17	BA20+9	SAE 1970	"
35,152.10	42		1,131.40	421.00	A10+6	"	Hormigon aluvial
35,659.10	43		507.00	406.80	S+6	"	Cultivo
35,983.10	44		324.00	407.20	S+0	"	"
36,300.30	45		317.20	418.70	A10+0	"	"
37,276.50	46		976.20	605.17	A10+0	SAE 1970	ROCOSO
38,082.70	47	 30°14'40"	806.20	694.81	A45+3	"	"
39,089.40	48		1,006.70	545.60	A10+15	"	"
39,617.80	49		528.40	487.00	A10+3	"	"
40,244.40	50		626.60	523.80	S+12	"	"
40,852.20	51		607.80	460.67	A10+3	"	"
41,542.20	52		690.00	399.00	A10+9	"	Cultivo
42,430.20	53	 00°57'13"	897.00	488.61	AM60+6	SBE 1985	Rocoso
43,723.20	54a		1,293.00	771.31	AM60+6	SBE 1985	"
43,844.20	54b		121.00	822.91	AM60+6	SBE 1985	"
45,379.20	55	 0°55'13"	1,535.00	602.90	A20+6	SAE 1970	"
46,690.20	56		1,311.00	526.15	A10+9	"	"
47,282.20	57		592.00	366.00	A10+12	"	"
47,849.60	58	 13°32'00"	567.40	242.75	A30+0	SAE 1983 (RECORTADA DE A30+9)	"
48,184.60	59		335.00	215.30	p.A1	100'	Cultivo
48,359.60	60		175.00	216.00	p.S2	"	"

LONGITUD PROGRESIVA	N° ESTRUCTURA	ANGULO DESVIACION	VANO REAL	COTA TERRENO	ESTRUCTURAS		CLASE DE TERRENO
					TIPO	ALTURA	
48,522.50	61		163.00	215.90	p.A3	100'	Cultivo
48,663.60	62		141.00		p.S2	"	"
48,804.60	63		141.00	215.03	p.A1	"	"
48,979.60	64		175.00		p.S2	"	"
49,154.60	65		175.00	214.91	p.A1	"	"
49,419.60	66		265.00		p.A3	"	"
49,572.10	67		152.50	214.00	p.S2	"	"
49,724.60	68		152.50		A45+0	SAE 1970	"
50,414.50	69		689.90	406.68	A20+3	"	Rocoso
50,942.60	70		528.10		A10+6	"	"
51,387.10	71		444.50	635.50	A30+6	"	"
51,980.30	72		593.20		A20+3	"	"
52,396.70	73		416.40	289.90	A20+3	"	"
52,875.40	74		478.70		A10+0	"	"
53,116.00	75		240.60	191.51	A10+0	"	"
53,654.50	76		538.50		p.A1	100'	Hormigon Aluvial
53,884.50	77		230.00	94.30	p.A1	"	Hormigon Aluvial
54,198.50	78		314.00		T+12	SAE 1965	Rocoso
54,765.50	79		567.00	67.00	S+9	"	Cultivo
55,218.44	80		452.94		T+0	"	Rocoso
55,353.44	C.T CHAVARRIA		135.00	70.00			

ESQUEMA TÍPICO DE ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE 220 KV N.º 2001/2002

Distancia entre brazos 7 m
Distancia entre ternas 9.17 - 10.17 m
Distribución geométrica de los conductores en un plano vertical

Terna 2002

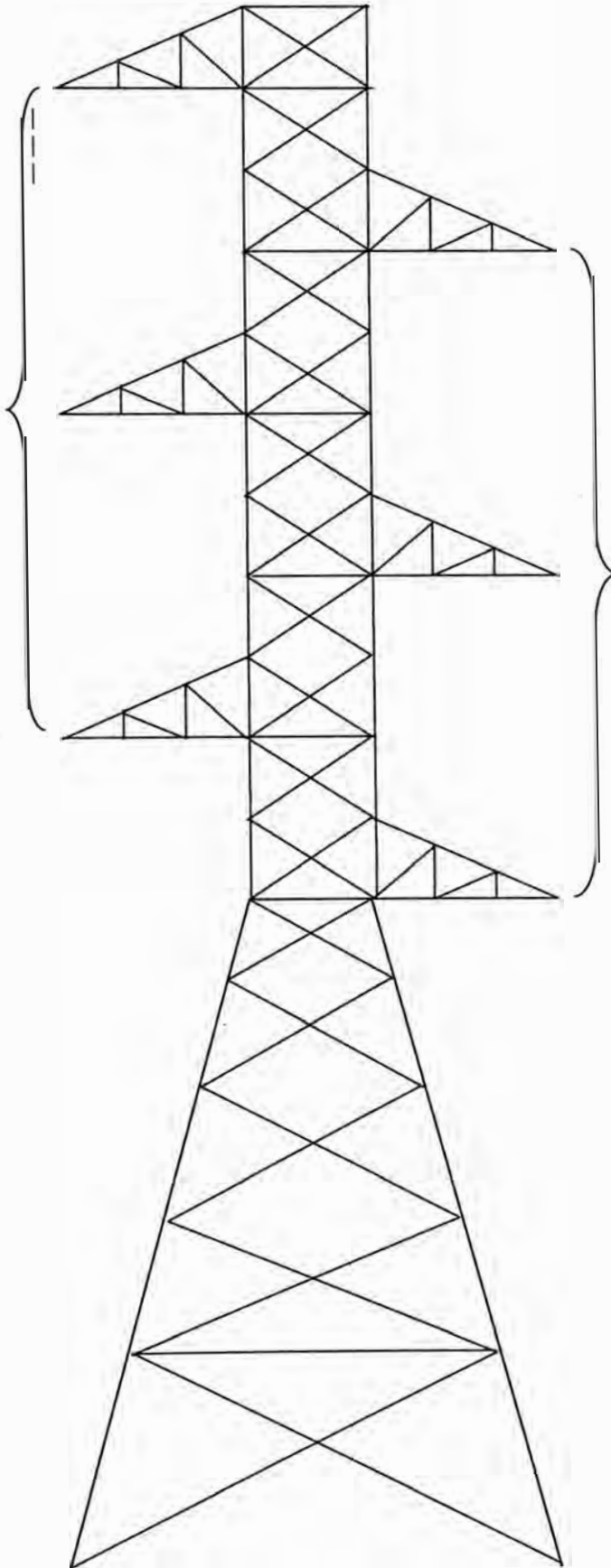


Terna 2001

ESQUEMA TÍPICO DE ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE 220 KV N.º 2001/2002

Distancia entre brazos 7 m
Distancia entre ternas 9.17 - 10.17 m
Distribución geométrica de los conductores en un plano vertical

Terna 2002



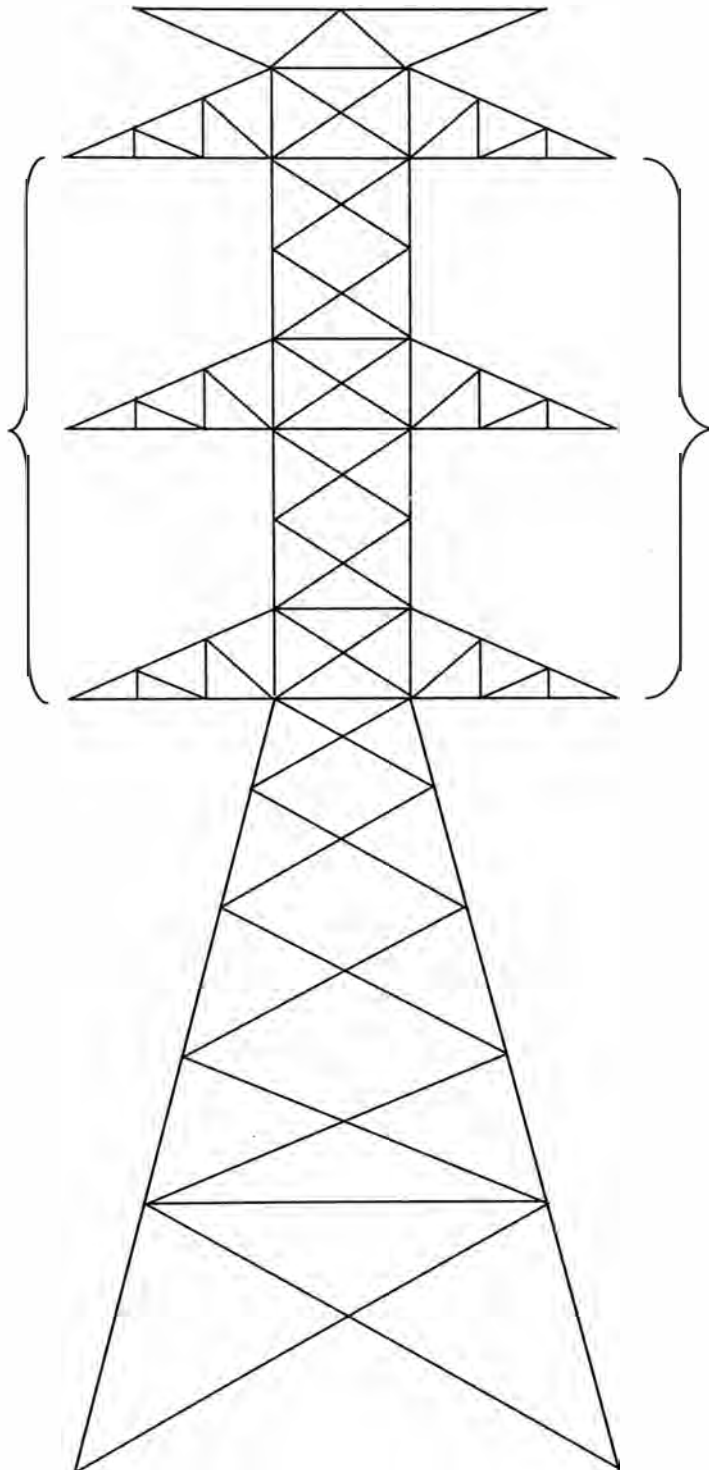
Terna 2001

ESQUEMA TÍPICO DE ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE 220 KV N.º 2008/2009/2015

Distancia entre brazos 6.5 m
Distancia entre ternas 6.2 - 9.6 m
Distribución geométrica de los conductores en un plano vertical

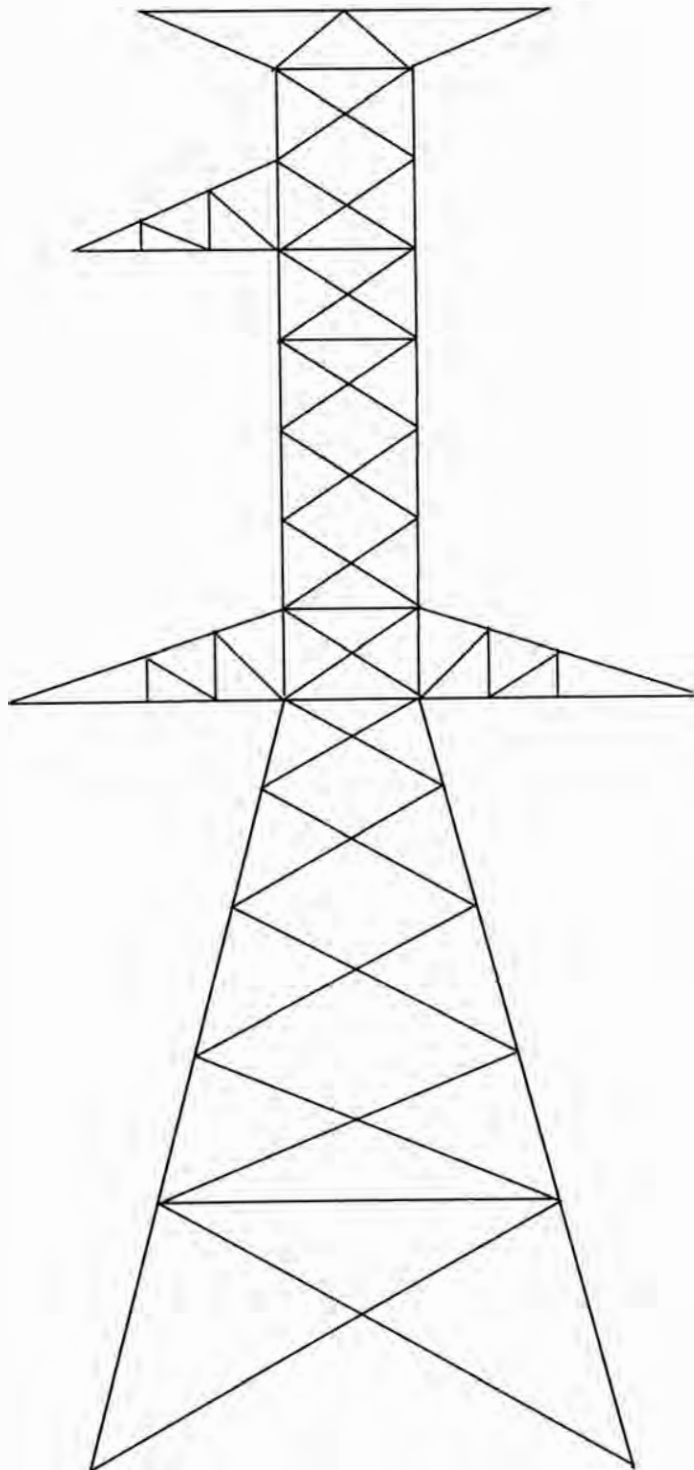
Terna 2008

Terna 2009 ó 2015



ESQUEMA TÍPICO DE ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE 220 KV N.º 256 y 257

Distancia entre brazos m
Distancia entre ternas m
Distribución geométrica de los conductores en triángulo



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO A UTILIZAR

Generalidades

El contador SL7000 SMART es un sistema de medida completo. Se presenta en una envolvente de montaje saliente tipo DIN. Están disponibles múltiples opciones de entradas/salidas y diversos puertos de comunicación (óptico [conforme a CEI 61107] y eléctricos [RS232, RS485]) utilizando diversos protocolos estándar. El contador integra la medida de energía, demanda máxima y registro de perfil de carga (hasta 16 canales) en una única envolvente.

Cada 0,5 ms se obtienen muestras de los valores digitalizados de tensión e intensidad

El contador SL7000 SMART cumple ampliamente los requisitos exigidos por las normas CEI de aplicación, incluyendo aquellas relativas a equipos de medida electrónicos:

- UNE EN 60687 (CEI 60687) para equipos de clases 0,2S.

Dimensiones

El contador SL7000 SMART está disponible en versiones de conexión directa, conexión a transformador de intensidad, o conexión a transformadores de tensión e intensidad, con o sin neutro. Puede configurarse para su conexión a una red de 3 ó 4 hilos

Tensiones de referencia:

La característica de autorrango del contador cubre las siguientes tensiones usuales, y todos los valores incluidos entre los mismos:

3x57.7/100 V, 3x63,5/110 V, 3x127/220V,
3x230/400 V, 3x240/415 V, 3x100 V,
3x110 V, 3x230 V, 3x240 V, 3x400 V

Calibres de intensidad:

- 1(10) A, y todos los valores intermedios (conexión a transformador de intensidad, y conexión a transformadores de intensidad y tensión).

