

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN
LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220KV DE LA EMPRESA
EDEGEL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

GUSTAVO RIGOBERTO RODRIGUEZ CARRASCO

**PROMOCIÓN
2002 – II**

**LIMA – PERÚ
2006**

**EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS
DE TRANSMISIÓN DE 220KV DE LA EMPRESA EDEGEL**

A mis padres Norma y Rigoberto
por su amor y apoyo incondicional
en cada instante de mi vida.

SUMARIO

El presente informe tiene por objetivo evaluar y analizar los niveles de pérdida de energía en las líneas de transmisión de 220KV de la empresa EDEGEL, además de encontrar las causas de las pérdidas y proponer alternativas de solución para la reducción de las mismas.

Se hará un análisis preliminar de la evolución histórica de las pérdidas en los últimos cinco años en base a data obtenida por el área comercial, y luego se hará un análisis mas exacto de las pérdidas para el periodo de Julio a Octubre del año 2005.

Dentro del alcance del presente informe se ha considerado un análisis sobre la transmisión de energía reactiva y su impacto en las pérdidas de energía.

Los cálculos reales se obtendrán en base a la data obtenida directamente de los medidores, y los cálculos teóricos se harán en base a un modelo matemático, el cual debe representar mediante sus parámetros las pérdidas longitudinales y las pérdidas transversales, así como también el efecto capacitivo e inductivo de las líneas.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
ALCANCES	2
CAPITULO I	4
DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220KV DE EDEGEL	4
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	4
1.1.1 Parámetros de las líneas	6
1.1.2 Grados de Contaminación de las Líneas a lo largo de su Recorrido	7
1.2 PUNTOS DE MEDICIÓN RELACIONADOS	9
1.2.1 Características de los Medidores	9
1.2.2 Transformadores de Corriente y de Tensión	10
1.3 ANTECEDENTES	11
1.3.1 Estadística de las Pérdidas en Transmisión	14
CAPITULO II	16
ASPECTOS TEÓRICOS DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN	16
2.1 GENERALIDADES	16
2.2 PÉRDIDAS LONGITUDINALES (POR EFECTO JOULE)	16
2.3 PÉRDIDAS TRANSVERSALES	17
2.4 LA CORROSIÓN	28
2.5 PÉRDIDAS VS POTENCIA ENTREGADA	30
2.6 LA TRANSMISIÓN DE POTENCIA REACTIVA Y SU RELACIÓN CON LAS PÉRDIDAS	31
CAPITULO III	36
CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	36
3.1 PÉRDIDAS REALES	36
3.1.1 Cálculo Global de las Pérdidas Reales	37
3.1.2 Cálculo Línea por Línea de las Pérdidas Reales	39
3.2 PÉRDIDAS TEÓRICAS	44
3.2.1 Cálculo Global de las Pérdidas Teóricas	48
3.2.2 Cálculo Línea por Línea de las Pérdidas Teóricas	50
3.3 COMPARACIÓN ENTRE LAS PÉRDIDAS REALES Y LAS PÉRDIDAS TEÓRICAS	56
3.4 DISGREGACIÓN DE LAS PÉRDIDAS: TRANSVERSALES Y LONGITUDINALES	60
CAPITULO IV	63
ANÁLISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	63
4.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	63

4.1.1	Análisis Grafico de las Perdidas vs Potencia Entregada	64
4.1.2	Identificación de las Pérdidas de Energía debido a los Reactivos	84
4.1.3	Análisis del Factor de Potencia Línea por Línea	86
4.1.4	Análisis Detallado de las Pérdidas por Transmisión de Reactivos	88
4.1.5	Identificación de las Pérdidas por Desconexiones Incompletas	89
4.2	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PERDIDAS	90
4.2.1	Disminución de la Transmisión de Reactivos en las Líneas L-2001 y L-2002	91
4.2.2	Reemplazo de Conductores	98
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
	BIBLIOGRAFIA	124

INTRODUCCIÓN

En un mundo globalizado y altamente competitivo como en el que vivimos, las empresas en general buscan siempre mecanismos para mejorar la eficiencia de sus procesos, manteniendo la calidad de sus productos e incrementar su rentabilidad.

En el Sector Eléctrico, y hablando específicamente del Perú, es a partir del año 1992, cuando se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas, que empieza la reestructuración del sector eléctrico nacional, dividiéndolo en tres segmentos: Generación, Transmisión y Distribución.

Como consecuencia de esto, en 1994, la empresa ELECTROLIMA fue separada en tres diferentes unidades de negocio: generación, transmisión y distribución. La unidad de negocio de generación fue el origen de la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.A (Edegel).

Con un nuevo modelo de negocio implementado, fomentando la competitividad y la eficiencia, las empresas tuvieron la necesidad de reducir sus costos de operación y optimizar sus procesos. De manera que hoy en la actualidad, muchas empresas de generación han visto conveniente la conversión de sus grupos generadores Diesel a Gas Natural e implementando el ciclo combinado en las centrales térmicas como es el caso de Ventanilla (hoy perteneciente a EDEGEL).

Dentro del marco de eficiencia para una empresa eléctrica, está considerada también la eficiencia en la transmisión de energía, que corresponde uno de los procesos más críticos junto con la generación. Es por eso que resulta necesario establecer mecanismos para el monitoreo y control de las pérdidas de energía en transmisión.

Es probable que se piense que las pérdidas en transmisión, por ser poco significativas, no constituyan un problema al cual se tenga que prestar demasiada atención, y menos aún invertir dinero en realizar grandes estudios para su evaluación. Sin embargo, el clima hostil de la costa peruana, con alto contenido salino, nos ha demostrado que las líneas de transmisión y subtransmisión que recorren esta región se hacen muy vulnerables a los efectos de la corrosión y la contaminación.

La experiencia nos lleva al año 1,996, donde la empresa ETECEN (actualmente REP) concluyó que sus líneas tenían pérdidas de hasta 10%, las cuales se debían principalmente a las pérdidas transversales (específicamente, pérdidas por efecto corona) favorecidos por los altos niveles de contaminación.

EDEGEL no es ajeno a estos problemas, debido a que gran parte del recorrido de sus líneas de 220kV pertenecen a la zona costera y las líneas presentan evidencias visibles de lo mucho que han sido afectadas por la contaminación.

Por tal motivo en los últimos meses ha surgido la preocupación de hacer una evaluación de las líneas a fin de conocer los actuales niveles de pérdida e identificar las causas de las mismas.

La razón del presente informe responde a esta preocupación, en la que se propondrán alternativas de solución para la reducción de pérdidas.

OBJETIVOS

El presente trabajo tiene como objetivo calcular las pérdidas de energía en las líneas de transmisión de 220 KV, cuáles son los factores que intervienen en el incremento de las pérdidas, y además proponer alternativas de solución. Como parte del presente informe se calcularán las pérdidas reales y las pérdidas teóricas, de manera que se pueda realizar una comparación entre las mismas e identificar el exceso de pérdidas.

Los cálculos reales se obtendrán en base a la data obtenida directamente de los medidores, los cuales registran valores de voltaje, energía activa y reactiva a la entrada y salida de la línea, por cada 15 minutos. Los cálculos teóricos se harán en base a un modelo matemático, el cual debe representar mediante sus parámetros las pérdidas longitudinales y las pérdidas transversales, así como el efecto capacitivo e inductivo de las líneas.

ALCANCES

Como un análisis preliminar, se hará un cálculo aproximado de las pérdidas históricas en años 2001 a 2005 y además específicamente en los meses de Enero a Octubre del 2005, basado en los reportes de energía que elabora mensualmente el área comercial. Estos reportes no pueden ser considerados óptimos para la evaluación de pérdidas debido a que estos tienen como objetivo conciliar la energía producida con la vendida, pero si nos

pueden dar un alcance referencial que nos ayuden a determinar como ha sido la evolución de las pérdidas en los últimos años y meses.

Por esta razón el análisis de las pérdidas de energía se hará directamente de la data registrada por los medidores cada 15 minutos en los meses de Julio a Octubre del 2005. Estas medidas fueron tomadas para cada una de las líneas de 200KV.

El presente informe contempla solamente la evaluación de las pérdidas en las líneas de transmisión, quedando fuera del alcance las pérdidas en los transformadores de potencia, generadores, y otros equipos eléctricos.

Mas allá de los objetivos del presente informe, que son principalmente conocer el estado actual de los niveles de pérdida y sus causas, se espera también implementar una metodología práctica para el seguimiento de las pérdidas de las líneas de transmisión.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220KV DE EDEGEL

1.1 Ubicación geográfica

Las líneas de transmisión de EDEGEL S.A.A. enlazan las distintas centrales con los centros de energía en alta tensión.

Las líneas que provienen de las centrales Callahuanca, Huampaní, Huinco, Matucana y Moyopampa, recorren los valles de los ríos Santa Eulalia y Rímac, además de la zona urbana de la ciudad de Lima.

Las líneas que provienen de las centrales Chimay y Yanango recorren por la localidad de San Ramón, provincia de Chanchamayo, el valle del río Tarma y las partes altas cercanas a la ciudad de La Oroya, hasta llegar a la Sub-estación Pachachaca.

A continuación se describen las Líneas de transmisión de 220 kV para Lima y Junín.

LIMA

<u>LÍNEA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	
L-2001 / L-2002	Huinco – Santa Rosa	Doble Terna
L-2007	Matucana – Callahuanca	Simple Terna
L-2008 / L-2009	Callahuanca – Cajamarquilla	Doble Terna
L-2008 / L-2015	Cajamarquilla – Chavarría	Doble Terna
L-2716	Purunhuasi – Callahuanca	Simple Terna

JUNÍN

<u>LÍNEA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	
L-2256	Yanango – Pachachaca	Simple Terna
L-2257	Chimay – Yanango	Simple Terna

En el recorrido de las Líneas podemos identificar tres zonas según la altura sobre el nivel del mar por la que transita la Línea, lo cual podemos observar en el siguiente cuadro:

TABLA N° 1.1 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE RECORRIDO DE LAS LÍNEAS

CODIGO LINEA	LONGITUD KM	ZONA I < 700 msnm KM	ZONA II 700 - 1400 msnm KM	ZONA III > 1400 msnm KM
L-2001/2002	62.0	10.9	29.2	21.9
L-2007	22.5			22.5
L-2008	55.4	35.2	20.2	
L-2009	36.4		36.4	
L-2015	21.4	21.4		
L-2716	0.6			0.6
L-2256	89.1			89.1
L-2257	29.5			29.5

Del presente gráfico se puede observar que gran parte del recorrido de las Líneas L-2001 y L-2002 pasan por la región costera por lo que están expuestas a altos niveles de contaminación.

Las líneas L-2256 y L-2257 son las que tienen su recorrido en las regiones más altas por lo que probablemente no tengan problemas de contaminación ni de corrosión, pero sí altas pérdidas por efecto corona.

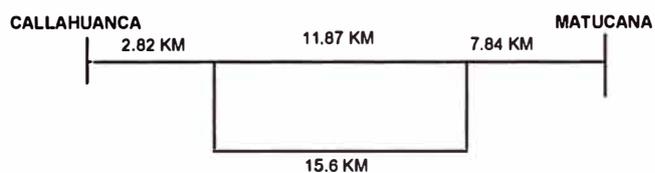
1.1.1 Parámetros de las Líneas

A continuación se presentan los parámetros de cada una de las líneas de 220 kV. Es conocido que la resistencia depende del tipo de material, y la Reactancia Inductiva, así como la capacitancia, dependen de la configuración del conductor.

TABLA N° 1.2 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS

LINEA	MATERIAL	SECCIÓN	DIAMETRO EXTERIOR	TENSION NOMINAL	LONGITUD DE LINEA	CORRIENTE MAXIMA	POTENCIA NOMINAL	R(+)	X(+)	C(+)
		mm ²	mm	kV	km	A	MVA	Ohm/km	Ohm/km	nF/km
L-2001/2002	AAAC	490	28.8	220	62.0	900	340	0.0735	0.5031	8.3750
L-2007	AAAC	490	28.8	220	22.5	900	340	0.0734	0.5012	8.3750
L-2008	AAAC	490	28.8	220	55.4	900	340	0.0696	0.4490	8.4687
L-2009	AAAC	490	28.8	220	36.4	900	340	0.0696	0.4490	8.4687
L-2015	AAAC	490	28.8	220	21.4	900	340	0.0696	0.4490	8.4687
L-2716	ACSR	726	35.4	220	0.6	1180	430	0.0504	0.4907	8.3750
L-2256	ACSR	592	31.7	220	89.1	1040	380	0.0579	0.5052	8.2319
L-2257	ACSR	592	31.7	220	29.5	1040	380	0.0579	0.5016	8.2319

CASO ESPECIAL: LINEA L-2007



Teniendo en cuenta la Topología mostrada de la Línea L-2007, se calcula una Resistencia y una Reactancia equivalente:

Requiv	Xequiv
Ohm/km	Ohm/km
0.0567	0.3876

1.1.2 Grados de contaminación de las líneas a lo largo de su recorrido

La norma IEC 815: Guía para la utilización de aisladores en condiciones de contaminación, establece los niveles de aislamiento, los cuales están en función de los niveles de contaminación y que son definidas en la norma de la manera siguiente:

NIVEL I - Ligero

Zonas sin industrias y baja densidad de población

Zonas con baja densidad de industrias ó casas expuestas a vientos y lluvias

Zonas montañosas y áreas agrícolas

Todas estas zonas deben de estar alejadas de la costa en aproximadamente 10 a 20 Km. como mínimo, sin estar expuestas a corrientes de aire marino.

NIVEL II - Medio

Zonas con industrias que no produzcan humos particularmente contaminantes y con una densidad media de viviendas equipadas con calefacción.

Zonas de fuerte densidad de población o de industrias pero sometidas a lluvias limpias.

Zonas expuestas al viento del mar, pero alejadas algunos kilómetros de la costa.

NIVEL III - Alto

Zonas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con desarrollo industrial.

Zonas costeras expuestas a vientos fuertes.

NIVEL IV - Muy Alto

Zonas generalmente poco extensas sometidas a polvo conductor y a humos que producen depósitos particularmente espesos.

Zonas generalmente poco extensas y muy próximas a la costa, expuestas a las nieblas o a vientos muy fuertes y contaminantes provenientes del mar.

Zonas desérticas caracterizadas por largos períodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidas a una condensación regular.

TABLA N° 1.3 NIVELES DE CONTAMINACIÓN DE LAS LÍNEAS

CODIGO LINEA	DENOMINACION	km	TERNAS	NÚMERO TORRES	NIVELES DE CONTAMINACIÓN
L-2001/2002	Huinco - Santa Rosa	61.99	DOBLE	134	
L-2007	Matucana - Callahuanca	22.5	SIMPLE	22	
L-2008	Callahuanca - Chavarria	55.37	DOBLE	81	
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	36.35	DOBLE		
L-2015	Cajamarquilla - Chavarria	21.42	DOBLE		
L-2716	Purunhuasi - Callahuanca	0.58	SIMPLE	3	
L-2256	Yanango - Pachachaca	89.05	SIMPLE	192	
L-2257	Chimay - Yanango	29.54	SIMPLE	56	

NIVELES DE CONTAMINACIÓN (*)

NIVEL I - LIGERO	
NIVEL II - MEDIO	
NIVEL III - ALTO	
NIVEL IV - MUY ALTO	

(*) Niveles de contaminación establecidos en la norma IEC 815: Guía para la utilización de aisladores en condiciones de contaminación

1.2 Puntos de medición relacionados

A continuación se muestra los puntos de medición asociados a las líneas de 200kV a analizar.

TABLA N° 1.4 PUNTOS DE MEDICIÓN

Línea	Instalación	Propietario
Línea 2001	Huinco	EDEGEL
Línea 2001	Santa Rosa	REP
Línea 2002	Huinco	EDEGEL
Línea 2002	Santa Rosa	REP
Línea 2007	Matucana	EDEGEL
Línea 2007	Callahuanca	EDEGEL
Línea 2716	Callahuanca	EDEGEL
Línea 2716	Callahuanca	EDEGEL
Línea 2008	Callahuanca	EDEGEL
Línea 2008	Chavarría	REP
Línea 2009	Callahuanca	EDEGEL
Línea 2009	Cajamarquilla	EDEGEL
Línea 2015	Cajamarquilla	EDEGEL
Línea 2015	Chavarría	REP
Línea 2256	Yanango	EDEGEL
Línea 2256	Pachachaca	REP
Línea 2257	Chimay	EDEGEL
Línea 2257	Yanango	EDEGEL

1.2.1 Características de los medidores

Los equipos instalados para la medición, son equipos QUANTUM clase 0.2% con protocolo de comunicación DNP 3.0. Los equipos fueron configurados para tomar lecturas de tensión instantánea, energía activa y reactiva entregada y enviada, cada 15 minutos, así como también la máxima y mínima demanda.

Estos medidores también tienen la posibilidad de sincronización de tiempo mediante GPS y cumplen los estándares de exactitud IEC60687 (clase 0.2S) y ANSI C12.20:1997 para medidores de clase 0.2.

1.2.2 Transformadores de corriente y de tensión

A continuación se muestra las características técnicas de los transformadores de medida relacionados a los equipos de medición:

TABLA N° 1.5 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

CENTRAL	INSTALACION	EQUIPO	MARCA	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)	POTENCIA	CLASE
Huinco	Línea 2001	T. combinados	ARTECHE	220000/200	1000/1-1-1	U:100, I:30-60-10 VA	0.2-10P20
Huinco	Línea 2002	T. combinados	ARTECHE	220000/200	1000/1-1-1	U:100, I:30-60-10 VA	0.2-10P20
Matucana	Línea 2007	T. combinados	Arteche	220000/200	1000-1-1-1		
Callahuanca	Línea 2007	T. combinados	RITZ	22000/200	1000-1-1-1	U: 100 VA I: 30-60-30 VA	U: 0.2 I: 0.2-10P
Callahuanca	Línea 2008	T. combinados	Arteche	22000/200	1000-1-1-1	U: 100 VA I: 30-60-30 VA	U: 0.2 I: 0.2-10P20
Callahuanca	Línea 2009	T. combinados	Arteche	22000/200	1000-1-1-1	U: 100 VA I: 30-60-10 VA	U: 0.2 I: 0.2-10P20
S.E. Cajamarquilla	Línea 2009	T. combinados	RITZ	220000V3/220V3	1000 / 1-1-1	U: 100 VA I: 30-60-10 VA	U: 0.2 I: 0.2-10P-10P
S.E. Cajamarquilla	Línea 2015	T. combinados	ARTECHE	220000/200	1000 / 1-1-1	U: 100 VA I: 30-60-10 VA	U: 0.2 I: 0.2-10P20-10P20
Callahuanca	Línea 716	T. combinados	Arteche	22000/200	1000-1-1-1	U: 200 VA I: 30-60-30-VA	U: 0.2 I: 0.2-5P20-5P20
Yanango	Línea 256	T. de corriente	Arteche	245000	400-800/5-5-5	20/10/10VA	0.2 -TPZ - TPZ
Yanango	Línea 256	T. de tensión	ABB	220000/V3/115V3/ 115V3/115V3	-	20/15/15 VA	0,2/3P/3P
Yanango	Línea 257	T. de corriente	Arteche	245000	400-800/5-5-5	20/10/10 VA	0,2 -TPZ - TPZ
Yanango	Línea 257	T. de tensión	ABB	220000/V3/115V3/ 115V3/115V3	-	20/15/15VA	0,2/3P/3P
Chimay	Línea 257	T. de corriente	EMEK	220000	250/1	30 VA	0.2
Chimay	Línea 257	T. de corriente	EMEK	220000/115		100-100 VA	0.2-3P

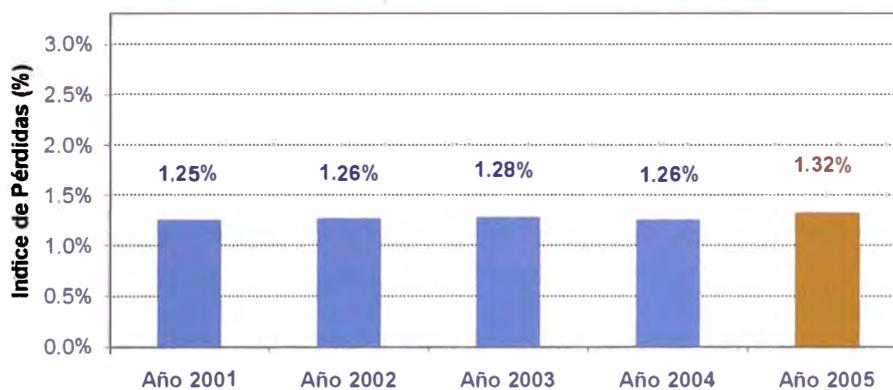
1.3 Antecedentes

Actualmente el Area Comercial realiza cada mes balances de energía para las líneas de transmisión de 220 KV y de 60 KV. Estos balances de energía tienen la finalidad de conciliar la energía producida con la energía vendida, pero no tiene como principal objetivo el análisis de pérdidas de energía. Tal es así que para realizar estos balances solo se toma en cuenta la energía perteneciente a EDEGEL y no la energía total que pasa por las Líneas.

Uno de los objetivos del presente informe es calcular y evaluar los niveles de pérdida así como identificar las causas y proponer soluciones a estos problemas. Es por eso que es conveniente analizar los niveles de pérdidas históricas calculados por el Area Comercial, las cuales serán consideradas de manera referencial.

A continuación se muestra como ha ido evolucionando los niveles de pérdida a lo largo de los últimos cinco años. Cabe mencionar que este gráfico se hizo en base a información otorgada por el Area Comercial.

Se puede observar que las pérdidas en el año 2005 constituyen las más altas de los últimos cinco años.



	Año 2001	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005
Indice de Pérdida % IdP	1.25%	1.26%	1.28%	1.26%	1.32%
Pérdida (Gwh)	67.03	83.69	86.10	79.21	81.19
Energía Transmitida (Gwh)	5,364.24	6,618.54	6,737.40	6,305.55	6,138.94

Fig. 1.1 EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

A continuación se muestra el detalle de los niveles de pérdida para el año 2005.

Pérdidas históricas

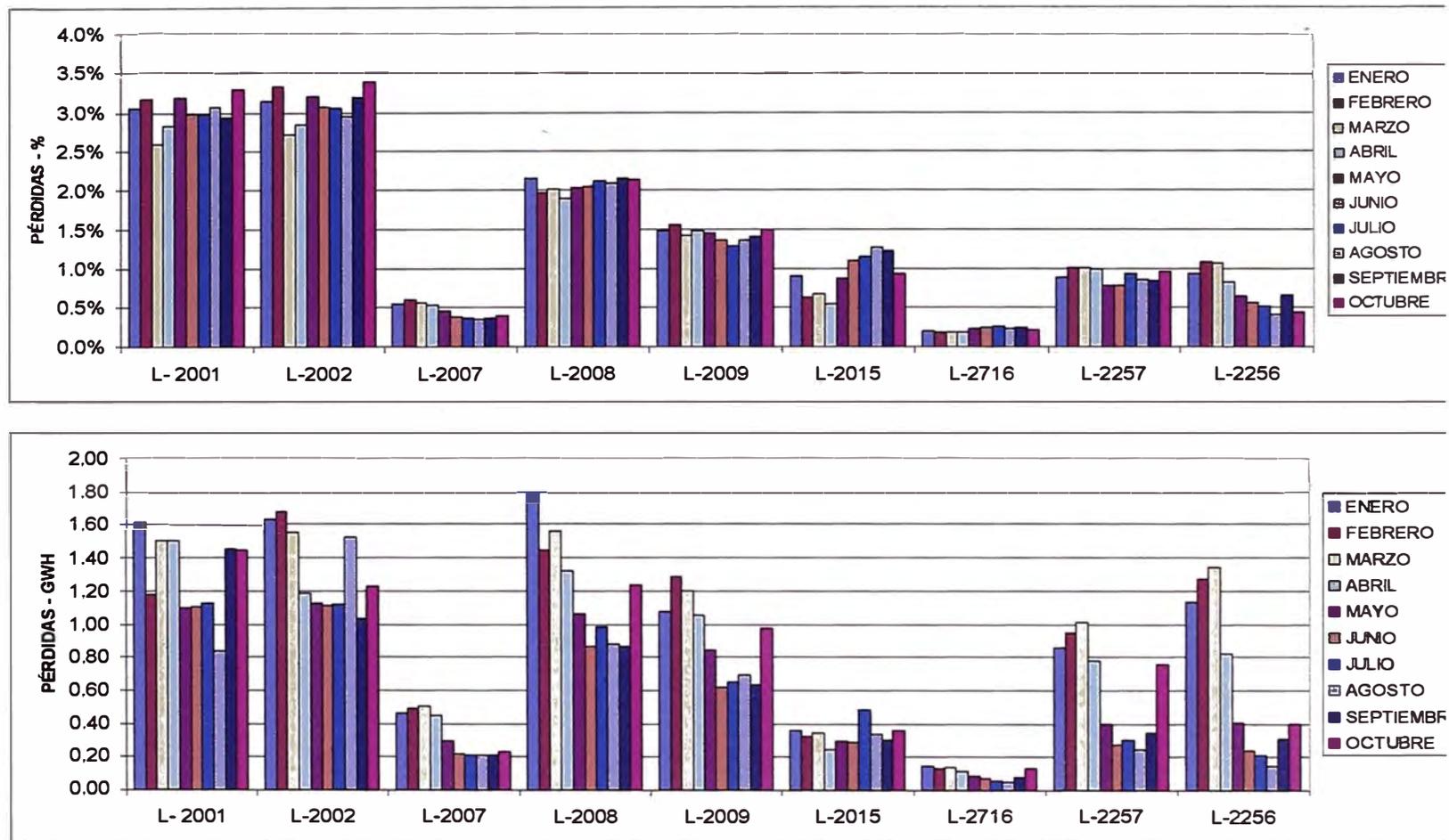


Fig. 1.2 PÉRDIDAS HISTÓRICAS 2005 – AREA COMERCIAL

En el gráfico anterior se puede apreciar que las líneas L-2001 y L-2002 son las que presentan los mayores niveles de pérdida en porcentaje (%), que han sido calculadas con respecto a la energía entregada. A este porcentaje de pérdidas se le denominará en adelante Índice de Pérdidas (%I_{dp}).

Por el contrario, las líneas L-2007 y L-2716 son las que presentan los Índices de Pérdida más bajos.

Se puede observar también, que las mayores pérdidas en GWh corresponde a la línea L-2008 que llegó a ser 1.8 GWh en el mes de Enero de 2005, seguida de las Líneas L-2001 y L-2002. Y las menores pérdidas en GWh corresponden a las líneas L-2007 y L-2716, siendo esta última la línea mas corta del sistema con 0.58 km.

Estos valores son comprensibles debido a que la línea L-2008 es la que mas energía transmite por lo tanto tendrá mayor cantidad de pérdidas en GWh.

Si bien es cierto la Línea L-2008 tiene mas pérdidas en GWh que las líneas L-2001 y L-2002, esta misma relación no se cumple cuando se trata de comparar los % I_{dp}, aun cuando las tres líneas presentan casi las mismas características en cuanto a material y longitud.

Las razones la explicaremos mas adelante (Capítulo II y IV) al momento de analizar las gráficas de las Pérdidas vs la Potencia Entregada y el factor de potencia al que operan.

1.3.1 Estadística de las pérdidas en transmisión

Es importante conocer los niveles de pérdidas en que se encuentran otras líneas de transmisión de características similares a las de EDEGEL, con la finalidad de hacer una comparación con nuestros resultados y además tener una idea, de manera referencial, de los niveles de pérdida de las líneas que recorren la costa peruana.

En el Anexo C se presentan los niveles de pérdida longitudinales y transversales de las líneas costeras siguientes:

L-207, San Juan – Independencia Pisco, 215 Km

L-213, Zapallal – Paramonga, 157.5 Km

L-215, Paramonga Nueva – Chimbote, 221.2 Km

L-238, Chiclayo Oeste – Piura Oeste, 211 Km

Se puede observar que estas líneas en el período de análisis (1995) poseían altos índices de pérdida (del orden del 12%), siendo las más significativas las pérdidas transversales. Esto se debe a los altos niveles de contaminación a las que están expuestas estas líneas.

De acuerdo a estos datos estadísticos, las pérdidas transversales en condiciones extremas podrían llegar a representar hasta el 75% de las pérdidas totales de las líneas.

CAPITULO II ASPECTOS TEÓRICOS DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 Generalidades

Los sistemas eléctricos en general están conformados por una serie de elementos encargados de la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica. En cada uno de estos elementos se producen pérdidas por potencia y energía, que estarán en función de cuan contaminado este el medio ambiente, o la operación misma del sistema, así como el material de los equipos.

Específicamente para el caso de las líneas de transmisión, estas pérdidas se clasifican en dos tipos: Pérdidas Longitudinales y Pérdidas Transversales. A continuación describiremos con mas detalle estos tipos de pérdidas.

2.2 Pérdidas longitudinales (por efecto joule)

Las pérdidas longitudinales, también llamadas pérdidas por Efecto Joule, son producidas por el paso de la corriente a través del conductor. Estas pérdidas se manifiestan en forma de calor y son proporcionales al cuadrado de la corriente y dependen de la resistencia del conductor.

La resistencia del conductor, varía en función de la temperatura de operación de esta así como también por el deterioro que sufre el conductor como consecuencia del paso del tiempo además de los empalmes a los que ha sido sometido el conductor y la suciedad debido a la contaminación. Los datos de la resistencia del conductor son proporcionados por el fabricante, que varían según el tipo de conductor, aunque este parámetro también pueden ser medido mediante pruebas.

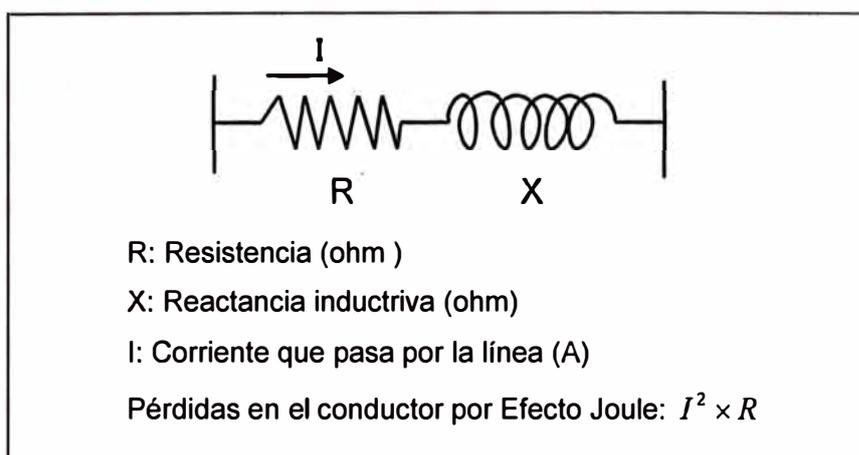


Fig. 2.1 MODELO CLÁSICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

2.3 Pérdidas transversales

Se denominan pérdidas transversales a aquellas que no son atribuibles al flujo de potencia en el conductor y que por lo tanto no dependen de la magnitud de la corriente. Es importante señalar que mientras las pérdidas longitudinales de una línea son proporcionales al flujo de potencia que las atraviesa, las pérdidas transversales dependen del nivel de tensión de la línea; entonces, debido a que la variable magnitud de tensión en general varía en un rango muy limitado al compararla con la variación que sufren los flujos de potencia, las pérdidas transversales se pueden considerar, para efectos prácticos, "constantes". Sin embargo, para la elaboración del presente informe se ha tenido en cuenta estas variaciones de tensión para el cálculo de las pérdidas transversales.

a) Pérdidas por efecto corona

El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencias o penachos azulados que aparecen alrededor del conductor, mas o menos concentrados en las irregularidades de su superficie.