62 magnitudes de energía			otras (19)	estado (11)
Activa	Reactiva	Aparente	Factor de potencia	Energía
kWh fase 1+	kvarh fase 1+	kVA fase 1+	PF fase 1	Activa
kWh fase 1-	kvarh fase 1-	kVA fase 1-	PF fase 2	dirección kWh
			PF fase 3	
kWh fase 2+	kvarh fase 2+	kVAh fase 2+		dirección kWh fase 1
kWh fase 2-	kvarh fase 2-	kVAh fase 2-	PF total	dirección kWh fase 2
				dirección kWh fase 3
kWh fase 3+	kvarh fase 3+	kVAh fase 3+	Valores eficaces	
kWh fase 3-	kvarh fase 3-	kVAh fase 3-	Tensión	Reactiva
			U _{ef} 1	cuadrante kvarh
kWh total +	kvarh total +	kVAh total +	U _{ef} 2	cuadrante kWh fase 1
kWh total -	kvarh total -	kVAh total -	U _{ef} 3	cuadrante kWh fase 2
				cuadrante kvarh fase 3
	kvarh Q1 fase 1	Efectiva	Intensidad	
	kvarh Q2 fase 1	Energía ext 1+	I _{ef} 1	Secuencia de fase
	kvarh Q3 fase 1	Energía ext 1-	I _{ef} 2	Estado de secuencia
	kvarh Q4 fase 1		I _{ef} 3	Estado cons. ext.
		Energía ext 2+		Estado cons. int.
	kvarh Q1 fase 2	Energía ext 2-	V e I de neutro	
	kvarh Q2 fase 2		Tensión de neutro	9 incidencias
	kvarh Q3 fase 2	Energía ext 3+	Intensidad de neutro	Calidad de servicio
	kvarh Q4 fase 2	Energía ext 3-		Cortes fase 1
			Frecuencia	Cortes fase 2
	kvarh Q1 fase 3	Energía ext 4+	Frecuencia de red	Cortes fase 3
	kvarh Q2 fase 3	Energía ext 4-		
	kvarh Q3 fase 3		Ángulos de fase	
	kvarh Q4 fase 3	Suma	Ángulo U1/U1	Sobretensiones fase 1
		Suma 1	Ángulo U2/U2	Sobretensiones fase 2
	kvarh Q1 total	Suma 2	Ángulo U3/U3	Sobretensiones fase 3
	kvarh Q2 total	Suma 3		
	kvarh Q3 total	Suma 4	Ángulo U1/U2	Subtensiones fase 1
	kvarh Q4 total		Ángulo U2/U1	Subtensiones fase 2
			Ángulo U1/U3	Subtensiones fase 3



Actaris SL7000

SMART Contador-registrador multifunción



Equipo integrado

Conexión directa o
a transformadores
de medida

Múltiples canales de
comunicación

Contador-registrador SL7000

- Contador estatico multifunción de altas prestaciones
- Aprobado a las normativas españolas
- Conexion directa para aplicaciones comerciales
- Conexion a transformadores de medida para aplicaciones industriales
- Múltiples líneas de entrada y salida para aplicaciones de control
- Múltiples canales de comunicación

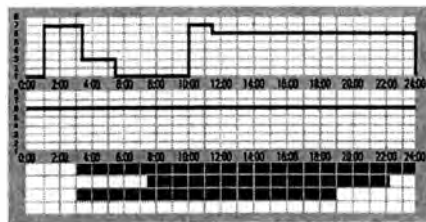
Medida en clientes comerciales e industriales

El contador-registrador SL7000 incorpora en una única envoltente todas las funciones de medida y tarificación requeridas para la medida en clientes comerciales e industriales.

Las prestaciones del registrador de perfiles de carga son programables. El equipo permite la comunicación local y remota, accediéndose por ambos medios a la actualización de la programación.

El contador-registrador SL7000 se alimenta de los propios circuitos de medida de tensión. Es de rango extendido lo cual facilita la utilización del mismo equipo en una gran diversidad de instalaciones.

La agregación de consumos y la disposición de entradas de impulsos, son prestaciones de gran utilidad que en la mayoría de las aplicaciones permiten eliminar los concentradores externos.



Tarificación

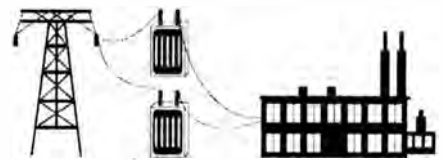
Aplicaciones clásicas de medida: Clientes a tarifa.

La gran capacidad de configuración del contador-registrador SL7000 permite programar todas las estructuras tarifarias contempladas por la normativa vigente para clientes a tarifa.

Nuevas necesidades: Clientes cualificados

En los pasados años se han aprobado diversas normas legales que han

hecho posible la puesta en marcha del nuevo sistema eléctrico español. El contador-registrador SL7000 satisface todos los requisitos establecidos por las normativas legales, y los reglamentos que las desarrollan, para la medida en puntos frontera de clientes cualificados tipos 2 y 3.



Medida en puntos frontera

La precisión y gran linealidad de medida del contador garantizan la calidad de los datos obtenidos para aplicaciones de facturación. Las lecturas instantáneas de diversas magnitudes eléctricas se utilizan en aplicaciones de supervisión de la red.

Por otra parte, los canales simultáneos de comunicación permiten compartir los datos recogidos de la instalación por parte de diversos usuarios o departamentos.



Valor añadido a la medida

Mediante la aplicación de las tecnologías de última generación en metrología y comunicaciones, los contadores SL7000 de Actaris aportan grandes beneficios tanto a las empresas eléctricas como a los consumidores, incorporando valor añadido en cada uno de los procesos de medida.

Ventajas para las empresas eléctricas

- **Reducción de los costes por stocks**

La alimentación del contador es de rango extendido con márgenes muy amplios de tensión. Esta característica permite utilizar el mismo contador en diferentes tipos de tensiones de instalación, tanto en clientes comerciales como industriales.

- **Reducción de los costes de lectura**

Los ciclos de lectura se reducen al mínimo, mediante el almacenamiento de todos los datos requeridos para la facturación, y la capacidad de comunicación que permite la lectura remota del contador a bajo coste.

La conformidad de los protocolos disponibles con las normas de comunicación CEI más recientes, facilita la integración del contador en los sistemas estándar de adquisición de datos.

- **Reducción de pérdidas por causas no técnicas**

El contador dispone de diversas prestaciones de seguridad frente a problemas técnicos provocados por intervención humana, o intentos de fraude.

- **Supervisión de la red**

El contador SL7000 permite la supervisión de las condiciones de la red, incluyendo el registro de las anomalías como incidencias simples o en un fichero. Esta prestación puede utilizarse para actuar de forma preventiva y/o correctiva en las condiciones de la red.

- **Actualización de funciones**

Una prestación importante de los contadores SL7000 es la capacidad de actualización de sus funciones. El coste de actualización es mínimo, permitiendo la reutilización del equipo existente.

- **Resistencia a ambientes adversos**

Los contadores están diseñados y ensayados para hacer frente a condiciones ambientales adversas, como perturbaciones electromagnéticas y variaciones en la condición de la red.

Versiones del contador SL7000

Por tipo de cliente	
SL761E	clientes a tarifa, conexión directa
SL761C	clientes a tarifa, conexión a transformadores de medida
SL762B	clientes cualificados tipo 2: Clase 0,5S. Protocolo de comunicaciones IEC 870-5-102
SL762C	clientes cualificados tipo 3: Clase 1. Protocolo de comunicaciones IEC 870-5-102
Opciones para líneas de Entrada/Salida	
00	Versión básica sin líneas de E/S
01	Versión intermedia con un conjunto limitado de líneas de E/S
06	Versión extendida con la capacidad completa de E/S

En todas las versiones están disponibles diversas configuraciones.

Ventajas para los consumidores

- **Supervisión del consumo**

La información facilitada por el contador está disponible en tiempo real a través de un puerto de comunicaciones dedicado, de forma que los consumidores finales puedan supervisar y controlar su consumo de energía.

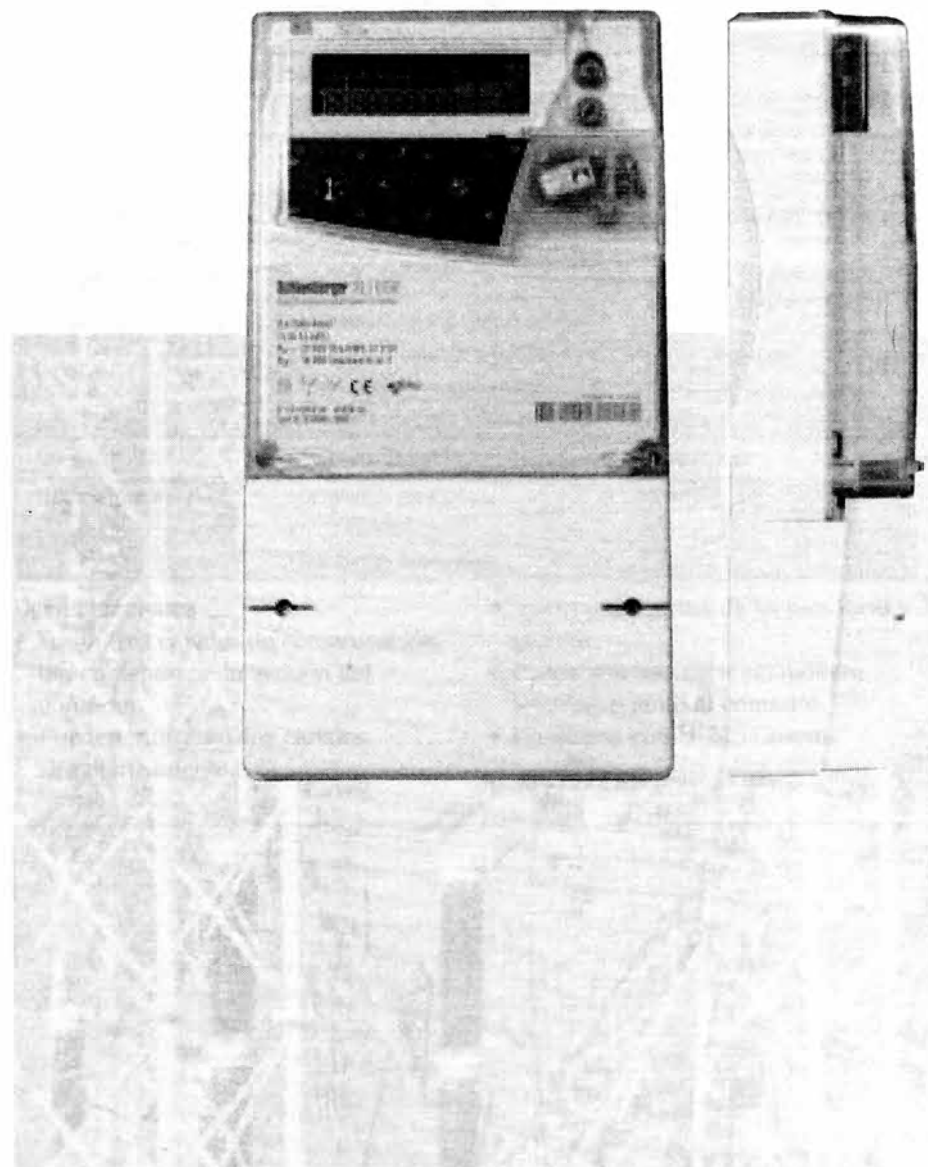
- **Supervisión del suministro**

La supervisión se realiza sobre la base de unos parámetros de calidad de suministro definibles. Los datos

obtenidos pueden utilizarse como elemento de verificación cuando la calidad de suministro sea un dato contractual.

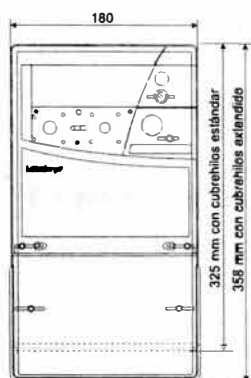
- **Control de exceso de consumo**

El contador SL7000 permite supervisar el consumo con relación a unos umbrales programables, y pueden activar unos contactos cuando el consumo exceda los límites.





Dimensiones



Características principales

Multienergía

- Medida de la energía activa (bidireccional), reactiva (cuatro cuadrantes) y aparente, en valores agregados y fase por fase.
- Se dispone de 4 entradas de impulsos, que permiten una gestión adicional de la medida (versiones de Entrada/Salida intermedia y extendida).

Curvas de carga

- Pueden registrarse hasta 8 canales de curva de carga configurables entre las diversas magnitudes medidas.

Multitarifa

- Tarifación de energía y demanda máxima.
- Medida de hasta 10 magnitudes eléctricas para facturación.
- Hasta 32 registros de tarifa de energía y 24 registros de tarifa de demanda máxima.
- Cambios de tarifa gestionados por reloj interno. En las versiones de Entrada/Salida intermedia y flexible, los cambios de tarifa pueden también gestionarse externamente.

Calidad de tensión

- Los umbrales de tensión son configurables, permitiendo el análisis detallado de las variaciones de tensión.

Datos técnicos

Valores	Tensión:	3x57.7/100V hasta 3x240/415V autorango
	Intensidad CD:	$I_n = 5 \text{ A}$ ($I_{max} = 120 \text{ A}$)
	Intensidad CT:	$I_n = 1 \text{ A}$ ($I_{max} = 10 \text{ A}$)
Tipos de conexión	Conexión directa:	Contador de 4 hilos, plenamente operativo en conexión de 3 hilos sin neutro
	Conexión a transformadores:	Disponible en 3 y 4 hilos
Precisión	Conexión directa:	Clase 1 (CEI 61036)
	Conexión a transformador:	Clase 0,5s (CEI 60867) y clase 1 (CEI 6136)
	Energía reactiva:	Clase 2 (CEI 1268)
Frecuencia	50Hz	
Rango de temperatura	-40°C hasta +70°C	
Estándares	Cumplimiento con las normas CEI 61036, CEI 60867 y marcado CE (metrológicas, eléctricas, electromecánicas, mecánicas, climáticas)	
Comunicaciones	Puerto óptico (CEI 61107). Opcionalmente puerto serie RS232C y/o RS485.	

Accesorios

Comunicación	<ul style="list-style-type: none"> • Módem telefónico interno o externo • Cables de conexión a equipos de comunicación externos • Puerto óptico de comunicaciones para conexión a PC • Software usuario para supervisión del consumo
Configuración	<ul style="list-style-type: none"> • Software de configuración para empresas eléctricas
Documentación	<ul style="list-style-type: none"> • Certificado de ensayos • Guía del usuario • Manual de instalación

Comunicaciones

- Hasta tres canales de comunicación, dependiendo de la versión del contador.
- Pueden utilizarse dos canales simultáneamente.
- Incorpora puertos de lectura local y remota.
- Puede suministrarse un módem telefónico junto al contador.
- Conforme con DLMS-Cosem.



Compañía Chilena de Medición S.A.
Avenida General Freire 725 - La Cisterna
Santiago - Chile
56 - 2 - 525 10 31

www.actaris.com

EU-EL-0020-0-SP-11 00

© Copyright 2003, Actaris., All Rights Reserved.

ACTARIS

— 1 0 1 7 2 2 2

LÍNEAS ELÉCTRICAS

1. Parámetros de las líneas

La relación entre las intensidades y tensiones de una línea eléctrica depende de cuatro parámetros: *resistencia*, *inductancia*, *capacidad* y *conductancia*. Suelen agruparse de la siguiente manera:

- Parámetros serie: $\begin{cases} \text{Resistencia} \\ \text{Inductancia} \end{cases}$
- Parámetros paralelo: $\begin{cases} \text{Capacidad (capacitancia)} \\ \text{Conductancia} \end{cases}$

Los cuatro parámetros están repartidos uniformemente a lo largo de la línea. En general suele trabajarse con valores por unidad de longitud.

Siendo R , L , C y G los parámetros por unidad de longitud, la impedancia serie y la admitancia paralelo de la línea son:

- $\bar{\varepsilon} \equiv R + j\omega L$ Impedancia serie por unidad de longitud (Ω/m)
- $\bar{y} \equiv G + j\omega C$ Admitancia paralelo por unidad de longitud (Ω^{-1}/m)
- $\bar{Z} = \bar{\varepsilon} l$ Impedancia serie total (Ω)
- $\bar{Y} = \bar{y} l$ Admitancia paralelo total (Ω^{-1})

1.1 Resistencia

Para un conductor cilíndrico homogéneo de sección S y resistividad ρ la expresión es

$$R = \frac{\rho}{S} \quad (\Omega/\text{m})$$

Normalmente no se trabaja con conductores de ese tipo, por lo que la determinación analítica es más complicada. Influye el trenzado, el número de capas, la temperatura, el efecto pelicular, ...

1.2 Inductancia

Para una línea trifásica compuesta por tres conductores (un conductor por fase) la inductancia equivalente por fase es

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D}{r} \quad (\text{H}/\text{m})$$

donde D es la distancia media geométrica entre conductores y r un radio equivalente del conductor para tener en cuenta la inductancia interna. En el caso de conductores homogéneos de radio r_c y efecto pelicular despreciable la expresión es

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r_c} \right) = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D}{0.779 r_c}$$

En el caso de disponerse varios conductores por fase se sustituye r por el radio equivalente que se indica a continuación:

Dúplex



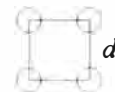
$$r_{\text{eq}} = \sqrt{r \cdot d}$$

Tríplex



$$r_{\text{eq}} = \sqrt[3]{r \cdot d \cdot d}$$

Cuádruplex



$$r_{\text{eq}} = \sqrt[4]{r \cdot d \cdot d \cdot \sqrt{2} \cdot d}$$

La distancia d suele estar entre 40 y 45 cm, aunque en la mayoría de los países se ha normalizado a 40 cm .

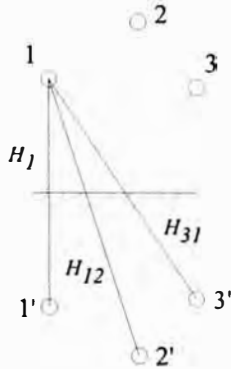
1.3 Capacidad (capacitancia)

La capacitancia[†] equivalente por fase, sin considerar el efecto de la tierra, es

$$C = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln \frac{D}{r_e}} \quad (\text{F/m})$$

donde D es la distancia media geométrica entre conductores y r_e el radio exterior del conductor. En el caso de disponerse varios conductores por fase se utiliza un radio equivalente obtenido de forma análoga al de la inductancia, pero con el radio exterior r_e en lugar de r .