La descarga va acompañada de un sonido silbante y de olor de ozono. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nítrico. La corona se debe a la ionización del aire. Los iones son repelidos y atraídos por el conductor a grandes velocidades,

produciéndose nuevos iones por colisión. El aire ionizado resulta conductor (si bien de alta resistencia) y aumenta el diámetro eficaz del conductor metálico.

En las líneas de transmisión, el efecto corona origina pérdidas de energía y, si alcanza cierta importancia, produce corrosiones en los conductores a causa del ácido formado.

El efecto corona es función de dos elementos: el gradiente potencial en la superficie del conductor y la rigidez dieléctrica del aire en la superficie, valor que a su vez depende de la presión atmosférica y la temperatura.

En 1911, Peek publicó el primer estudio en Estados Unidos sobre las pérdidas por efecto corona cuando propuso su "ley corona" en la cual las pérdidas por efecto corona de la frecuencia industrial 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 (Tensión Crítica Disruptiva).

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

$$E_0 = 30 \times \delta \times m \times \left(1 + \frac{0.426}{\sqrt{\delta \times d}} \right) kV \quad (2.1)$$

Donde: δ = Densidad relativa del aire

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

d = Diámetro del conductor

Tensión crítica disruptiva en una línea

Si los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial lo suficientemente grande para que rebase la rigidez dieléctrica del aire, se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio. Es decir, que todo sucede como si el aire se hiciera conductor, dando lugar a una corriente de fuga.

En los conductores aéreos, el efecto es visible en la oscuridad, pudiéndose apreciar cómo quedan envueltos por un halo luminoso, azulado, de sección transversal circular, es decir, en forma de corona, por lo que al fenómeno se le dio el nombre de efecto corona.

La tensión para la cual comienzan las pérdidas a través del aire, se llama tensión crítica disruptiva, y para ella el fenómeno no es aún visible. Los efluvios se hacen luminosos cuando se alcanza la tensión crítica visual; es decir, que la disruptiva es de valor menor que la visual. Las pérdidas empiezan a producirse desde el momento en que la tensión de la línea se hace mayor que la tensión crítica disruptiva.

El valor de esta tensión crítica, a partir del cual se inician las pérdidas, depende de diversos factores como son el diámetro, la separación y rugosidad de los conductores, el estado higrométrico del aire y su densidad.

La fórmula general, o fórmula de Peek, para calcular la tensión crítica, se fundamenta en que la del aire a una presión de 760 mmHg y a una temperatura de 25° C es de $V_C = 29,8$ kV/cm.

$$E_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \sqrt{3} m_c m_t f_c r \ln \frac{d}{r} \text{ kV} \quad (2.2)$$

En donde:

E_c : tensión crítica en kV.

D : Diámetro del conductor expresado en centímetros.

D : Separación entre conductores en centímetros.

m_c : Coeficiente de superficie.

m_t : Factor de corrección debido al estado higrométrico del aire:

$$m_t = 1 \quad (\text{tiempo seco})$$

$$m_t = 0,8 \quad (\text{tiempo lluvioso})$$

f_c : el factor de corrección debido a la densidad del aire:

$$f_c = \frac{3,926h}{273 + t_m} \quad (2.3)$$

siendo:

h : Presión barométrica en cm de Hg.

t_m : temperatura media en °C

La presión barométrica en función de la altitud de paso de la línea, viene definida por la siguiente igualdad:

$$\ln h = \ln 76 - 2,3 \frac{Alt}{18336} \quad (2.4)$$

Alt: Altitud en metros

Es beneficioso que la tensión crítica E_c sea algo menor que la tensión de funcionamiento normal de la línea, ya que en caso de sobretensiones el efecto corona hace el papel de autoválvula de descarga.

Perditanca

Las pérdidas en una línea se originan si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica y aumentan rápidamente con la diferencia entre ambas.

Las pérdidas, expresadas en kW/km. fase, pueden calcularse mediante la fórmula de Peek:

$$P_c = \frac{241}{f_c} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{d} \left(\frac{E}{\sqrt{3}} - \frac{E_c}{\sqrt{3}} \right)^2} 10^{-5} \quad (2.5)$$

Donde:

f_c : Factor de corrección debido a la densidad del aire.

f : La frecuencia expresada en ciclos por segundo.

r : Radio del conductor en centímetros.

d : Separación entre conductores en centímetros.

E : Tensión de operación en kilovoltios.

E_c : Tensión crítica en kilovoltios.

Según observaciones realizadas en la inspección de campo de las diversas líneas en diversos estudios, se encontraron 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.

TABLA N° 2.1 COEFICIENTES DE SUPERFICIE

COEFICIENTES DE SUPERFICIE TÍPICOS			
Nivel de Contaminación	Mínimo	Máximo	Promedio
NIVEL I – Ligero	0.84	0.84	0.84
NIVEL II – Medio	0.70	0.90	0.80
NIVEL III – Alto	0.65	0.85	0.70
NIVEL IV – Muy Alto	0.55	0.65	0.60

Cabe notar que según las observaciones hechas en el campo, el estado de la superficie de los conductores en el sistema de EDEGEL varía desde un NIVEL I de contaminación hasta un NIVEL IV.

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.

Casi todas las investigaciones sobre las pérdidas por efecto corona se enfocaron en el desarrollo de líneas de EAT (Extra Alta Tensión). En Canadá Olaf Nigol y sus colegas, en Ontario Hydro realizaron las 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.

$$P = Kfr^2 \left(\frac{\Delta\rho}{2\pi} \right) E_e^2 \ln \frac{E_e}{E_0} \quad (2.6)$$

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.

E₀ = gradiente crítico de superficie determinado por las condiciones meteorológicas y el estado de la superficie del conductor, en kV rms por centímetro

Δρ = 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. Para los conductores simples o dobles con coeficientes de superficies razonables, esta ecuación dará probablemente buenos resultados.

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

$$P \propto V^2(V - V_0) \quad (2.7)$$

Donde: V = tensión fase – tierra, valor cresta

V₀ = Tensión de cresta de inicio del efecto corona

P = pérdida de potencia

Los resultados de ese 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 pérdidas por efecto corona. Eso es también conforme a las reglas empíricas históricas descritas en la referencia 9. 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 producir la ecuación siguiente:

$$\frac{P}{n^2 r^2} = f\left[\frac{E}{E_0}\right] \quad (2.8)$$

Donde: P = pérdida por efecto corona en kW/km

n = número de subconductores

E = gradiente de superficie del conductor

E₀ = 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 $E/E_0 < 1.15$

Todas estas investigaciones enfatizan la importancia de limitar los gradientes de superficie de diseño al gradiente crítico de inicio del efecto corona. Se reconoció rápidamente la importancia del estado de la superficie y hasta la aparición de las primeras líneas de EAT a mediados de los años 1950, se creía generalmente que el efecto corona en buen tiempo estaba determinado por las imperfecciones de la superficie del conductor tal como una mella en una trenza. Se observó que aun cuando se instala cuidadosamente el conductor, éste tiene altas pérdidas por efecto corona en buen tiempo, ruidos e interferencia de radio causados por las numerosas irregularidades en 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 en la línea superan generalmente los del efecto corona en el mismo conductor desgastado. Se pueden comprobar estas observaciones midiendo las interferencias de radio.

Sin embargo, no fue hasta en 1956 que se reconoció la importancia adicional de las partículas superficiales provenientes del aire. Warburton y Newell demostraron que el efecto corona en 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.

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.

Sin embargo, ninguno de los resultados arriba mencionados conviene perfectamente a EDEGEL con sus líneas mayormente costeras de transmisión en 220 KV. Las investigaciones históricas se han concentrado en conductores limpios en buen tiempo y a tensiones cercanas al efecto corona, y la calibración de los modelos empíricos se hizo para obtener la mejor precisión en estas condiciones. En general los únicos experimentos útiles son los llevados a cabo en lluvia fuerte, condiciones que se aproximan a las de conductores seriamente contaminados.

Sin embargo, existen investigaciones interesantes realizadas en Canadá por el Dr. P.S Maruvada y sus colegas a finales de los años 1980 sobre la atenuación de las sobretensiones dinámicas por el efecto corona en frecuencias industriales en el sistema en 735kV de Hydro-Québec. El elemento interesante en 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:

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

Donde: P = pérdidas por efecto corona en kW/km, por fase

N = número de subconductores en el conductor múltiple

f = Frecuencia en Herz

r = Radio del subconductor en centímetros

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

K_p = 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 K_p 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 K_p = 0 y N = 0 les daría un valor de aproximadamente de 0.000775 según la curva resultante. Sin embargo, es necesario reconocer que ello debe ser verificado por medidas de laboratorio.

Se ha mostrado que existen diversas fórmulas empíricas para el cálculo de las pérdidas transversales. En el presente informe, las pérdidas por efecto corona serán calculadas con la fórmula de Peek, debido a que está ampliamente difundida en nuestro medio.

b) Las pérdidas por corrientes de fuga

Las pérdidas por corrientes de fuga son producidas por las descargas eléctricas (flashover) en las cadenas de aisladores y ocurren con mayor frecuencia en tiempo de lluvia y en lugares con alto nivel de contaminación. Estas descargas son proporcionales al cuadrado de la tensión.

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.

Bajo condiciones de humedad muy baja, aun en presencia de contaminantes salinos secos en la superficie del aislador, no aumentan mucho las pérdidas por corrientes de fuga. Sin embargo, cuando el contaminante soluble en agua se vuelve conductor en 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 debido a las pérdidas por corrientes de fuga, hay que examinar el mecanismo de descarga eléctrica de las cadenas de aisladores.

El proceso de descarga eléctrica de largas cadenas de aisladores contaminados 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 este estado, la distribución de la tensión está generalmente dispereja, 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 esta afectado por el efecto secador producido por la corriente de fuga, la cual es función de la tensión a través de cada aislador. Esto 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 mas bajo. El esfuerzo voltaico mas 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 mas bajo. En este estado, 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 los aisladores, esta tendencia se acelera hasta que la zona muy esforzada de abajo no soporta mas el esfuerzo voltaico y la descarga eléctrica se produce en esta sección. Esto se manifiesta en la puesta en derivación de varias unidades.

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 si 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 las superficies 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 experiencia demuestra que los efectos naturales de limpieza relacionados con la niebla, si es que la hay, no son suficientes para eliminar bastantes contaminantes como para impedir el desarrollo de descargas eléctricas.

Para el desarrollo del presente informe, se tomará como referencia los datos tomados en el "Estudio para la Reducción de Pérdidas y Efectos Salinos en el Sistema de Transmisión Costero de Etecten en 220KV", que considera unas pérdidas de 1.1kw/km de línea trifásica para un nivel de tensión de 345 kV considerando cuatro estructuras por kilómetro, para aisladores limpios.

Existen tres tipos de aisladores, los cuales se usan en las líneas de transmisión de EDEGEL

- Anti Fog (Anti Neblina)
- Standard
- Rígidos de Porcelana

Teniendo en cuenta que las líneas de Edegel operan a 220kV y que las líneas tienen en promedio dos estructuras por Kilómetro, se establecerá un valor fijo de corriente de fuga de aisladores de 0.5 KW/km.

2.4 La corrosión

En general, el fenómeno de corrosión asociado a las líneas de transmisión es bien conocida y existen muchas medidas correctivas que pueden ayudar a atenuar los daños provocados por este fenómeno si es que son bien aplicadas.

Una de las principales causas de la corrosión es la presencia de Cloruro de Sodio en las zonas costeras. La reacción química que ocurre debido al cloruro de sodio (NaCl) y la alta humedad, da como resultado la formación de ácido clorhídrico (HCl), el cual ataca a la capa de zinc de la superficie de las piezas de acero de la ferretería y de las partes metálicas de los aisladores.

En los aisladores, las corrientes de fuga debido a los contaminantes se agregan al proceso de la corrosión atmosférica. La alta humedad que prevalece en las costas de Lima y el ciclo de mojado y secado aceleran también este proceso de corrosión, afectando a los conductores, aisladores, ferretería y torres, así como también a las cimentaciones de estas.

Si bien es cierto, algunas de las líneas de EDEGEL no se encuentran en ambientes predominantemente marítimos (20 a 30 Km de la costa), los niveles de corrosión no dependen de la cercanía al mar, sino de la topografía e intensidad y dirección del viento.

Los problemas de corrosión en el conductor pueden ser atenuados con prácticas de mantenimiento (limpieza) y en algunos casos, reemplazando conductores.

2.5 Pérdidas vs potencia entregada

En esta sección analizaremos el comportamiento de las pérdidas por potencia en función de la Potencia entregada en MVA para un kilómetro de una línea fabricada de un conductor ALDREY AAAC de 490 mm².

Cálculo teórico de Pérdidas.

Conductor: ALDREY AAAC 490mm². Perteneciente a una línea trifásica de 340MVA de capacidad

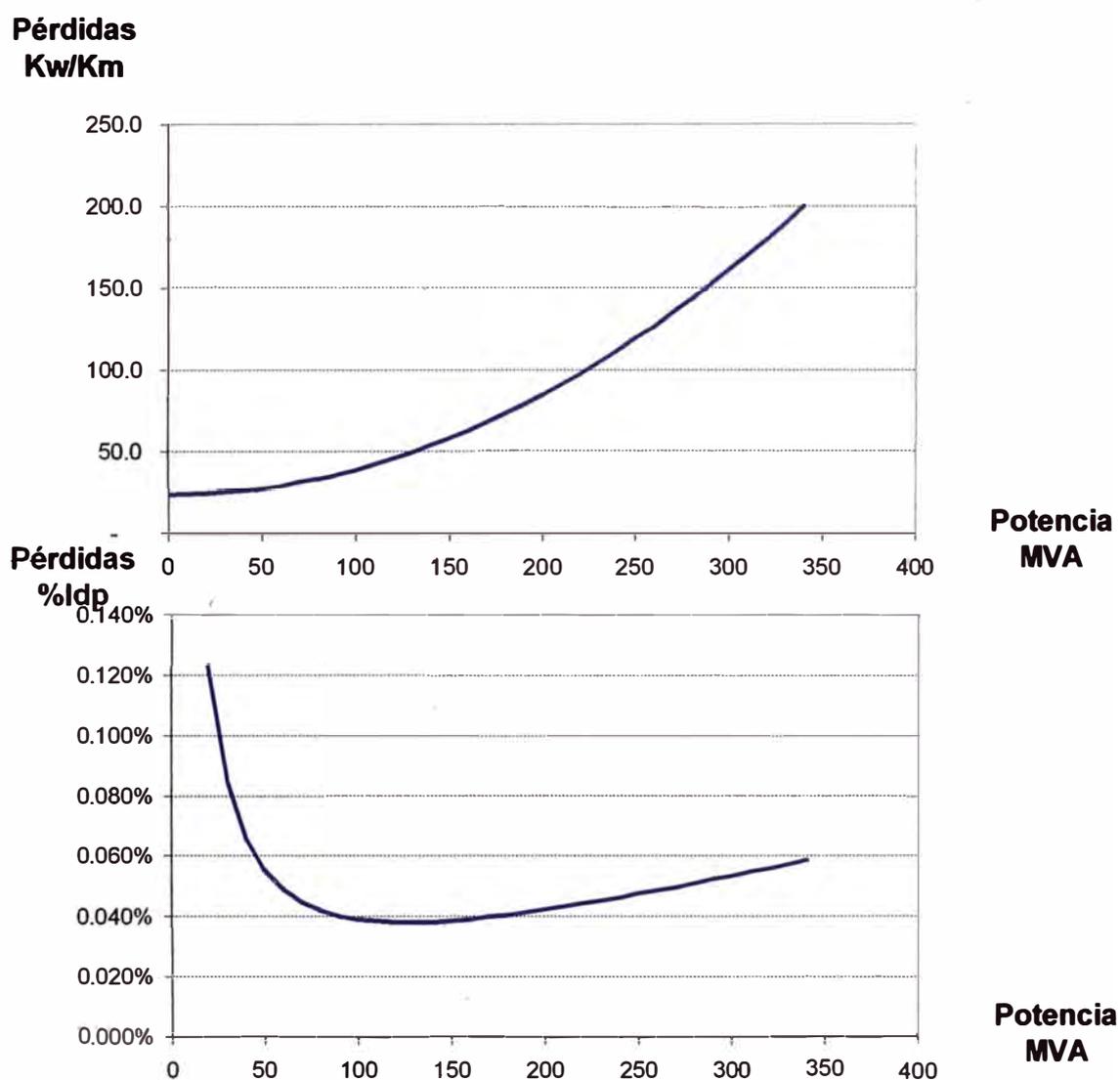


Fig. 2.2 PÉRDIDAS VS POTENCIA ENTREGADA

Se puede apreciar que para una potencia entregada de cero MVA, existen pérdidas de aproximadamente 25KW/Km, que corresponden a las pérdidas transversales.

Como se sabe, estas pérdidas dependen del nivel de tensión y no de la carga.

Algo interesante que se puede observar es el comportamiento del %ldp (Índice de pérdidas), el cual tiene una tendencia a disminuir mientras la línea opere hasta los 130MVA, y luego empieza a aumentar a medida que la potencia aumente.

Algunas líneas de EDEGEL, que tienen las mismas características que este conductor, operan por debajo de 130MVA, lo cual hace que sus índices de pérdida (%ldp) se vean afectadas. Es decir, si una línea opera muy por debajo de su capacidad nominal, esta tendrá un alto porcentaje de pérdidas (%ldp).

2.6 La transmisión de potencia reactiva y su relación con las pérdidas

La potencia reactiva tiene su origen en los elementos no lineales, como capacitancias e inductancias, que se encuentran conectadas a las redes eléctricas y que provoca un desfase entre la tensión y la corriente (ángulo ϕ).

Como se sabe, la energía reactiva, a diferencia de la energía activa, no produce trabajo, pero es necesario para mantener campos eléctricos y magnéticos utilizadas por las máquinas para producir trabajo. Además; es necesario tener en cuenta que el consumo de potencia reactiva en los sistemas alternos, es una condición inherente al consumo de energía eléctrica en términos de potencia activa, por lo que debe considerarse como un elemento que debe ser producido para ser consumido.

Por otro lado, EDEGEL, como empresa generadora contribuye a mejorar el nivel de tensión en barras del sistema principal de transmisión del SINAC con autorización del COES, mediante transmisión de reactivos, por lo cual es compensada.

Las unidades generadoras entregarán, cuando sea solicitado por el COES, la potencia reactiva requerida hasta el límite determinado técnicamente para cada una de ellas.

Sin embargo la entrega de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión trae como consecuencias el aumento de la corriente por lo que las pérdidas longitudinales (Por efecto Joule) se incrementan.

Como se sabe, las pérdidas por efecto Joule para una línea de transmisión trifásica en la que circula una corriente I , son calculadas de la siguiente manera:

$$P = 3I^2R$$

R: Resistencia del material conductor

Estas pérdidas, llamadas también pérdidas longitudinales, dependen exclusivamente del módulo de la corriente. Esta corriente generalmente tiene un desfase ϕ (en atraso) con respecto a la tensión, por lo que se puede diferenciar dos componentes.

$$I_a = I \cos(\phi)$$

$$I_r = I \sin(\phi)$$

$$I^2 = I_a^2 + I_r^2$$

Donde:

I_a = Componente reactiva de la corriente

I_r = Componente reactiva de la corriente

De esta manera, las pérdidas longitudinales pueden ser mostradas de la siguiente manera:

$$P = 3(I_a^2 + I_r^2)R = 3 I_a^2 R + 3 I_r^2 R \quad (2.10)$$

El primer miembro, constituye las pérdidas longitudinales debido a la componente activa de la corriente.

El segundo miembro, constituye las pérdidas longitudinales debido a la componente reactiva de la corriente.

Es necesario controlar el valor de la componente reactiva de la corriente, ya que en casos donde las líneas estén trabajando al borde de su capacidad nominal, esta componente mermaría la transmisión de potencia activa de la línea. Además, tal como se ha visto, al aumentar el módulo de la corriente, aumentan por consiguiente las pérdidas longitudinales.

Si bien es cierto, la potencia reactiva que se transmite es remunerada en los horarios de 10 –12 Hrs y de 18 a 23 Hrs a un precio promedio de 1.14 US\$/MVARH, es necesario

hacer una evaluación a fin de buscar condiciones menos desfavorables para EDEGEL, pues las pérdidas de energía constituyen un alto costo económico así como también el esfuerzo electromecánico a la que es sometida la máquina (generador).

Mientras menor sea el factor de potencia ($\cos(\phi)$), mayor será la cantidad de reactivos que fluye.

Cabe señalar que tanto una carga inductiva como una generación sobrecitada implican un factor de potencia en atraso y por lo tanto, un ángulo ϕ negativo (tomando como referencia la tensión).

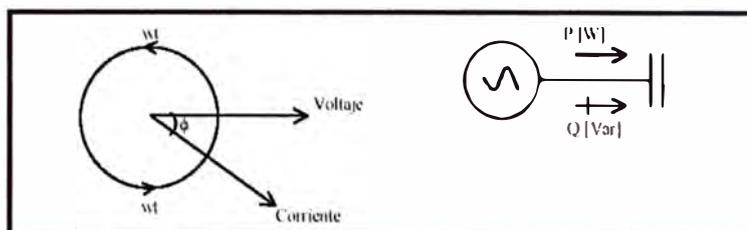


Fig. 2.3 ESQUEMA DE GENERACIÓN SOBRECITADA

De igual manera, si el factor de potencia está en adelanto, será como consecuencia de una impedancia capacitiva o un generador operando subexcitado, y por tanto un ángulo ϕ positivo.

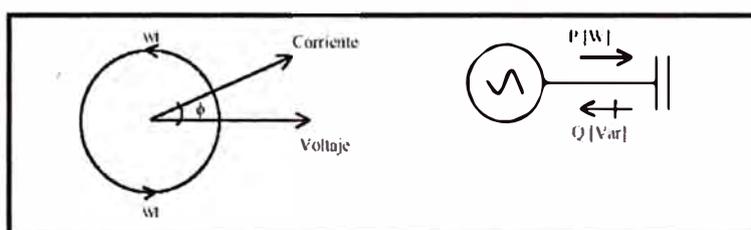


Fig. 2.4 ESQUEMA DE GENERACIÓN SUBEXCITADA

Los generadores síncronos pueden ser operados para absorber o generar un amplio rango de potencia reactiva a un nivel de potencia activa constante. Su operación depende de los sistemas de excitación a los que este sometido. Asimismo, sus niveles de reactivos están limitados por una serie de características del generador, tales como: Potencia activa máxima y mínima, intensidad máxima del estator, intensidad máxima y mínima de

excitación y estabilidad. De esta manera se determina el área de operación del generador, mostrado a continuación.

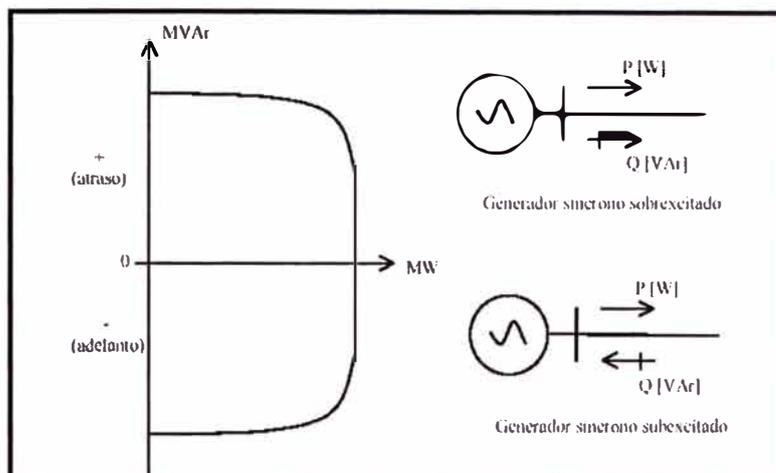


Fig. 2.5 ÁREA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR

La principal característica de estos generadores es que su potencia reactiva decrece si el voltaje del sistema aumenta, y esta disminución de flujo de reactivo del generador hace bajar el voltaje del sistema. Por el contrario, si el voltaje del sistema disminuye, el flujo reactivo generado aumenta, por lo que se induce a un aumento del voltaje externo. Esta propiedad estabilizadora es más efectiva cuando los consumos están cerca de los generadores síncronos, y por ende más ineficiente para los puntos más alejados.

ACOPLAMIENTO VOLTAJE VS POTENCIA REACTIVA

Debido a la naturaleza de las restricciones y los valores que toman las variables en los sistemas eléctricos, se produce un acoplamiento dominante entre los voltajes y los flujos de potencia reactiva y entre los ángulos y los flujos de potencia activa.

Para ilustrar este efecto, se hace un análisis considerando el sistema simple de la figura siguiente.

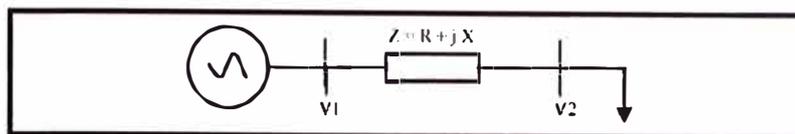


Fig. 2.6 ESQUEMA GENERADOR – LÍNEA - CARGA

Considerando que la impedancia de las líneas de transmisión es esencialmente inductiva, es decir, X es mucho mayor que R , se puede hacer la siguiente aproximación: $Z = jX$

El voltaje en el nodo 2 es entonces:

$$V_2 = V_1 - jZ \approx V_1 - jX \quad (2.11)$$

De la figura se puede estimar que:

$$I \approx \frac{P - jQ}{V_1} \quad (2.12)$$

Con lo que reemplazando esta corriente en la expresión anterior se obtiene:

$$V_2 = V_1 - \frac{(P - jQ)}{V_1} jX = V_1 - \frac{XQ}{V_1} - j \frac{XP}{V_1} \quad (2.13)$$

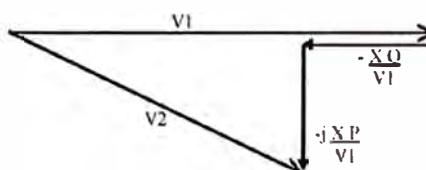


Fig. 2.7 ESQUEMA FASORIAL – VOLTAJE VS POTENCIA REACTIVA

De lo anterior se deduce que variaciones en la potencia reactiva actúan directamente en el eje del voltaje, influyendo en V_2 , a través de una función coseno. Por su parte, la potencia activa influye sobre el voltaje a través de un factor seno, el que aplicado a los ángulos de desfase entre V_1 y V_2 da muy pequeñas variaciones.

CAPITULO III CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

3.1 Pérdidas Reales

Método de Cálculo

Las pérdidas reales se calculan directamente de la data registrada por los medidores (Quantum) ubicados en cada extremo de la línea, los cuales registran valores de tensión y energía activa y reactiva cada 15 minutos.

Los datos registrados durante un mes son llevados a una hoja de cálculo en donde se totaliza la energía activa registrada en cada extremo de la línea (Energía enviada y Energía recibida), y se calcula la diferencia de las mismas para obtener las pérdidas reales de la línea.

Hay que tener en cuenta que los datos que registran los medidores son, V1 y V2 (Voltage al inicio y al final de la línea), P1, P2, Q1, Q2 (Potencia activa y reactiva al inicio y al final de la línea). Los valores de I (corriente) y factor de potencia serán calculados en función de los otros parámetros registrados.

La sincronización horaria de los medidores en ambos extremos de la línea es muy importante para el cálculo de la diferencia de energía (pérdidas).

En la siguiente figura, se muestra el esquema típico de Medición:



Fig. 3.1 ESQUEMA DE MEDICIÓN

Pérdida real: $E_{M1} - E_{M2}$

Índice de Pérdida (%Idp):

$$\% \text{Idp} = \frac{E_{M1} - E_{M2}}{E_{M1}} \times 100\% \quad (3.1)$$

E_{M1} : Energía registrada por el medidor M1

E_{M2} : Energía registrada por el medidor M2

Al momento de revisar la data se pudo detectar que en varias oportunidades, al momento de sacar una línea fuera de servicio, uno de los extremos quedaba conectado por más de una hora. Claramente, esto deja evidencia de una mala operación de la línea pues se presentan pérdidas en vacío (consumo propio de la línea) que contribuyen a las pérdidas. Por otro lado esta situación nos permitió cuantificar de una manera aproximada, las pérdidas transversales en dichas líneas.

Las pérdidas transversales reales solamente se determinaron para las líneas en donde se presentaron desconexiones en un solo extremo. Lo ideal sería hacer mediciones en vacío en todas las líneas, y en diferentes épocas del año para tener una estimación más exacta de las pérdidas transversales.

3.1.1 Cálculo global de las pérdidas reales

A continuación se muestra las pérdidas en GWh y los índices de pérdidas respectivos de todo el sistema de transmisión de 220 kV para los meses de Julio, Agosto, Septiembre y Octubre.

Líneas de Lima: L-2001, L-2002, L-2007, L-2008, L-2009, L-2015 y L-2716

TABLA N° 3.1 PÉRDIDAS GLOBALES REALES - LIMA

Mes	Energía Enviada (GWh)	Energía Recibida (GWh)	Pérdida Real	
			GWH	% Idp
JUL	487.48	480.76	6.72	1.38%
AGO	497.94	491.26	6.68	1.34%
SEP	490.18	483.44	6.75	1.38%
OCT	636.37	628.03	8.34	1.31%

Se puede observar que dentro del período de análisis (Julio a Octubre), el máximo %ldp se produjo en el mes de Julio y Septiembre con 1.38%, y el menor %ldp se produjo en el mes de Octubre. Mientras que las mínimas pérdidas en GWh se produjeron en el mes de Agosto con 6.68 GWh y las máximas pérdidas se produjeron en el mes de Octubre con 8.34 GWh.

Líneas de Junín: L-2001, L-2002, L-2007, L-2008, L-2009, L-2015 y L-2716

TABLA N° 3.2 PÉRDIDAS GLOBALES - JUNÍN

Mes	Energía Enviada (GWh)	Energía Recibida (GWh)	Pérdida Real	
			GWH	% ldp
JUL	72.36	72.30	0.06	0.08%
AGO	62.25	61.83	0.42	0.67%
SEP	75.78	75.35	0.43	0.57%
OCT	167.78	166.88	0.90	0.54%

Se puede observar que las pérdidas en el mes de Julio son demasiado bajas, comparadas con la de los otros meses.

El más alto %ldp se produjo en el mes de Agosto mientras que las máximas pérdidas en GWh se produjeron en el mes de Octubre con 0.9 GWh.

3.1.2 Cálculo línea por línea de las pérdidas reales

Líneas de Lima

JULIO

TABLA N° 3.3 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – LIMA - JULIO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	37.85	1.13	2.97%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.68	1.12	3.06%
L-2007	Matucana - Callahuanca	58.20	0.21	0.36%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	86.58	1.84	2.13%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	105.50	1.25	1.99%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	55.50	0.90	2.34%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	107.16	0.27	0.26%
TOTALES		487.48	6.72	1.38%

Se puede observar que los índices mas altos de pérdidas (%Idp) corresponden a las líneas L-2001/2002 (2.97% / 3.06%) y L-2015 (2.34%).

La línea L-2716 es la que transmitió mas energía (107.1 GWH), sin embargo, la línea que presento las mayores pérdidas fue la L-2008 con 1.84 GWh.

La Línea L-2007 es la que presenta la menor pérdida en GWH (0.21 GWH).

AGOSTO

TABLA N° 3.4 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – LIMA - AGOSTO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	27.22	0.83	3.07%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	51.60	1.52	2.95%
L-2007	Matucana - Callahuanca	59.67	0.21	0.36%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	85.59	1.79	2.09%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	102.30	1.33	1.30%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	54.45	0.72	1.32%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	117.10	0.27	0.23%
TOTALES		497.94	6.68	1.34%

Se puede observar que los índices mas altos de pérdidas (%Idp) corresponden a las líneas L-2001/2002 (3.07% / 2.95%) y L-2008 (2.09%).

La línea L-2716 es la que transmitió mas energía (117.1 GWH), sin embargo, la línea que presento las mayores pérdidas fue la L-2008 con 1.79 GWh.

La Línea L-2007 es la que presenta la menor pérdida en GWH (0.21 GWH).