Para tener en cuenta el efecto de la tierra se aplica el método de las imágenes, obteniéndose la expresión



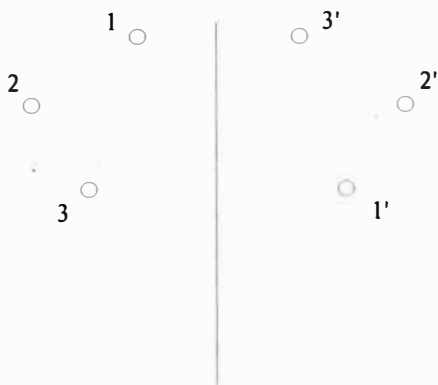
$$C = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln \frac{D}{r_e} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12} H_{12} H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1 H_2 H_3}}} \quad (\text{F/m})$$

1.4 Conductancia

Está relacionada con las fugas de corriente por el aislante y con las pérdidas debidas al efecto corona. Es difícil de determinar analíticamente y además es bastante variable. Normalmente (y afortunadamente) suele despreciarse.

1.5 Líneas de varios circuitos

Veremos una línea de doble circuito



La distancia media entre fases es

$$D = \sqrt[3]{\sqrt[2]{D_{12} \cdot D_{12'}} \cdot \sqrt[2]{D_{23} \cdot D_{23'}} \cdot \sqrt[2]{D_{31} \cdot D_{31}'}}$$

El radio equivalente para el cálculo de la inductancia es

$$r_{eq} = \sqrt[3]{\sqrt[2]{r \cdot D_{11'}} \cdot \sqrt[2]{r \cdot D_{22'}} \cdot \sqrt[2]{r \cdot D_{33}'}}$$

El radio equivalente para el cálculo de la capacitancia se obtiene de forma análoga, sustituyendo en la expresión anterior el radio r por el radio exterior r_e

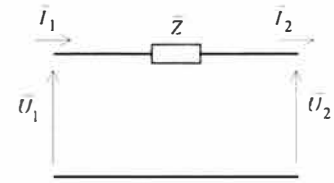
En el caso de haces de conductores se utilizan los radios equivalentes de cada haz, obtenidos de la forma que se ha visto anteriormente.

[†] En líneas eléctricas suele utilizarse el término *capacidad* para la capacidad de transporte (MVA)

2. Esquemas equivalentes

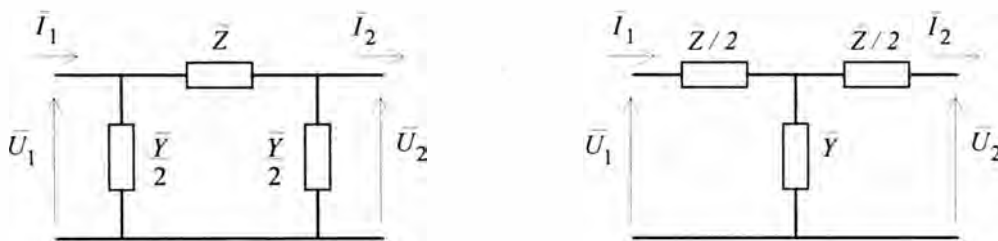
2.1 Líneas cortas ($l < 100$ km)

Puede despreciarse el efecto de la capacidad, quedando el esquema equivalente de la línea reducido a la impedancia serie.



2.2 Líneas medias ($100 \text{ km} < l < 250$ km)

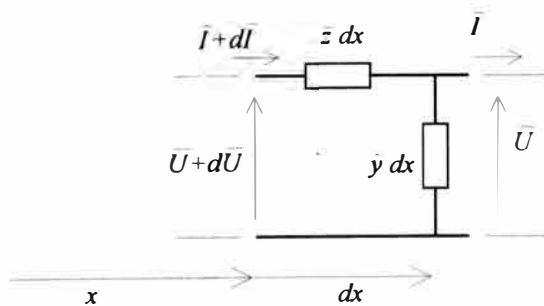
En líneas medias se adopta el modelo de parámetros concentrados. Una opción es dividir la admitancia paralelo (generalmente reducida a la capacidad) en dos partes iguales y colocarlas en los extremos de la línea, con lo que se obtiene el *esquema en π* . También puede suponerse la admitancia paralelo concentrada en el punto medio de la línea, obteniéndose el *esquema en T*. Ambos circuitos no son equivalentes, aunque los resultados son parecidos (tanto más cuanto menor es la admitancia paralelo de la línea). Es más utilizado el esquema en π por trabajar con menos nudos.



2.3 Líneas largas ($l > 250$ km)

En líneas largas no puede suponerse que los parámetros están concentrados, sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.

Designando por $\bar{I} = \bar{I}(x)$ y $\bar{U} = \bar{U}(x)$ los números complejos asociados a la intensidad y a la tensión de un punto de la línea situado a una distancia x del principio y tomando un elemento diferencial de la línea de longitud dx tenemos:



- $\frac{d\bar{U}}{dx} = -\bar{z}\bar{I}$
- $\frac{d\bar{I}}{dx} = -\bar{y}\bar{U}$

Resolviendo el anterior sistema de ecuaciones diferenciales se obtiene

$$\begin{aligned}\bar{U}(x) &= \bar{U}_1 \cosh \bar{\gamma} x - \bar{I}_1 \bar{Z}_c \sinh \bar{\gamma} x \\ \bar{I}(x) &= -\frac{\bar{U}_1}{\bar{Z}_c} \sinh \bar{\gamma} x + \bar{I}_1 \cosh \bar{\gamma} x\end{aligned}$$

donde las constantes $\bar{\gamma}$ y Z_c son:

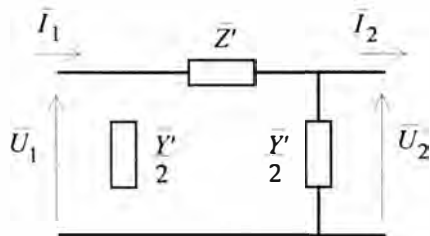
- $\bar{\gamma} \equiv \sqrt{\bar{\epsilon} \bar{y}}$ "Constante de propagación" (rad/m)
- $\bar{Z}_c \equiv \sqrt{\frac{\bar{\epsilon}}{\bar{y}}} = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$ "Impedancia característica" (Ω)

Haciendo $x = l$ se obtiene la relación entre las intensidades y tensiones de los extremos de la línea

$$\bar{U}_2 = \bar{U}_1 \cosh \bar{\gamma} l - \bar{I}_1 \bar{Z}_c \sinh \bar{\gamma} l$$

$$\bar{I}_2 = -\frac{\bar{U}_1}{\bar{Z}_c} \sinh \bar{\gamma} l + \bar{I}_1 \cosh \bar{\gamma} l$$

De las expresiones anteriores puede obtenerse el siguiente esquema equivalente en π para la línea larga (también puede obtenerse el esquema en T , pero es menos utilizado):

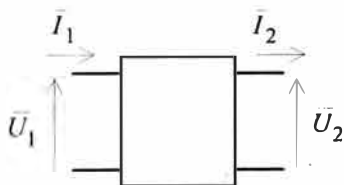


$$\bar{Z}' = \bar{Z}_c \sinh \bar{\gamma} l = \bar{Z} \frac{\sinh \bar{\gamma} l}{\bar{\gamma} l}$$

$$\frac{\bar{Y}'}{2} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \tanh \frac{\bar{\gamma} l}{2} = \frac{\bar{Y}}{2} \frac{\tanh(\bar{\gamma} l / 2)}{\bar{\gamma} l / 2}$$

2.4 Parámetros de transmisión.

Desde el punto de vista de la teoría de circuitos, la línea eléctrica (del tipo que sea) es un cuadripolo, por lo que la relación entre tensiones e intensidades puede establecerse mediante los denominados "parámetros ABCD", o también "parámetros de transmisión" del cuadripolo.



$$\begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

Por ejemplo, para una línea larga y para el esquema en π de una línea media las relaciones son:

Línea larga

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \bar{\gamma} l & \bar{Z}_c \sinh \bar{\gamma} l \\ \frac{\sinh \bar{\gamma} l}{\bar{Z}_c} & \cosh \bar{\gamma} l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

Línea media en π

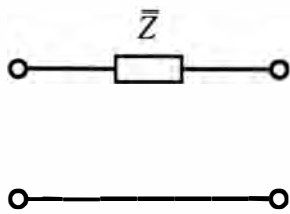
$$\begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z} \bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z} \bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Z} \bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

En cuadripolos recíprocos (las líneas lo son) se verifica $\det(ABCD) = 1$ Además, por simetría $\bar{A} = \bar{D}$

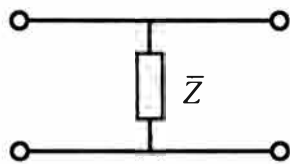
La relación inversa se obtiene sin dificultad

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{D} & -\bar{B} \\ -\bar{C} & \bar{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix}$$

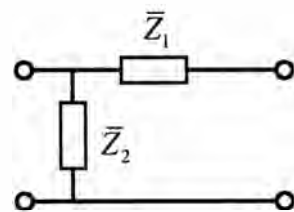
Parámetros ABCD de algunos cuádrupolos comunes



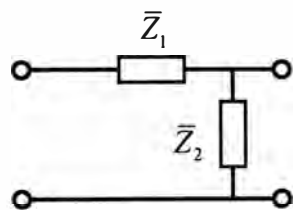
$$\begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$



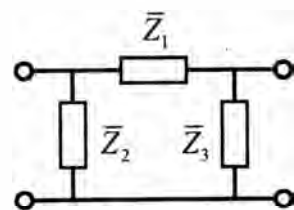
$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{\bar{Z}} & 1 \end{bmatrix}$$



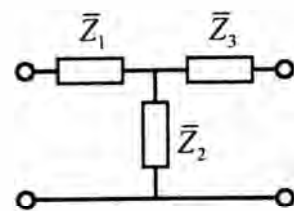
$$\begin{bmatrix} 1 & \bar{Z}_1 \\ \frac{1}{\bar{Z}_2} & 1 + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_2} \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} 1 + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_2} & \bar{Z}_1 \\ \frac{1}{\bar{Z}_2} & 1 \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} 1 + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_3} & \bar{Z}_1 \\ \frac{1}{\bar{Z}_2} + \frac{1}{\bar{Z}_3} + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_2 \bar{Z}_3} & 1 + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_2} \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} 1 + \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_2} & \bar{Z}_1 + \bar{Z}_3 + \frac{\bar{Z}_1 \bar{Z}_3}{\bar{Z}_2} \\ \frac{1}{\bar{Z}_2} & 1 + \frac{\bar{Z}_3}{\bar{Z}_2} \end{bmatrix}$$

3. Topogramas de funcionamiento

El más importante es el de la potencia de salida.

3.1 Topograma de la potencia de salida

La potencia compleja que sale de la línea es

$$\bar{S}_2 = \bar{U}_2 \bar{I}_2^*$$

La intensidad \bar{I}_2 se expresa en función de las tensiones \bar{U}_1 y \bar{U}_2 a partir de la relación dada por los parámetros de transmisión ABCD, es decir:

$$\bar{U}_1 = \bar{A}\bar{U}_2 + \bar{B}\bar{I}_2$$

despejando \bar{I}_2 y sustituyendo

$$\bar{S}_2 = \frac{\bar{U}_2 \bar{U}_1^*}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{A}^* \bar{U}_2^2}{\bar{B}^*}$$

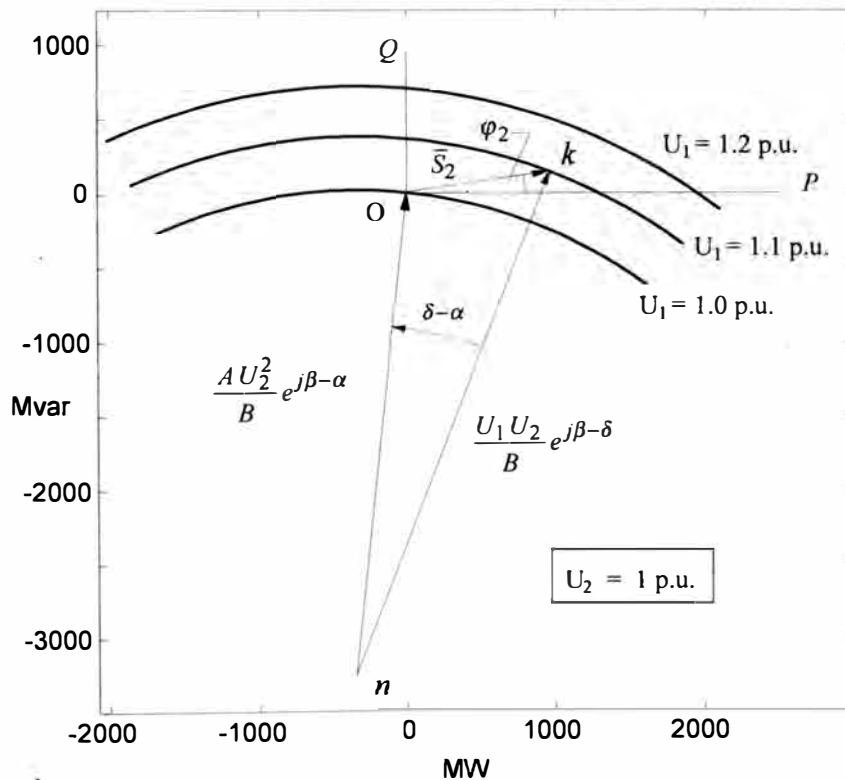
Tomando

$$\bar{A} = A e^{j\alpha} \quad \bar{B} = B e^{j\beta} \quad \bar{U}_1 = U_1 e^{j\delta} \quad \bar{U}_2 = U_2 e^{j\theta}$$

queda

$$\bar{S}_2 = \frac{U_1 U_2}{B} e^{j\beta-\delta} - \frac{A U_2^2}{B} e^{j\beta-\alpha}$$

Si se consideran constantes los módulos de las tensiones y variable el ángulo δ (ángulo de adelanto de la tensión de entrada respecto de la tensión de salida), el lugar geométrico es una circunferencia de centro n . Para diferentes valores fijos de U_1 se obtienen otras tantas circunferencias concéntricas.



El dibujo corresponde a la línea de 380 kV Puentes de García Rodríguez (La Coruña) - Montearenas (León)

NOTA: Para dibujar el diagrama es más cómodo trabajar con una línea corta. En ese caso $B=Z$ y $A=D=1$. El ángulo β coincide con el de la impedancia serie y el ángulo α es nulo. Por consiguiente, el vector que va desde n hasta O tiene un ángulo igual al de la impedancia serie, y el que va desde n hasta k está retrasado δ respecto del anterior

3.1 Topograma de la potencia de entrada

La potencia compleja que entra en la línea es

$$\bar{S}_1 = \bar{U}_1 \bar{I}_1^*$$

La intensidad de entrada se expresa en función de las tensiones a partir de la relación

$$\bar{U}_2 = \bar{D}\bar{U}_1 - \bar{B}\bar{I}_1$$

despejando la intensidad y sustituyendo, queda

$$\bar{S}_1 = \frac{\bar{D}^* U_1^2}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{U}_1 \bar{U}_2^*}{\bar{B}^*}$$

Tomando

$$\bar{D} = \bar{A} = A e^{j\alpha}$$

$$\bar{B} = B e^{j\beta}$$

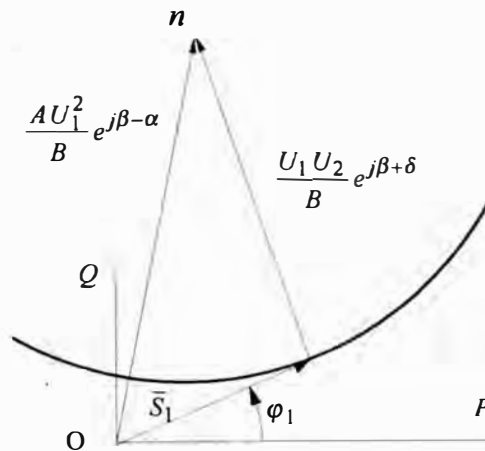
$$\bar{U}_1 = U_1 e^{j\theta}$$

$$\bar{U}_2 = U_2 e^{-j\delta}$$

queda

$$\bar{S}_1 = \frac{A U_1^2}{B} e^{j\beta-\alpha} - \frac{U_1 U_2}{B} e^{j\beta+\delta}$$

Si se consideran constantes los módulos de las tensiones y variable el ángulo δ (ángulo de adelanto de la tensión de entrada respecto de la tensión de salida), el lugar geométrico es una circunferencia de centro n . Para diferentes valores fijos de U_2 se obtienen otras tantas circunferencias concéntricas.