SEPTIEMBRE

TABLA Nº 3.5 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – LIMA - SEPTIEMBRE

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	49.47	1.45	2.93%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	32.22	1.03	3.20%
L-2007	Matucana - Callahuanca	57.04	0.21	0.36%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	82.36	1.77	2.15%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	92.75	1.29	1.39%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	51.68	0.70	1.35%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	124.67	0.30	0.24%
TOTALES		490.18	6.75	1.38%

Se puede observar que los índices mas altos de pérdidas (%Idp) corresponden a las líneas L-2001/2002 (2.93% / 3.20%) y L-2008 (2.15%).

La línea L-2716 es la que transmitió mas energía (124.67 GWH), sin embargo, la línea que presento las mayores pérdidas fue la L-2008 con 1.77GWh.

La Línea L-2007 es la que presenta la menor pérdida en GWH (0.21 GWH).

OCTUBRE

TABLA Nº 3.6 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – LIMA - OCTUBRE

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	43.84	1.44	3.29%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.33	1.23	3.39%
L-2007	Matucana - Callahuanca	56.30	0.23	0.40%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	113.95	2.44	2.14%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	127.06	1.80	1.42%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	77.87	0.82	1.05%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	181.02	0.38	0.21%
TOTALES		636.37	8.34	1.31%

Se puede observar que los índices mas altos de pérdidas (%Idp) corresponden a las líneas L-2001/2002 (3.29% / 3.39%) y L-2008 (2.14%).

La línea L-2716 es la que transmitió mas energía (181.02 GWH), sin embargo, la línea que presento las mayores pérdidas fue la L-2008 con 2.44GWh.

La Línea L-2007 es la que presenta la menor pérdida en GWH (0.23 GWH).

Líneas de Junín

JULIO

TABLA N° 3.7 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – JUNÍN - JULIO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2256	Yanango - Pachachaca	40.15	-0.19	-0.47%
L-2257	Chimay - Yanango	32.21	0.25	0.77%
TOTALES		7 236	0.06	0.08%

AGOSTO

TABLA N° 3.8 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – JUNÍN - AGOSTO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2256	Yanango - Pachachaca	33.98	-0.23	-0.69%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.65	2.31%
TOTALES		62.25	0.42	0.67%

SEPTIEMBRE

TABLA N° 3.9 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – JUNÍN - SEPTIEMBRE

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2256	Yanango - Pachachaca	47.51	-0.22	-0.47%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.65	2.31%
TOTALES		75.78	0.43	0.57%

OCTUBRE**TABLA N° 3.10 PÉRDIDAS REALES POR LÍNEA – JUNÍN - OCTUBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Real GWH	Idp Real %
L-2256	Yanango - Pachachaca	89.22	0.22	0.24%
L-2257	Chimay - Yanango	78.56	0.68	0.87%
TOTALES		167.78	0.90	0.54%

Se puede apreciar que en los meses de Julio, Agosto y Septiembre, las pérdidas para las líneas L-2256 resultan negativas. Estos resultados ponen en evidencia un problema en el sistema de medición de esta línea.

Resumen de las pérdidas reales

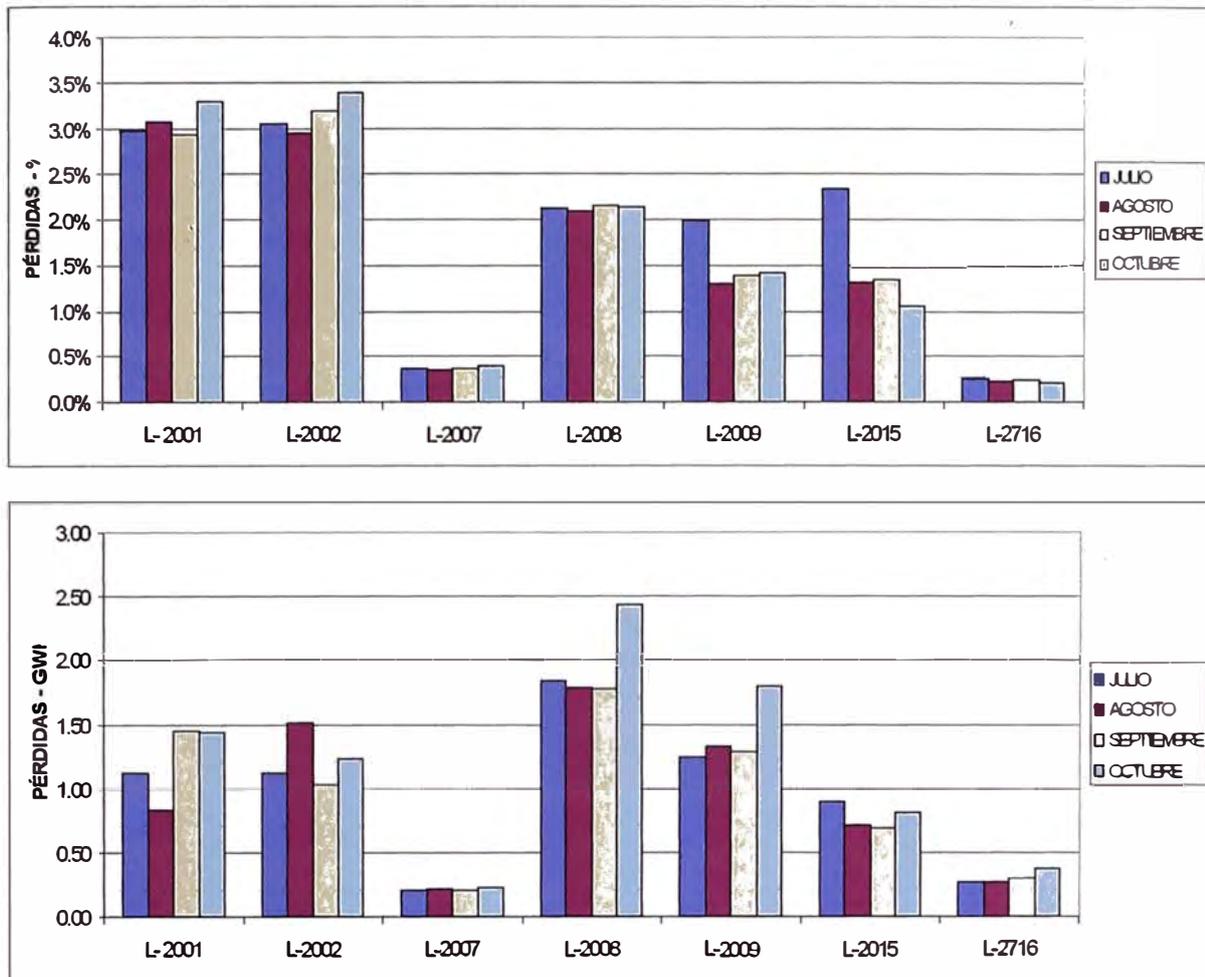


Fig. 3.2 RESUMEN DE PÉRDIDAS REALES

En general podemos decir que las líneas que presentan el más alto nivel de pérdidas (%ldp y GWH) son las líneas L-2001, L-2002 y L-2008. Y las que presentan los menores niveles de pérdidas son las líneas L-2007 y L-2716.

Las líneas de Junín han sido excluidas de este análisis debido a que se confirmó de que existía un problema de sincronización de los medidores, razón por la cual se obtuvieron pérdidas negativas.

3.2 Pérdidas Teóricas

Método de cálculo

Mediante mediciones, se ha obtenido el valor de las pérdidas reales por cada una de las líneas. Sin embargo, resulta necesario calcular teóricamente las pérdidas para hacer una comparación entre las pérdidas reales que tenemos y las pérdidas óptimas que deberíamos tener (teóricas), obteniendo de esta manera el exceso de pérdidas, el cual nos servirá de base para estimar un posible recupero de energía.

Existen muchas maneras de realizar el cálculo teórico, y dependerá del modelo matemático a ser utilizado y de los parámetros a considerar. Cual sea el modelo que elijamos, la complejidad se hará presente al tratar de representar las pérdidas transversales mediante cálculos teóricos.

Como hemos visto anteriormente (Cap. II.3), hay muchas fórmulas empíricas, que nos permiten calcular las pérdidas por efecto corona de una manera muy aproximada. Estas formulas fueron desarrolladas para climas y niveles de contaminación diferentes al nuestro, por lo que será necesario interpretarlas y adecuarlas a nuestro medio.

Cabe recalcar, que las líneas a analizar en el presente informe fueron diseñadas hace 30 años, por lo que en el diseño no se consideró este efecto. Por lo cual, para el análisis y cálculo de las pérdidas corona se ha elegido la fórmula de Peek, imaginando que se trata de las misma líneas en estado óptimo (nuevas), con el mismo diseño (material, disposición geométrica, etc) y con las mismas características de operación en la actualidad. De esta manera podemos decir qué pérdidas tendrían las líneas si no estuvieran afectadas por el paso del tiempo, ni la contaminación, ni el desgaste de la corrosión ni los empalmes.

Para la representación de la línea se eligió el modelo presentado. Este modelo es óptimo para la representación de líneas donde se desea incorporar el efecto corona y la fuga de corriente en los aisladores.

Modelo matemático a utilizar

Para la representación de la línea se eligió el modelo que presentamos a continuación. Este modelo, llamado modelo pi (π) es óptimo para la representación de líneas donde se desea incorporar el efecto corona y la fuga de corriente en los aisladores.

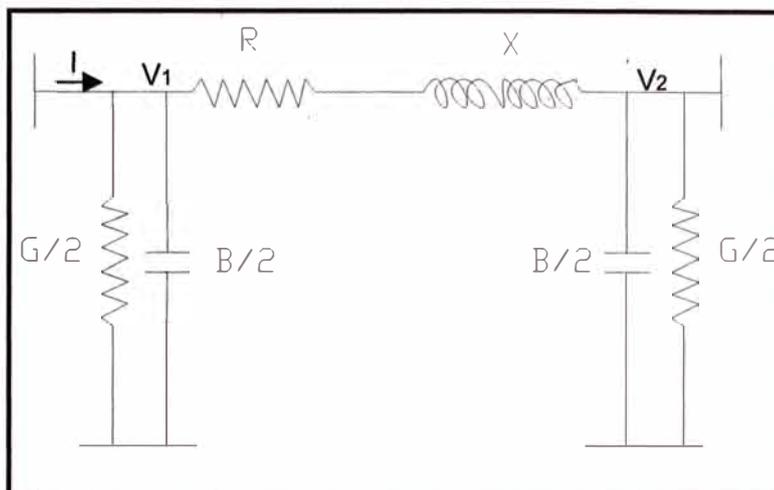


Fig. 3.3 MODELO DE LA LÍNEA A UTILIZAR

Parámetros

R: Es la resistencia del conductor, y está determinado por el tipo de material. Para los cálculos del presente informe, corregiremos esta resistencia a una temperatura de operación promedio del conductor de 40°C.

X: Es la reactancia inductiva y depende de la configuración geométrica de esta.

B: Es la susceptancia de la línea y representa el efecto capacitivo. Al igual que la reactancia depende también de la configuración geométrica de la línea.

G: Es la conductancia de la línea. Representa el efecto corona y la fuga de corriente en la superficie de los aisladores.

En el presente informe el valor de G será calculado en función a datos teóricos de las pérdidas en aisladores y en función de las pérdidas corona calculadas con la fórmula de Peek.

Cálculo de pérdidas por efecto corona

Las pérdidas por efecto corona fueron calculadas por tramos para cada línea. Estos tramos fueron divididos según el nivel de contaminación y la altura en msnm por donde recorren las líneas.

En cada uno de los tramos identificados se calculó las pérdidas por efecto corona según las fórmulas de Peek, considerando la altura en msnm de cada tramo y el nivel de contaminación al cual pertenecen. Este cálculo se realizó por cada intervalo de 15 minutos considerando la variación de la tensión de operación.

La temperatura utilizada para los cálculos fueron obtenidas de la página web del SENAMHI (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología) y se consideró un factor de rugosidad típico para los niveles de contaminación mencionados en el Capítulo II.

Temperatura según SENAMHI, en las localidades aledañas al recorrido de las líneas analizadas.

TABLA N° 3.11 TEMPERATURA DE LOCALIDADES - SENAMHI

Localidad	Mínima	Maxima
MATUCANA	13 °C	21 °C
CHOSICA	18 °C	27 °C
SAN RAMON	18 °C	27 °C
TARMA	05 °C	20 °C

Cálculo del Parámetro G

El parámetro G deberá representar las pérdidas por efecto corona y las pérdidas por corriente de fuga en los aisladores.

$$G = G1 + G2$$

G1: Conductancia que representa las pérdidas por efecto corona.

G2: Conductancia que representa las pérdidas por corriente de fuga en los aisladores.

$$G1 = \frac{P_{EC}}{V^2} \text{ (usiemens/Km)} \quad (3.2)$$

P_{EC} : Pérdidas por efecto corona (kw/km)

V^2 : Tensión de operación (kV)

$$G2 = \frac{P_{aislad}}{V^2} \text{ (usiemens/Km)} \quad (3.3)$$

P_{aislad} : Pérdidas en los aisladores (se asume 0.5 kw/km)

V^2 : Tensión de operación (kV)

Este cálculo se realiza por cada tramo identificado en las líneas, según sus niveles de contaminación. El valor de G final, será el valor ponderado en función de los kilómetros de cada tramo identificado.

Como ejemplo aplicativo, en el Anexo D, se muestran los cálculos del parámetro G línea por línea para una tensión de operación de 220kV.

3.2.1 Cálculo global de las pérdidas teóricas

A continuación se muestra las pérdidas en GWH y los índices de pérdidas respectivos de todo el sistema de transmisión de 220 kV para los meses de Julio, Agosto, Septiembre y Octubre.

Líneas de Lima: L-2001, L-2002, L-2007, L-2008, L-2009, L-2015 y L-2716

TABLA N° 3.12 PÉRDIDAS GLOBALES TEÓRICAS - LIMA

Mes	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica	
		GWH	% ldp
JULIO	487.48	4.16	0.85%
AGOSTO	497.94	4.19	0.84%
SEPTIEMBRE	490.18	4.12	0.84%
OCTUBRE	636.37	5.78	0.91%

Se puede observar que dentro del período de análisis (Julio a Octubre), el máximo %ldp teórico se produjo en el mes de Julio y Octubre con 0.85% y 0.84% respectivamente, y el menor %ldp se produjo en el mes de Agosto y Septiembre. Mientras que las mínimas pérdidas en GWh se produjeron en el mes de Septiembre con 4.12 GWh y las máximas pérdidas se produjeron en el mes de Octubre con 5.78 GWh.

Líneas de Junín: L-2256 y L-2257

TABLA N° 3.13 PÉRDIDAS GLOBALES TEÓRICAS - JUNÍN

Mes	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica	
		GWH	% ldp
JULIO	72.36	1.66	2.30%
AGOSTO	62.25	1.47	2.36%
SEPTIEMBRE	75.78	1.63	2.15%
OCTUBRE	167.78	2.90	1.73%

El más alto %ldp teórico se produjo en el mes de Julio y Agosto mientras que las máximas pérdidas en GWh se produjeron en el mes de Octubre con 2.90 GWh.

3.2.2 Cálculo línea por línea de las pérdidas teóricas

Líneas de Lima

JULIO

TABLA Nº 3.14 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA - JULIO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	37.85	0.52	1.38%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.68	0.50	1.37%
L-2007	Matucana - Callahuanca	58.20	0.25	0.43%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	86.58	1.38	1.59%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	105.50	0.86	0.82%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	55.50	0.37	0.66%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	107.16	0.01	0.01%
TOTALES		487.48	3.89	0.80%

Se puede observar que para el mes de Julio los índices mas altos de pérdidas corresponden a las líneas L-2001 (Huinco - Santa Rosa), L-2002 (Huinco – Santa Rosa) y L-2008 (Callahuanca - Chavarría).

La línea L-2009 (Callahuanca - Cajamarquilla) es la línea que transmitió mas energía y la que más pérdidas en GWH tuvo.

La Línea L-2716 (Callahuanca - Purunhuasi) es la línea que tiene la menor pérdida en GWH.

AGOSTO**TABLA Nº 3.15 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA - AGOSTO**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	27.22	0.39	1.44%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	51.60	0.89	1.73%
L-2007	Matucana - Callahuanca	59.67	0.26	0.44%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	85.59	1.29	1.51%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	102.30	0.84	0.82%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	54.45	0.34	0.62%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	117.10	0.01	0.01%
TOTALES		497.94	4.03	0.81%

Se puede observar que para el mes de Agosto los índices mas altos de pérdidas corresponden a las líneas L-2001 (Huinco - Santa Rosa), L-2002 (Huinco – Santa Rosa) y L-2008 (Callahuanca - Chavarría).

La línea L-2716 (Callahuanca - Purunhuasi) es la línea que transmitió mas energía y que tiene la menor pérdida en GWH.

SEPTIEMBRE**TABLA Nº 3.16 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA - SEPTIEMBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	49.47	0.81	1.64%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	32.22	0.47	1.47%
L-2007	Matucana - Callahuanca	57.04	0.25	0.44%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	82.36	1.27	1.55%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	92.75	0.83	0.90%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	51.68	0.31	0.61%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	124.67	0.02	0.01%
TOTALES		490.18	3.97	0.81%

Se puede observar que para el mes de Septiembre los índices mas altos de pérdidas corresponden a las líneas L-2001 (Huinco - Santa Rosa), L-2002 (Huinco – Santa Rosa) y L-2008 (Callahuanca - Chavarría).

La línea L-2716 (Callahuanca - Purunhuasi) es la línea que transmitió mas energía y que tiene la menor pérdida en GWH.

OCTUBRE

TABLA Nº 3.17 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA - OCTUBRE

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	43.84	0.83	1.89%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.33	0.62	1.70%
L-2007	Matucana - Callahuanca	56.30	0.26	0.46%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	113.95	1.96	1.72%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	127.06	1.37	1.08%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	77.87	0.47	0.61%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	181.02	0.03	0.02%
TOTALES		636.37	5.55	0.87%

Se puede observar que para el mes de Octubre los índices mas altos de pérdidas corresponden a las líneas L-2001 (Huinco - Santa Rosa), L-2002 (Huinco – Santa Rosa) y L-2008 (Callahuanca - Chavarría).

La línea L-2716 (Callahuanca - Purunhuasi) es la línea que transmitió mas energía y que tiene la menor pérdida en GWH.

Líneas de JunínJULIO**TABLA Nº 3.18 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – JULIO**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2256	Yanango - Pachachaca	40.15	1.54	3.83%
L-2257	Chimay - Yanango	32.21	0.13	0.39%
TOTALES		7 236	166	2 3.0%

AGOSTO**TABLA Nº 3.19 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – AGOSTO**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2256	Yanango - Pachachaca	33.98	1.37	4.02%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.11	0.37%
TOTALES		6 225	1.4 7	2.36%

SEPTIEMBRE**TABLA Nº 3.20 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – SEPTIEMBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2256	Yanango - Pachachaca	47.51	1.52	3.20%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.11	0.37%
TOTALES		75.78	1.63	2.15%

OCTUBRE**TABLA N° 3.21 PÉRDIDAS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – OCTUBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Pérdida Teórica GWH	Idp Teórico %
L-2256	Yanango - Pachachaca	89.22	2.52	2.83%
L-2257	Chimay - Yanango	78.56	0.38	0.48%
TOTALES		167.78	2.90	1.73%

Se puede observar que la línea L-2256 presenta índice de pérdidas muy elevados, que llegan hasta el 4% en el mes de agosto. Esto se debe principalmente a que la línea transita por zonas muy elevadas que van desde los 2,000 a 4,000 metros sobre el nivel del mar, lo que hace que las pérdidas por efecto corona sean importantes.

Resumen de las pérdidas teóricas

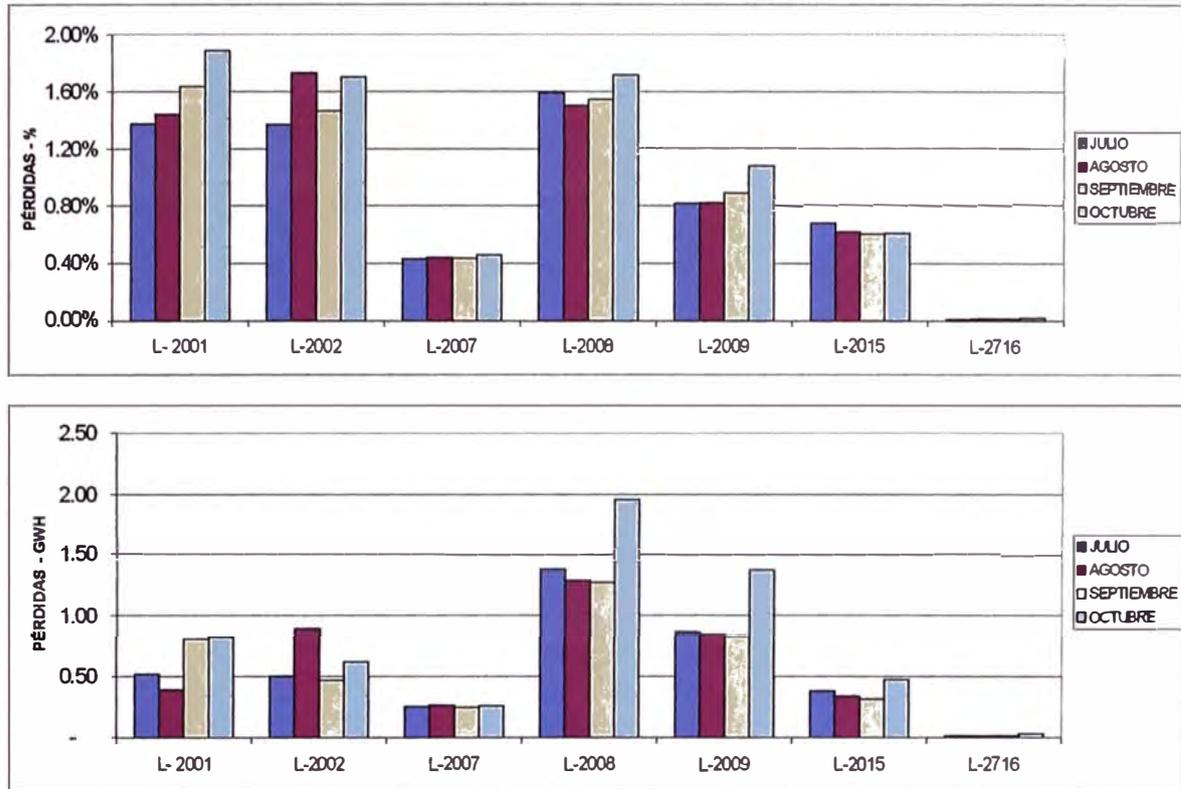


Fig. 3.4 RESUMEN DE PÉRDIDAS TEÓRICAS

3.3 Comparación entre las pérdidas reales y las pérdidas teóricas

Para poder comparar las pérdidas reales y las pérdidas teóricas, primero se calculará la diferencia porcentual, que depende de la diferencia entre las pérdidas en GWH y la energía enviada por las líneas. Este nuevo indicador (diferencia porcentual) nos dirá que tan alejado se encuentran las pérdidas reales de las pérdidas teóricas y en qué líneas esta diferencia es más crítica. Luego, con un análisis mas detallado, podremos identificar las posibles causas de las pérdidas y podremos establecer algunas estrategias de solución.

Líneas de Lima

JULIO

TABLA Nº 3.22 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA – JULIO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	37.85	0.61	1.60%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.68	0.62	1.69%
L-2007	Matucana - Callahuanca	58.20	-0.04	-0.07%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	86.58	0.46	0.53%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	105.50	0.55	0.52%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	55.50	0.36	0.65%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	107.16	0.26	0.24%
TOTALES		487.48	2.82	0.58%

AGOSTO

TABLA Nº 3.23 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA – AGOSTO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	27.22	0.44	1.63%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	51.60	0.63	1.22%
L-2007	Matucana - Callahuanca	59.67	-0.05	-0.08%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	85.59	0.50	0.59%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	102.30	0.49	0.48%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	54.45	0.38	0.70%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	117.10	0.25	0.22%
TOTALES		497.94	2.65	0.53%

SEPTIEMBRE**TABLA Nº 3.24 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA – SEPTIEMBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	49.47	0.64	1.30%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	32.22	0.56	1.73%
L-2007	Matucana - Callahuanca	57.04	-0.04	-0.07%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	82.36	0.50	0.60%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	92.75	0.46	0.50%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	51.68	0.38	0.74%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	124.67	0.28	0.23%
TOTALES		490.18	2.78	0.57%

OCTUBRE**TABLA Nº 3.25 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – LIMA – OCTUBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2001	Huinco - Santa Rosa	43.84	0.61	1.40%
L-2002	Huinco - Santa Rosa	36.33	0.61	1.68%
L-2007	Matucana - Callahuanca	56.30	(0.03)	-0.05%
L-2008	Callahuanca - Chavarría	113.95	0.48	0.42%
L-2009	Callahuanca - Cajamarquilla	127.06	0.43	0.34%
L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	77.87	0.34	0.44%
L-2716	Callahuanca - Purunhuasi	181.02	0.35	0.19%
TOTALES		636.37	2.80	0.44%

Líneas de JunínJULIO

TABLA N° 3.26 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – JULIO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2256	Yanango - Pachachaca	40.15	-1.72	-4.30%
L-2257	Chimay - Yanango	32.21	0.12	0.38%
TOTALES		7 286	- 160	-2.21%

AGOSTO

TABLA N° 3.27 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – AGOSTO

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2256	Yanango - Pachachaca	33.98	-1.60	-4.71%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.55	1.94%
TOTALES		6 225	- 1.05	-1.69%

SEPTIEMBRETABLA N° 3.28 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN –
SEPTIEMBRE

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2256	Yanango - Pachachaca	47.51	-1.75	-3.68%
L-2257	Chimay - Yanango	28.27	0.55	1.94%
TOTALES		75.78	(1.20)	-1.58%

OCTUBRE**TABLA N° 3.29 PÉRDIDAS REALES VS TEÓRICAS POR LÍNEA – JUNÍN – OCTUBRE**

Línea	Descripción	Energía Enviada GWH	Diferencias GWH	Diferencias %
L-2256	Yanango - Pachachaca	89.22	-2.30	-2.58%
L-2257	Chimay - Yanango	78.56	0.30	0.39%
TOTALES		167.78	-2.00	-1.19%

3.4 Disgregación de las pérdidas: transversales y longitudinales

LINEA L-2001

TABLA N° 3.30 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2001

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Reales - GWH		Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales	Longitudinales	Transversales
Julio	37.85	0.4707	0.6550	0.3805	0.1591
Agosto	27.22	0.3229	0.5120	0.2924	0.1149
Septiembre	49.47	0.7840	0.6672	0.6749	0.1693
Octubre	43.84	0.7699	0.6731	0.6941	0.1697

LINEA L-2002

TABLA N° 3.31 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2002

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Reales - GWH		Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales	Longitudinales	Transversales
Julio	36.68	0.4666	0.6557	0.3661	0.1558
Agosto	51.60	0.8469	0.6697	0.7603	0.1717
Septiembre	32.22	0.3671	0.6629	0.3613	0.1298
Octubre	36.33	0.5618	0.6687	0.4923	0.1521

LINEA L-2007

TABLA N° 3.32 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2007

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	58.20	0.1329	0.1176
Agosto	59.67	0.1471	0.1159
Septiembre	57.04	0.1368	0.1127
Octubre	56.30	0.1430	0.1147

LINEA L-2008**TABLA N° 3.33 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2008**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	86.58	1.2651	0.3363
Agosto	85.59	1.0171	0.3230
Septiembre	82.36	1.0243	0.3017
Octubre	113.95	1.7258	0.3215

LINEA L-2009**TABLA N° 3.34 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2009**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	105.50	0.7830	0.0805
Agosto	102.30	0.7998	0.0813
Septiembre	92.75	0.7974	0.0755
Octubre	127.06	1.3663	0.0785

LINEA L-2015**TABLA N° 3.35 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2015**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Reales - GWH		Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales	Longitudinales	Transversales
Julio	55.50	0.2370	0.4950	0.1950	0.1860
Agosto	54.45	0.2280	0.4897	0.1832	0.1645
Septiembre	51.68	0.2075	0.4905	0.1751	0.1471
Octubre	77.87	0.3353	0.4822	0.3312	0.1599

LINEA L-2716**TABLA N° 3.36 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – LIMA – L-2015**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	107.16	0.0124	0.0007
Agosto	117.10	0.0143	0.0007
Septiembre	124.67	0.0167	0.0007
Octubre	181.02	0.0316	0.0007

LINEA L-2256**TABLA N° 3.37 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – JUNÍN – L-2256**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	40.15	0.3592	1.1775
Agosto	33.98	0.2746	1.0908
Septiembre	47.51	0.4640	1.0575
Octubre	89.22	1.3608	1.1640

LINEA L-2257**TABLA N° 3.38 DISGREGACIÓN DE PÉRDIDAS – JUNÍN – L-2257**

Mes	E. Enviada GWH	Pérdidas Teóricas - GWH	
		Longitudinales	Transversales
Julio	32.21	0.0843	0.0418
Agosto	28.27	0.0626	0.0425
Septiembre	28.27	0.0626	0.0425
Octubre	78.56	0.3128	0.0645

CAPITULO IV ANÁLISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

4.1 Análisis de los resultados

Tanto en los resultados de las pérdidas reales, como en los resultados de las pérdidas teóricas se puede observar claramente que el mas alto nivel de pérdidas le corresponde a las líneas L-2001, L-2002 y L-2008. Y las menores pérdidas corresponden a las líneas L-2009 y L-2716.

Por otro lado, al analizar las diferencias porcentuales (Diferencias %), podemos dar cuenta que las diferencias mas altas le corresponden a las líneas L-2001, L-2002 y L-2015. Este resultado nos hace pensar en primera instancia que el paso del tiempo y el envejecimiento del conductor ha colaborado en gran medida al aumento de las pérdidas en estas líneas.

Las diferencias porcentuales mas bajas le corresponden a las líneas L-2009 y L-2716.

Este resultado guarda lógica, debido a que la línea L-2009 ha sido recientemente rehabilitada, y la línea L-27161 es la mas corta del sistema de 200Kv con 500 metros de longitud.

Un resultado que llama la atención, es la de la línea L-2007, pues el resultado las pérdidas teóricas son mucho mas grandes que las pérdidas reales. Si bien es cierto, este es un resultado ilógico aún no podemos dar ninguna conclusión al respecto. La diferencia porcentual para esta línea es bien pequeña, lo cual nos podría llevar a pensar de que las pérdidas reales son prácticamente iguales a las pérdidas teóricas y por consiguiente las pérdidas que actualmente tiene esta línea (L-2007) son óptimas e inmejorables.

En el análisis de las diferencias porcentuales para las líneas de Junín, se puede observar que hay una gran divergencia entre las pérdidas reales y las pérdidas teóricas. Esta divergencia era de esperarse debido a que estas el sistema de medición de esta línea tanto como la de la línea L-2257 tenían problemas de sincronización. Por tal motivo, aún cuando los resultados del análisis de diferencias porcentuales de la línea L-2257 nos parezca coherente, éstos no son confiables por lo que se propone hacer una revisión absoluta de todo el sistema de medición de las líneas de Junín.

4.1.1 Análisis gráfico de las pérdidas vs potencia entregada

Este análisis consiste en graficar las pérdidas de energía en GWH, versus la potencia que entrega la línea, por cada intervalo de medición (15 minutos).

Estos resultados serán comparados con sus respectivas gráficas teóricas, de manera que se pueda identificar la similitud entre ambas.

En caso las gráficas de las líneas no encuentren ningún patrón de similitud, se concluirá de que existen problemas en el sistema de medición, o quizás problemas en la sincronización de los medidores.