Fabricantes europeos introdujeron al mercado lo que se conoce como la primer generación de aisladores no cerámicos.



Aisladores no cerámicos para líneas de transmisión. Parte I: experiencias de una tecnología prometedora

José Luis Fierro Chávez

Resumen

Los aisladores no cerámicos poseen características especiales que los hacen atractivos para resolver problemas detectados en los aisladores de vidrio o porcelana, principalmente en zonas de alta contaminación y vandalismo. En esta primera parte se presenta un panorama de la experiencia operativa con aisladores no cerámicos para líneas de transmisión en diferentes partes del mundo hasta principios de la década de los noventa. La tendencia en su uso se ha incrementado notablemente en nuevos proyectos de transmisión, principalmente en los Estados Unidos, pero la experiencia operativa muestra que la selección de dichos aisladores requiere de un análisis cuidadoso y de un seguimiento de su comportamiento en campo que

permita establecer las ventajas o desventajas técnico-económicas de su aplicación a largo plazo.

Antecedentes

La necesidad de transmitir grandes bloques de energía por largas distancias trajo como consecuencia la concepción de sistemas de transmisión en extra y ultra alto voltaje (EHV, UHV) a finales de los años cincuenta. Estos desarrollos impusieron un reto para los aislamientos cerámicos utilizados convencionalmente, requiriéndose aisladores de menor peso y mejores características eléctricas y mecánicas. Aunque el interés en la transmisión a voltajes superiores a 1 000 kV disminuyó gradualmente, el interés en tener un aislador más ligero se incrementó, dando lugar a que en 1959 se introdujera en Estados Unidos el primer aislador no cerámico. Sin embargo, estos aisladores, principalmente fabricados con resina epóxica, registraron degradación prematura (fallas por *tracking* y erosión) a pesar de sus ventajas prometedoras. Algunos años después, fabricantes europeos introdujeron al mercado lo que se conoce como la primer generación de aisladores no cerámicos.

Durante un periodo de unos 15 años, un gran número de

compañías eléctricas empezó a utilizar estos aisladores como prueba, principalmente para ganar experiencia. La mayoría de las instalaciones se realizaron en secciones cortas de línea y en algunas zonas problemáticas. Las primeras experiencias fueron desalentadoras y como consecuencia de las fallas reportadas por las compañías usuarias, algunos fabricantes detuvieron la fabricación de aisladores no cerámicos para líneas de transmisión y sólo produjeron para distribución. Otros detuvieron su producción por completo, aunque algunos introdujeron mejoras en la tecnología de materiales y diseños para ofrecer la segunda e incluso la tercera generación de aisladores no cerámicos. [Schneider, H.M. *et al.*, 1989]

Introducción

La primera generación de aisladores no cerámicos para líneas de transmisión ofreció ventajas significativas y generó un interés considerable entre las compañías usuarias. Las ventajas específicas, en comparación con los aisladores cerámicos convencionales, eran:

- **Peso ligero.** Menores costos de construcción y transportación.
- **Resistencia al vandalismo.** Menor daño por disparos de armas de fuego.
- **Alta relación resistencia-peso.** Diseños de nuevas torres con mayores claros.
- **Mejor comportamiento en contaminación.**
- **Mejora en la estética de la línea de transmisión.**

Estas ventajas son especialmente atractivas para extra altos voltajes de líneas de transmisión. Particularmente, si una línea pasa a través de áreas de difícil acceso donde se requiere de helicópteros para su construcción, el uso de aisladores no cerámicos puede ofrecer ahorros considerables.

Un gran número de compañías usuarias inició la experimentación con la

primer generación de estos aisladores. La experiencia inicial fue desalentadora. Algunos problemas típicos reportados por las compañías usuarias después de unos cuantos años de operación fueron:

- **Tracking** y erosión del material de los faldones, lo cual lleva al flameo.
- **Agisamiento** y agrietamiento de la superficie aislante, lo cual resulta en un incremento en la captación de contaminantes, arqueo y flameo.
- Reducción de la resistencia al flameo por contaminación, con el subsecuente incremento en flameos causados por la contaminación.
- Disminución de la resistencia mecánica.
- Pérdida de herrajes.
- Fallas en las uniones y rompimientos a lo largo de la interfaz núcleo-faldón.
- Penetración de humedad seguido por falla eléctrica.

Las mejoras introducidas permitieron a la segunda generación de aisladores no cerámicos tener faldones libres de *tracking*, mejor resistencia al efecto corona y herrajes libres de deslizamientos. Asimismo, el mejor entendimiento de los mecanismos de falla y de la dependencia de la resistencia mecánica con el tiempo, además del incremento en la calidad de los procesos de producción, ha resultado en nuevos diseños de aisladores, con un tiempo de vida útil estimado de veinte a treinta años.

Los resultados de algunas encuestas internacionales efectuadas en esta década muestran que existe un interés particular por el uso de aisladores no cerámicos, principalmente en zonas de alta contaminación y vandalismo, donde los aisladores cerámicos han presentado problemas de operación. Las tecnologías actuales son más estables, con lo cual los fabricantes pueden ofrecer diferentes diseños y materiales para variadas aplicaciones. Sin embargo, la aplicación de estos aisladores requiere de una

adecuada selección del material, así como de un dimensionamiento acorde con los requerimientos operativos donde serán instalados.

Diseño de un aislador no cerámico

Puede decirse que el aislador cerámico tipo *long rod* es el antecesor conceptual de los aisladores no cerámicos, además de que tiene otras ventajas: peso ligero y bajo mantenimiento. Para lograr estos requerimientos fue necesario encontrar o desarrollar materiales adecuados. A diferencia de los aisladores convencionales, los aisladores no cerámicos se componen de diferentes materiales aislantes con propiedades optimadas para cumplir con la función básica del aislador: resistencia mecánica y aislamiento eléctrico (incluso bajo condiciones severas de contaminación) [Kindersberger, J., 1991].

La figura 1 muestra los componentes básicos de un aislador no cerámico: un núcleo, faldones y herrajes acoplados a ambos extremos. Los herrajes se sujetan al núcleo en diferentes formas para lograr la resistencia mecánica requerida.

El núcleo está formado por fibras de vidrio alineadas axialmente y unidas por medio de una resina orgánica. Sin protección, el núcleo por sí solo no es adecuado para la aplicación a la intemperie en alto voltaje, ya que la contaminación, la humedad y el voltaje conducen al desarrollo de *tracking*, lo cual resulta en una falla eléctrica. Por lo tanto, el núcleo requiere de una cubierta y faldones hechos de algún material no cerámico elaborado para usos eléctricos, los cuales se aplican de diferentes maneras para protegerlo y proporcionar el máximo aislamiento eléctrico entre las terminales.

Esto resulta en una gran diversidad de construcciones posibles, por lo que el comportamiento de los aisladores no cerámicos dependerá de la selección de los materiales, del diseño y de la construcción del aislador.



particularmente con hule de silicón, se comportan mejor que los aisladores cerámicos en áreas de polución. Sin embargo, la contaminación genera descargas superficiales que pueden destruirlo. Este fenómeno se ha observado con más frecuencia en aisladores de EPDM (ethylene prophylene diene monomer), los cuales pierden su propiedad hidrofóbica después de unos cuantos años de operación. En la figura 3 se muestra la distribución del uso de aisladores en diferentes niveles de contaminación. Se observa que el uso en áreas de alta contaminación es muy bajo.

El análisis de las fallas de aisladores muestra que el índice de fallas es de aproximadamente 0.1%, lo cual es casi equivalente al índice esperado para los aisladores cerámicos. Las causas de fallas reportadas se presentan en el cuadro 2. Puede observarse que el deterioro (erosión, *agisamiento*, etcétera) ha sido la principal causa de problemas.

Finalmente, la encuesta muestra que el mantenimiento de los aisladores no cerámicos es similar al de los cerámicos. La mayoría de las compañías usuarias lleva a cabo inspecciones visuales (casi siempre aéreas) una vez al año y en ocasiones cada cinco años. Un resultado interesante de estas encuestas muestra que 71.5% de los usuarios está muy satisfecho con el comportamiento de los aisladores no cerámicos, 17.3% lo calificó como aceptable y sólo 2.7%, como de pobre comportamiento.

Por su parte, la encuesta desarrollada por CIGRE [Subworking Group, 1990], la cual incluye lo reportado por el EPRI y por la Canadian Electrical Association (CEA) [Edgar, J.N. *et al.*, 1992] comprende un mayor número de países encuestados. De acuerdo con esta encuesta, el cuadro 3 muestra el número de aisladores no cerámicos usados. Asimismo, el cuadro 4

resume el número de aisladores fallados reportados por las compañías usuarias.

En 1993, la compañía Israel Electric Corp. [Kaldanov, E.G. *et al.*, 1996] llevó a cabo una encuesta para identificar el uso de aisladores no cerámicos de hule silicón como base para instalar preferentemente este tipo de aisladores en sus líneas. Se encuestaron 16 compañías usuarias de diferentes partes del mundo. El cuadro 5 presenta los resultados obtenidos.

De acuerdo con bibliografía reciente, el número de aisladores no cerámicos se ha incrementado desde la publicación de estas encuestas. Diferentes compañías usuarias, principalmente en los Estados Unidos, están utilizando estos aisladores en líneas largas para aplicación inicial en corriente alterna y posteriormente para operar en corriente directa. Como ejemplo de lo anterior se pueden mencionar la línea Mead-Adelanto con una longitud de 325 km (202 millas) y 6 900 aisladores, y la línea Mead-Phoenix con una longitud de 412 km (256 millas) y cerca de 7 000 aisladores, ambos operando inicialmente en 500 kV AC y posteriormente en ± 500 kV DC. Todos los aisladores seleccionados son de hule silicón con valores de resistencia mecánica (SML) que van desde 177 kN (40 000 libras) a los 350 kN (80 000 libras) [Insulator News and Market Report, 1994].

Experiencia operativa en México

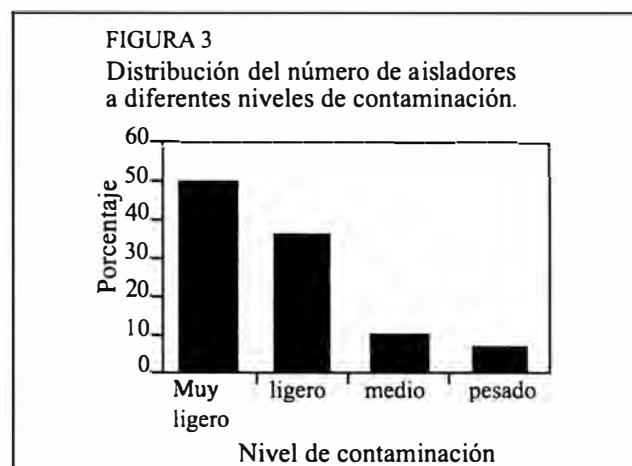
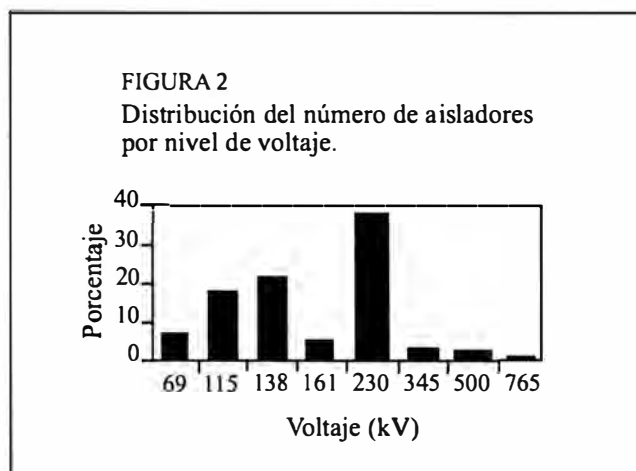
A finales de los años setenta, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) instaló un gran número de aisladores no cerámicos de EPDM de la primera generación en una de las principales líneas de transmisión de 400 kV en el país (Chicoasén-Juile). Deficiencias en el diseño, en conjunto con las condiciones ambientales, causaron que, en poco tiempo, estos aisladores presentaran fallas mecánicas que ocasionaron caídas de conductor. Esta situación llevó a la CFE a retirar del servicio todos los

Revisión de la experiencia operativa en el mundo

Durante los últimos diez años se han llevado a cabo varias encuestas mundiales sobre la aplicación y el comportamiento de los aisladores no cerámicos para líneas de transmisión [Black & Veatch International, 1995; Schneider, H.M. *et al.*, 1989; Karaday, G. *et al.*, 1990; Subworking Group, 1990; Edgar, J.N. *et al.*, 1992]. Actualmente, el grupo de trabajo WG22.03 de la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) está realizando una nueva encuesta, actualizando la información presentada anteriormente.

De acuerdo con los resultados presentados por el Electric Power Research Institute (EPRI) en 1989 [Schneider, H.M. *et al.*, 1989], el porcentaje de aisladores de suspensión para los diferentes niveles de tensión se muestra en la figura 2. Asimismo, en el cuadro 1 se presentan las razones por las cuales las compañías usuarias seleccionan los aisladores no cerámicos.

La experiencia operacional indica que los aisladores no cerámicos,



aisladores no cerámicos instalados en esta línea, provocando que se suspendiera la utilización de aisladores no cerámicos en otras líneas del país, aunque en líneas de 115 kV resultaron atractivos para resolver problemas locales de vandalismo.

El temor a generalizar su uso y, por ende, a incrementar el riesgo de falla de las líneas causó que por más de 15 años la aplicación de los aisladores no cerámicos quedara fuera del mercado nacional de las líneas de transmisión, a pesar de las mejoras efectuadas por los fabricantes en diseños y tecnología de materiales (en tensiones de distribución su utilización se incrementó considerablemente).

Si bien la experiencia operativa mundial con el uso de aisladores cerámicos (porcelana y vidrio) ha sido muy buena por más de cien años, estos aisladores también presentan fallas, principalmente cuando operan en zonas de alta contaminación, alta humedad o vandalismo. Para contrarrestar esta deficiencia, la CFE destina una gran cantidad de recursos económicos y humanos para su mantenimiento.

Tomando en cuenta estas limitaciones y considerando los avances tecnológicos de los aisladores no cerámicos, se desarrolló un proyecto conjunto entre el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y la CFE encaminado a resolver la problemática

CUADRO 1

Razones para seleccionar aisladores no cerámicos.

Razón	Primera encuesta (%)	Segunda encuesta (%)
Áreas de alto vandalismo	26.0	21.86
Para ganar experiencia	22.8	22.33
Peso más ligero	14.6	18.14
Mejora en impacto de cargas	8.2	7.91
Costo efectivo	7.3	11.63
Comportamiento en contaminación	5.8	4.65
Reducción de ruido	6.3	5.12
Menor mantenimiento	8.4	3.72
Otras	1.5	4.65

CUADRO 2

Distribución de causas de falla.

Causas de falla	Primera encuesta (%)	Segunda encuesta (%)
Mecánica	17.25	29.59
Eléctrica	18.53	20.41
Deterioro	63.50	43.88
Otras	0.64	6.12

CUADRO 3

Número de aisladores instalados

Tipo de aislador	Australia	Canadá	Europa	América Latina	Sudáfrica	EU	Total
Suspensión	3 986	5 617	9 671	3 272	5 100	52 380	82 028
Tensión	1 433	1 178	3 718	600	3 000	9 178	19 105
Poste-línea	1 514	2 047	56	0	400	32 112	36 129

CUADRO 4

Número de aisladores fallados.

Tipo de falla	Tipo de aislador		
	Suspensión	Tensión	Poste-línea
Faldones	482	196	26
Interfase faldón-núcleo	203	55	3
Núcleo de fibra de vidrio	13	31	0
Interfase herraje-núcleo	2	1	0
Herraje	1	0	0

presentada en una línea de transmisión localizada en Lázaro Cárdenas, Michoacán. Esta línea opera en 230 kV y contaba con cadenas de 14 unidades de aisladores de porcelana tipo niebla y un aislador estándar. Parte de la línea está sometida a los efectos de la contaminación proveniente de la zona industrial de Sicartsa y Fertimex, y se encuentra de 50 a 100 metros de la costa. Esta condición hacía necesario el mantenimiento del aislamiento por lavado con chorro de agua desmineralizada dos veces al mes durante el tiempo de secas (nueve meses).

En 1995 se realizó la sustitución del aislamiento cerámico de 22 de las 70 estructuras más expuestas a la contaminación, instalándose aislamiento no cerámico de hule silicón. Se desarrolló un programa para el seguimiento de estos aisladores mediante inspecciones visuales frecuentes, pruebas de contaminación en laboratorio y la instalación de dos sistemas de monitoreo de corriente de fuga en puntos donde la acumulación de contaminante era más severa [Fierro Chávez, J.L. *et al.*, 1998].

A tres años de su instalación, el comportamiento de los aisladores ha sido satisfactorio, logrando eliminar los costos por lavado del aislamiento en la mayor parte de la línea, quedando restringido el

mantenimiento a sólo tres de las 22 estructuras (un lavado anual). Las actividades de lavado continúan en las demás líneas del área que tienen aislamiento cerámico.

Las inspecciones efectuadas permitieron detectar dos aisladores con signos de deterioro (erosión, *tracking* y perforación de faldones), sin causar salida de la línea se retiraron del servicio. Estos aisladores estaban instalados en una parte de la línea identificada como la más severa en cuanto a la acumulación de contaminantes y humedad, lo cual provocó el proceso de degradación mostrado en la foto 1.

Las evaluaciones efectuadas en laboratorio muestran resultados satisfactorios en cuanto a su comportamiento, ya que los voltajes de flameo obtenidos se encuentran muy por encima del voltaje nominal de la línea, como se muestra en el cuadro 6 para los aisladores nuevos y en el cuadro 7 para aisladores que se han evaluado anualmente. Lo anterior confirma un mejor comportamiento de estos aisladores en relación con los cerámicos [Fierro Chávez, J.L. *et al.*, 1998].

Basados en los buenos resultados obtenidos en esta línea, en 1998 se instalaron 15 aisladores no cerámicos de hule silicón de diferentes marcas en una línea de transmisión de 400 kV (Altamira-Poza Rica II). La instalación se efectuó en estructuras que se encuentran frente a las torres de enfriamiento de la central termoeléctrica Altamira, lo cual

provoca una alta contaminación por los residuos emitidos por la central y un proceso de humectación que se deposita en los aisladores de estas estructuras. Tal condición hace necesario efectuar mantenimiento por lavado con chorro de agua desmineralizada en el aislamiento convencional de porcelana. La instalación de los aisladores no cerámicos ha permitido eliminar las actividades de mantenimiento en estas estructuras, con lo que se incrementa la confiabilidad de la línea.

Actualmente la CFE ha estado adquiriendo más aisladores para líneas de transmisión, aunque en volúmenes reducidos, para instalarlos en líneas con problemas específicos de vandalismo y en algunas zonas con contaminación.

Conclusiones

La necesidad de contar con aisladores de mejores características eléctricas y mecánicas para líneas de EHV y UHV trajo como consecuencia el desarrollo de los aisladores no cerámicos. De acuerdo con los resultados de las encuestas realizadas, la mayor aplicación de los aisladores no cerámicos se ubica en tensiones menores de 300 kV.

La revisión de la experiencia operativa muestra que algunos aisladores no cerámicos de la primera generación no alcanzaron el tiempo de vida esperado, por lo que muchos usuarios aún están preocupados por el comportamiento de dichos materiales.

A pesar de lo anterior, la utilización de los aisladores no cerámicos continúa incrementándose, principalmente en los Estados Unidos. Experiencias más recientes indican un mejor comportamiento de los aisladores de silicón sobre los aisladores de EPDM para aplicación en ambientes contaminados. En ambientes limpios, los aisladores de EPR (ethylene propylene rubber) o EPDM han tenido un buen comportamiento, aunque existen también algunas buenas experiencias en

CUADRO 5
Datos reportados por Israel.

Falla de aislador	DEF (mm/kV)	Frecuencia de lavado	Tipo de contaminación	Material	Año de instalación	Aisladores instalados	Voltaje (kV)	Usuario
Una fractura de barra	30	Sin lavado	Agrícola e industrial	SR	1990	53 km	400	1
				SR	1992	64 km	400	
				SR	1992	42 km	275	
				SR	1993	54 km	400	
				SR	1993	287 km	275	
Sin fallas	30	Sin lavado	Agrícola-marina y desértica	SR	1984	260 u	400	2
				SR	1991	-	400	
Sin fallas	-	Sin lavado	Industrial y marina	EPDM	1981	-	500	3
Sin fallas	-	Sin lavado	Agrícola	SR	1980	-	220 380	4
Sin fallas	-	Sin lavado	Marina	SR	1988	500 u	28	5
				SR	1988	3 000 u	69 138	
Daño por tracking y corona	-	Sin lavado	Agrícola e industrial	EPDM	1974 - 84	135 T	115 230	6
Sin fallas	-			SR			1985	
					SR	1986	53 T	
Sin fallas	-	Sin lavado	Industrial, pesado y tráfico	-	1984	-	138	7
Sin fallas	-	Sin lavado	Química e industrial	EPDM	1974	-	12.5 a 345	8
			Desértica	SR	198?	4 000 u	12	
Sin fallas	-	Sin lavado	Marina	SR	199?	-	220	9
Sin fallas	-	sin lavado	Agrícola	SR	1986	-	110	10
				SR	1992	5 km	110	
Un flameo	17-33	Menos que en vidrio	Industrial y marina	EPDM	1978	-	33 a 500	11
Sin fallas	-	Sin reglas aún	Agrícola	SR	-	-	138	12
				SR			230	
				SR			345 500 dc	
Sin fallas	-	Sin lavado	Industrial	SR	1984	-	115 a 230	13
				SR	1991	10 000 u	115	
Sin fallas	-	Sin lavado	-	SR	1980	20 u	132	14
				SR	1990	100 u	330	
				SR	1990	162 u	132	
				SR	1992	15 u	500	
				EPD	1981	900 u	-	
Fractura de barras	-	Sin lavado	Marina	SR	1980	-	400	15
Sin fallas				SR	1982	10 000 u	400	
Un fractura de barra				SR	1990	2 000 u	400	
Sin fallas				SR	1993	5 000 u	400	
Sin fallas	-	Sin lavado	Urbana	SR	1983	48.3 km	500 dc	16
				SR	1989-1993	6 300 u	115, 138, 230	

Notas

DEF: distancia efectiva de fuga.
SR: hule de silicón.

u: aisladores instalados.
T: torres.

FOTO 1.

Degradación por erosión, tracking y perforación.

ambientes contaminados.

Además de las ventajas significativas que presentan los aisladores no cerámicos sobre los cerámicos (peso ligero, mejor comportamiento en contaminación, facilidad de manejo y almacenaje, mejores geometrías, y tiempos de fabricación y entrega más cortos), fabricantes y usuarios consideran que la segunda y tercera generación de estos aisladores tendrá una vida útil estimada de veinte a treinta años.

Referencias

Black and Veatch International, World Bank composite insulator study, 1995.

Edgar, J.N. y Cherney, *Canadian utility operating experience with polymer insulators on transmission lines*, prepared by CEA, reporte CEA núm. ST-276, 1992.

Fierro-Chávez, J.L., I. Ramírez, J. Estrada y J. Encinas, "Aplicación de aisladores no cerámicos en líneas de transmisión. Parte II: experiencia en campo, en *IEEE RVP-97-AIS-11*, Acapulco, México, 1997.

Fierro-Chávez, J.L., I. Ramírez y J.C. Corona, "Evaluación en campo y laboratorio de aislamiento sintético para líneas de transmisión", en *IEEE RVP-98-AIS-07*, Acapulco, México, 1998.

Insulator News & Market Report, vol. 2, numbers 3 & 4, mayo/junio y julio/agosto de 1994.

Kaldanov, F.G., R.H. Munteanu y A. Yeger,

CUADRO 6.

Voltajes de flameo bajo condiciones de niebla salina (nuevos).

Salinidad kg/m ³	Voltaje de flameo kV		kV/m de long. axial		kV/m de dist. de fuga	
	cerámico	no cerámico	cerámico	no cerámico	cerámico	no cerámico
10	156	-	71.2	-	24.1	-
20	139	-	63.5	-	21.5	-
40	130	-	59.3	-	20.0	-
112		231		89.1		32.9
160		160		81.0		29.9

CUADRO 7

Voltajes de flameo bajo diferentes condiciones (envejecidos).

Año	Voltaje de flameo ante diferentes condiciones de prueba (kV)		
	Contaminante natural + niebla salina 112 kg/m ³	Contaminante natural + niebla limpia	Contaminante natural + niebla salina 14 kg/m ³
1996	164.5	300 a 400	-
1997	162	-	-
1998	-	320 a 500	227 a 240

"Silicone insulator use on the rise worldwide", en *Transmission and Distribution World*, mayo de 1996.

Karady, G., Muralidhar y Hall, *Evaluation of the second EPRI transmission line polymer insulator survey*, abril de 1990.

Kindersberger, J., *Design and performance of porcelain and composite longrod insulators*, prepared by Hoechst CeramTec A.C. agosto de 1991.

Schneider, H.M., J.F. Hall, G. Karady y J. Rendowden, "Non-ceramic insulators for transmission lines", en *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 4, núm. 4, octubre de 1989.

Subworking Group 03.01 of Study Committee 22, "Worldwide service experience with HV composite insulators", en *ELECTRA-CIGRE*, núm. 130, mayo de 1990.

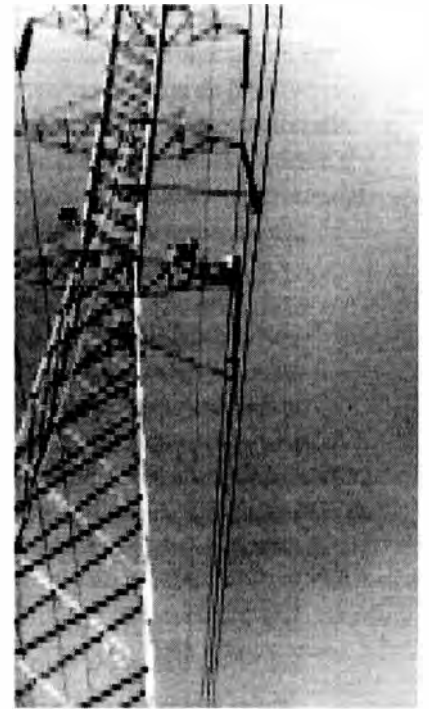
JOSÉ LUIS FIERRO CHÁVEZ
 Ingeniero industrial electricista egresado del Instituto Tecnológico de Chihuahua (1979), con maestría en ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico de La Laguna (1980) y doctorado en ingeniería eléctrica en la Universidad de Salford, Inglaterra



(1992). En 1981 ingresó al IIE. Actualmente es investigador de la Gerencia de Transmisión y Distribución. Se especializa en el desarrollo, diseño y evaluación en campo y en laboratorio de aislamientos para alta tensión, así como en la aplicación de técnicas de prueba de alta tensión en laboratorio. Desde 1993 colabora con el Grupo de Especialistas de Aisladores de la CFE y coordina el Comité de Aisladores de la IEEE Sección México. Es miembro del Working Group 33.13 de CIGRE. Ha publicado numerosos trabajos sobre el tema de aisladores tanto en México como en el extranjero.

Los aisladores no cerámicos están sujetos a diferentes condiciones ambientales y de contaminación, por lo que el material de los faldones y de la cubierta debe ser capaz de soportar los efectos degradantes de las descargas superficiales (erosión o tracking) y diversos mecanismos de falla que pueden presentarse en campo.

Aisladores no cerámicos para líneas de transmisión. Parte II: aplicación que requiere de una selección cuidadosa



José Luis Fierro Chávez

Resumen

En esta segunda parte se mencionan los posibles mecanismos de degradación que pueden presentarse en los aisladores no cerámicos a fin de identificarlos durante las inspecciones que se realicen en campo a lo largo de su vida útil. Se exponen algunas técnicas de evaluación de envejecimiento acelerado, así como aspectos importantes que deben considerarse para la selección del aislamiento en el caso de una aplicación particular.

Introducción

Las propiedades eléctricas y el comportamiento de los aisladores no cerámicos dependen principalmente de sus propiedades superficiales (como la hidrofobicidad) y de los cambios de estas propiedades debidos

a la exposición a la intemperie (envejecimiento). Asimismo, dicho comportamiento depende también de un diseño adecuado al reducir el número de interfaces donde se pueden presentar arcos y donde puede ocurrir una degradación acelerada del material.

El proceso de selección de un aislador no cerámico para una aplicación particular debe incluir un análisis de los materiales disponibles, de la experiencia operativa, del dimensionamiento de su longitud y distancia de fuga, de los resultados de pruebas de envejecimiento acelerado y de las condiciones bajo las cuales va a operar.

Los aisladores no cerámicos están sujetos a diferentes condiciones ambientales y de contaminación, por lo que el material de los faldones y de la cubierta debe ser capaz de soportar los efectos de las descargas superficiales (erosión o tracking) y diversos mecanismos de falla que pueden presentarse en campo.

Mecanismos de degradación asociados con la exposición a la intemperie

Los aisladores no cerámicos pueden envejecerse y presentar cambios debido a los múltiples esfuerzos encontrados en

servicio, ya que tienen uniones más débiles que los materiales cerámicos [Mackevich, J. *et al.*, 1997]. El envejecimiento y la vida esperada de los aisladores no cerámicos dependen de varios factores, muchos de los cuales están asociados con la exposición a la intemperie, mientras que otros están relacionados con las condiciones de operación. Aunque el exponerse a los elementos naturales ha demostrado que envejece los materiales, existe una gran experiencia que sugiere que la vida del aislador está más relacionada con diseños de pobre desempeño y un mal control de calidad durante el proceso de fabricación.

El envejecimiento se refiere al proceso que causa la falla del aislador para poder cumplir con su función. Dependiendo de los materiales utilizados en los aisladores, de su diseño y de las condiciones ambientales, se pueden generar diferentes mecanismos de degradación que pueden provocar la falla del aislador. Algunos de estos mecanismos son:

- Diversas formas de falla mecánica de la barra de fibra de vidrio (*brittle fracture*).
- Formación de caminos conductores sobre la superficie del material aislante (*tracking*).
- Aparición de partículas del relleno en la superficie aislante (*chalking*).
- Cambios en el color base del material aislante (*colour changes*).
- Rompimiento del material no cerámico como resultado de la exposición a altos niveles de energía UV asociada con la presencia de corona (*corona cutting*).
- Corrosión de las partes metálicas debido a la reacción química con el ambiente.
- Microfracturas superficiales con profundidades entre 0.01 y 0.1 mm (*crazing*).
- Rompimiento del material adhesivo usado para unir químicamente

dos materiales del aislador (*debonding*).

- Pérdida significativa del material aislante, irreversible y no conductora (*erosion*).
 - Exposición de la barra de fibra de vidrio al ambiente (*exposure of the core*).
 - Fracturas superficiales con profundidad mayor a 0.1 mm (*alligatoring*).
 - Fuga de grasa de las interfaces faldón-cubierta o faldón-núcleo hacia la superficie (*grease leakage*).
 - Penetración de agua en forma líquida o vapor, causando el ablandamiento de cubierta o faldones (*hydrolysis*).
 - Pérdida de hidrofobicidad.
 - Pérdida de adhesión del sello de los herrajes (*peeling*).
 - Daños por arco de potencia (*power arc damage*).
 - Daños por perforación (*puncture*).
 - Separación o apertura del material aislante (*splitting*).
 - Daños por vandalismo (*vandalism*).
- Aunque muchos factores están involucrados en el envejecimiento de los aisladores no cerámicos, la humedad y la contaminación juegan los papeles más importantes. En condiciones secas y ambientes sin contaminación, los aisladores no cerámicos tienen una vida muy larga. La humedad y la contaminación provocan un incremento en la corriente de fuga sobre la superficie aislante. La experiencia ha mostrado que existe una apreciable diferencia en el nivel de corriente de fuga entre los aisladores cerámicos y los no cerámicos [Kuhl, M., 1994]. La corriente de fuga en los aisladores no cerámicos indica la pérdida de la hidrofobicidad de los faldones y cubierta. Si la corriente de fuga es suficientemente alta puede conducir a la formación de arqueo de bandas secas. El calor producido por

las descargas en forma localizada causa erosión o carbonización. Por lo anterior, la retención de la hidrofobicidad es altamente deseada, aunque si esta propiedad se pierde o se reduce, la formulación del material no cerámico debe tener una alta resistencia a la erosión o a la carbonización.

La corriente de fuga también redistribuye el esfuerzo de voltaje, sobreesforzando los materiales no cerámicos y la construcción del aislador, lo cual causa la ruptura dieléctrica de las uniones, exponiendo la barra de fibra de vidrio a la humedad. Cuando esto ocurre

Aunque muchos factores están involucrados en el envejecimiento de los aisladores no cerámicos, la humedad y la contaminación juegan los papeles más importantes.

se presenta una falla interna por carbonización.

La clave para dar mayor tiempo de vida a los aisladores no cerámicos es asegurar que la corriente de fuga se mantenga en un nivel bajo. Debido a su hidrofobicidad, los aisladores no cerámicos de hule silicón satisfacen este requerimiento esencial. Sin embargo, una distancia de fuga protegida bien dimensionada también reduce la corriente de fuga. Asimismo, el mantenimiento por lavado natural o artificial también incrementa su vida.