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2001

Grafico Teórico

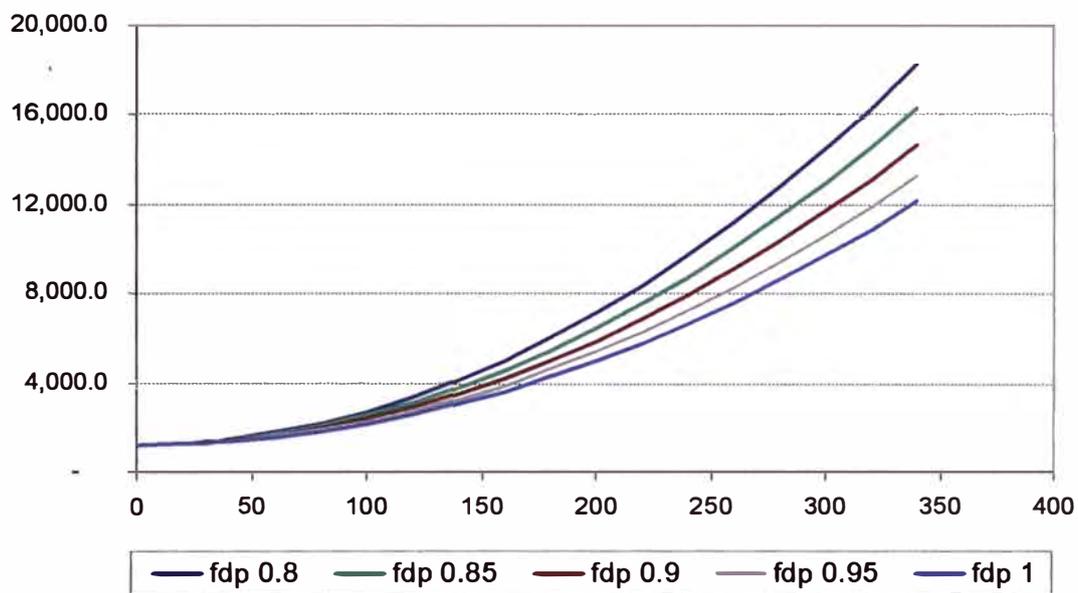


Fig. 4.1 GRAFICO TEÓRICO: L-2001

Gráfico Real - Julio

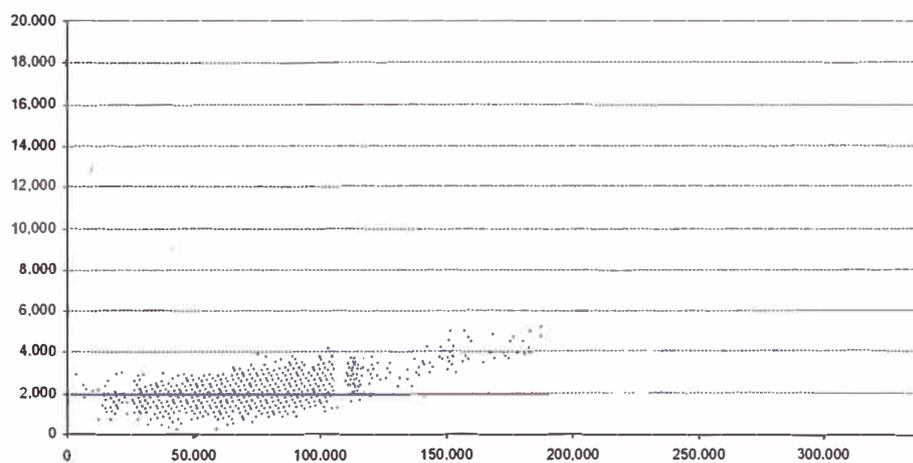


Fig. 4.2 GRAFICO REAL JULIO: L-2001

Gráfico Real - Agosto

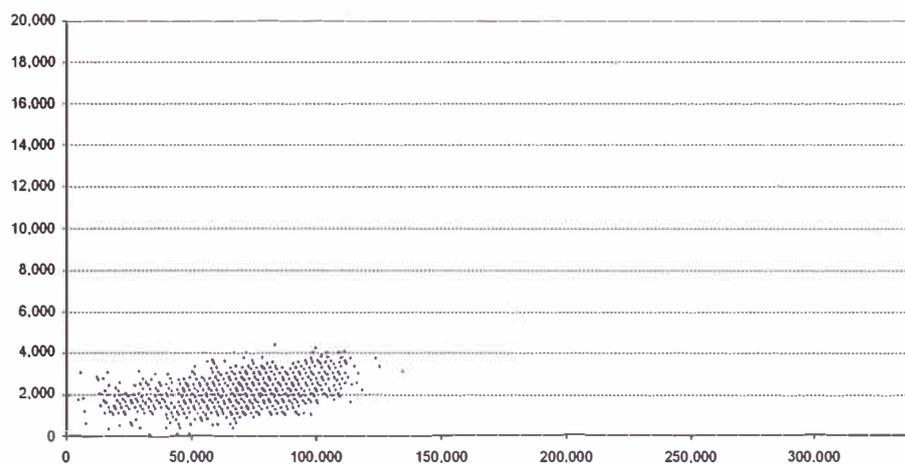


Fig. 4.3 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2001

Gráfico Real - Septiembre

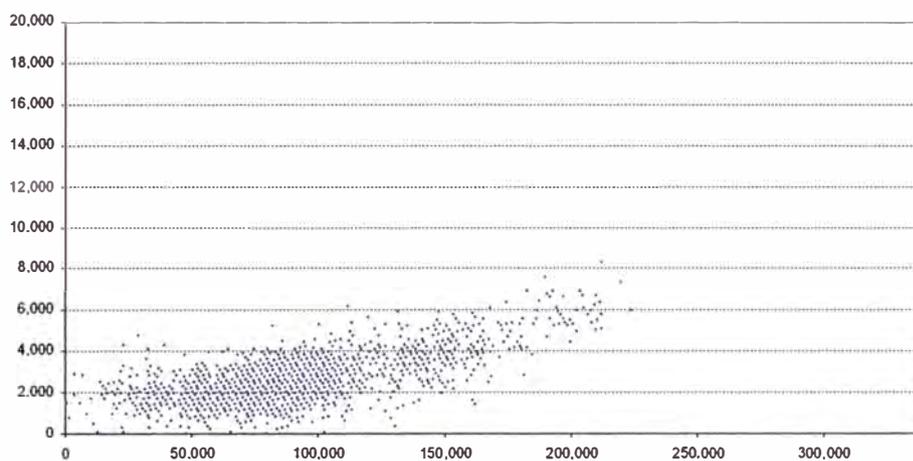


Fig. 4.4 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2001

Gráfico Real - Octubre

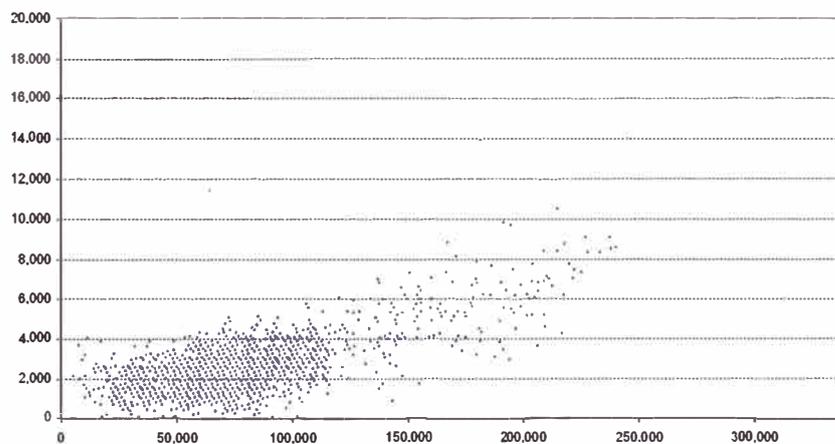


Fig. 4.5 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2001

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2002

Grafico Teórico

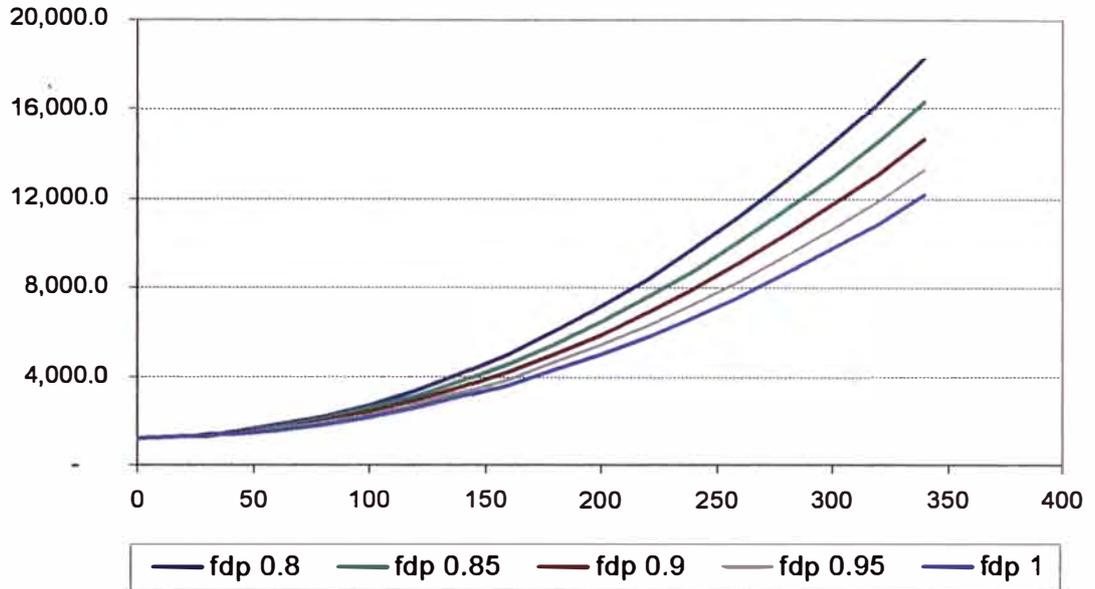


Fig. 4.6 GRAFICO TEÓRICO: L-2002

Gráfico Real - Julio

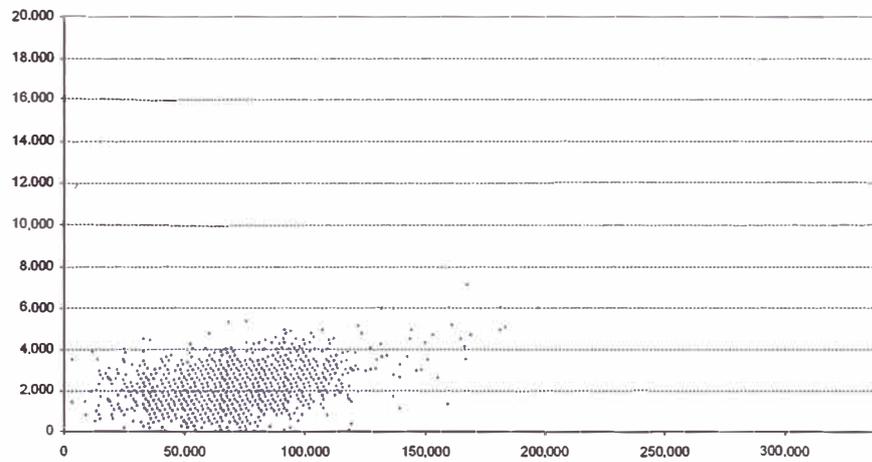


Fig. 4.7 GRAFICO REAL JULIO: L-2002

Gráfico Real - Agosto

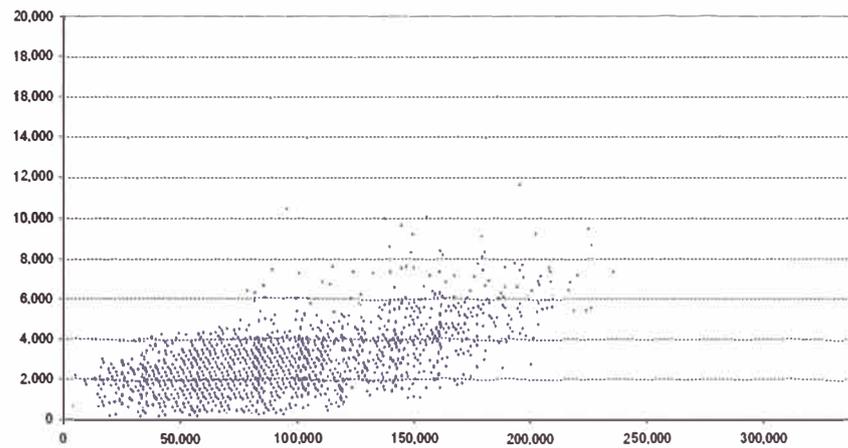


Fig. 4.8 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2002

Gráfico Real - Septiembre

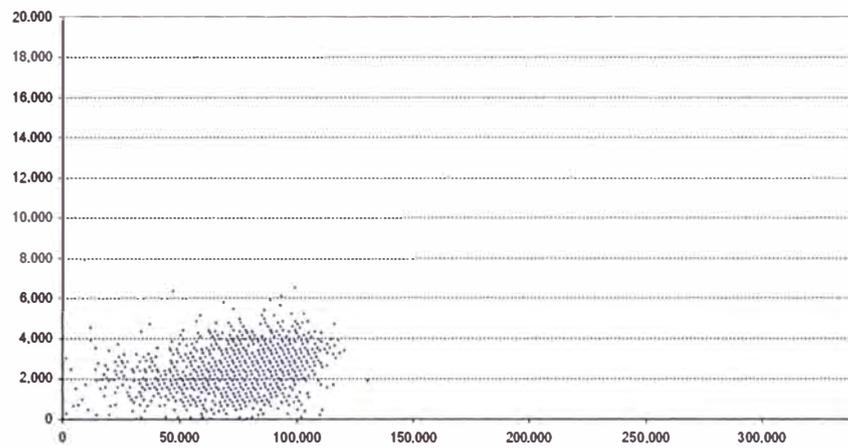


Fig. 4.9 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2002

Gráfico Real - Octubre

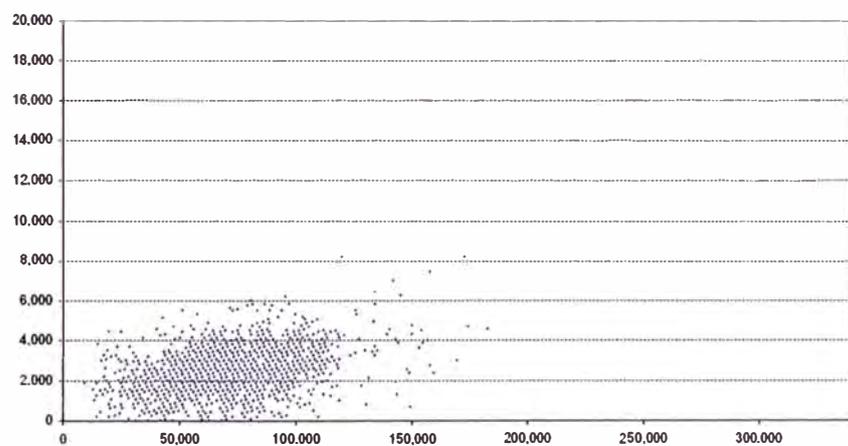


Fig. 4.10 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2002

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2007

Grafico Teórico

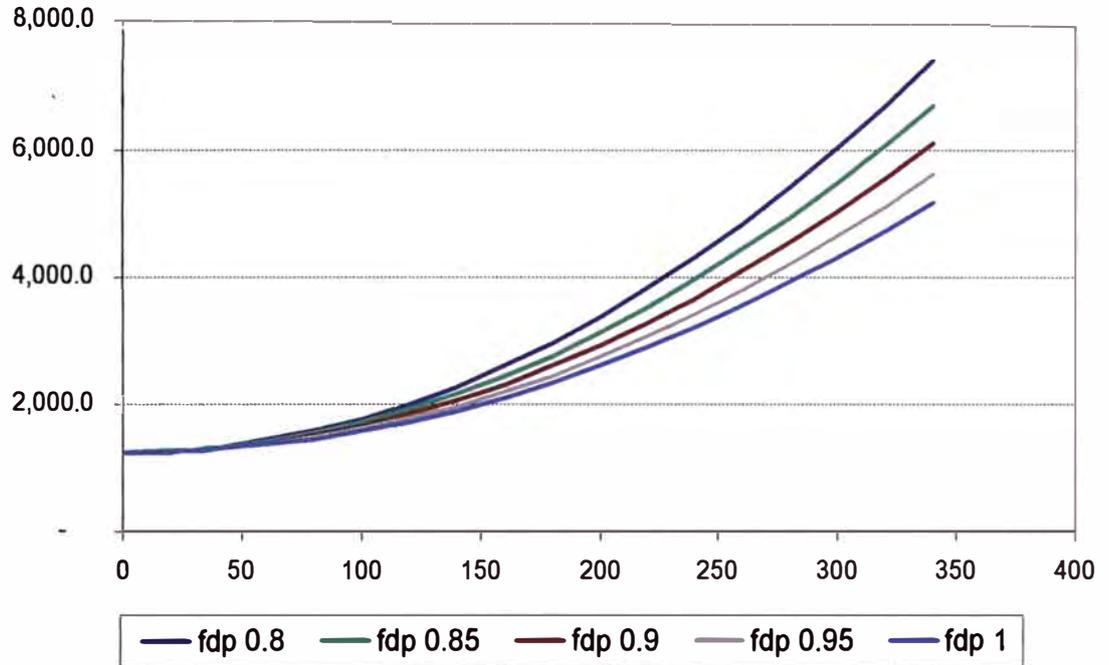


Fig. 4.11 GRAFICO TEÓRICO: L-2007

Gráfico Real - Julio

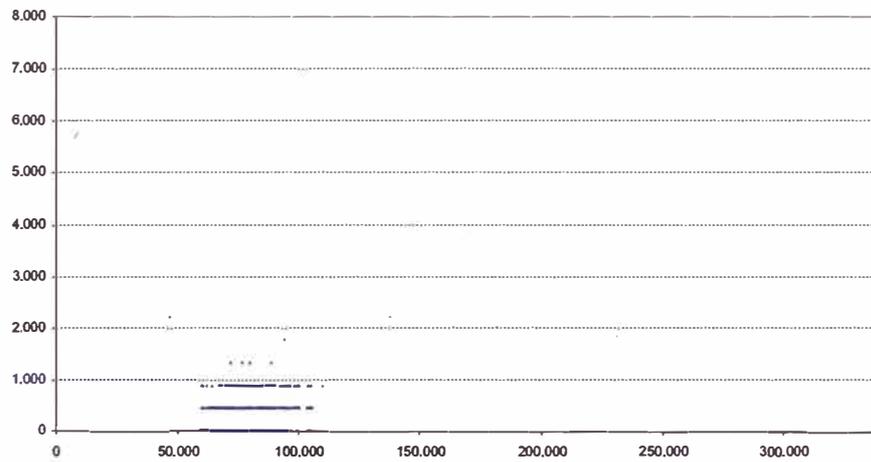


Fig. 4.12 GRAFICO REAL JULIO: L-2007

Gráfico Real - Agosto

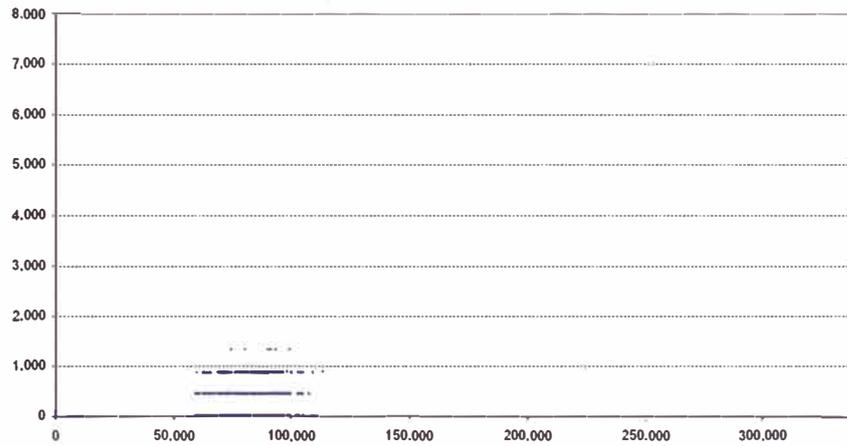


Fig. 4.13 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2007

Gráfico Real - Septiembre

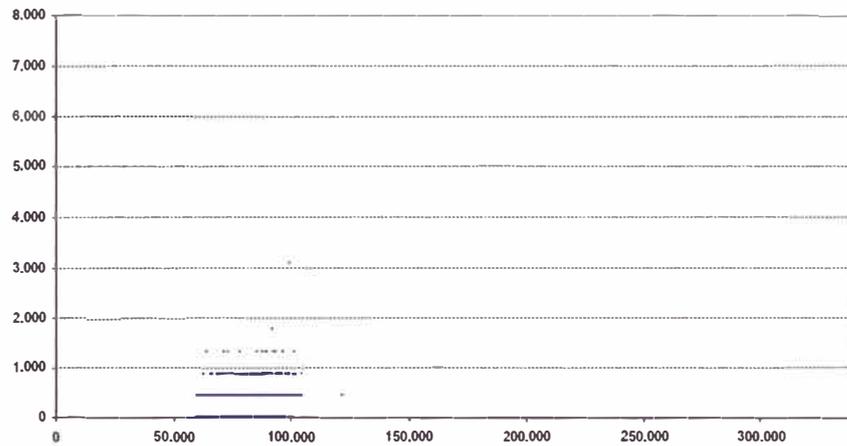


Fig. 4.14 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2007

Gráfico Real - Octubre

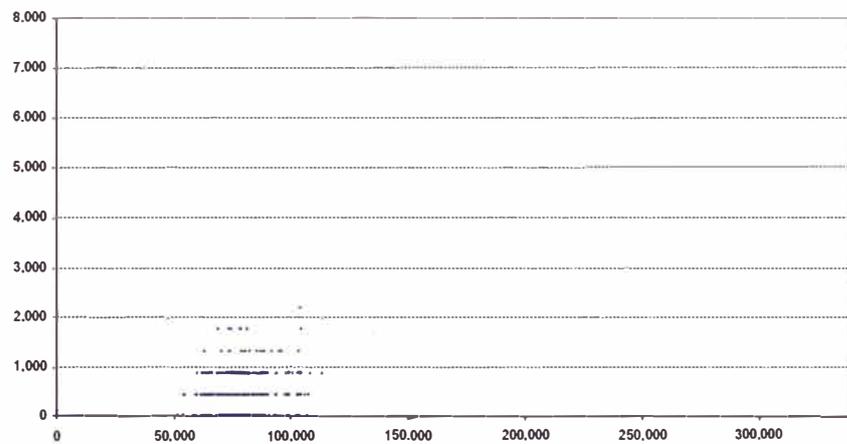


Fig. 4.15 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2007

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2008

Grafico Teórico

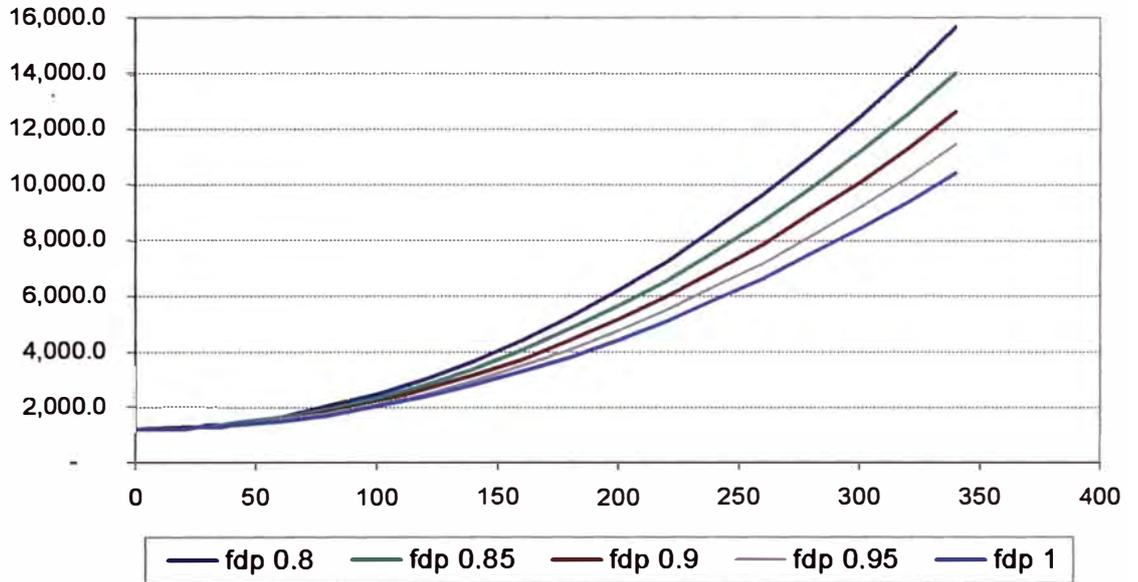


Fig. 4.16 GRAFICO TEÓRICO: L-2008

Gráfico Real - Julio

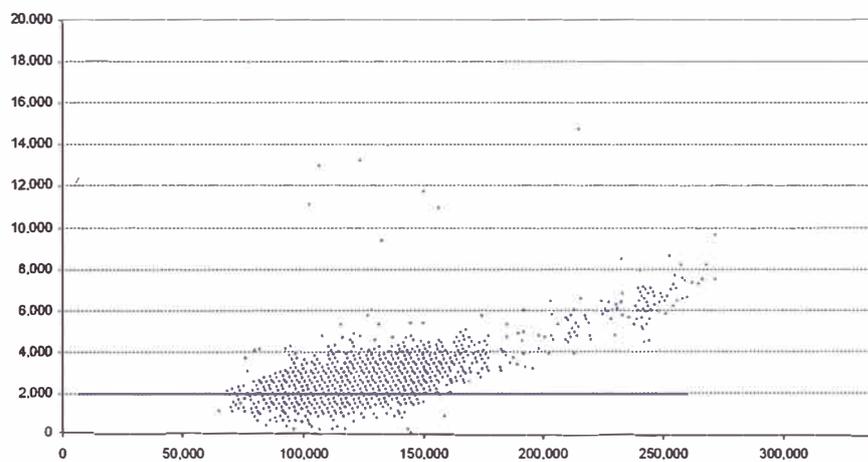


Fig. 4.17 GRAFICO REAL JULIO: L-2008

Gráfico Real - Agosto

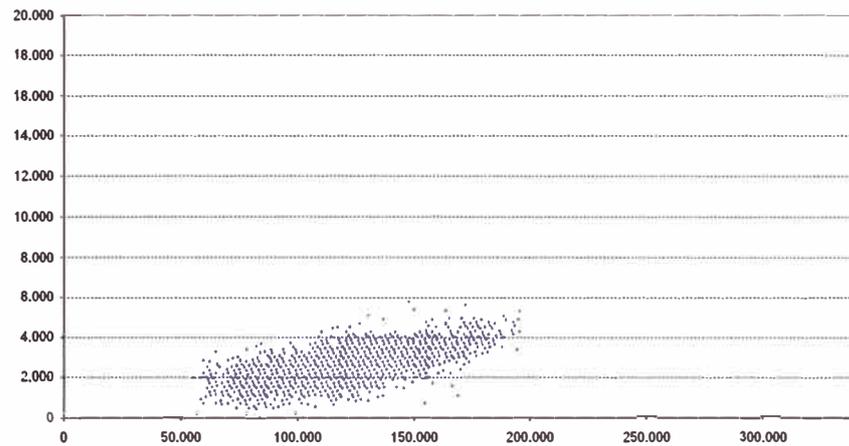


Fig. 4.18 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2008

Gráfico Real - Septiembre

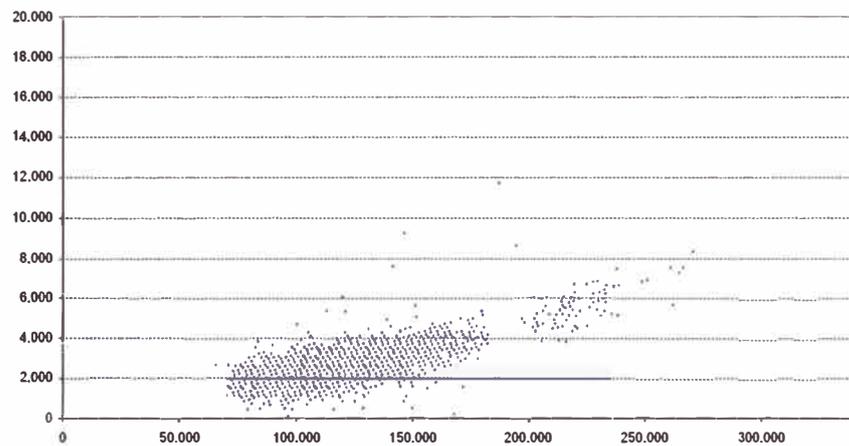


Fig. 4.19 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2008

Gráfico Real - Octubre

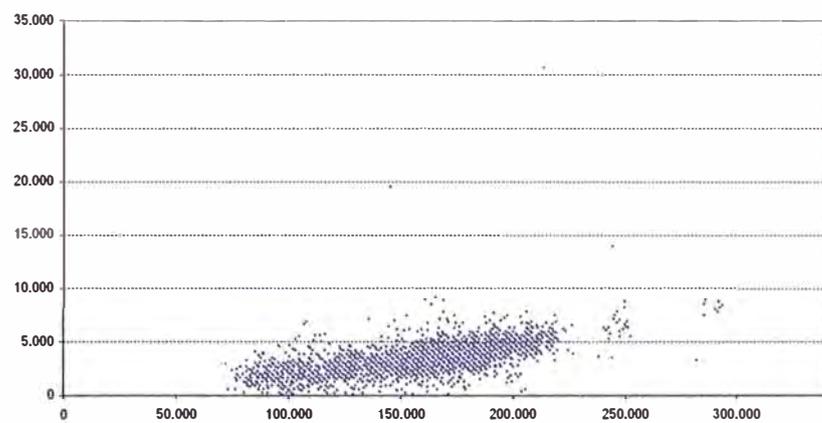


Fig. 4.20 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2008

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2009

Grafico Teórico

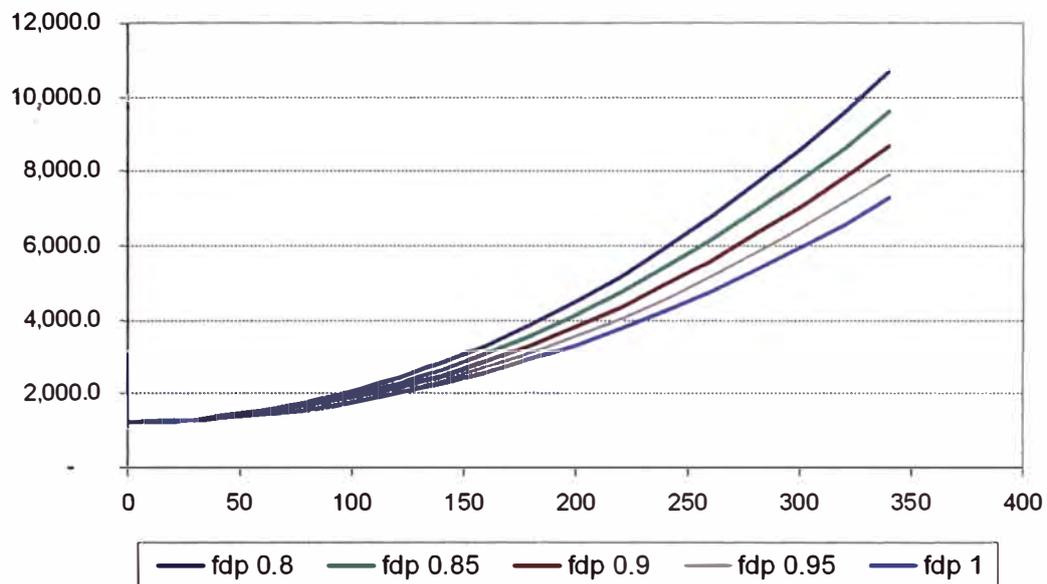


Fig. 4.21 GRAFICO TEÓRICO: L-2009

Gráfico Real - Julio

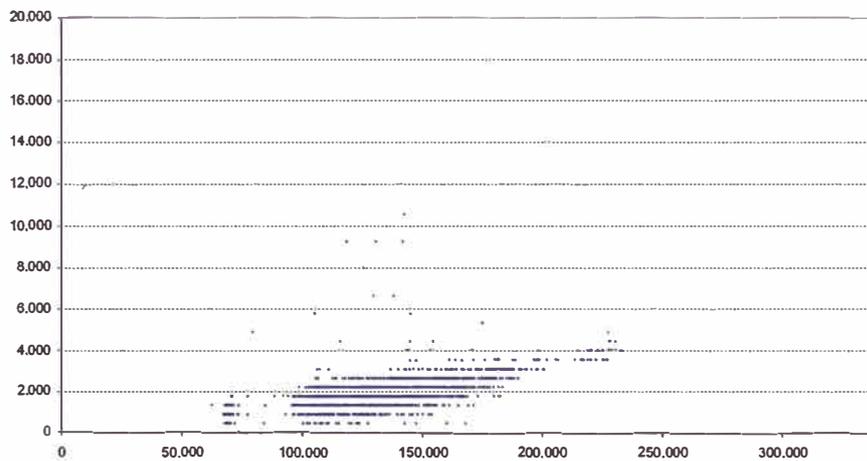


Fig. 4.22 GRAFICO REAL JULIO: L-2009

Gráfico Real - Agosto

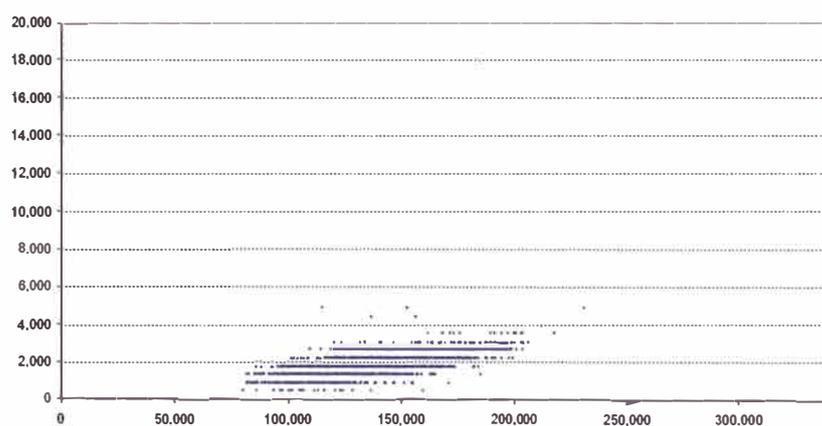


Fig. 4.23 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2009

Gráfico Real - Septiembre

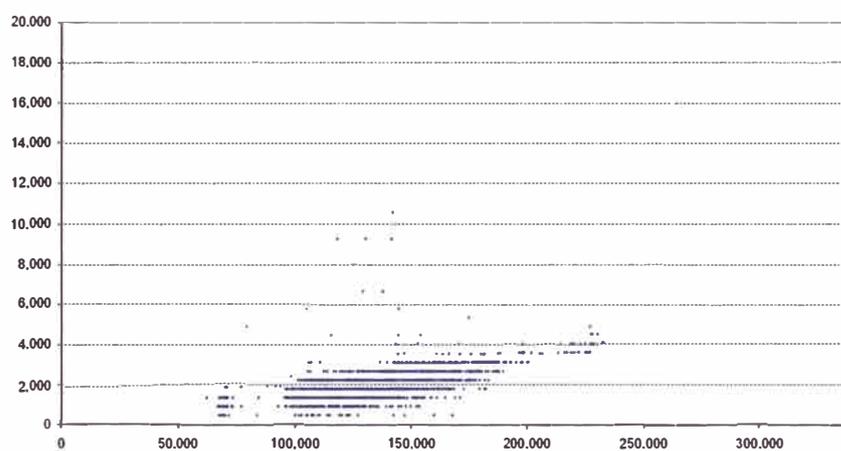


Fig. 4.24 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2009

Gráfico Real - Octubre

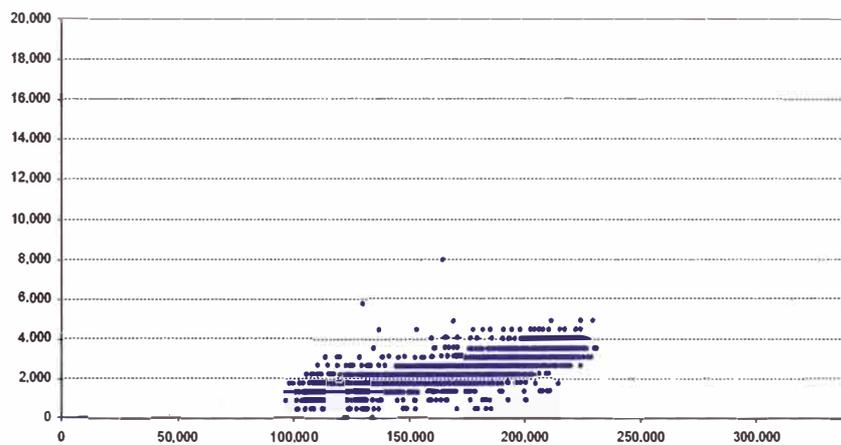


Fig. 4.25 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2009

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2015

Grafico Teórico

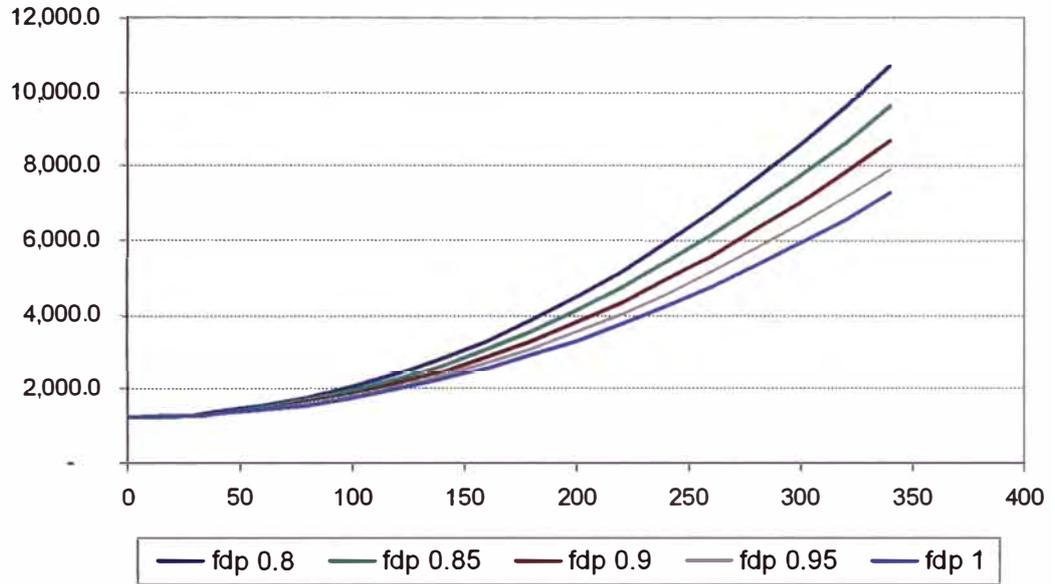


Fig. 4.26 GRAFICO TEÓRICO: L-2015

Gráfico Real - Julio

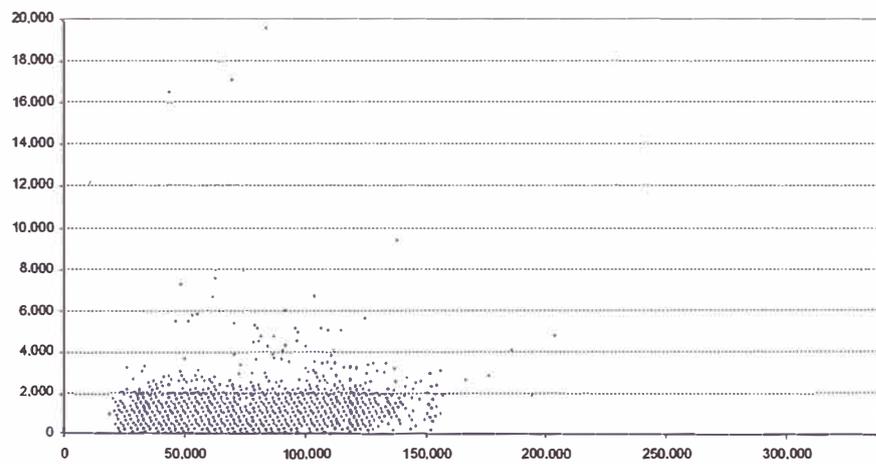


Fig. 4.27 GRAFICO REAL JULIO: L-2015

Gráfico Real - Agosto

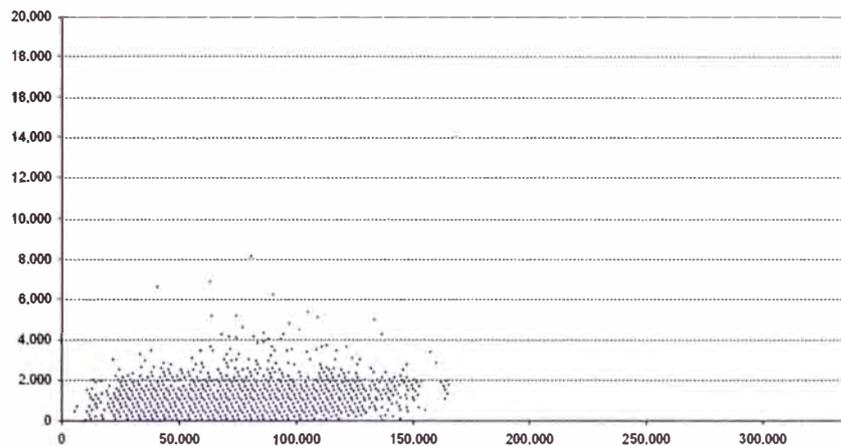


Fig. 4.28 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2015

Gráfico Real - Septiembre

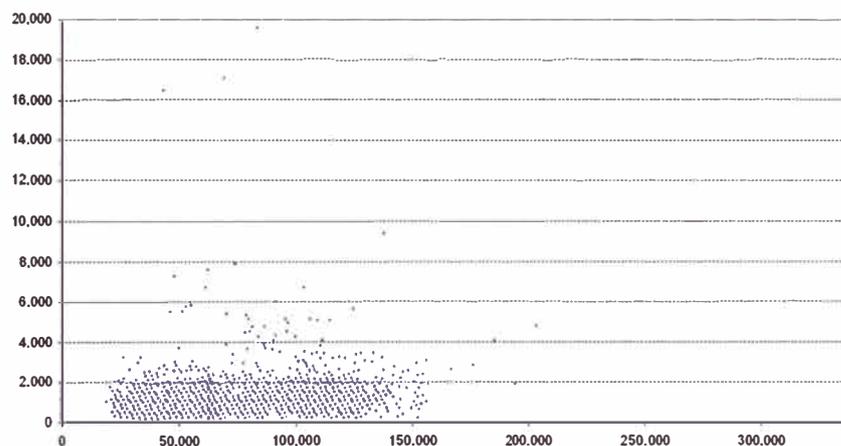


Fig. 4.29 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2015

Gráfico Real - Octubre

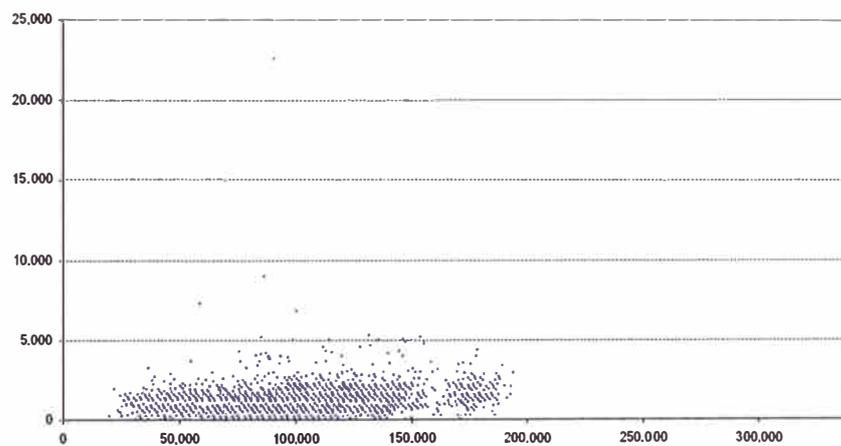


Fig. 4.30 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2015

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2716

Grafico Teórico

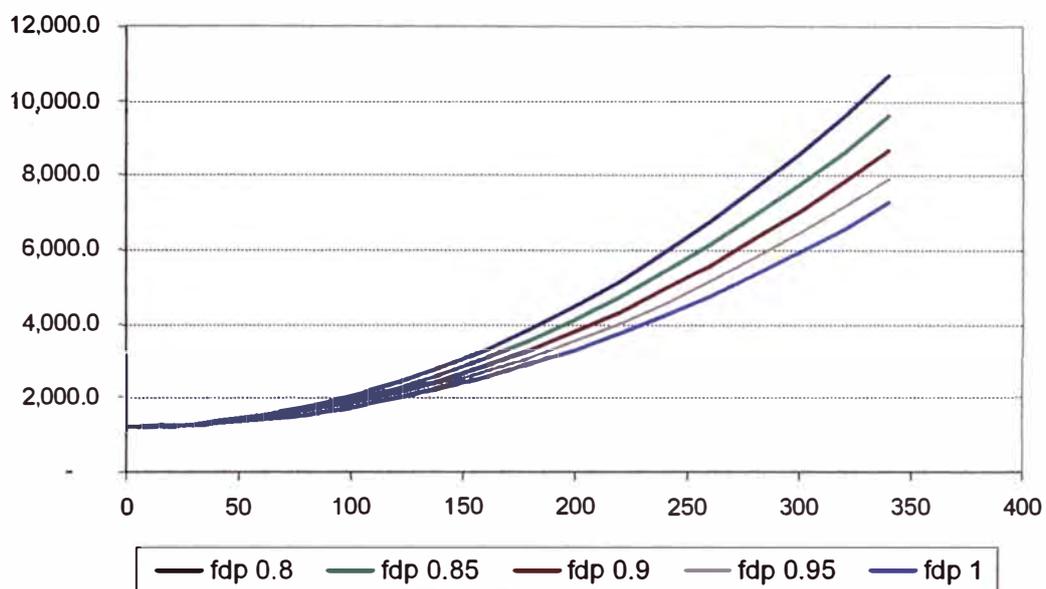


Fig. 4.31 GRAFICO TEÓRICO: L-2716

Gráfico Real - Julio

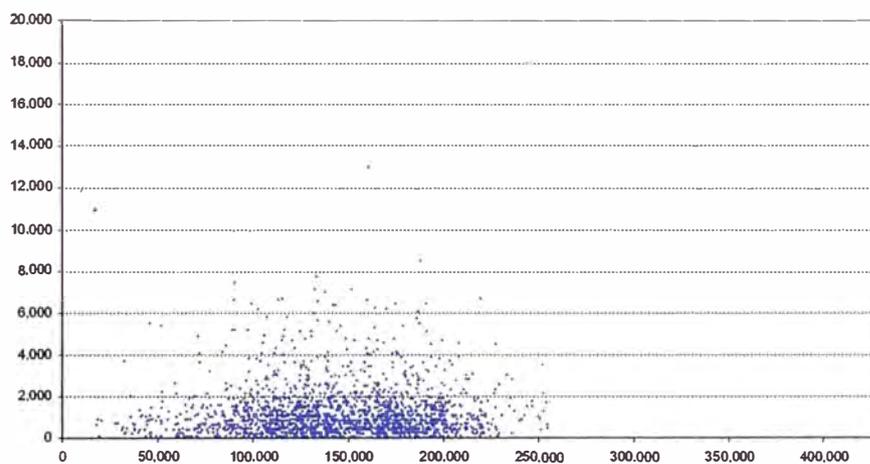


Fig. 4.32 GRAFICO REAL JULIO: L-2716

Gráfico Real - Agosto

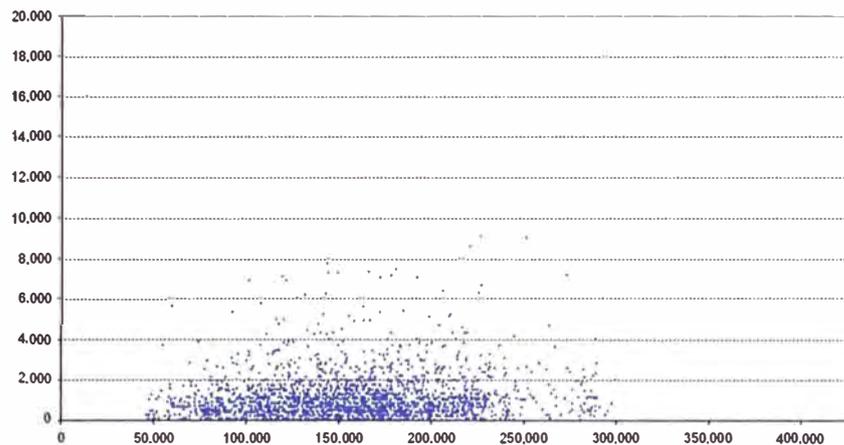


Fig. 4.33 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2716

Gráfico Real - Septiembre

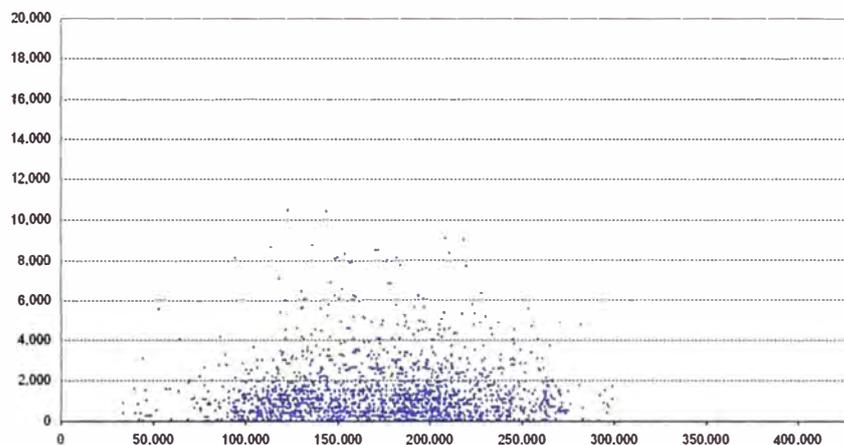


Fig. 4.34 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2716

Gráfico Real - Octubre

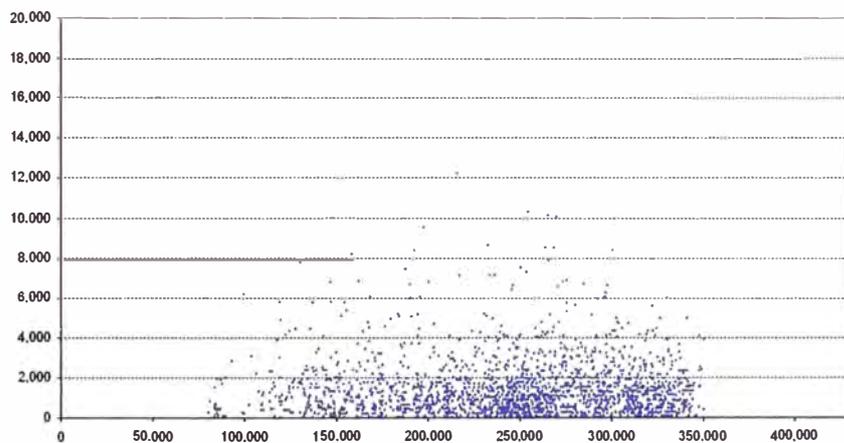


Fig. 4.35 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2716

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2256

Grafico Teórico

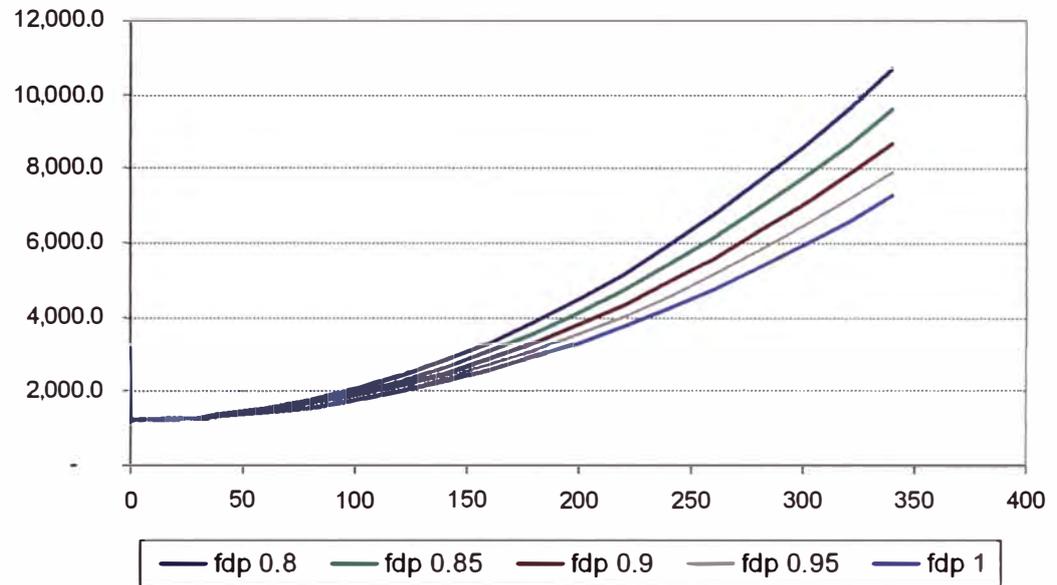


Fig. 4.36 GRAFICO TEÓRICO: L-2256

Gráfico Real - Julio

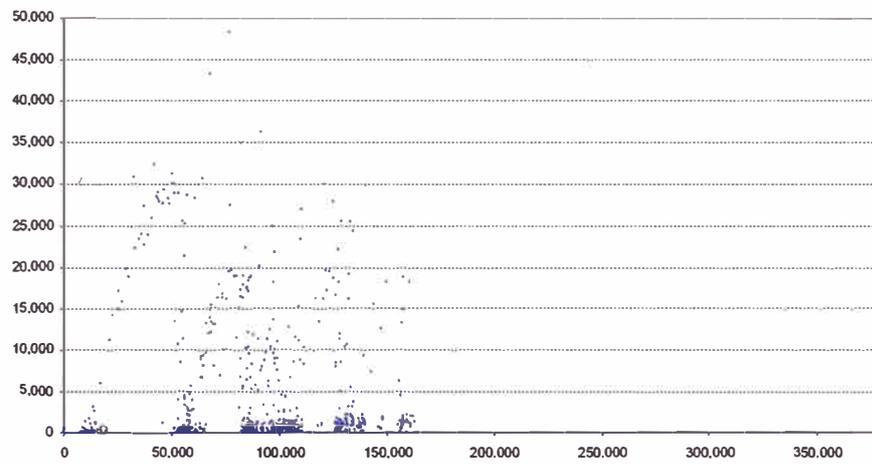
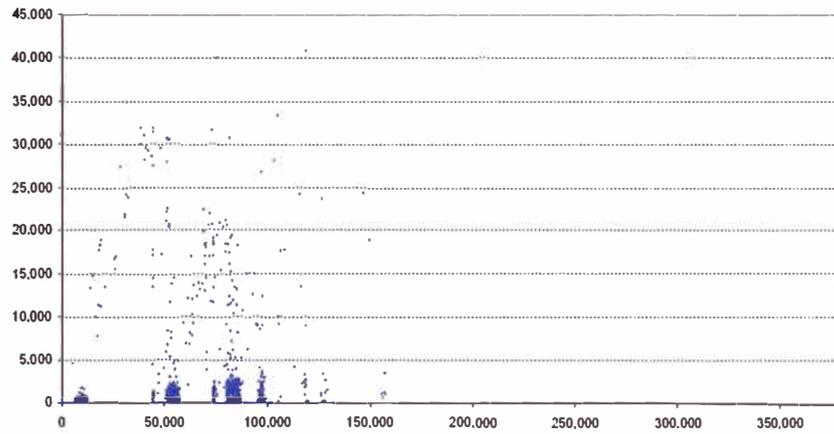
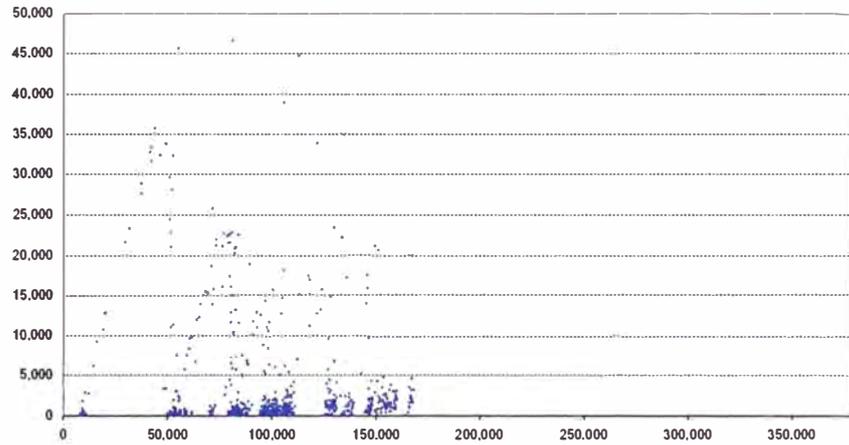
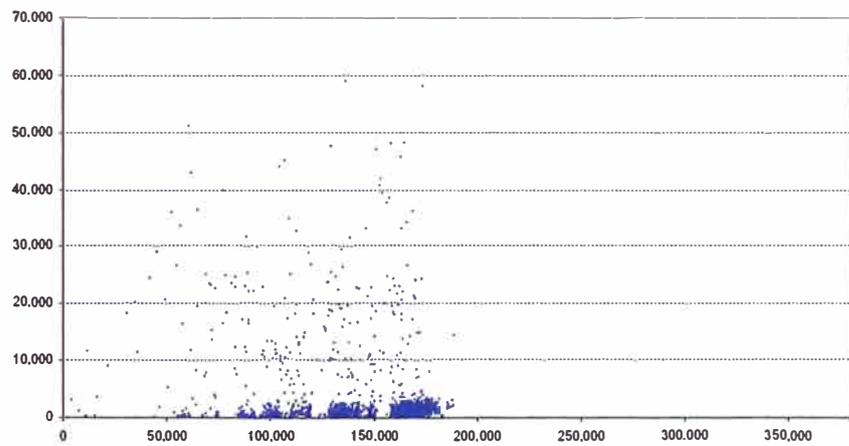


Fig. 4.37 GRAFICO REAL JULIO: L-2256

Gráfico Real - Agosto**Fig. 4.38 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2256****Gráfico Real - Septiembre****Fig. 4.39 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2256****Gráfico Real - Octubre****Fig. 4.40 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2256**

Pérdidas - KW vs Potencia Enviada KW L-2257

Grafico Teórico

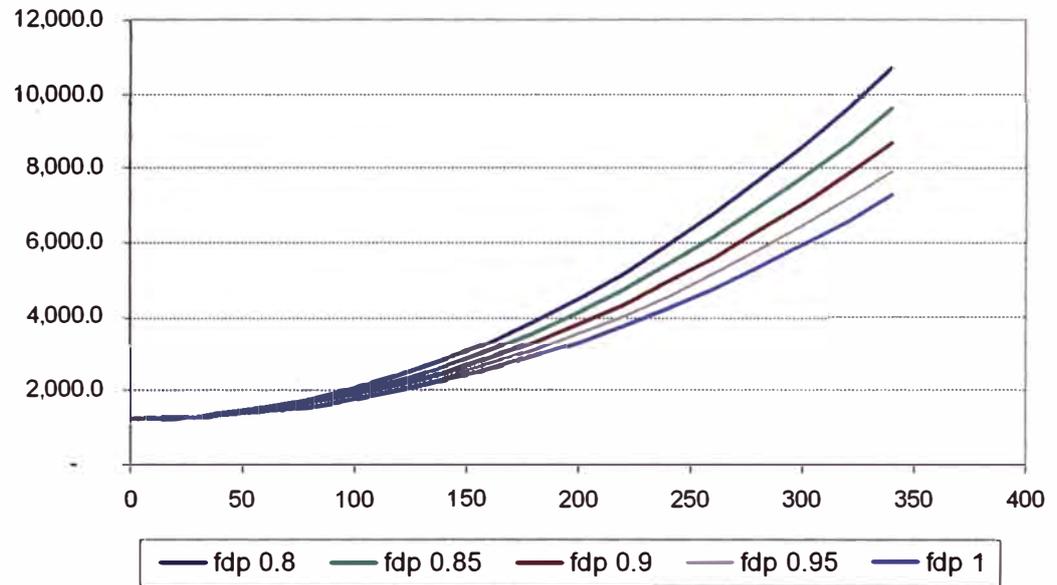


Fig. 4.41 GRAFICO TEÓRICO: L-2257

Gráfico Real - Julio

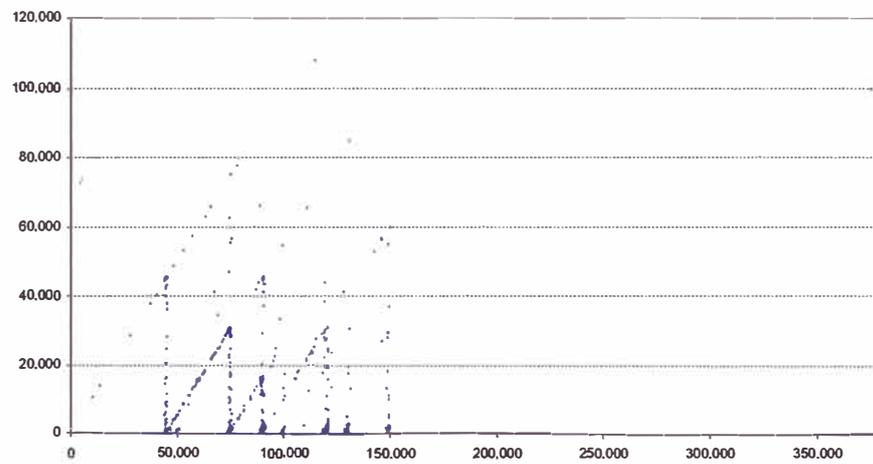


Fig. 4.42 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2257

Gráfico Real - Agosto

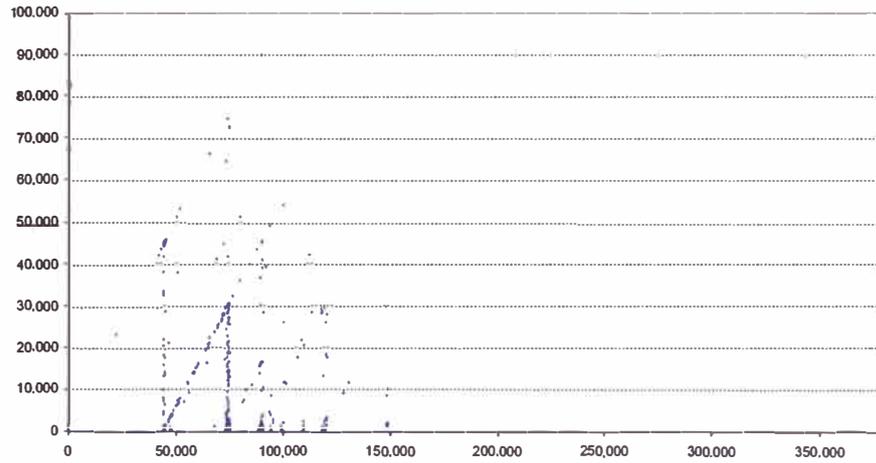


Fig. 4.43 GRAFICO REAL AGOSTO: L-2257

Gráfico Real - Septiembre

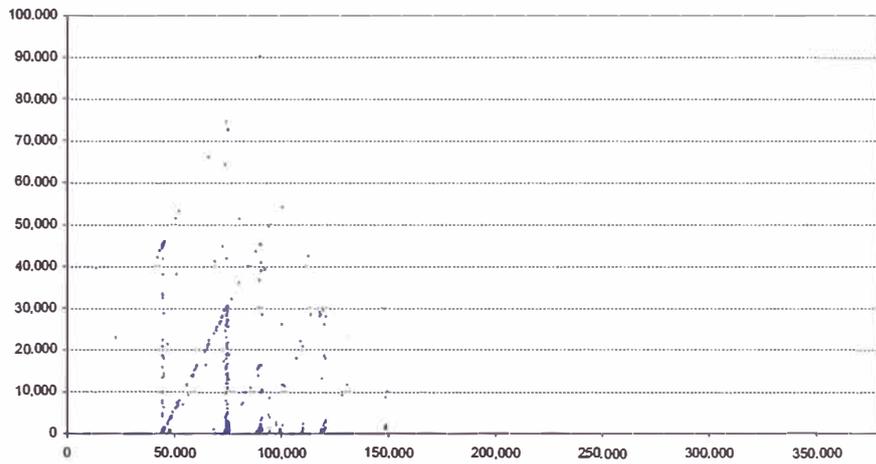


Fig. 4.44 GRAFICO REAL SEPTIEMBRE: L-2257

Gráfico Real - Octubre

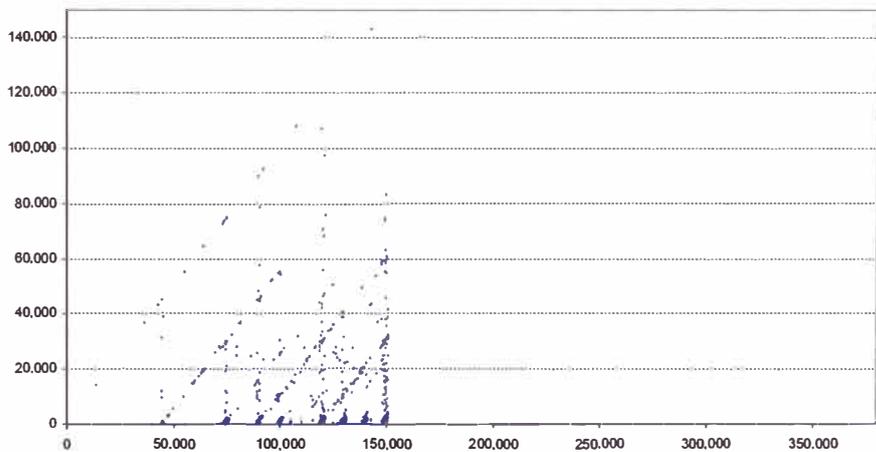


Fig. 4.45 GRAFICO REAL OCTUBRE: L-2257

Comentarios

Se ha podido que las curvas Pérdidas vs Potencia entregada de las líneas L-2001, L-2002, L-2008, L-2009, L-2015 y L-2716, son similares a las de sus respectivas gráficas teóricas. Por lo que de acuerdo a este análisis, estas gráficas parecen no presentar anomalías en su sistema de medición.