Técnicas de envejecimiento acelerado en laboratorio

El desarrollo de los conceptos de materiales y diseño para aisladores no cerámicos ofrece diferentes opciones para aplicación en líneas de transmisión de alta tensión. Se sabe que el comportamiento en contaminación de

estos aisladores cuando están nuevos es generalmente superior al de los aisladores de vidrio o porcelana. Sin embargo, los aisladores no cerámicos son más susceptibles a cambios en sus propiedades superficiales debido al envejecimiento ambiental en servicio, lo cual puede llevar a un deterioro significativo de sus características de aguante en contaminación. La predicción del grado de deterioro, así como la formulación de un índice de severidad de la contaminación es de importancia relevante para las compañías usuarias para evaluar la confiabilidad de las líneas de transmisión.

Muchos proyectos de investigación han mostrado que el envejecimiento reduce el voltaje de flameo en contaminación de los aisladores no cerámicos [Gorur, R.S. *et al.*, 1987; Houlgate, R.G. *et al.*, 1990; Lambeth, P.J., 1988; Schneider, H.M. *et al.*, 1993; Fini, G.P. *et al.*, 1987]. Por ejemplo, De Tourreil *et al.* (1990) demostraron que unos cuantos años de contaminación ligera causaron una reducción de 10 al 15% en el voltaje de aguante en niebla salina.

Desgraciadamente, las pruebas de contaminación de laboratorio en aisladores no cerámicos presentan problemas especiales: cuando están nuevos son difíciles de contaminar o humedecer, además de que acondicionar su superficie por técnicas convencionales no siempre produce resultados realistas; el desarrollo de una prueba de contaminación adecuada para los aisladores no cerámicos representa un reto técnico. La mayor dificultad es el método de contaminación. Se han propuesto varios métodos, pero debe enfatizarse la importancia de la relación con la experiencia en servicio [De la O, A., 1997].

Además de las pruebas en aisladores completos, se conocen numerosos procedimientos de prueba para materiales orgánicos: ASTM495,

ASTM2303, IEC587, etcétera. Estas pruebas muestran que los materiales orgánicos en su condición nueva sufren un deterioro que depende del nivel de esfuerzo y del tiempo. Estos procedimientos pueden ser útiles para comparar entre diferentes materiales orgánicos, pero no ofrecen ningún criterio de aguante.

En la actualidad no existe una técnica normalizada o ampliamente utilizada para inspeccionar los aisladores no cerámicos en servicio. Sin embargo, algunas compañías u organizaciones han investigado varias técnicas aplicables a aisladores energizados para establecer su estado operativo y planear su mantenimiento o retiro, dependiendo de la severidad de los defectos encontrados

Debido a que los aisladores no cerámicos están expuestos a la intemperie bajo todas las circunstancias, se supone un envejecimiento por multiesfuerzos durante su vida de servicio. Materiales específicos responden de distinta manera a los diferentes mecanismos de envejecimiento. Hasta el presente no se conoce un mecanismo de envejecimiento artificial que pueda relacionarse en forma preferente para los aisladores no cerámicos. Muchas normas nacionales y especificaciones de compañías usuarias para aisladores no cerámicos especifican requerimientos mínimos para materiales de acuerdo con IEC587, ASTM495 y pruebas de penetración de agua. Estas pruebas pueden usarse meramente para excluir materiales no adecuados para aisladores. Algunas pruebas sencillas de envejecimiento se han efectuado en unos cuantos casos con el propósito de comparar materiales particulares. El

envejecimiento puede lograrse aplicando multiesfuerzos, pero no se sabe en qué grado se alcanza el envejecimiento (factor de aceleración) y cuál mecanismo de envejecimiento está detrás del resultado correspondiente. En cualquier caso, es difícil establecer la correlación entre los resultados de pruebas artificiales y el comportamiento en servicio. La filosofía de aceleración es mantener el esfuerzo aplicado al aislador en forma realista. Esto es con el objeto de evitar cualquier resultado en el comportamiento del aislador que no sea relevante con su desempeño en campo.

Algunos de estos procedimientos están normalizados, mientras que otros son parte de especificaciones desarrolladas por las compañías usuarias. Hasta el presente, sólo la norma IEC 1109 (1991) para aisladores no cerámicos está disponible como una prueba de envejecimiento normalizada internacionalmente. Esta norma define dos procedimientos de envejecimiento: una prueba de 1 000 h en niebla salina (cláusula 5.3) y una prueba de larga duración (5 000 h) que puede ser aplicando diferentes esfuerzos en forma cíclica o exclusivamente en niebla salina.

La naturaleza cíclica de los climas y el deterioro han llevado a la conclusión de que la prueba de ciclos se prefiere para simular el envejecimiento [Karady, G.G. *et al.*, 1994; Gutman, I. *et al.*, 1997]. Sin embargo, muchos usuarios y fabricantes aún usan el procedimiento de niebla salina como una prueba de selección en una etapa temprana durante el desarrollo del producto para verificar el diseño completo y no sólo el material del aislador. La característica atractiva de esta prueba es que su desarrollo es más fácil y más rápido y, por lo tanto, tiene un menor costo.

Los requerimientos para la prueba de niebla salina son ampliamente utilizados como un punto de partida en propuestas para nuevas pruebas para otros tipos de aisladores, por ejemplo

cubiertas de supresores de sobretensión o aisladores huecos. Por lo tanto, un procedimiento modificado de esta prueba se ha sugerido para el caso de pruebas de envejecimiento de larga duración, como se describe en [Riquel, G., 1993].

Algunos otros procedimientos de evaluación que forman parte de especificaciones de las compañías usuarias o laboratorios de prueba son:

- Rueda de *tracking* [CEA, 1991].
- Procedimiento de niebla salina y cemento (CEA) [De Tourreil, C.H. *et al.*, 1992].
- Prueba de 5 000 h con esfuerzos múltiples y corriente directa (FGH).
- Prueba de 5 000 h con esfuerzos múltiples (ENEL) [Fini, G.P. *et al.*, 1993].
- Prueba de ciclos verano/invierno (EPRI) [Schneider, H.M. *et al.*, 1995].
- Prueba de climas desérticos con estaciones frías (EPRI) [Schneider, H.M. *et al.*, 1995].

Algunas de estas técnicas son muy similares a la actual norma IEC 1109, mientras que otras intentan reproducir condiciones particulares de un país o de un lugar en específico, del cual se tiene bastante información no sólo ambiental sino también del comportamiento de los aisladores bajo dichas condiciones operativas.

Técnicas de diagnóstico en campo

Para el caso de aisladores cerámicos existen varios métodos de inspección para detectar en campo aisladores con fallas. Para los aisladores de vidrio se requiere de una simple inspección visual. En el caso de los aisladores no cerámicos, la degradación causada por el envejecimiento o ligeros defectos internos introducidos durante la fabricación puede llevar con el tiempo a una pérdida inaceptable de la integridad eléctrica o mecánica de los aisladores, resultando en consecuencias potencialmente perjudiciales.

En la actualidad no existe una

técnica normalizada o ampliamente utilizada para inspeccionar los aisladores no cerámicos en servicio. Sin embargo, algunas compañías u organizaciones como EDF, ENEL, ESKOM, EZH, HQ/IREQ, REE, etcétera, han investigado varias técnicas aplicables a aisladores energizados para establecer su estado operativo y planear su mantenimiento o retiro, dependiendo de la severidad de los defectos encontrados [CIGRE WG 22.03, 1996]. Las técnicas más comunes son:

- Inspección visual. Ésta es la técnica más común. El inspector requiere experiencia en los diseños, materiales y comportamiento de cada tipo de aislador y estar familiarizado con los mecanismos de falla descritos anteriormente.

- Equipo de intensificación de imágenes (cámara de visión nocturna). El examen de los aisladores con este equipo puede indicar la presencia de actividad de descargas superficiales. En algunos casos, la detección de pequeñas descargas estables ha mostrado una erosión significativa del material del faldón con el tiempo. Es importante utilizar un equipo sensible a la banda de UV en el rango de 300 a 400 nm con lentes de cuarzo.

- Termografía infrarroja. La degradación causada por la acción del campo eléctrico en materiales dieléctricos está asociada con calor en la mayoría de los casos. Se han obtenido buenos resultados en pruebas de laboratorio y de campo utilizando esta técnica para localizar defectos en los aisladores no cerámicos.

- Emisión acústica direccional. Esta técnica se ha utilizado para localizar fuentes de descargas, aunque los defectos internos sólo pueden detectarse cuando éstos causan actividad de descargas. Este método es menos sensible que la termografía infrarroja.

- Mediciones de campo eléctrico. Con este método se obtienen mediciones

del campo eléctrico a lo largo del aislador. Los defectos causan cambios del campo eléctrico en forma más o menos abrupta, los cuales pueden identificarse al compararlos con un aislador en buen estado. Con este método se han podido identificar aisladores defectuosos, aunque también se obtuvieron curvas de campo eléctrico de aisladores defectuosos indicando un buen estado.

- Medición de corriente de fuga.

Esta técnica se ha utilizado para establecer el riesgo de flameo de los aisladores en función del nivel de contaminación y humectación en su superficie. Actualmente se encamina a correlacionar los niveles de corriente (actividad eléctrica superficial) con el envejecimiento o daños en el aislador.

Aspectos importantes para la selección del aislamiento

La historia reciente de los aisladores no cerámicos revela que los motivos para introducir estos materiales no son para reducir el uso de aisladores de vidrio o porcelana, sino más bien para tener mejores soluciones a problemas específicos y también para abrir a nuevas posibilidades en el diseño de líneas de transmisión y distribución.

La práctica con aisladores convencionales de suspensión es tal que, en muchas compañías usuarias, tanto el tipo, el perfil, la carga mecánica y el número de aisladores en una cadena están normalizados para un nivel de voltaje y contaminación. Sin embargo, el reemplazo de una cadena de aisladores convencionales por un aislador no cerámico requiere del análisis de varios factores clave del aislamiento y requerimientos mecánicos. Dentro de las consideraciones que deben tomarse en cuenta en la selección de un aislador no cerámico, además del fabricante, se pueden mencionar las siguientes:

- Aspectos mecánicos. Carga diaria, cargas excepcionales, cargas de diseño, cargas cíclicas, de torsión y estáticas,

factores de seguridad, cadenas sencillas o múltiples, tipo de herrajes, resistencia mecánica a largo plazo.

- Aspectos eléctricos. Claros dieléctricos, nivel básico de aislamiento, voltaje de flameo o de aguante en condiciones secas y húmedas, sobretensiones por maniobra, ondas de impulso de frente escarpado, arco de potencia, distancia de fuga, comportamiento en contaminación, material de faldones y cubierta, uso de anillos corona.

- Aspectos ambientales. Envejecimiento (UV, arqueos), tipo de contaminante, corona, necesidad de lavado, corrosión de herrajes, efecto de temperatura.

- Adquisición y mantenimiento. Costo, vida útil, mantenimiento y facilidad de manejo, necesidad de precauciones especiales, uso de normas nacionales e internacionales.

Conclusiones

Se han presentado en forma resumida los aspectos relacionados con los procesos de degradación que pueden presentarse en los aisladores no cerámicos en campo. Asimismo, se mencionaron algunos aspectos que deben considerarse para su selección adecuada y las técnicas establecidas para su evaluación y seguimiento.

En México es poca la experiencia que se tiene con el uso de aisladores no cerámicos y por tanto se requiere de un mayor conocimiento sobre el proceso de selección para una aplicación particular, los mecanismos de falla y las técnicas de evaluación tanto de laboratorio como de campo, que permitan incrementar su aplicación.

Recientemente, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) elaboró una especificación para aisladores no cerámicos basada en los requerimientos de prueba establecidos por la norma IEC1109 en adición a

algunos criterios dimensionales (longitud, distancia de fuga, valores dieléctricos y mecánicos, etcétera), que deben tomarse en cuenta durante las adquisiciones. Desafortunadamente, los conceptos relacionados con los diferentes materiales y los mecanismos de falla que pueden generarse en un ambiente determinado, no son tema que se maneje con facilidad dentro de la parte operativa, por lo que es necesario reforzar este conocimiento.

Aspectos relacionados con la identificación de los mecanismos de falla por medio de fotografías son de mucha importancia para hacer un buen seguimiento de su comportamiento. Estos serán presentados en un trabajo posterior.

Referencias

Canadian Electrical Association (CEA) *Purchasing specification LW1 WG01, 1991: dead-end/ suspension composite insulators for overhead distribution lines.*

CIGRE WG22.03, "Review of 'In service diagnostic testing' of composite insulators", en *ELECTRA*, núm. 169, pp. 104-119, diciembre de 1996.

De la O, A., *Alternating current flashover behavior of contaminated non-ceramic insulators in a wet atmosphere*, PhD thesis, Arizona State University, 1997.

De Tourreil, C.H. y P.J. Lambeth, "Ageing of composite insulators: simulation by electrical tests", en *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 5, núm. 3, julio de 1990.

De Tourreil, C.H. y P.J. Lambeth, *Improvement of laboratory techniques for ageing and evaluating weathersheds of composite insulators*, CEA-Report 004 D 646, agosto de 1992.

Fini, G.P., G. Marrone, F. Galluci y R. Reali, *Salt fog and low resistivity rain tests on new and aged units of composite insulators*, en 5th International Symposium on High Voltage Engineering, Paper 51.02, Braunschweig, 1987.

Fini, G.P., G. Marrone, L. Sartore y E.A. Sena, *Qualification tests performed on composite insulators for 132-150 kV overhead lines*, 12th International Conference on Electricity Distribution, Birmingham, mayo de 1993.

Gorur, R.S., E.A. Cherney, y R. Hackam, "Performance of polymeric insulating materials in salt fog", en *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 2, núm. 2, abril de 1987.

Gutman, I., R. Hartings, R. Matsuoka y K. Kondo, "Experience with IEC 1109 1000h salt fog ageing test for composite insulators", en *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 0883-7554/97/1997.

Houlgate, R.G. y D.A. Swift, "Composite rod insulators for AC power lines: Electrical performance of various designs at a coastal testing station", en *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 5, núm. 4, octubre de 1990.

IEC 1109 *Composite insulators for AC overhead lines with a nominal voltage greater than 1000V. Definitions, test methods and acceptance criteria*, 1992-03.

Karady, G.G., F.A.M. Rizk y H.M. Schneider, *Review of CIGRE and IEEE research into pollution performance of nonceramic insulators: field aging effects and laboratory test techniques*, 33-103 proceedings of the CIGRE session, 1994.

Kuhl, M., *A comparison of service performance of HV outdoor insulators*, prepared by Hoechst Ceramtec AC, 1994.

Lambeth, P.J., "Variable voltage application for insulator pollution tests", en *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 3, núm. 4, octubre de 1988.

Mackevich, J. y M. Shah, "Polymer outdoor insulating materials. Part I: comparison of porcelain and polymer electrical insulation", en *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 13, núm. 3, mayo/junio de 1997.

Riquel, G., "Accelerated ageing test for nonceramic insulators: EdF's experience", *SEE Workshop "Non-ceramic outdoor insulation"*, París, abril de 1993.

Schneider, H.M., W.W. Guidi, J.T. Burnham, R.S. Gorur y J. F. Hall, "Accelerated ageing and flashover tests on 138 kV nonceramic insulators", en *IEEE Tran. on Power Delivery*, vol. 6-PWRD, enero de 1993.

Schneider, H.M., W.W. Guidi, J.P. Slocik, J.F. Hall, R.L. Brown, J.T. Burnham, D. Chaply, J. Ellsworth, R.E. Robarge y L. Wakefield, *Accelerated ageing facility for full scale 500 kV non-ceramic insulators*, paper 47.07, 8th International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, del 28 de agosto al 1^o de septiembre de 1995.

JOSÉ LUIS FIERRO CHÁVEZ
Ver currículum en la página 78.

TOPOLOGICAL GENERATION AND LOAD DISTRIBUTION FACTORS FOR SUPPLEMENT CHARGE ALLOCATION IN TRANSMISSION OPEN ACCESS

Janusz Bialek

School of Engineering, University of Durham
Science Laboratories, South Road, Durham DH1 3LE, ENGLAND

Abstract-This paper introduces a simple novel method of transmission supplement charge allocation based on topological analysis of power flows in the network. The method uses the MW-MILE methodology but analyses the share, not the impact of, individual loads and generators in line flows. This results in positive contributions from all the users hence rescinding the problem of counterflows.

I. INTRODUCTION

Recent years have seen almost unstoppable pressure towards deregulation and unbundling of the services provided by utilities throughout the world. Among the different components of the electrical supply industry, unbundling of the transmission service is probably the most complicated and difficult as the transmission is, by its nature, a single, highly integrated, electrical business. At the same time, its unbundling is vital for the proper operation of the deregulated industry as "the market power through control of transmission is the single greatest impediment to competition" [1].