Sin embargo esto no ocurre para el caso de las líneas L-2007, L-2256 y L-2257. Para el caso L-2007, los datos aparecen poco dispersos, y repetitivos presentándose en la gráfica como datos discretos, que no corresponderían a la operación normal de una línea, que por naturaleza tiene variaciones de carga a cada instante lo cual se representa en cambios en la tensión, corriente y por lo tanto en pérdidas.

Por otro lado, para el caso de las líneas L-2256 y L-2257 no hace más que confirmar lo que se venía diciendo anteriormente. Sus gráficos se muestran demasiado dispersos y muy alejados de su contraparte teórica, poniendo en evidencia un serio problema en sus sistemas de medición que es necesario corregirlos

4.1.2 Identificación de las pérdidas de energía debido a los reactivos

Tal como fue descrito en el Capítulo II el paso de la energía reactiva en las líneas incrementan las Pérdidas en GWh y además el Índice de pérdidas (Idp). Estas pérdidas fueron cuantificadas para todas las líneas en el período de análisis (Julio a Octubre).

Procedimiento de Cálculo

- De la data registrada por los medidores, se calculó la corriente que pasa por cada una de las líneas y se identificó la componente reactiva ($I_{sen}(\phi)$).
- El cálculo anterior se realizó por cada 15 minutos de medición
- Se totalizaron los cálculos para obtener las pérdidas mensuales de cada línea.
- Los resultados fueron llevados a un gráfico que es mostrado a continuación.

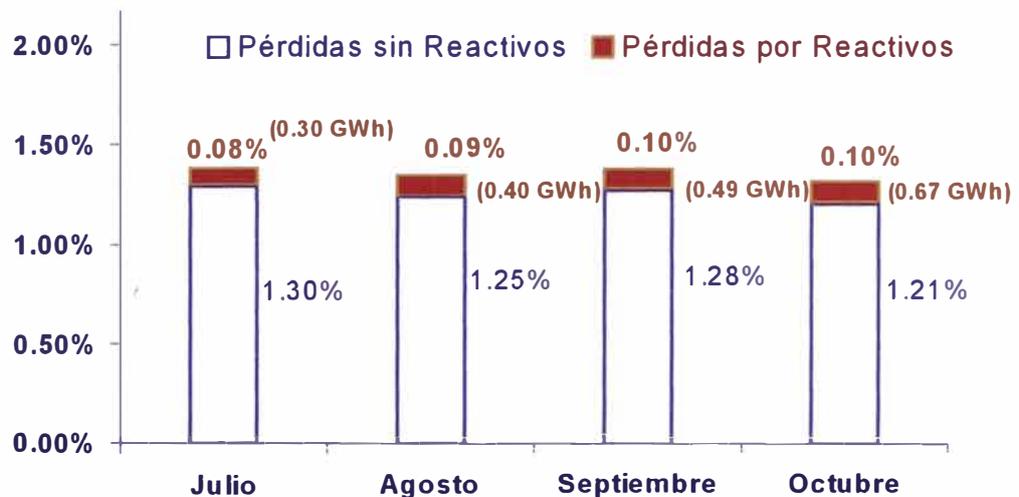


Fig. 4.46 PÉRDIDAS DEBIDO A LOS REACTIVOS

En el gráfico mostrado se puede apreciar mes a mes, el exceso de pérdidas debido al paso de la corriente reactiva. En el período, mostrado, estas varían entre 0.3 y 0.67Gwh, mientras que el exceso de los Índices de pérdidas están entre 0.08% y 0.10%.

Estas pérdidas fueron cuantificadas para las líneas de transmisión de 220kV de Lima. No fue posible hacer el cálculo para las líneas de Junín (L-2256 y L-2257) debido a que a las mediciones de estas líneas son confiables.

A continuación se hará un análisis mas detallado, con el fin de identificar cuales son las líneas que presentan el mayor exceso de pérdidas por reactivos.

4.1.3 Análisis del factor de potencia línea por línea

Para identificar qué líneas son las que mas reactivos transmiten, se ha visto conveniente realizar un análisis del factor de potencia promedio de cada línea.

El factor de potencia fue calculado en función de la energía activa y reactiva total enviada.

$$\cos \phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{Ea}{\sqrt{Ea^2 + Er^2}} \quad (4.1)$$

$\cos(\phi)$: Factor de Potencia

P: Potencia Activa enviada

Q: Potencia Reactiva enviada

Ea: Energía Activa enviada

Er: Energía Reactiva enviada

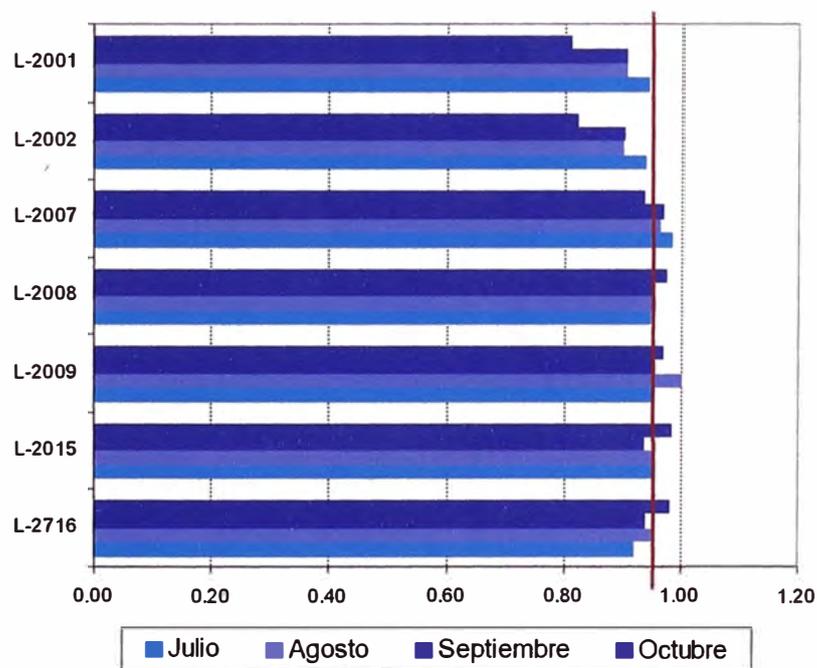


Fig. 4.47 FACTOR DE POTENCIA POR LÍNEA

En el gráfico mostrado, se puede observar que las líneas L-2001 y L-2002 son las líneas que presentan un factor de potencia menor a 0.95 dentro de los meses de

análisis. Se ha creído conveniente considerar este límite debido a que según el procedimiento PR-15 del COES, la venta de reactivos se efectúa a un factor de potencia menor que 0.95.

Las líneas L-2001 y L-2002 serán analizadas detalladamente más adelante.

Se puede apreciar también que la línea L-2716, operó con un bajo factor de potencia en los meses de Julio y Septiembre.

Para saber exactamente cual es el verdadero impacto del paso de los reactivos en los niveles de pérdida de las líneas, es necesario hacer un análisis mas detallado, el cual presentamos a continuación.

4.1.4 Análisis detallado de las pérdidas por transmisión de reactivos

En el gráfico siguiente se puede apreciar detalladamente los niveles de pérdida debido al paso de reactivos línea por línea y mes a mes.

Este gráfico confirma los resultados de los análisis anteriores, en donde se evidencia que las líneas L-2001 y L-2002 son las que presentan las mas altas pérdidas por transmisión de reactivos.

Cabe destacar que la línea L-2716 a pesar de haber operado con un bajo factor de potencia los meses de Julio y Septiembre (visto en el “Análisis de factor de Potencia”), vemos que esto no representó un impacto en el nivel de pérdidas. Esto se debe a que esta línea es una de las mas cortas del sistema con 500 mts de longitud.

La línea L-2008 también presenta altas pérdidas por el paso de reactivos, sin embargo esta línea se ha mantenido operando por encima del factor de potencia de 0.95.

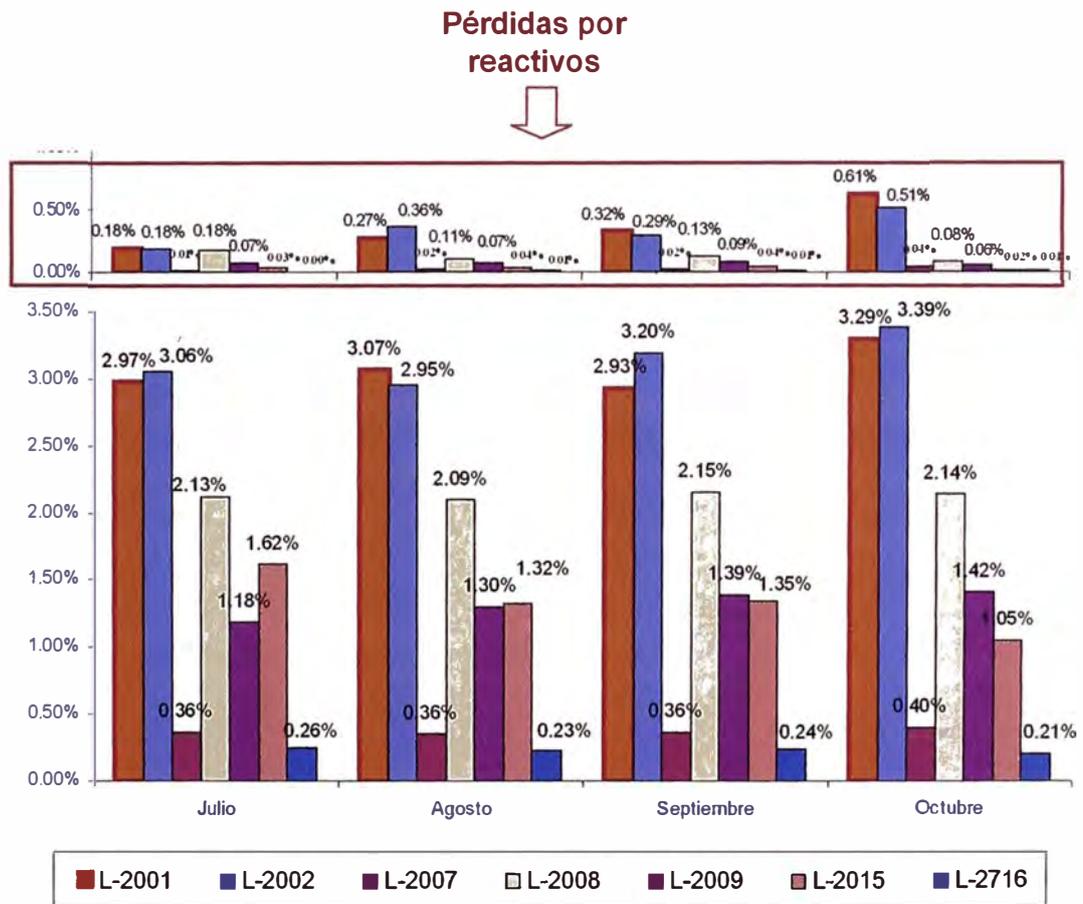


Fig. 4.48 PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN DE REACTIVOS

4.1.5 Identificación de las pérdidas por desconexiones incompletas

TABLA N° 4.1 PÉRDIDAS POR DESCONEXIONES INCOMPLETAS

Mes	Línea	Descripción	Longitud (Km)	Desconexiones con un extremo abierto			Cuantificación	
				N° Desconexiones	N° Horas	Comentarios	Pérdida (MWh)	Pérdida en US\$
	L-2001	Huinco - Santa Rosa	61.99	1	2	Solo el extremo de Santa Rosa desconectado.	2.00	160.0
JULIO	L-2002	Huinco - Santa Rosa	61.99	2	3	Solo el extremo de Santa Rosa desconectado.	3.00	240.0
	L-2257	Chimay - Yanango	29.54	36	264	Solo el extremo de Yanango desconectado.	56.80	4,544.0
SEPTIEMBRE	L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	21.42	2	16	Solo el extremo de Chavarría desconectado.	5.53	442.2
OCTUBRE	L-2015	Cajamarquilla - Chavarría	21.42	2	9.5	Solo el extremo de Chavarría desconectado.	3.28	262.6
Total Pérdidas por Desconexiones							70.61	5,648.7

En los meses de análisis (Julio a Octubre 2005) se identificaron casos los cuales algunas líneas permanecían mas de una hora con un extremo abierto al momento de ser desconectada. Este hecho contribuye a incrementar las pérdidas debido a que como se sabe las líneas tienen un consumo propio.

La tabla muestra para el período de análisis (Julio a Octubre), que las Líneas L-2001, L-2002, L-20015 y L-2257 generaron pérdidas eléctricas de 70.61 Mwh, que se cuantifican en US\$ 5,648.

4.2 Alternativas de solución para la reducción de pérdidas

De acuerdo a los análisis realizados, las líneas que presentan los mayores problemas de pérdida de energía son las líneas L-2001, L-2002, L-2008 y L-2009.

La disgregación de las pérdidas nos ha mostrado que las líneas L-2001, L-2002 y L-2008 presentan altas pérdidas transversales y una notoria diferencia con las pérdidas transversales teóricas. Una de las causas de las pérdidas transversales, es la suciedad en los conductores y la gran cantidad de empalmes debido al envejecimiento. Si bien es cierto ya se ha considerado la rehabilitación de estas líneas, éstas recién se llevarán a cabo dentro de cinco años. Es conveniente evaluar la posibilidad de adelantar esta inversión como parte de un plan para la reducción de pérdidas.

Por otro lado, el análisis de transmisión de reactivos ha revelado que estos tienen un alto impacto en las líneas L-2001 y L-2002. Por esta razón, se hará una evaluación económica, comparando la situación con una situación hipotética en la que el factor de potencia promedio de las líneas sea de 0,95, es decir una disminución en la transmisión de reactivos para estas líneas. Cabe resaltar que esta evaluación económica no considera el hecho de que un factor de potencia bajo disminuye el tiempo de vida de la máquina e incrementa los costos de mantenimiento.

En resumen, se proponen las siguientes alternativas de solución, y recomendaciones para la disminución de las pérdidas:

Disminución de la Transmisión de Reactivos en las líneas L-2001 y L-2002

Reemplazo de conductores: líneas L-2001, L-2002, L-2008 y L-2009

Adicionalmente:

Se recomienda hacer las desconexiones de las líneas correctamente, aunque estas no representen un considerable impacto económico.

Se recomienda revisar los sistemas de medición de las líneas de Junín L-2256 y L-2257, y de la línea L-2007, (El análisis gráfico evidenció problemas de medición en estas líneas)

4.2.1 Disminución de la transmisión de reactivos en las líneas L-2001 y L-2002

Se sabe que la transmisión de reactivos generan ingresos por venta de energía reactiva, pero a la vez hay un egreso por pérdidas de energía en GWH. Por tal motivo es necesario hacer una evaluación económica en la que se considerarán dos casos: Caso Actual y Caso Hipotético. (No se considera el impacto en el tiempo de vida de la máquina)

EVALUACIÓN ECONÓMICA

CASO ACTUAL:

Premisas

- Se asumió que las pérdidas en el período de análisis (Julio a Octubre) constituye una muestra representativa, de manera que el promedio mensual anualizado corresponde a las pérdidas de la línea en un año.
- De igual manera con la energía reactiva. El promedio mensual anualizado de energía reactiva corresponde a la transmisión de reactivos en un año.
- El costo de generación anual es de 50 US\$/MWH, este precio fue dado por el Area Comercial de EDEGEL.
- El precio de venta de reactivos es de 1.14 US\$/MVARH, este precio fue dado por el Area Comercial de EDEGEL.
- Se considera que las líneas operan al año con un factor de potencia promedio de 0.89 y a una potencia promedio de 79MW cada una. Estos son valores promedios y han sido calculados en base a los datos obtenidos en el período de análisis.

Cálculo de Egresos

- Se calculó la corriente que pasa por las líneas
- Se calculó la componente reactiva de la corriente con el factor de potencia correspondiente: $I_r = I_{sen}(\phi)$
- Estos cálculos se hicieron para cada registro de 15 minutos
- Se calculó la energía correspondiente a cada registro (15 minutos)

- Se totalizó la energía mensual por cada mes
- La cuantificación se hizo considerando un precio de generación de 50 US\$/MWH

Los resultados son mostrados a continuación

TABLA Nº 4.2 CASO ACTUAL - EGRESOS POR REACTIVOS – L-2001

L-2001

MES	E. Enviada	Pérdidas por Reactivos - GWH	
	GWH	GWH	%
Julio	37.85	0.07	0.17%
Agosto	27.22	0.07	0.27%
Septiembre	49.47	0.16	0.32%
Octubre	43.84	0.27	0.61%
PROMEDIO MENSUAL	39.60	0.14	0.36%
PROMEDIO ANUAL	475.15	1.70	0.36%

Egresos Económicas por Reactivos

-85,181 US\$ al año

TABLA Nº 4.3 CASO ACTUAL - EGRESOS POR REACTIVOS – L-2002

L-2002

MES	E. Enviada	Pérdidas por Reactivos - GWH	
	GWH	GWH	%
Julio	36.68	0.07	0.18%
Agosto	51.60	0.19	0.36%
Septiembre	32.22	0.09	0.29%
Octubre	36.33	0.18	0.51%
PROMEDIO MENSUAL	39.21	0.13	0.34%
PROMEDIO ANUAL	470.51	1.59	0.34%

Egresos Económicas por Reactivos

-79,607 US\$ al año

Cálculo de Ingresos

- Se calculó la energía reactiva recibida mensual pagada (de 10:00 a 12:00 y de 18:00 a 23:00 Hrs)
- Este cálculo se hizo para cada registro de 15 minutos
- Se totalizó la energía reactiva mensual pagada por cada mes
- La cuantificación se hizo considerando un precio de venta de energía reactiva de 1.14 US\$/MVARH

Los resultados son mostrados a continuación

TABLA Nº 4.4 CASO ACTUAL - INGRESOS POR REACTIVOS – L-2001

L-2001

MES	Reactivos Recibidos	Reactivos Pagados - GVARH		Total Reactivos Pagados GVARH
	GVARH	10:00 - 12:00 Hrs	18:00 - 23:00 Hrs	
Julio	16.55	2.03	6.01	8.04
Agosto	15.05	1.25	7.81	9.06
Septiembre	24.78	3.44	7.78	11.22
Octubre	33.31	4.71	10.01	14.72
PROMEDIO MENSUAL	22.43	2.86	7.90	10.76
PROMEDIO ANUAL	269.11	34.28	94.83	129.12

Ingresos Económicos por Reactivos **143,929 US\$ al año**

TABLA Nº 4.5 CASO ACTUAL - INGRESOS POR REACTIVOS – L-2002

L-2002

MES	Reactivos Recibidos	Reactivos Pagados - GVARH		Total Reactivos Pagados GVARH
	GVARH	10:00 - 12:00 Hrs	18:00 - 23:00 Hrs	
Julio	16.58	1.98	5.97	7.95
Agosto	26.20	4.01	7.77	11.78
Septiembre	17.92	1.87	7.71	9.58
Octubre	27.46	3.36	9.94	13.30
PROMEDIO MENSUAL	22.04	2.81	7.85	10.65
PROMEDIO ANUAL	264.49	33.67	94.16	127.83

Ingresos Económicos por Reactivos **142,491 US\$ al año**

Balance económico: Caso Actual

TABLA Nº 4.6 CASO ACTUAL – BALANCE ECONÓMICO

Líneas	Egresos por Reactivos US\$	Ingresos por Reactivos US\$	Beneficio US\$
L-2001	-85,181	143,929	58,748
L-2002	-79,607	142,491	62,884

BENEFICIO NETO 121,633 US\$ Anuales

CASO HIPOTÉTICO: fdp 0.95

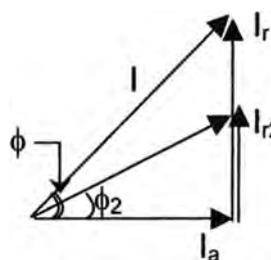
Premisas

- Se considera que las líneas operan al año con un factor de potencia promedio de 0.95 y a un potencia promedio de 79MW cada una. En este caso se trata de encontrar en cuanto disminuirían las pérdidas si es que las líneas operan a un mejor factor de potencia (0.95) bajo las mismas condiciones que el caso anterior (situación actual).
- El costo de generación mensual es de 50 US\$/MWH, este precio fue dado por el Area Comercial de EDEGEL.
- El precio de venta de reactivos es de 1.14 US\$/MVARH, este precio fue dado por el Area Comercial de EDEGEL.

Cálculo de Egresos

- Se calculó la corriente que pasa por las líneas
- Se calculó la componente reactiva de la corriente con el factor de potencia correspondiente a 0.95:

$$I_{r2} = \frac{I \cos \phi}{\cos \phi_2} \operatorname{sen} \phi_2 \quad (4.1)$$



I = Corriente Total

I_a = Componente activa de la corriente

I_r = Componente reactiva de la corriente

I_{r2} = Componente reactiva de la corriente con factor de potencia 0.95

$\operatorname{Cos}(\phi)$ = Factor de potencia actual

$\operatorname{Cos}(\phi_2)$ = Factor de potencia 0.95

- Se calculó la energía correspondiente a cada registro (15 minutos)
- Se totalizó la energía mensual por cada mes

- La cuantificación se hizo considerando un precio de generación de 50 US\$/MWH

Los resultados son mostrados a continuación

TABLA Nº 4.7 CASO HIPOTÉTICO - EGRESOS POR REACTIVOS – L-2001

MES	E. Enviada	Pérdidas por Reactivos - GWH	
	GWH	GWH	%
Julio	37.85	0.05	0.12%
Agosto	27.22	0.04	0.15%
Septiembre	49.47	0.07	0.13%
Octubre	43.84	0.05	0.12%
PROMEDIO MENSUAL	39.60	0.05	0.13%
PROMEDIO ANUAL	475.15	0.62	0.13%

Egresos Económicas por Reactivos

-30,910 US\$ al año

TABLA Nº 4.8 CASO HIPOTÉTICO - EGRESOS POR REACTIVOS – L-2002

MES	E. Enviada	Pérdidas por Reactivos - GWH	
	GWH	GWH	%
Julio	36.68	0.04	0.11%
Agosto	51.60	0.07	0.14%
Septiembre	32.22	0.04	0.14%
Octubre	36.33	0.04	0.12%
PROMEDIO MENSUAL	39.21	0.05	0.13%
PROMEDIO ANUAL	470.51	0.61	0.13%

Egresos Económicas por Reactivos

-30,303 US\$ al año

Cálculo de Ingresos

- Se calculó la energía reactiva que se hubiera recibido a un factor de potencia de 0.95, considerando que entrega la misma potencia activa.

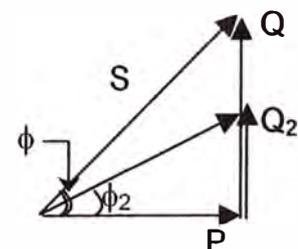
$$Q_2 = \frac{S \cos \phi}{\cos \phi_2} \operatorname{sen} \phi_2 \quad (4.2)$$

S = Potencia aparente actual

P = Potencia Activa actual

Q = Potencia Reactiva actual

Q_2 = Potencia reactiva con factor de potencia 0.95



$\text{Cos}(\phi) = \text{Factor de potencia actual}$

$\text{Cos}(\phi_2) = \text{Factor de potencia } 0.95$

- Se calculó la energía reactiva recibida mensual pagada (de 10:00 a 12:00 y de 18:00 a 23:00 Hrs) considerando que la cantidad de energía reactiva recibida es proporcional al número de horas.
- La cuantificación se hizo considerando un precio de venta de energía reactiva de 1.14 US\$/MVARH

Los resultados son mostrados a continuación

TABLA Nº 4.9 CASO HIPOTÉTICO - INGRESOS POR REACTIVOS – L-2001

L-2001

MES	Reactivos Recibidos	Reactivos Pagados - GVARH		Total Reactivos Pagados GVARH
	GVARH	10:00 - 12:00 Hrs	18:00 - 23:00 Hrs	
Julio	2.62	1.31	3.27	4.58
Agosto	1.77	0.89	2.22	3.10
Septiembre	2.93	1.47	3.67	5.13
Octubre	2.54	1.27	3.18	4.45
PROMEDIO MENSUAL	2.47	1.23	3.08	4.32
PROMEDIO ANUAL	29.59	14.80	36.99	51.79

Ingresos Económicos por Reactivos

57,730 US\$ al año

TABLA Nº 4.10 CASO HIPOTÉTICO - INGRESOS POR REACTIVOS – L-2002

L-2002

MES	Reactivos Recibidos	Reactivos Pagados - GVARH		Total Reactivos Pagados GVARH
	GVARH	10:00 - 12:00 Hrs	18:00 - 23:00 Hrs	
Julio	2.52	1.26	3.15	4.41
Agosto	2.97	1.49	3.72	5.20
Septiembre	2.05	1.03	2.57	3.59
Octubre	2.19	1.09	2.74	3.83
PROMEDIO MENSUAL	2.43	1.22	3.04	4.26
PROMEDIO ANUAL	29.22	14.61	36.52	51.13

Ingresos Económicos por Reactivos

56,996 US\$ al año

Balance económico: **Caso Hipotético**

TABLA Nº 4.11 CASO HIPOTÉTICO – BALANCE ECONÓMICO

Líneas	Egresos por Reactivos US\$	Ingresos por Reactivos US\$	Beneficio US\$
L-2001	-30,910	57,730	26,820
L-2002	-30,303	56,996	26,693

BENEFICIO NETO 53,513 US\$ Anuales

Conclusiones del análisis

En el presente análisis se ha podido observar que para el Caso Actual hay un beneficio de 121,633 US\$.

Suponiendo que se pueda operar con un factor de potencia de 0.95, la pérdidas en energía disminuirían, pero también disminuirían los ingresos por venta de energía reactiva. Lo que traería un beneficio neto de 53,513 US\$.

Para este análisis no se ha considerado el incremento en los costos de mantenimiento de las máquinas por la generación de energía reactiva, ni tampoco las pérdidas eléctricas en el generador y en los transformadores por los reactivos.

Es recomendable hacer un análisis completo del sistema de Huinco, considerando todo el sistema, Generación, Transformación y Transmisión . Y a partir de este sustento técnico evaluar la posibilidad de mejorar el precio de venta de reactivos, debido a que los grupos generadores tienen que operar sobreexcitados para satisfacer la demanda de reactivos requerida por el COES, afectando el tiempo de vida de las máquinas.

4.2.2 Reemplazo de conductores

LÍNEAS L-2001 y L-2002

Como se comentó anteriormente, el cambio de conductores es un proyecto de rehabilitación que está planificado para ejecutarse dentro de cinco años. Este proyecto comprende el cambio de conductores y de la ferretería de 36km de las líneas de doble terna L-2001 y L-2002, y 32km de las líneas de doble terna de las líneas L-2008 y L-2009.

Se ha estimado cual sería el impacto de la rehabilitación en la disminución de las pérdidas de energía, de la siguiente manera:

PROCEDIMIENTO

Situación Actual

- Es el estado de operación actual de las líneas, considerando un nivel de pérdidas promedio para los meses de análisis (Julio a Octubre).
- Se anualiza las pérdidas mensuales promedio y se asume que la línea operará en estas condiciones anualmente.
- Se calcula el factor de potencia y la potencia promedio con el que operan los conductores.

TABLA N° 4.12 PÉRDIDAS – SITUACIÓN ACTUAL

Líneas	E. Enviada Anual	Pérdidas Anual	
	GWH	%	GWH
L-2001	475.2	3.07%	14.6
L-2002	470.5	3.15%	14.7

Pérdidas 29.3 GWH

Líneas	E. Enviada Anual	Pérdidas Anual	
	GWH	%	GWH
L-2008	1,105.5	2.13%	23.5
L-2009	1,282.8	1.32%	17.0

Pérdidas 40.5 GWH

Situación con cambio de conductores

- Se asume que con el cambio de conductores se recuperaría el 30% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas teóricas.
- Se anualiza este recupero de energía.
- Para hacer la comparación se considera que la línea en este caso opera con el mismo factor de potencia y la misma potencia que en la situación actual.