This paper is concerned with treating transmission as a separate business of transporting energy from any generator to any area supplier (referred to simply as a load), while maintaining system integrity, with all transactions treated in an equal, non-discriminatory, manner [2]. The problem is how to allocate the total cost of transmission between all the users in an equitable way which at the same time provides them with the correct, market based economical signals. This approach is more general than "wheeling", that is transfer of power between two or more utilities using a transmission network of the third one [3]. Countries like England and Wales, Chile, and many others, are already

using Transmission Open Access in practice. Also in the USA, the federal regulation seems to be heading in that direction [1].

Economical theory stipulates that goods and services should be charged on the marginal cost basis. It has been found, however, that the marginal pricing of transmission service is highly volatile, provides perverse economic signals to the transmission company, and fails to recover the total incurred network costs [4,5]. To alleviate this problem, a number of approaches has been proposed. Perhaps the most popular is charging the network users an additional charge on top of the marginal cost charge [5,6]. This charge, which is referred to as the *supplement, complementary, or revenue reconciliation, charge* may be as high as 70% of the total transmission charge [5].

There is a number of different strategies for supplement charge allocation. Probably the most popular is linking the charge with the actual use of the system by a user. In the *MW-MILE methodology* [7,8,9] the actual use of transmission facilities is expressed, conceptually, by a product of power due to a particular transaction times the distance this power travels in the network. This approach, although based on intuitive rather than theoretical basis, has gained a lot of support as it promotes the maximum use of the existing system [6] and is stable [8], that is provides incentive to the participants to stay in the integrated pool.

A popular approach to MW-MILE method is to use generalised distribution factors to determine the transaction-related power flows [10,9]. This approach is based on the d.c. linearised model of the system and, by using the superposition theorem, allows to determine the impact of a particular load or generator on line flows. Typically the method produces *counterflows*, that is component flows that go in the opposite direction to the total net flow. Rigorous application of MW-MILE method should therefore result in negative charges, that is payments to a participant producing a counterflow. As the transmission service providers feel uneasy about the idea of providing a service and paying the customers who use it, the counterflows may be disregarded [9], taken with the absolute value, or treated in a combined way [8].

This paper proposes a novel, topological, approach to MW-MILE charging which determines the *share*, as opposed to the impact, of a particular generator or a load in every line flow. This topological approach is based on a

96 SM 493-7 PWRS A paper recommended and approved by the IEEE Power System Engineering Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the 1996 IEEE/PES Summer Meeting, July 28 - August 1, 1996, in Denver, Colorado. Manuscript submitted January 2, 1996, made available for printing May 2, 1996.

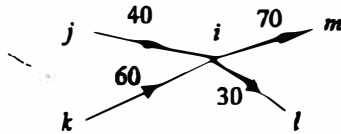


Figure 1 Proportional sharing principle.

recently proposed electricity tracing method [11] and results in positive generation and load distribution factors hence rescinding the problem of counterflows. The method can also be applied to allocate the transmission loss to loads or generators [11,12]. A companion paper describes application of the method to supplement charge allocation due to reactive power flows [13]. In this paper the use of topological distribution factors is demonstrated, and compared with the use of generalised factors, on a simple four-node network.

II. ASSUMPTIONS.

The electricity tracing method [11] is topological in nature, that is it deals with a general transportation problem of how the flows are distributed in a meshed network. The network is assumed to be connected and described by a set of n nodes, m directed links (transmission lines or transformers), $2m$ flows (at both ends of each link) and a number of sources (generators) and sinks (loads) connected to the nodes. Practically the only requirement for the input data is that Kirchhoff's Current Law must be satisfied for all the nodes in the network. In this respect the method is equally applicable to real and reactive power flows and dc currents.

The main principle used to trace the flow of electricity will be that of *proportional sharing*. This is illustrated in Fig. 1 where four lines are connected to node i , two with inflows and two with outflows. The total power flow through the node is $P_i = 40 + 60 = 100$ MW of which 40% is supplied by line $j-i$ and 60% by line $k-i$. As electricity is indistinguishable and each of the outflows down the line from node i is dependent only on the voltage gradient and impedance of the line, it may be assumed that each MW leaving the node contains the same proportion of the inflows as the total nodal flow P_i . Hence the 70 MW outflowing in line $i-m$ consists of $70 \cdot \frac{40}{100} = 28$ MW supplied by line $j-i$ and $70 \cdot \frac{60}{100} = 42$ MW supplied by line $k-i$. Similarly the 30 MW outflowing in line $i-l$ consists of $30 \cdot \frac{40}{100} = 12$ MW supplied by line $j-i$ and $30 \cdot \frac{60}{100} = 18$ MW supplied by line $k-i$.

The proportional sharing principle basically amounts to assuming that the network node is a perfect "mixer" of incoming flows so that it is impossible to tell which particular inflowing electron goes into which particular outgoing line. This seems to agree with the common sense

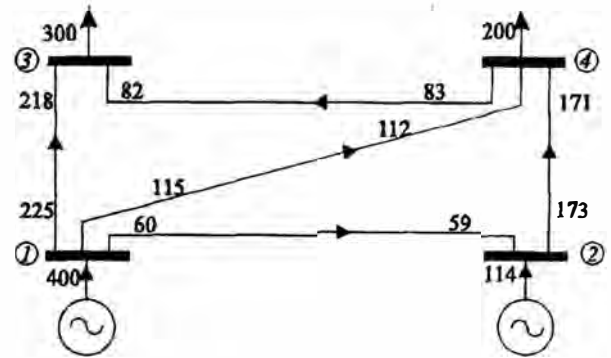


Figure 2 Real power flows in the 4-node network.

and with the generally accepted view that electricity is indistinguishable.

As it is impossible to "dye" the incoming flows and check the colour of the outflows, the proportional sharing principle can be neither proved nor disproved. This, however, is irrelevant as the principle will be applied here for financial (or accounting), rather than technical, calculations. In this respect the principle is fair as it treats all the incoming and outflowing flows in the same way. In other words no particular generator or load is distinguished in any way.

III. TOPOLOGICAL ALLOCATION OF THE SUPPLEMENT CHARGE.

The allocation method proposed in this paper is based on the general electricity tracing method [11] and will be illustrated using a working example, Fig. 2, of a simple 4-node network with real power flows. As the electricity tracing method works only when the flows at the beginning and the end of each line are the same, it is necessary to create lossless flows from the lossy flows shown in Fig. 2. One way of achieving this is by introducing additional, fictitious, "line nodes" responsible for the line loss [13] but this results in excessive computational effort for real power flows. A more efficient approach [11] is to break down the total network transmission loss into components to be allocated to individual loads or generators. The *upstream-looking* algorithm will apportion the losses to the loads and allocate the supplement charge to the generators. The *downstream-looking* algorithm will apportion the losses to the generators and allocate the supplement charge to the loads.

A. Upstream-looking algorithm

Assume that it is possible to break down the total transmission loss into components to be added to individual load demands. The sum of the actual demand of a particular load plus the allocated part of the total transmission loss is referred to as the *gross demand*. Obviously the total system gross demand is equal to the total actual generation. Now let

us define P_i^g as an unknown *gross nodal power* flow through node i , and P_{ij}^g as an unknown *gross line flow* in line $i-j$, both of which would flow if the network was lossless (gross demand equal to actual generation). This would result in a lossless power flow with equal gross flows at the beginning and end of each line. Taking as an example the real power flow shown in Fig. 2, we can find by inspection that $P_1^g = 400$ as there is no line supplying node 1, $|P_{12}^g| = |P_{21}^g| = 60$, $P_2^g = |P_{12}^g| + P_{G2} = 60 + 114 = 174$, etc.

Generally the gross power balance equation at node i , when looking at the inflows, can be defined as

$$P_i^g = \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{ji}^g| + P_{Gi} \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

where α_i^u is the set of nodes supplying directly node i (i.e. power must flow towards node i in the relevant lines) and P_{Gi} is the generation in node i . As $|P_{ij}^g| = |P_{ji}^g|$, the flow $|P_{ij}^g|$ can be replaced by $(|P_{ji}^g| / P_j^g) P_j^g$. Normally the transmission losses are small and it can be assumed that $|P_{ji}^g| / P_j^g \equiv |P_{ji}| / P_j$, where P_{ji} is the actual flow from node j in line $j-i$ and P_j is the actual total flow through node j . This corresponds to the assumption that the distribution of gross flows at any node is the same as that of the actual flows. Under this assumption equation (1) can be re-written as

$$P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j^g = P_{Gi} \quad \text{or} \quad \mathbf{A}_u \mathbf{P}_{\text{gross}} = \mathbf{P}_G \quad (2)$$

where $\mathbf{P}_{\text{gross}}$ is the unknown vector of gross nodal flows, \mathbf{P}_G is the vector of nodal generations and \mathbf{A}_u is the *upstream distribution matrix* with its (i,j) -th element equal to

$$[\mathbf{A}_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{for } i = j \\ -|P_{ji}|/P_j & \text{for } j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3)$$

Note that \mathbf{A}_u is sparse and non-symmetric. If \mathbf{A}_u^{-1} exists then $\mathbf{P}_{\text{gross}} = \mathbf{A}_u^{-1} \mathbf{P}_G$ and its i -th element is

$$P_i^g = \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

This equation shows how the i -th gross nodal power is supplied from all the generators in the system. On the other hand, when looking at the nodal outflows, the same P_i^g is equal to the sum of all the gross outflows from node i . Hence the gross outflow in line $i-j$ can be calculated, using the proportional sharing principle, as

$$P_{ij}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} P_i^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \\ = \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^g P_{Gk} \quad \text{for } j \in \alpha_i^d \quad (5)$$

where α_i^d is the set of nodes supplied directly from node i and $D_{ij,k}^g = P_{ij}^g [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} / P_i^g$. This equation defines $D_{ij,k}^g$ as

the *topological generation distribution factor* that is a portion of generation due to k -th generator that flows in line $i-j$. This definition is similar to that used by Ng to define his *generalised generation distribution factors* [10]. His method, however, was based on the superposition theorem applied to the dc linearised system model so that his distribution factors represented the *impact* of a particular generation on the line flow which could well be negative. On the other hand the topological distribution factors are based on topological analysis of network flows and represent the *share* of a particular generation in the total line flow. Consequently they are always *positive*.

The total usage of the network, U_{Gk} , by k -th generator can now be calculated assuming that the charge for a particular line will be paid proportionally to the actual use of the line by a given generator. Define the *gross weight* w_{ij}^g of line $i-j$ as a charge per MW due to gross flows, $w_{ij}^g = C_{ij} / P_{ij}^g$ where C_{ij} is the total supplement charge for the use of the line. Now the supplement transmission charge of the k -th generator (or usage U_{Gk}) can be calculated by adding up individual shares (multiplied by line weights) of the generator in all the lines of the system:

$$U_{Gk} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in \alpha_i^d} w_{ij}^g D_{ij,k}^g P_{Gk} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{C_{ij}}{P_{ij}^g} \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \\ = P_{Gk} \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{[\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik}}{P_i^g} \sum_{j \in \alpha_i^d} C_{ij} \right\} \quad (6)$$

To determine the charges, it is necessary to invert matrix \mathbf{A}_u and calculate vector $\mathbf{P}_{\text{gross}}$ from equation (2).

B. Downstream-looking algorithm

The downstream-looking algorithm allocates the supplement charge to individual loads. The transmission loss is dealt with by breaking it down into components to be subtracted from individual generators. The actual generation of a particular generator minus the allocated part of the total transmission loss will be referred to as the *net generation*. Now let us define P_i^n as an unknown *net nodal flow* through node i , and P_{ij}^n as an unknown *net line flow* in line $i-j$, both of which would flow if the network was lossless and loaded with the actual load demand. Under this assumption the total net generation is equal to the total actual demand and a lossless power flow is obtained with equal net flows at the beginning and the end of each line. Inspection of the network shown in Fig. 2 shows that $P_3^n = 300$, as there is no line outflows from node 3, $|P_{3-4}^n| = |P_{4-3}^n| = 82$ and $P_4^n = P_{L4} + |P_{3-4}^n| = 200 + 82 = 282$, etc.

The net power balance equation at node i , when looking at the outflows, can be defined as

$$P_i^n = \sum_{j \in \alpha_i^d} |P_{ij}^n| + P_{Li} \quad (7)$$

where α_i^d is the set of nodes supplied directly from node i . As $|P_{ij}^n| = |P_{ji}^n|$ and the transmission losses are small, it can be again assumed that $|P_{ij}^n| = |P_{ji}^n| = \left(|P_{ji}^n| / P_j^n \right) P_j^n \equiv \left(P_{ji} / P_j \right) P_j^n$. Now equation (7) can be re-written as

$$P_i^n - \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j^n = P_{Li} \quad \text{or} \quad \mathbf{A}_d \mathbf{P}_{\text{net}} = \mathbf{P}_L \quad (8)$$

where \mathbf{P}_{net} is the unknown vector of net nodal flows, \mathbf{P}_L is the vector of nodal load demands and \mathbf{A}_d is the $(n \times n)$ *downstream distribution matrix* with its (i,j) element equal to

$$[\mathbf{A}_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{for } i = j \\ -|P_{ji}|/P_j & \text{for } j \in \alpha_i^d \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (9)$$

Note that \mathbf{A}_d is also sparse and non-symmetric. Adding \mathbf{A}_n and \mathbf{A}_d gives a symmetric matrix which has the same structure as the nodal admittance matrix. If \mathbf{A}_d^{-1} exists then $\mathbf{P}_{\text{net}} = \mathbf{A}_d^{-1} \mathbf{P}_L$ and its i -th element is equal to

$$P_i^n = \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} \quad (10)$$

This equation shows how the i -th net nodal power is distributed between all the loads in the system. On the other hand the same P_i^n is equal to the sum of all the net inflows entering node i . Hence the net inflow from line $i-j$ can be calculated, using the proportional sharing principle, as

$$P_{ij}^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} P_i^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} = \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^n P_{Lk} \quad \text{for } j \in \alpha_i^n \quad (11)$$

where $D_{ij,k}^n = P_{ij}^n [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} / P_i^n$. This equation determines

$D_{ij,k}^n$ as the *topological load distribution factor* that is the portion of k -th load demand that flows in line $i-j$. This definition is again similar to that of the *generalised load distribution factor* [9]. However the topological factor represents the *share* (which is always positive) of the load in a line flow while the generalised factor determines the *impact* of the load on a line flow and may be negative.

Now define the *net weight* w_{ij}^n as a charge per MW due to the net flow in line $i-j$, that is $w_{ij}^n = C_{ij} / P_{ij}^n$. The total usage of the network, U_{Lk} by k -th load can now be calculated by adding up individual shares of the load (multiplied by line weights) in all the lines in the system:

$$U_{Lk} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in \alpha_i^n} w_{ij}^n D_{ij,k}^n P_{Lk} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in \alpha_i^n} \frac{C_{ij}}{P_{ij}^n} \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} [\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} = P_{Lk} \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{[\mathbf{A}_d^{-1}]_{ik}}{P_i^n} \sum_{j \in \alpha_i^n} C_{ij} \right\} \quad (12)$$

To determine the charges, it is necessary to invert matrix \mathbf{A}_d and calculate vector \mathbf{P}_{net} from equation (9).

IV. NUMERICAL EXAMPLE

Let us apply the algorithm to the real power flow shown in Fig. 2. Due to lack of space, only the results obtained using the upstream-looking algorithm will be shown. The values of line reactances and resistances (in ohms) are shown in Table 1. To simplify the calculations, the charge for the use of a particular line (in per-unit) was assumed to be equal to the

line resistance. The total supplement charge was therefore equal to 39.7.

TABLE I LINE RESISTANCES AND REACTANCES

Line	1-2	1-3	1-4	2-4	4-3
$R_b = C_v$	12.75	6	11.7	3.5	5.75
X_v	97	69.5	96	30.8	58

Applying equation (2) gives:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -60/400 & 1 & 0 & 0 \\ -225/400 & 0 & 1 & -83/283 \\ -115/400 & -173/173 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1^g \\ P_2^g \\ P_3^g \\ P_4^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} = 400 \\ P_{G2} = 114 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Inverting the matrix yields

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.15 & 1 & 0 & 0 \\ 0.6908 & 0.2933 & 1 & 0.2933 \\ 0.4375 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 400 \\ 114 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1^g = 400 \\ P_2^g = 174 \\ P_3^g = 309.76 \\ P_4^g = 289 \end{bmatrix}$$

This result confirms the calculated earlier values of the gross nodal powers. The inverted matrix allows to calculate the topological generation distribution factors using equation (5) and assuming that $P_{ij}^g/P_i^g \equiv P_{ij}/P_i$. Table II shows comparison between the topological factors and the generalised factors calculated as in [10]. The topological factors are all positive while some of the generalised factors are negative.