TABLA N° 4.13 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS - 2001

Línea	Mes	E. Entregada GWH	Diferencia GWH Real - Teórico	% Diferencia
L-2001	JULIO	37.9	0.6	1.5%
L-2001	AGOSTO	27.2	0.4	1.6%
L-2001	SEPTIEMBRE	49.5	0.6	1.2%
L-2001	OCTUBRE	43.8	0.6	1.3%
Promedio mensual		39.6	0.5	1.4%
Promedio Anual		475.1	6.6	1.4%

RECUPERACIÓN POR REHABILITACIÓN 2.0 0.4%

TABLA N° 4.14 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS - 2002

Línea	Mes	E. Entregada GWH	Diferencia GWH Real - Teórico	% Diferencia
L-2002	JULIO	36.7	0.6	1.6%
L-2002	AGOSTO	51.6	0.6	1.1%
L-2002	SEPTIEMBRE	32.2	0.5	1.7%
L-2002	OCTUBRE	36.3	0.6	1.6%
Promedio mensual		39.2	0.6	1.5%
Promedio Anual		470.5	6.9	1.5%

RECUPERACIÓN POR REHABILITACIÓN 2.1 0.4%

TABLA N° 4.15 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS - 2008

Línea	Mes	E. Entregada GWH	Diferencia GWH Real - Teórico	% Diferencia
L-2008	JULIO	86.6	0.2	0.3%
L-2008	AGOSTO	85.6	0.5	0.5%
L-2008	SEPTIEMBRE	82.4	0.4	0.5%
L-2008	OCTUBRE	114.0	0.4	0.3%
Promedio mensual		92.1	0.4	0.4%
Promedio Anual		1,105.4	4.6	0.4%

RECUPERACIÓN POR REHABILITACIÓN **1.4** **0.1%**

TABLA N° 4.16 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS - 2009

Línea	Mes	E. Entregada GWH	Diferencia GWH Real - Teórico	% Diferencia
L-2009	JULIO	105.5	0.6	0.5%
L-2009	AGOSTO	102.3	0.4	0.4%
L-2009	SEPTIEMBRE	92.7	0.4	0.5%
L-2009	OCTUBRE	127.1	0.4	0.3%
Promedio mensual		106.9	0.4	0.4%
Promedio Anual		1,282.8	5.3	0.4%

RECUPERACIÓN POR REHABILITACIÓN **1.6** **0.1%**

Como contraparte al beneficio está la inversión que se necesita para lograrlo.

Se ha estimado que para la rehabilitación de las líneas L-2001 y L-2002 se requiere de US\$ Miles 2,500 y para la rehabilitación de las líneas L-2008 y L-2009 se requiere una inversión de US\$ Miles 3,000.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Las Líneas L-2001, L-2002, (3.07% y 3.15% respectivamente) y las líneas L-008 y L-2009 (2.13% y 1.32%) tienen los niveles de pérdida mas altos en el sistema de transmisión de 220kV.
2. Las causas de las altas pérdidas en las líneas L-2001 y L-2002 se debe principalmente a tres factores:
 - El exceso de transmisión de energía reactiva,
 - Empalmes, envejecimiento y suciedad en los conductores,
 - Operación muy por debajo de su capacidad nominal

Se ha comprobado que la transmisión de energía reactiva incrementa las pérdidas en 0.13% y 0.61 GWH anuales. Y que el ingreso neto por el paso de energía reactiva es de US\$ 121,600 anuales. Por otro lado, se ha comprobado que una disminución en la transmisión de reactivos disminuiría también los ingresos netos por reactivos.

Sin embargo, como contraparte a este beneficio neto actual (US\$ 121,600), está el desgaste en que las máquinas incurren al operar al entregar potencia reactiva al sistema.

El paso del tiempo también ha incrementado las pérdidas en las líneas. Debido al exceso de empalmes y a la antigüedad de los conductores, así como la suciedad y los efectos de la contaminación en estas, se ha proyectado la rehabilitación de las líneas dentro de 5 años.

Otra de las causas del alto índice de pérdidas de las líneas L-2001 y L-2002 (%) es que estas líneas trabajan muy por debajo de su capacidad nominal (a 30% de su capacidad nominal). En la sección II.4 se puede apreciar en la curva del índice de pérdidas versus la potencia (%I_{dp} vs Pot) que el índice de pérdidas se incrementa a

medida que la línea entrega menos potencia. Es decir la línea cuando trabaja muy por debajo de su capacidad, se vuelve altamente ineficiente.

3. Las causas de las altas pérdidas en las líneas L-2008 y L-2009 se debe principalmente a:

- Empalmes, envejecimiento y suciedad en los conductores.

El recorrido de estas líneas pasa por zonas de alta contaminación, por lo que el exceso de pérdidas es alto en estas líneas. Al igual que las líneas L-2001 y L-2002, también se ha proyectado la rehabilitación de estas dentro de 5 años.

4. Analizando la data registrada por los medidores se ha encontrado que las Líneas L-2001, L-2002, L-2256 y L-2015 en muchas ocasiones han operado en vacío por mas de una hora debido a una mala coordinación de desconexión de las líneas, pero que no contribuye significativamente en el incremento de las pérdidas de energía.
5. Hace falta una revisión de los sistemas de medición de las líneas de Junín L-2256 y L-2257. Esto incluye calibración y sincronización de los medidores y de los transformadores de medida (tensión y corriente). Este problema de medición se ha hecho evidente pues se ha obtenido en algunos casos pérdidas negativas y además el análisis gráfico demostró claramente la inconsistencia de la data en estas líneas.

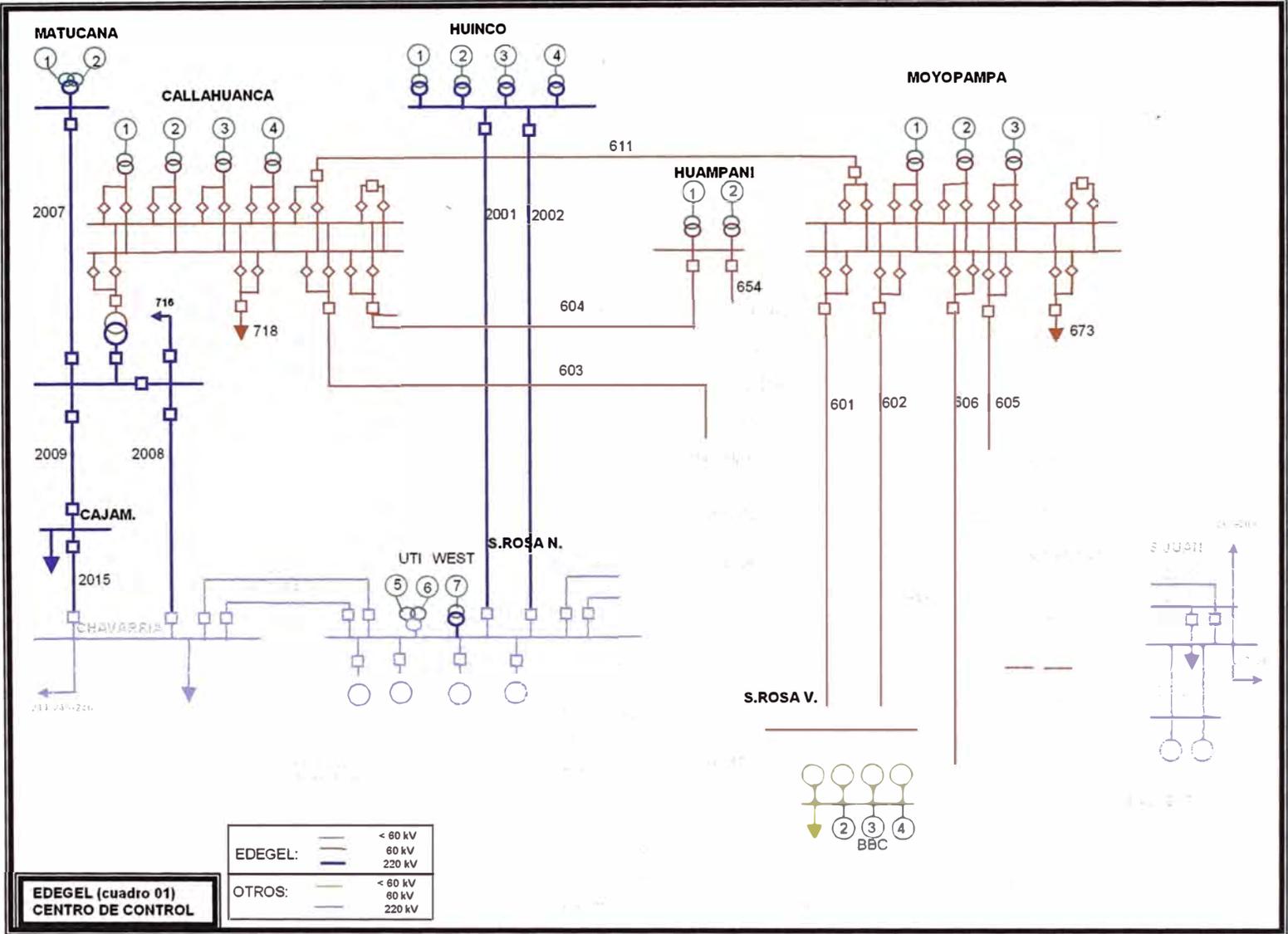
RECOMENDACIONES

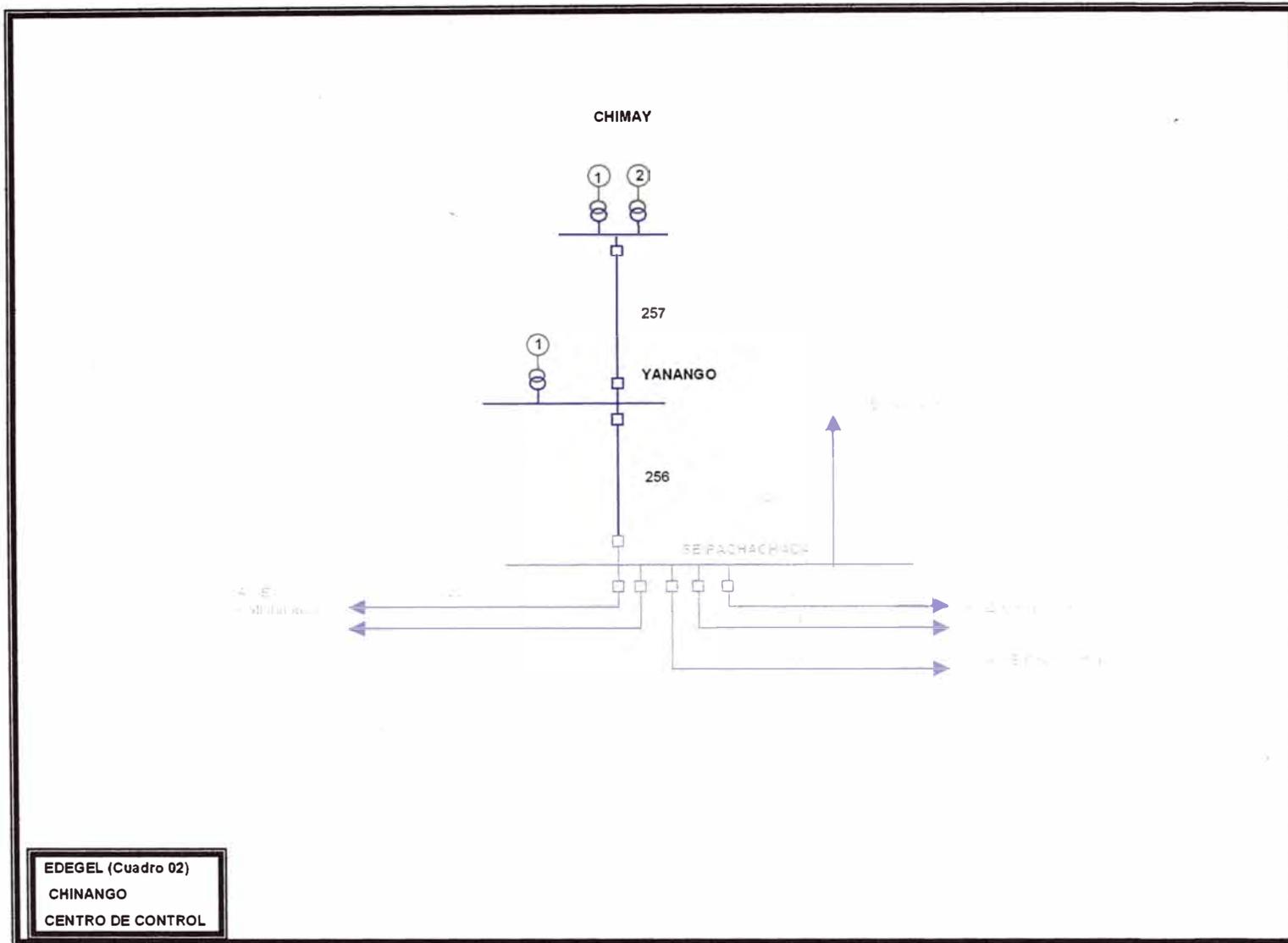
1. Se recomienda realizar un análisis por transmisión de energía reactiva completo del sistema de Huinco, generación, transformación y transmisión, considerando los costos de mantenimiento. En función de los resultados del análisis probablemente se podrá renegociar el precio y/o las condiciones de venta de energía reactiva a una tarifa menos desfavorable.
2. Se recomienda adelantar la inversión para la rehabilitación de las líneas L-2001, L-2002, L-2008 y L-2009, debido a que la rehabilitación de conductores no solamente debe obedecer a un programa de reducción de pérdidas sino también a aspectos de seguridad y de confiabilidad del sistema.

3. Se recomienda al Area de Operaciones operar correctamente las líneas, debido a que dependiendo del tiempo en que estas operen en vacío y a un precio de generación mucho mayor al considerado (50 US\$/MWH), estas pérdidas podrían tornarse significantes.
4. Asimismo, si bien los resultados de las mediciones en la línea L-2007, pudieran parecer coherentes, en el análisis gráfico se ha podido observar que la data involucrada resulta inconsistente. Por tal motivo, se propone revisar también el sistema de medición en la línea L-2007 .
5. Es importante corregir los sistemas de medición de las líneas L-2256, L-2257 y L-2007 para conocer sus verdaderos niveles de pérdida y establecer las medidas correctivas necesarias.
6. Se recomienda implementar un sistema de seguimiento y control de pérdidas en EDEGEL, y de esta manera poder monitorear las mejores obtenidas por la ejecución de los planes de reducción de pérdidas.

ANEXO A

DIAGRAMAS UNIFILARES





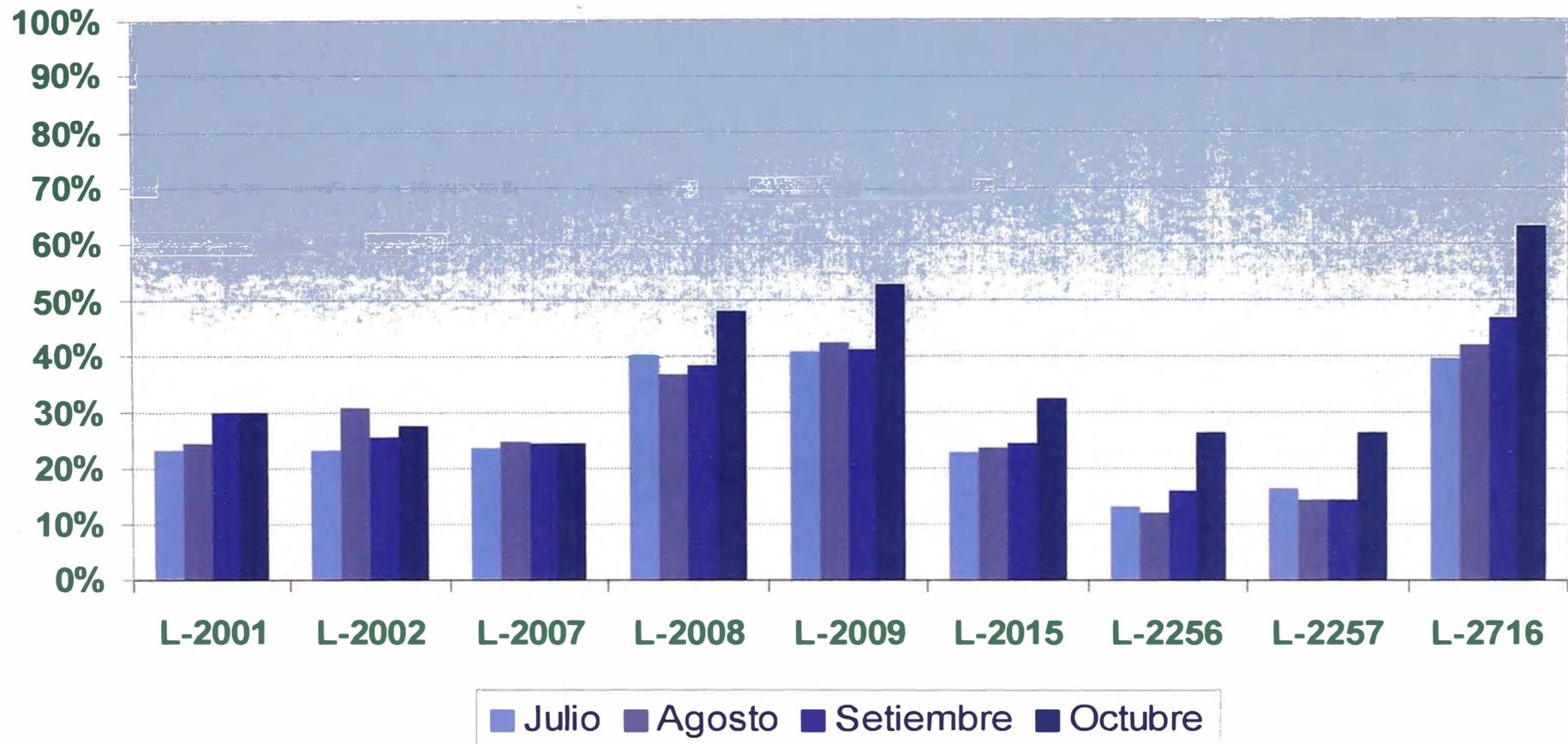
EDEGEL (Cuadro 02)
CHINANGO
CENTRO DE CONTROL

ANEXO B

CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS

Este gráfico de cargabilidad nos muestra el porcentaje de "uso" de las líneas. Se puede observar que en general, para el periodo de análisis de Julio a Octubre de 2005 las líneas se encuentran operando muy por debajo de su capacidad nominal

% Cargabilidad



ANEXO C

ESTADÍSTICA DE PÉRDIDAS

DATOS ESTADÍSTICOS
LÍNEAS DE 220KV - PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR MES
Año 1995

Mes	Línea 207: 215 Km San Juan - Independencia Pisco			Línea 213: 157.5 Km Zapallal - Paramonga			Línea 215: 221.2 Km Paramonga Nueva - Chimbote			Línea 238: 211 Km Chiclayo Oeste - Piura Oeste			ENERGIA TRANSMITIDA MWH	Pérdidas de Energía			
	Total MWH	Joule MWH	Transv. MWH	Total MWH	Joule MWH	Transv. MWH	Total MWH	Joule MWH	Transv. MWH	Total MWH	Joule MWH	Transv. MWH		Total MWH	Ef. Joule MWH	Transv. MWH	Total MWH
Enero	3,654	960	2,694	5,739	2,082	3,657	4,988	1,718	3,270	3,795	308	3,487	158,163	18,176	5,068	13,108	11.49%
Febrero	3,336	907	2,429	4,681	1,376	3,305	3,958	1,000	2,958	3,328	179	3,149	101,196	15,303	3,462	11,841	15.12%
Marzo	3,397	707	2,690	5,895	2,244	3,651	4,625	1,348	3,277	3,723	240	3,483	117,089	17,640	4,539	13,101	15.07%
Abril	4,137	1,439	2,698	5,592	1,910	3,682	4,517	1,258	3,259	3,727	229	3,498	124,306	17,973	4,836	13,137	14.46%
Mayo	3,597	903	2,694	5,135	1,478	3,657	3,993	723	3,270	3,617	130	3,487	106,065	16,342	3,234	13,108	15.41%
Junio	3,263	660	2,603	6,610	3,075	3,535	4,597	1,426	3,171	3,627	255	3,372	160,824	18,097	5,416	12,681	11.25%
Julio	3,193	495	2,698	7,121	3,439	3,682	5,106	1,847	3,259	3,835	337	3,498	179,976	19,255	6,118	13,137	10.70%
Agosto	3,368	674	2,694	6,496	2,839	3,657	4,972	1,702	3,270	3,792	305	3,487	184,078	18,628	5,520	13,108	10.12%
Septiembre	3,257	659	2,598	5,851	2,302	3,549	4,543	1,369	3,174	3,622	246	3,376	165,143	17,273	4,576	12,697	10.46%
Octubre	3,346	647	2,699	5,526	1,863	3,663	4,575	1,312	3,263	3,726	236	3,490	116,893	17,173	4,058	13,115	14.69%
Noviembre	3,440	633	2,607	4,570	1,029	3,541	3,796	632	3,164	3,488	113	3,375	106,583	15,294	2,607	12,687	14.35%
Diciembre	3,596	903	2,693	5,192	1,516	3,676	4,372	1,106	3,266	3,695	201	3,494	132,695	16,855	3,726	13,129	12.70%
Total MWH	41,584	9,787	31,797	68,408	25,153	43,255	54,042	15,441	38,601	43,975	2,779	41,196	1,653,011	208,009	53,160	154,849	12.58%

Nota:

1. Para la proyección de las pérdidas de energía por mes se han considerado factores de corrección estacional de demanda, los cuales se han estimado a partir de los registros de potencia de las líneas, (Enero - Noviembre / 95 Fuente: ETECEN S.A)
2. Para las líneas 207, los factores de corrección para los meses de Enero y Junio, se han estimado en base al promedio de los meses adyacentes.

ANEXO D

CALCULO DE PÉRDIDAS TRANSVERSALES

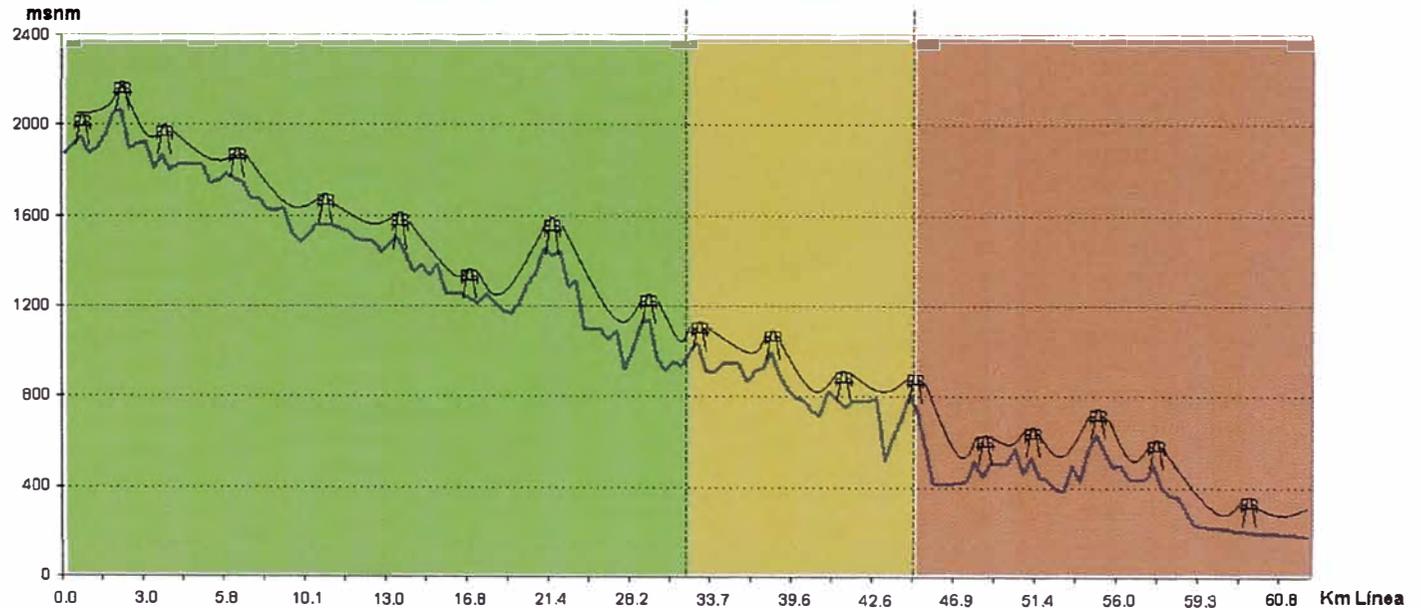
Lineas 2001 / 2002: HUINCO - SANTA ROSA

Variables	Unidades	NIVEL II				NIVEL III		NIVEL IV		
		[2400 - 2000]	[2000 - 1600]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]	[1200 - 800]	[800 - 400]	[1200 - 800]	[800 - 400]	[400 - 0]
Rango de Altura	metros	2200	1600	1400	1000	1000	800	1000	600	200
Altura Media: msnm	metros	0.90	8.10	14.27	8.98	7.30	3.80	0.27	12.37	5.78
Longitud del Tramo	Km	32.23				11.10		18.42		
Total Tramo	Km	32.23				11.10		18.42		
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80	0.80	0.80	0.80	0.70	0.70	0.60	0.60	0.60
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90	0.90	0.90	0.90	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
ρ : Densidad relativa	Sin unidades	0.77	0.81	0.85	0.90	0.89	0.94	0.89	0.94	0.99
Temperatura	°C	20	20	20	20	22	22	22	22	22
Log76	Sin unidades	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88
msnm/18336	Sin unidades	0.12	0.10	0.08	0.05	0.05	0.03	0.05	0.03	0.01
H: Presión barométrica	cm/Hg	57.65	60.62	63.75	67.03	67.03	70.48	67.03	70.48	74.11
D: Diametro Medio Geometrico	cm	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4
r: radio	cm	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LnD/r	Sin unidades	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795
Frecuencia:	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	189.4	199.2	209.4	220.2	202.0	212.4	173.2	182.1	191.5
Pérdidas Corona	Kw/Km	9.8	4.3	1.1	0.0	2.9	0.5	19.8	12.4	6.7
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.2016	0.0889	0.0218	-	0.0603	0.0102	0.4095	0.2552	0.1375
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.2119	0.0992	0.0321	0.0103	0.0707	0.0205	0.4198	0.2655	0.1478

G para Baja Contaminación - usiemens/	0.0479
G para Media Contaminación - usiemens/	0.0535
G para Alta Contaminación - usiemens/	0.2309

Geq de la Línea - usiemens/Km 0.1035
 [Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km] 4.51

Nivel de Contaminación	
Nivel I - Ligero	
Nivel II - Medio	
NIVEL III - Alto	
NIVEL IV - Muy Alto	



Lineas 2007: MATUCANA - CALLAHUANCA

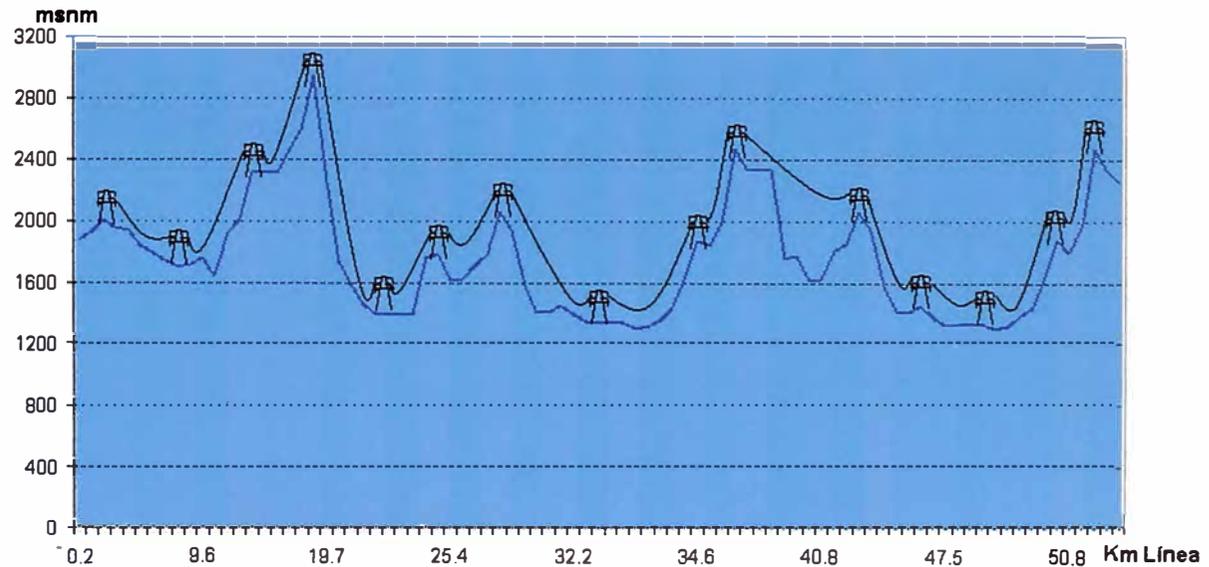
Variables	Unidades	NIVEL I				
		[3200 - 2800]	[2800 - 2400]	[2400 - 2000]	[2000 - 1600]	[1600 - 1200]
Rango de Altura	metros	3000	2600	2200	1800	1400
Altura Media: msnm	metros					
Longitud del Tramo	Km	1.15	5.24	8.45	27.97	10.38
Total Tramo	Km	53.19				
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
σr : Densidad relativa	Sin unidades	0.71	0.75	0.79	0.83	0.87
Temperatura °C		15	15	15	15	15
Log76	Sin unidades	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88
msnm/18336	Sin unidades	0.16	0.14	0.12	0.10	0.08
H: Presión barométrica	cm/Hg	52.14	54.83	57.65	60.62	63.75
D: Diametro Medio Geometrico	cm	851	851	851	851	851
r: radio	cm	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1	1	1
LnD/r	Sin unidades	6.3818	6.3818	6.3818	6.3818	6.3818
Frecuencia:	Hz	60	60	60	60	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	171.7	180.5	189.8	199.6	209.9
Pérdidas Corona	Kw/Km	27.8	17.7	9.8	4.3	1.0
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.5748	0.3650	0.2029	0.0883	0.0207
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.5852	0.3753	0.2133	0.0986	0.0310

G para Baja Contaminación - usiemens/ 0.1414

Geg de la Línea - usiemens/Km 0.1414
 [Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km] 6.34