TABLE II TOPOLOGICAL AND GENERALISED GENERATION DISTRIBUTION FACTORS

Line	Topological factors		Generalised factors	
	G1	G2	G1	G2
1-2	0.15	0	0.2197	-0.249
1-3	0.5625	0	0.4815	0.2533
1-4	0.2875	0	0.288	-0.015
2-4	0.15	1	0.2169	0.7479
4-3	0.1268	0.29	0.1099	0.3381

Table III shows comparison between the supplement charges calculated using the topological factors (equation (6)) and the generalised factors, when only positive contributions from generators are taken into account [9]. In this simple example the charges using both methods were quite similar as the negative generalised factors tended to correspond to zero topological factors and both resulted in zero charging.

For line 1-3, however, the topological factor due to G2 was zero while the generalised one was positive. Inspection of flows in Fig. 2 shows that zero share of generator G2 in the flow in line 1-3 is quite obvious (G2 cannot possibly supply this line) while the non-zero generalised factor is much harder to explain.

TABLE III CHARGES BASED ON TOPOLOGICAL AND GENERALISED GENERATION DISTRIBUTION FACTORS

Line	Topological		Generalised	
	G1	G2	G1	G2
1-2	12.75	0	12.75	0
1-3	6	0	5.22	0.78
1-4	11.7	0	11.7	0
2-4	1.21	2.29	1.77	1.73
4-3	3.48	2.27	3.06	2.69
Total	35.14	4.56	34.5	5.2

V. DISCUSSION

The presented method allows to allocate the supplement charge for transmission services to individual loads and/or generators by analysing the topology of network flows. In the author's opinion, the main advantage of the method is in its simplicity. Increasingly, utilities are being run by people with other than engineering background and it is important that a charging method can be understood by anyone with just basic mathematical training.

The physical meaning of topological factors is obvious as they represent a positive share of a particular generator/load in the line flow. For a simple network, as that shown in Fig.2, the factors can be determined by a simple inspection of the network flows. On the other hand the generalised distribution factors use the d.c. linearised network model and they represent the *impact* of the load or generator on a given line flow and may well be negative (so-called *counterflows*). Their use, even for a simple network, is more complicated and cannot be verified by inspection.

Comparison between the charges based on the use of topological and generalised distribution factors, performed on a simple system, showed that the results were broadly similar. Negative generalised factors tended to correspond to zero topological factors and therefore both would give zero contributions. There were, however, cases when the topological factor was zero (no payment) while the generalised factor was positive (non-zero payment). Any assessment of suitability of the topological factors would obviously require a more comprehensive study, using variety of systems and loading situations.

The method requires a base load flow and therefore may be used ex ante to determine the charge allocation assuming e.g. the maximum system loading conditions. Alternatively, the method may be employed ex post, using the actual

network flows obtained from the state estimation program, to determine the actual network use over a certain period. There is no need to know the slack node in the network.

The influence of the losses is either inherently included in the allocation to the generators when using the upstream-looking algorithm, or removed from the network when considering the downstream-looking allocation to the loads. Should, however, be necessary to determine the network usage with losses allocated to the loads, the algorithm can easily be modified by considering the gross, instead of the actual, load demands [11].

The method requires inverting an $(n \times n)$ sparse distribution matrix which may be cumbersome for large systems. It should be noted however that only knowledge of the columns corresponding to the generator nodes (upstream-looking algorithm), or load nodes (downstream-looking algorithm), is required enabling the use of sparse inversion methods.

VI. CONCLUSIONS

It is necessary to charge the network users a supplement, or revenue reconciliation, charge as the pure marginal cost pricing fails to recover the total incurred network cost. The standard MW-MILE methodology, based on the dc linearised system model, results in counterflows which have either to be disregarded or taken with the positive sign.

This paper has proposed a novel method of supplement charge allocation based on a recently proposed electricity tracing method. The method allows to trace where the output of every generator go, or input to every load comes from, assuming that nodal inflows are shared proportionally between the outflows. The resulting topological distribution factors allow to determine the network usage by any load and/or generator by summing up the shares of each load/generator in every line flow. As the shares are always positive, no counterflows are encountered and all the charges to the network users are positive.

The method is conceptually very simple and requires inverting a sparse matrix of the rank equal to the number of network nodes. Comparison between the topological and generalised distribution factors, performed for a simple system, showed that although the charge allocation tended to be broadly similar, the topological factors have a physical meaning which can be more readily grasped.

VII. REFERENCES

1. Federal Energy Regulatory Commission "Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities" Notice of Proposed Rulemaking, March 29, 1995.
2. R.D. Tabors "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons" *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 206-215.
3. M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe "The Cost of Wheeling and Optimal Wheeling Rates" *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 1, No. 1, February 1986, pp. 63-73.
4. M.C. Calviou, R.M. Dunnet, P.H. Plumptre, "Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods" *Proc. Power System Computation Conference*, Avignon 1993.
5. I.J. Perez-Arriaga, F.J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arculuz, J. Marin, "Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 546-553.
6. D. Shirmohammadi, C. Rajagopalan, E.R. Alward, C.L. Thomas "Cost of Transmission Transactions: An Introduction" *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 6, No. 4, November 1991, pp. 1546-1560.
7. D. Shirmohammadi, P.R. Gibrik, E.T.K. Law, J.H. Malinowski, R. E. O'Donnell, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1405-1413.
8. J.W.M. Lima, M.V.F. Pereira, J.L.R. Pereira, "An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 971-977.
9. H. Rudnick, R. Palma, J.E. Fernandez, "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 1125-1142.
10. W.Y. Ng, "Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations" *IEEE Trans. Power App. Systems*, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981, pp. 1001-1005.
11. J. Bialek, "Identification of Source-Sink Connections in Transmission Networks" submitted to *IEE Fourth Conf. Power System Control and Management*, London, 16-18 April, 1996.
12. J. Bialek, "Static Transmission Loss Allocation in Power Networks", submitted to *Power System Computation Conference*, Dresden, 19-23 August 1996.
13. J. Bialek, "Supplement Charge Allocation due to Reactive Power Flows in Transmission Open Access", submitted to *IEEE Power Summer Meeting*, Denver 1996.

Janusz Bialek obtained his M.Sc. (1977) and Ph.D. (1981) degrees in Electrical Engineering from Warsaw University of Technology (Poland), where he worked from 1981 to 1989. He is now a lecturer with School of Engineering, University of Durham, England. His interests are in power system analysis problems with particular attention to network pricing, parallel methods, dynamic simulation and state estimation.

Discussion

E Acha, CR Fuerte-Esquivel and H Ambriz-Pérez (The University of Glasgow, Scotland, UK):

We would like to congratulate Dr Bialek for his very interesting and timely paper on charge allocation in transmission open access. This is a subject of growing importance worldwide. His approach is mathematically sound and provides network transparency; a major asset for cases in which service unbundling is required. We would greatly appreciate Dr Bialek's reply to the following questions. Has the author applied the algorithm to power networks of a realistic size? If this is the case, has the algorithm failed to find a solution for any credible operating condition? For instance, the case of circulating power flows is an interesting condition. How efficient is the algorithm when applied to large power networks?

The discussers have solved the numeric example presented in the paper by applying an alternative methodology^A, namely Power Auditing algorithm (PA), and are happy to report that similar results to those given by Dr Bialek's algorithm have been arrived at. The solution is presented below.

The PA algorithm starts from power flows as given by a load flow solution, a dominion is obtained for each generator of the power network. A dominion is a directed graph consisting of one source and one or more sinks. The graph branches relate to transmission lines and transformers, as well as FACTS series devices. In branches which are common to two or more dominions, proportionality is used to determine the power flow contribution of each dominion to the common branch. Loads are handled likewise. The algorithm is general and can be applied equally to networks of any size.

The directed subgraphs of dominions 1 and 2 are shown in Figures 1 and 2, respectively.

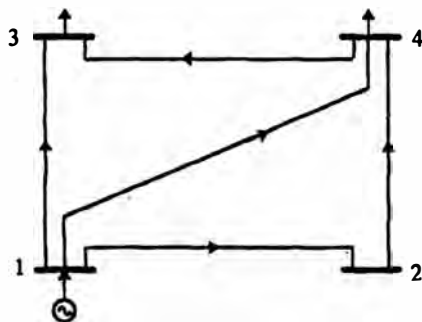


Figure 1. Dominion of generator 1.

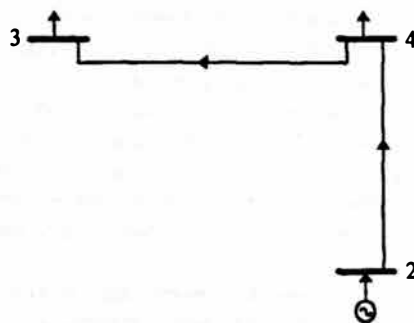


Figure 2. Dominion of generator 2.

In this example there are two common branches. Branch 2-4 and branch 4-3 are both common to dominions 1 and 2. Using the PA

algorithm it is straightforward to calculate the contributions of each dominion to common branches 2-4 and 4-3. This information is presented in Table 1.

Table 1. Contribution of dominions 1 and 2 to common branches 2-4 and 4-3.

Branch	Sending end			Receiving end		
	C ^{SR} (%)	D ₁ (MW)	D ₂ (MW)	C ^{RS} (%)	D ₁ (MW)	D ₂ (MW)
2-4	100	59	114	98.84	58.31	112.68
4-3	29.32	49.95	33.04	28.97	49.34	32.64

By way of example, the power flow contribution of dominion 1 at the sending end of transmission line 2-4 is calculated as,

$$C^{2-4} = \frac{173}{59 + 114} = 1 \text{ and } D_1^{2-4} = 1 \times 59 = 59,$$

as is the contribution of dominion 1 at the receiving end of the same transmission line,

$$C^{4-2} = \frac{171}{59 + 114} = 0.9884 \text{ and } D_1^{4-2} = 0.9884 \times 59 = 58.31$$

The contributions of dominions 1 and 2 to active power losses in branch 2-4 become readily available from the above result. Power losses and charges for use of line are presented in Table 2.

Table 2. System power losses and charges for use of line.

Branch	Power Loss		Charge for Use of Line		
	D ₁ (MW)	D ₂ (MW)	C ^{ca} (%)	Ch ₁ (pu)	Ch ₂ (pu)
1-2	1	0	1275	12.75	0
1-3	7	0	85.71	6	0
1-4	3	0	390	11.7	0
2-4	0.69	1.32	174.13	1.20	2.30
4-3	0.61	0.40	569	3.47	2.28
Total	12.30	1.72	-----	35.12	4.58

The charges for use of lines 2-4 and 4-3 are calculated as follows:

$$C_{2-4}^{ca} = \frac{3.5}{0.69 + 1.32} = 1.7413$$

$$Ch_1^{2-4} = 1.7413 \times 0.69 = 1.20$$

$$Ch_2^{2-4} = 1.7413 \times 1.32 = 2.30$$

$$C_{4-3}^{ca} = \frac{5.75}{0.61 + 0.40} = 5.69$$

$$Ch_1^{4-3} = 5.69 \times 0.61 = 3.47$$

$$Ch_2^{4-3} = 5.69 \times 0.40 = 2.28$$

It must be noted that the charges based on topological factors (Table III of Dr Bialek's paper) compare well with the charges of Table 2 above.

Once again we would like to compliment Dr Bialek for his very interesting and well written paper.

[A] E Acha, CR Fuerte-Esquivel and H Ambriz-Pérez: 'On the Auditing of Individual Generator Contributions to Active and Reactive Power Flows and Losses in Meshed Power Networks', Submitted to IEE Proceedings, Part C.

Manuscript received September 3, 1996.

D S Kirschen, R N Allan, G Strbac (UMIST, Manchester, UK): The author should be complimented

for a timely paper on an important topic. The technique proposed by the author is very similar to that which we have published previously [1]. However, our approach has, we believe, two fundamental advantages over the present one:

- In our paper, we begin with an algorithm which traces the power produced by each generator through a network of arbitrary complexity and hence determines the "domain" of each generator. The intersections between the domains of the various generators defines groups of nodes which are supplied by the same set of generators. We call these groups of nodes "generator commons" and we show that the proportionality assumption which is at the basis of this method is applicable not only to a single node but also to these commons. While each node belongs to one and only one generator common, the number and size of the commons change as the load and generation patterns in the power system change. The state of the power system can be represented by an acyclic graph where the commons are the nodes and bundles of branches connecting these commons are the links. Symmetrical concepts can be developed if we start from the load and work our way back to the generators as in the author's downstream-looking algorithm. We believe that this approach provides a much more systematic and intuitive understanding of the principles of the method.
- Representing the state of the system using an acyclic graph leads to an extremely fast algorithm for computing the contribution of every generator and load to every line flow. This algorithm does not require the inversion of a matrix and is therefore not limited by the invertibility of such a matrix.

- [1] D Kirschen, R Allan, G Strbac, "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows," paper 96 WM 175-3 PWRS presented at the 1996 IEEE PES Winter Power Meeting.

Manuscript received September 3, 1996.

J. Bialek: The author would like to thank all the discussers for their interest in the paper and their stimulating comments. I am also grateful for pointing to their work I was not aware of when writing my paper. Actually I have recently come across another earlier attempt [X] of using proportional sharing principle for assessing network usage by a particular generator/load based on recursive examination of network nodes, similarly as in the approaches applied by both teams of discussers.

The discussers ask about similarities and differences between their approaches and the method presented. It is important to realise that all three methods are based on the same proportionality principle (or assumption). Therefore it is not surprising that the results obtained by Dr E. Acha

compare very well indeed. The only difference between the approaches, apart from organisation of the algorithm which will be dealt with later, lies in the treatment of losses. The algorithm presented by Dr. Acha et al works on actual flows and calculates different distribution factors for the sending and receiving end of each branch while the algorithm presented by Dr. D. Kirschen et al works, as I understand, on average flows. In contrast, the algorithm presented in this paper recalculates all the network flows in order to obtain either fictitious *gross flows* with all the losses added to the flows (upstream-looking algorithm) or equally fictitious *net flows* when all the losses are removed (downstream-looking algorithm). Obviously it is possible to construct an algorithm which, similarly as that proposed by Dr. Kirschen et al, works on average branch flows [Y]. In this case both the upstream and downstream-looking algorithms should give exactly the same result as the algorithm presented by Dr. Kirschen et al. It is worth noting that sum of the losses allocated to generators/loads using either gross or net flows gives the total network loss. On the other hand the allocation of losses using average or actual flows will not add up to the total loss. This can be confirmed by examining Table 2 in the contribution by Dr. Acha et al. The sum of allocated losses is 14.02 MW while the actual total network loss is 14 MW. This discrepancy is small but it may become significant for large networks.

The other difference between the considered methods lies in the organisation of the algorithm. It may seem, as claimed by Dr. Kirschen et al, that the recursive solution is simpler and faster as it does not require inverting a matrix. In fact, the recursive algorithm does require inverting a matrix but without explicitly forming it. To prove this consider Figure 2 and matrix A_u (shown after Table I) in the paper. Simple re-numbering of network nodes by swapping nodes 3 and 4 gives a triangular matrix which can be solved recursively by forward substitution. Generally, re-numbering of network nodes according to an acyclic directed graph corresponding to network flows (these graphs are shown in Fig. 1 and Fig. 2 in contribution by Dr. Acha et al) will lead to a triangular form of matrix A_u (or A_d) and therefore to a solution by recursive forward substitution. Therefore the matrix inversion as used in this paper should be treated symbolically and replaced, in actual implementation, by recursive solution of a triangular matrix. The node re-numbering will obviously require analysing "domains" and "commons" of each generator/load, very much like those described by Dr. Kirschen et al. or "dominions" as they are referred to by Dr. Acha et al. This again proves that the approach proposed in this paper can be seen as a formal generalisation of intuitive recursive schemes. The matrix approach, however, allows to use standard linear algebra methods to analyse the existence and computational complexity of solution, ill conditioning etc. The intuitive recursive formulation does not allow to address these very important questions.

Another advantage of the proposed matrix approach is that it allows to deal with circular flows mentioned by Dr. Acha et al. Circular flows, which are often present especially when considering reactive power, create cycles in the

directed graph and destroy the triangular structure of the matrix. Recursive schemes must then fail while the proposed method arrives at a solution by solving a linear equation.

Answering other questions asked by Dr. Acha et al, I would like to point out that the example shown was meant to illustrate how the method works and allow easy checks. Currently I am working on application of the method on large networks.

Finally, I would like once again to thank the discussers

for their comments and questions which allowed to explain some of the issues not addressed in the paper.

X. "Transmission Pricing 1993" Trans Power New Zealand Ltd., February 1993.

Y. J. Bialek "Tracing the flow of electricity" *IEE Proc.-Gen. Transm. Distrib.*, Vol. 143, July 1996, pp. 313-320.

Manuscript received November 6, 1996.