Nivel de Contaminación

NIVEL I - Ligero



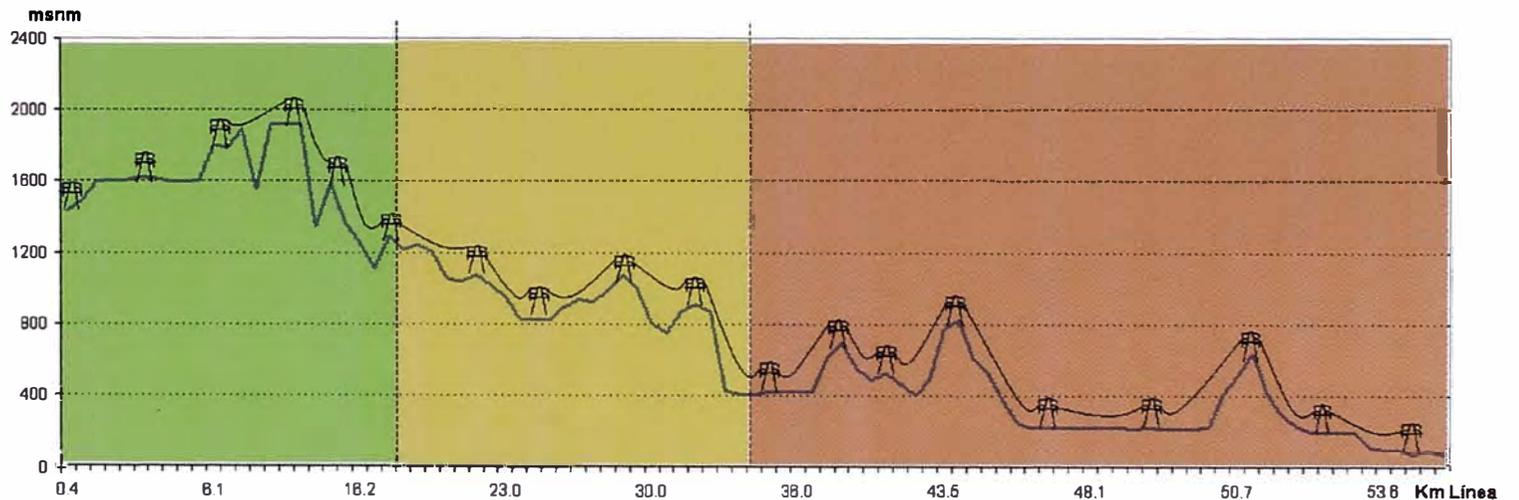
Lineas 2008: CALLAHUANCA - CHAVARRIA

Variables	Unidades	NIVEL II			NIVEL III			NIVEL IV		
		[2000 - 1600]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]	[800 - 400]	[1200 - 800]	[800 - 400]	[400 - 0]
Rango de Altura	metros	1800	1400	1000	1400	1000	600	1000	600	200
Altura Media: msnm	metros	6.38	9.77	1.10	2.50	13.27	1.80	0.12	12.99	7.10
Longitud del Tramo	Km	17.25			17.57			20.21		
Total Tramo	Km	17.25			17.57			20.21		
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80	0.80	0.80	0.70	0.70	0.70	0.60	0.60	0.60
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90	0.90	0.90	0.95	0.95	0.95	0.90	0.90	0.90
ρ : Densidad relativa	Sin unidades	0.81	0.85	0.90	0.85	0.90	0.94	0.89	0.94	0.99
	Temperatura °C	20	20	20	20	20	20	22	22	22
	Log76 Sin unidades	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88
	msnm/18336 Sin unidades	0.10	0.08	0.05	0.08	0.05	0.03	0.05	0.03	0.01
H Presión barométrica	cm/Hg	60.62	63.75	67.03	63.75	67.03	70.48	67.03	70.48	74.11
D: Diametro Medio Geometrico	cm	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4
r: radio	cm	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LnD/r	Sin unidades	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795
Frecuencia:	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	199.2	209.4	220.2	193.4	203.4	213.9	164.0	172.5	181.4
Pérdidas Corona	Kw/Km	4.3	1.1	0.0	6.7	2.5	0.3	28.3	19.4	12.2
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.0889	0.0218	-	0.1376	0.0511	0.0066	0.5843	0.4005	0.2517
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.0992	0.0321	0.0103	0.1479	0.0614	0.0169	0.5946	0.4108	0.2620

G para Baja Contaminación - usiemens/	0.0555
G para Media Contaminación - usiemens	0.0692
G para Alta Contaminación - usiemens/r	0.3597

Geq de la Línea - usiemens/Km 0.1716
 [Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km] 7.80

Nivel de Contaminación	
NIVEL II - Medio	
NIVEL III - Alto	
NIVEL IV - Muy Alto	



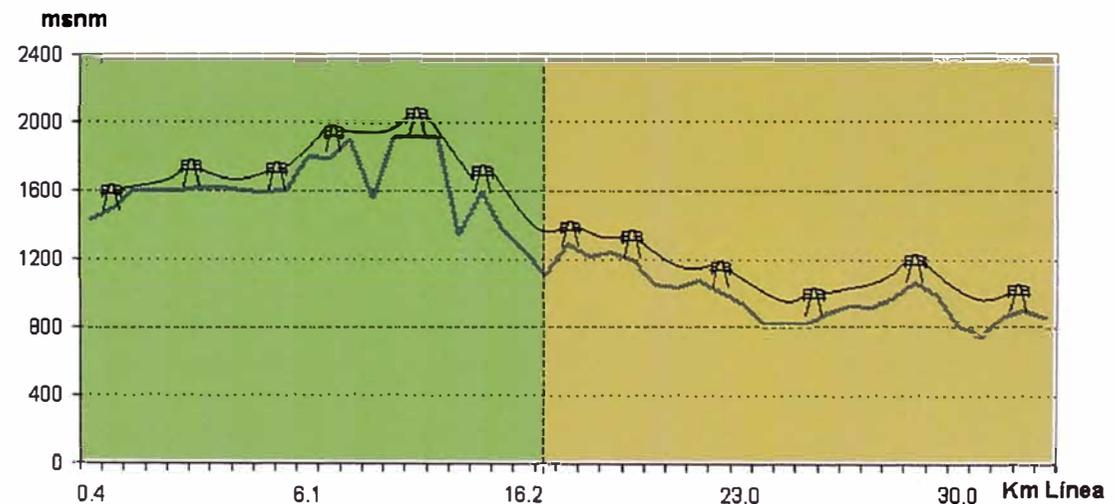
Lineas 2009: CALLAHUANCA - CAJAMARQUILLA

Variables	Unidades	NIVEL II			NIVEL III		
		[2000 - 1600]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]	[800 - 400]
Rango de Altura	metros	1800	1400	1000	1400	1000	600
Altura Media: msnm	metros	6.38	9.77	1.10	2.50	13.27	1.80
Longitud del Tramo	Km	17.25			17.57		
Total Tramo	Km						
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80	0.80	0.80	0.70	0.70	0.70
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90	0.90	0.90	0.95	0.95	0.95
σ_r : Densidad relativa	Sin unidades	0.81	0.85	0.90	0.85	0.90	0.94
Temperatura	°C	20	20	20	20	20	20
Log76	Sin unidades	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88
msnm/18336	Sin unidades	0.10	0.08	0.05	0.08	0.05	0.03
H: Presión barométrica	cm/Hg	60.62	63.75	67.03	63.75	67.03	70.48
D: Diametro Medio Geometrico	cm	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4	938.4
r: radio	cm	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1	1	1	1
LnD/r	Sin unidades	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795	6.4795
Frecuencia:	Hz	60	60	60	60	60	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	199.2	209.4	220.2	193.4	203.4	213.9
Pérdidas Corona	Kw/Km	4.3	1.1	0.0	6.7	2.5	0.3
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.0889	0.0218	-	0.1376	0.0511	0.0066
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.0992	0.0321	0.0103	0.1479	0.0614	0.0169

G para Baja Contaminación - usiemens/Km	0.0555
G para Media Contaminación - usiemens/Km	0.0692

Geq de la Línea - usiemens/Km	0.0624
[Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km]	3.02

Nivel de Contaminación	
NIVEL II - Medio	
NIVEL III - Alto	



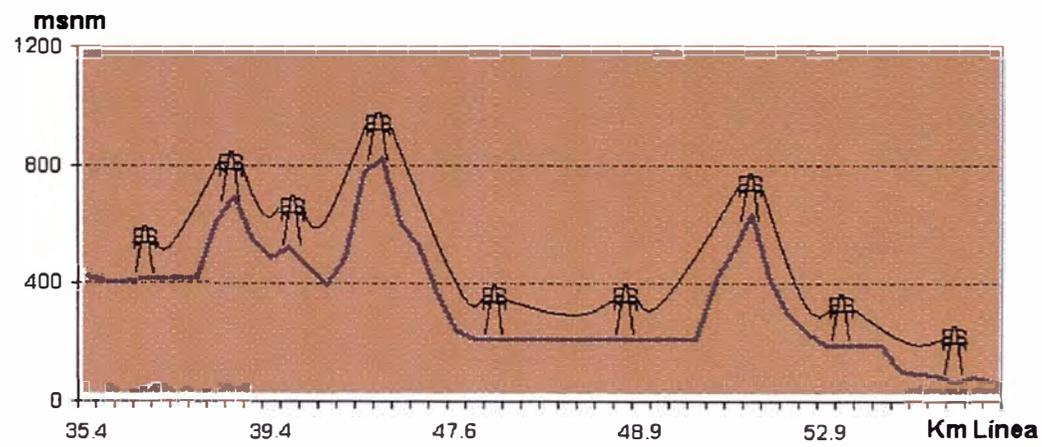
Lineas 2015: CAJAMARQUILLA - CHAVARRIA

Variables	Unidades	NIVEL IV		
		[1200 - 800]	[800 - 400]	[400 - 0]
Rango de Altura	metros	1000	600	200
Altura Media: msnm	metros			
Longitud del Tramo	Km	0.12	12.90	7.10
Total Tramo	Km	20.12		
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.60	0.60	0.60
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.95	0.95	0.95
ρ_r : Densidad relativa	Sin unidades	0.89	0.94	0.99
Temperatura	°C	22	22	22
Log76	Sin unidades	1.88	1.88	1.88
msnm/18336	Sin unidades	0.05	0.03	0.01
H: Presión barométrica	cm/Hg	67.03	70.48	74.11
D: Diametro Medio Geometrico	cm	938.4	938.4	938.4
r. radio	cm	1.4	1.4	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1
LnD/r	Sin unidades	6.4795	6.4795	6.4795
Frecuencia:	Hz	60	60	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	173.2	182.1	191.5
Pérdidas Corona	Kw/Km	19.8	12.4	6.7
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.4095	0.2552	0.1375
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.4198	0.2655	0.1478

G para Alta Contaminación - usiemens/Km 0.2249

Geq de la Línea - usiemens/Km 0.2249
 [Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km] 10.39

Nivel de Contaminación
 NIVEL IV - Muy Alto



Lineas 2716: PURUNHUASI - CALLAHUANCA

Variables	Unidades	NVEL I - Ligero
Rango de Altura	metros	[1200 - 1600]
Altura Media: msnm	metros	1400
Longitud del Tramo	Km	6.38
Total Tramo	Km	6.38
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80
mt Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90
ρ_r : Densidad relativa	Sin unidades	0.85
Temperatura °C		20
Log76	Sin unidades	1.88
msnm/18336	Sin unidades	0.08
H: Presión barométrica	cm/Hg	63.75
D: Diametro Medio Geometrico	cm	938.4
r: radio	cm	1.4
n: Conductores por fase	Sin unidades	1
LnD/r	Sin unidades	6.4795
Frecuencia:	Hz	60
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	209.4
Pérdidas Corona	Kw/Km	1.1
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.0218
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.0321

G para Alta Contaminación - usiemens/Km	0.0321
---	--------

Geq de la Línea - usiemens/Km	0.0321
--------------------------------------	---------------

[Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km]	1.05
---------------------------------------	------

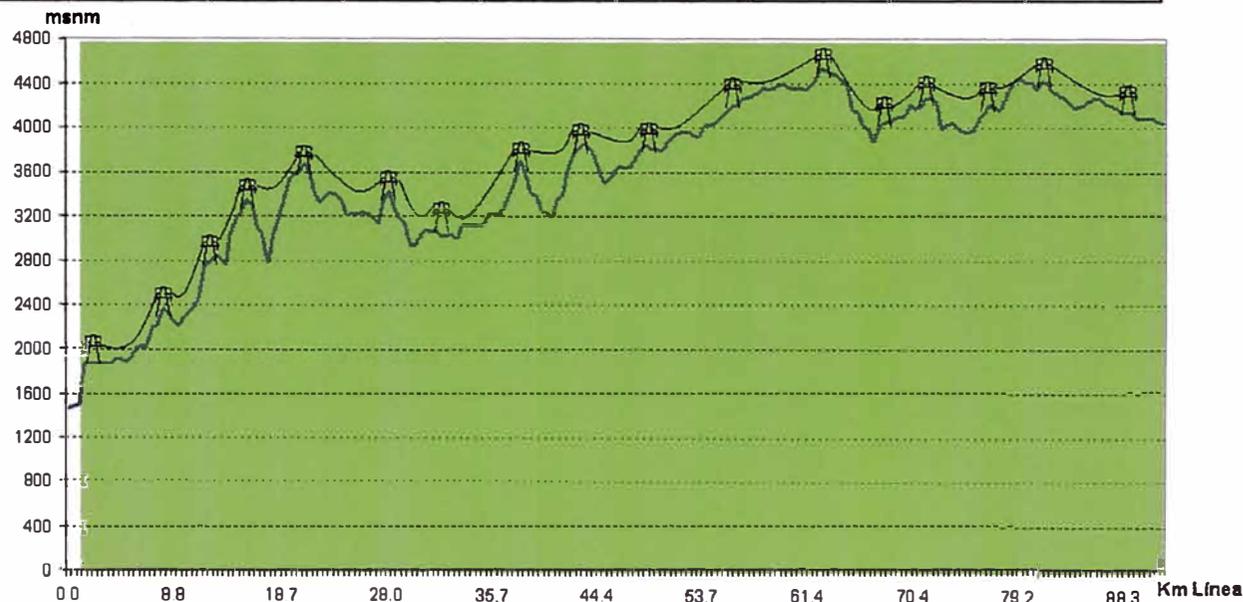
Lineas 2256: YANANGO - PACHACHACA

Variables	Unidades	NIVEL II								
		[4600 -4000]	[4000 - 3600]	[3600 - 3200]	[3200 -2800]	[2800 - 2400]	[2400 - 2000]	[2000 - 1600]	[1600 - 1200]	
Rango de Altura	metros	4300	3800	3400	3000	2600	2200	1800	1400	
Altura Media msnm	metros	31.28	14.27	17.79	11.76	3.12	6.10	3.39	1.30	
Longitud del Tramo	Km	89.01								
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	
Dr: Densidad relativa	Sin unidades	0.61	0.65	0.69	0.72	0.76	0.80	0.84	0.88	
	Temperatura °C	10	10	10	10	10	10	10	10	
	Log76 Sin unidades	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	1.88	
	msnm/18336 Sin unidades	0.23	0.21	0.19	0.16	0.14	0.12	0.10	0.08	
	H: Presión barométrica cm/Hg	44.29	47.16	49.59	52.14	54.83	57.65	60.62	63.75	
D: Diametro Medio Geometrico	cm	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1191	
r: radio	cm	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	
n: Conductores por fase	Sin unidades	1	1	1	1	1	1	1	1	
LnD/r	Sin unidades	6.6235	6.6235	6.6235	6.6235	6.6235	6.6235	6.6235	6.6235	
Frecuencia:	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	169.2	180.2	189.5	199.2	209.5	220.3	231.7	243.6	
Pérdidas Corona	Kw/Km	31.4	18.2	10.1	4.5	1.1	0.0	0.0	0.0	
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.6497	0.3750	0.2097	0.0922	0.0224	-	-	-	
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	0.0103	
G1 + G2	usiemens/Km	0.6601	0.3854	0.2200	0.1026	0.0327	0.0103	0.0103	0.0103	

G para Media Contaminación - usiemens/Km 0.3537

Geq de la Línea - usiemens/Km 0.3537
 [Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km] 16.6173

Nivel de Contaminación
NIVEL II - Medio



Lineas 2257: CHIMAY - YANANGO

Variables	Unidades	NIVEL I		
		[2000 - 1600]	[1600 - 1200]	[1200 - 800]
Rango de Altura	metros	1800	1400	1000
Altura Media: msnm	metros	7.13	22.01	0.35
Longitud del Tramo	Km	29.49		
Total Tramo	Km	8.00	8.00	8.00
mc: Factor de rugosidad del conductor	Sin unidades	0.90	0.90	0.90
mt: Factor debido al estado Higométrico del aire	Sin unidades	0.82	0.86	0.90
ρ_r : Densidad relativa	Sin unidades	18	18	18
Temperatura °C		1.88	1.88	1.88
Log76	Sin unidades	0.10	0.08	0.05
msnm/18336	Sin unidades	60.62	63.75	67.03
H: Presión barométrica	cm/Hg	1191	1191	1191
D: Diametro Medio Geometrico	cm	1.6	1.6	1.6
r: radio	cm	1	1	1
n: Conductores por fase	Sin unidades	6.6235	6.6235	6.6235
LnD/r	Sin unidades	60	60	60
Frecuencia:	Hz	2252.8	2368.9	2490.9
Tensión Crítica Disruptiva: Uc	Kv	0.0	0.0	0.0
Pérdidas Corona	Kw/Km	0.5	0.5	0.5
Pérdidas en Aisladores	Kw/Km	-	-	-
G1 (Efecto corona)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103
G2 (Fuga de Corriente en Aisladores)	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103
G1 + G2	usiemens/Km	0.0103	0.0103	0.0103

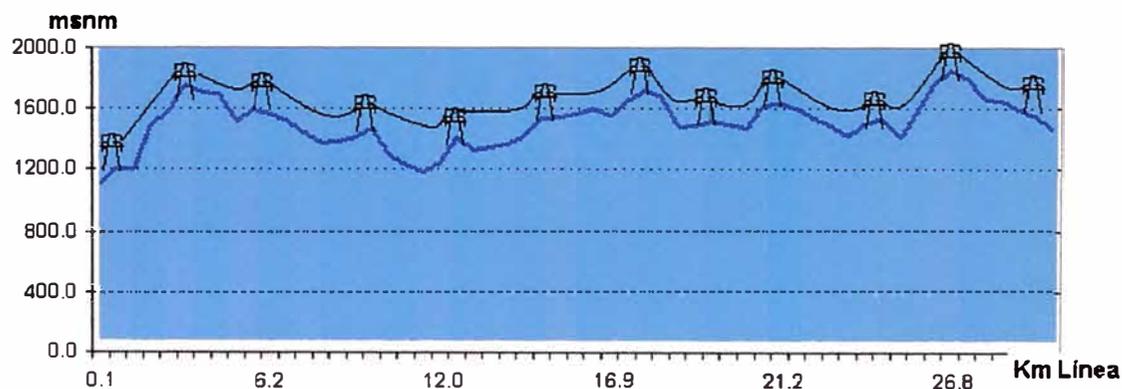
G para Media Contaminación - usiemens/Km 0.0103

Geg de la Línea - usiemens/Km 0.0103

[Pérdidas Corona en la línea - Kw/Km]

Nivel de Contaminación

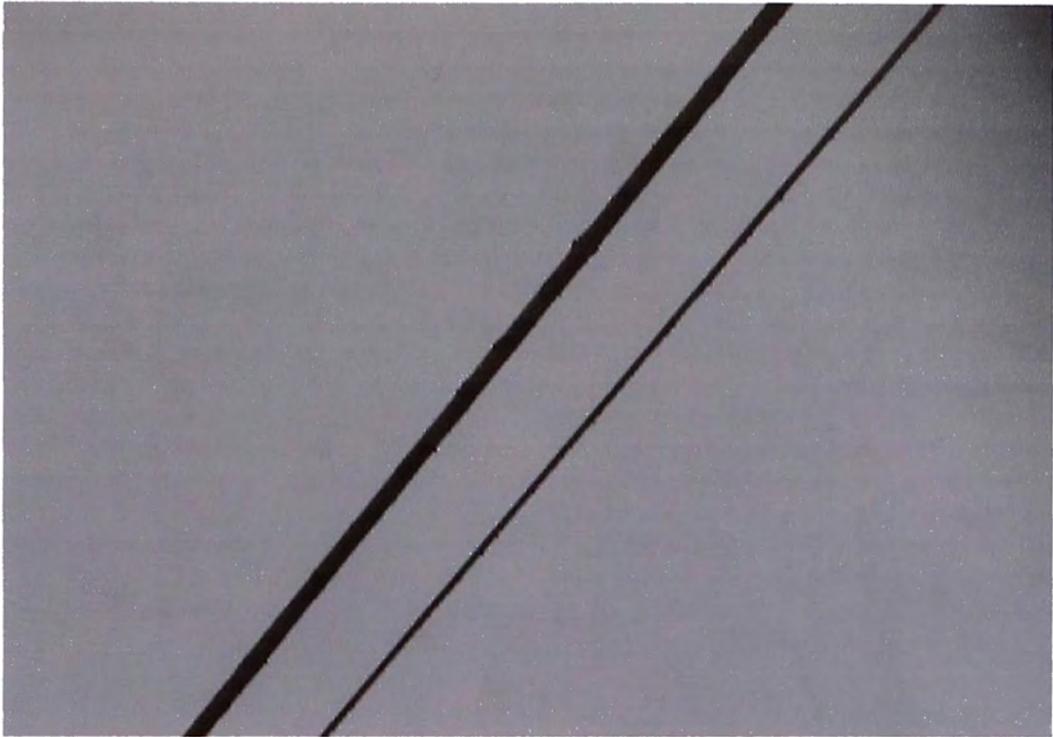
NIVEL I - Ligero



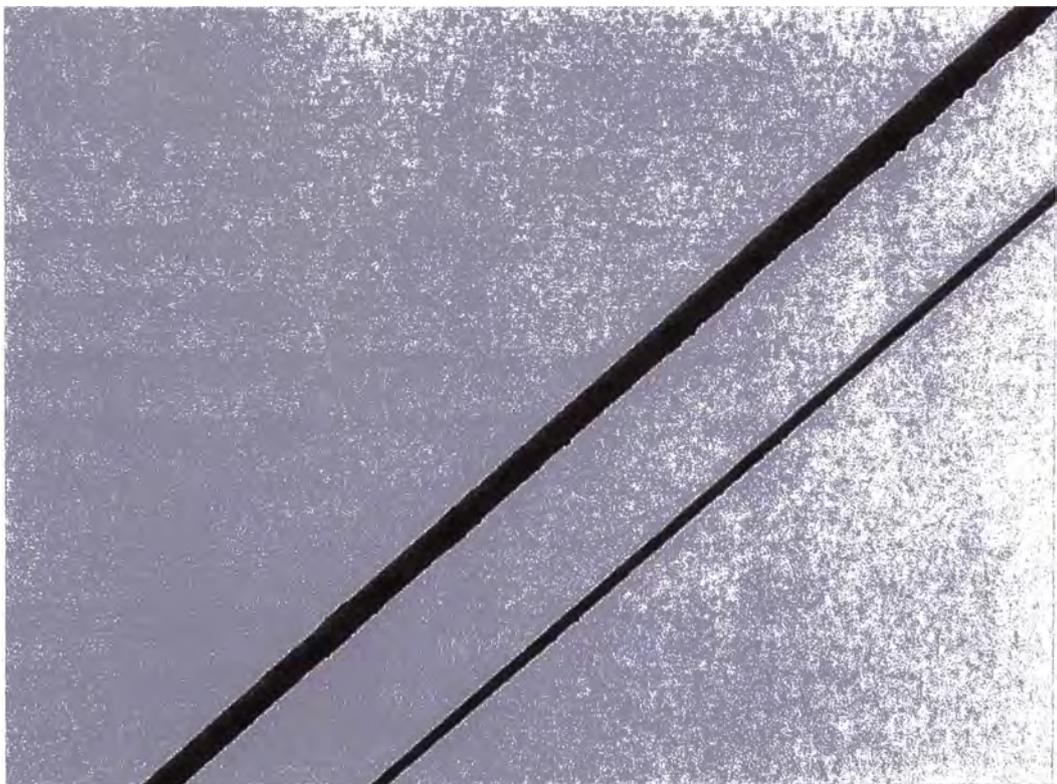
ANEXO E

**FOTOGRAFÍAS DE LAS
LÍNEAS**

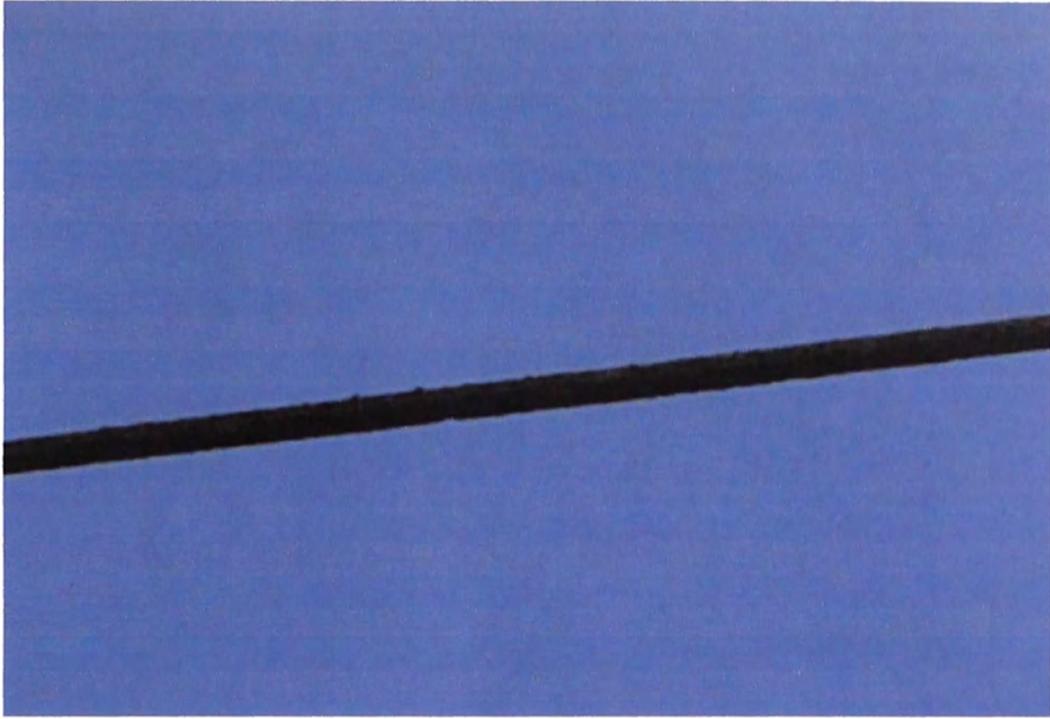
L-2001/2002/2008/2015



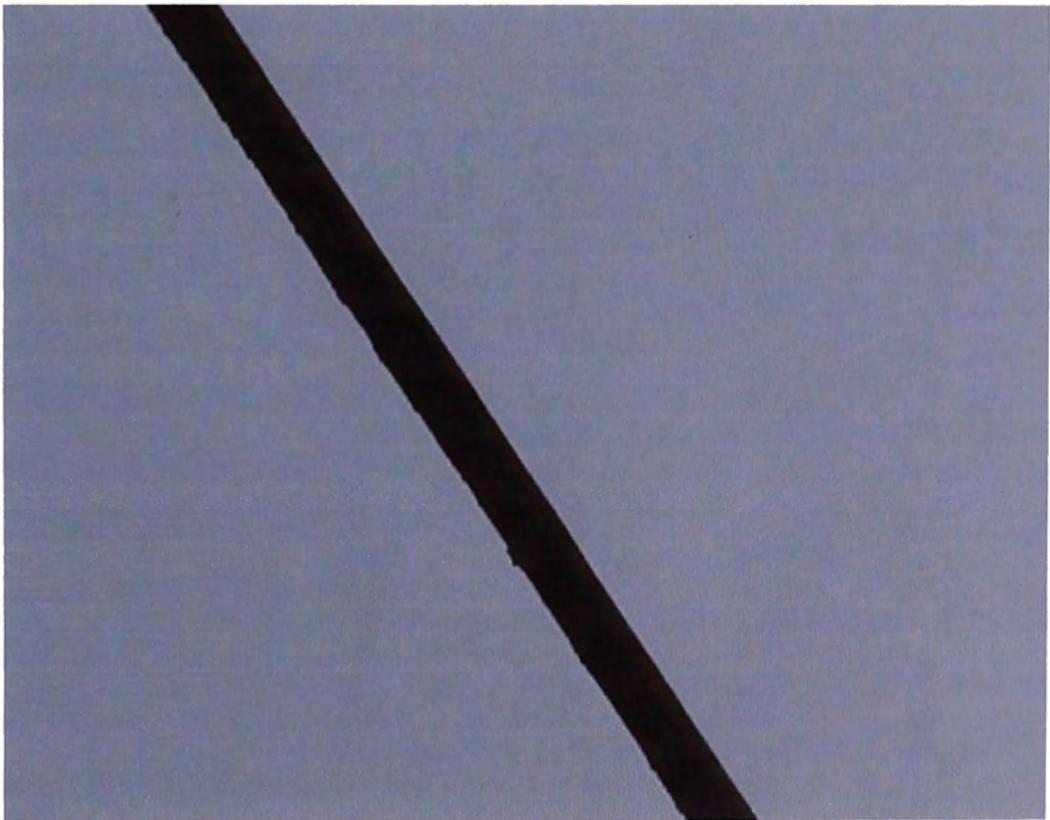
L-2001 T-128 / T-129 - El Agustino



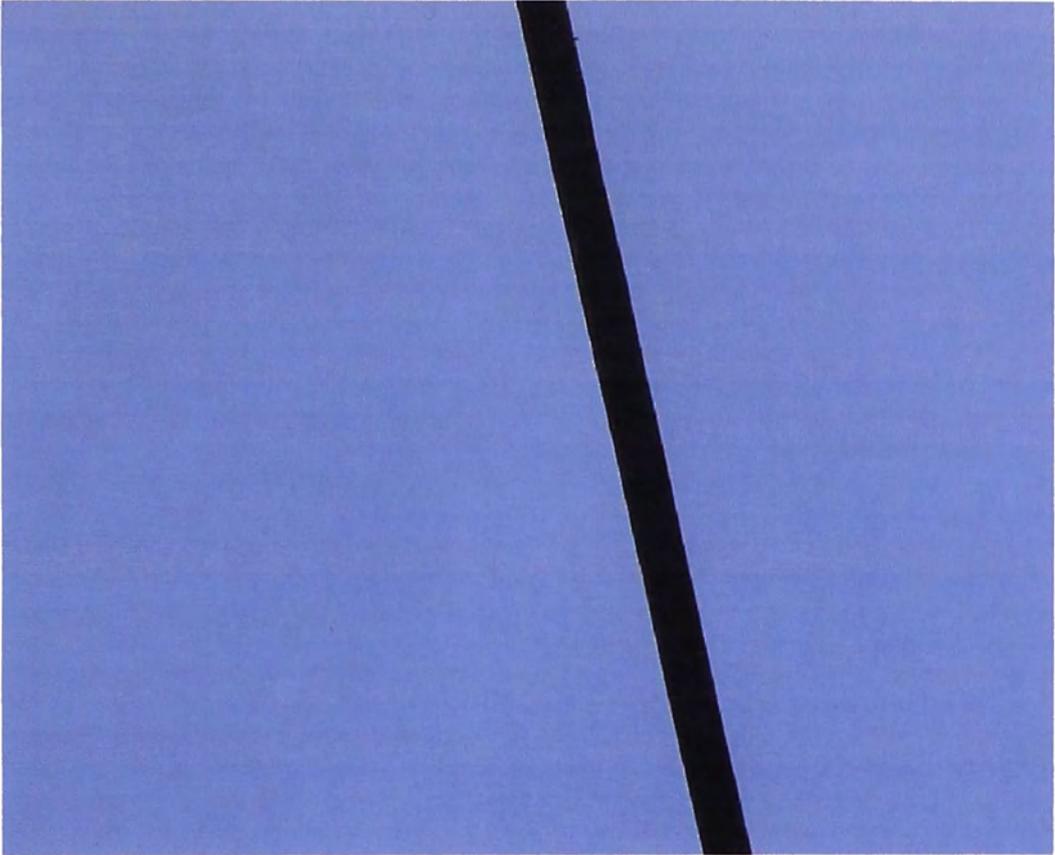
L-2002 T-128 / T-129 - El Agustino



L 2001 T-107 / T-108 - Cajamarquilla



L 2008 P-60 / P-61 – San. Juan de L.



L2015 T-78 / T-79 - Totus

BIBLIOGRAFIA

- [1] Organización Latinoamericana de Energía, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas" – Colombia, 1990.
- [2] DESSAU INC., "Estudio para la reducción de pérdidas y Efectos Salinos en el Sistema de Transmisión Costero de S.A 220 Kv" – Perú, 1996.
- [3] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., "Análisis de Sistemas de Potencia", North Carolina State University – USA, 1999.
- [4] DESSAU INC., "Elaboración del Diseño, Construcción y Monitoreo de una Estación de Pruebas para Materiales Alternativos de Líneas de Transmisión en 220 kV" – Perú, 1999.
- [5] Verónica Beatriz Cortez Silva, "Señal de Precios para la Potencia Reactiva en Mercados descentralizados y Competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile - Chile, 2003.
- [6] COES SINAC, "Reconocimiento de Costos por Regulación de Tensión en Barras del SINAC" – Perú, 2001.
- [7] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control" , Electric Power Research Institute – Canadá, 1994.