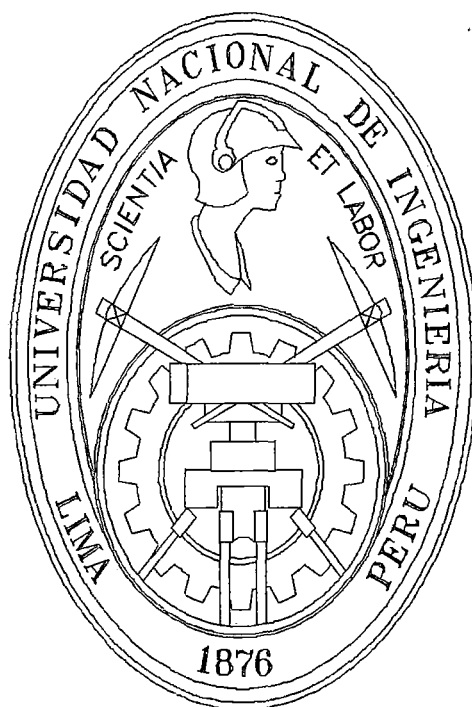


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LAS
REDES ELÉCTRICAS DE ELECTRONOROESTE
S.A. UTILIZANDO FLUJO DE POTENCIA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

OSCAR MARTÍN PINEDA REÁTEGUI

PROMOCIÓN 2005-I

LIMA – PERU

Digitalizado por:

2007

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

INDICE

	Página
PRÓLOGO	01
CAPITULO I	03
INTRODUCCIÓN	
CAPITULO II	06
CONSIDERACIONES GENERALES	
2.1 GENERALIDADES	07
2.1.1 Influencias y Consecuencias de las Pérdidas de Energía Eléctrica	13
2.1.1.1 En la gestión técnica-administrativa de las Empresas	14
2.1.1.2 El orden social	15
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	16
2.2.1 Pérdidas Técnicas	16
2.2.2 Pérdidas no técnicas	20
2.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS	21
2.3.1 Factores Característicos de la Carga	22
2.3.2 Pérdida de Potencia y Energía en las Líneas	24
2.3.3 Pérdida de Potencia y Energía en los Transformadores de Potencia y Distribución	25
2.3.4 Flujos de Potencia	27
2.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTRONOROESTE S.A.	27
2.4.1 Subsistema de Subtransmisión	28
2.4.2 Subsistema de Distribución Primaria	35
2.4.3 Subsistema de Distribución Secundaria	40
2.5 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	45
2.5.1 Diagrama de flujo del Subsistema de Subtransmisión	46
2.5.2 Diagrama de flujo del Subsistema de Distribución Primaria	47
2.5.3 Diagrama de flujo del Subsistema de Distribución Secundaria	48

CAPITULO III	49
DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS	
3.1 SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISION	49
3.1.1 Balance de Energía	49
3.1.2 Flujos de Potencia	56
3.2 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	60
3.1.1 Balance de Energía	60
3.1.2 Flujos de Potencia	60
3.3 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	65
3.3.1 Determinación y Selección de la Muestra	65
3.3.2 Factores de Carga, Pérdida y Potencia	69
3.3.3 Pérdidas de Potencia y Energía	72
3.3.4 Cálculo de las Pérdidas de Potencia y Energía	72
3.3.5 Resumen de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (BT)	87
CAPITULO IV	90
ANÁLISIS TÉCNICO	
4.1 SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISION	90
4.2 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	91
CAPITULO V	94
ANÁLISIS ECONÓMICO	
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	108

ANEXOS

ANEXO N° 01:

SITUACIÓN ACTUAL DE SISTEMA ELÉCTRICO

A. SUBTRASMISIÓN

- a.1 Diagrama Unifilar de ELECTRONOROESTE S.A.**
- a.2 Parámetros Eléctricos de las Líneas de Subtransmisión y Transformadores de Potencia**
- a.3 Esquemas eléctricos modelados en el software de flujos de potencia Network Analysis and Planning**

B. DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

- b.1 Diagrama Unifilar de cinco alimentadores MT de la Unidad de Negocio Piura**
- b.2 Diagrama Topológico Unidad de Negocio Piura**

C. DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

- c.1 Temáticos de las Unidades de Negocios**
- c.2 Diagramas de Carga Representativos**

ANEXO N° 02:

RESUMEN DE RESULTADOS

A. SUBTRASMISIÓN

- a.1 Pérdidas Técnicas en Líneas de Subtransmisión**
- a.2 Pérdidas Técnicas en Transformadores de Subtransmisión**
- a.3 Pareto Líneas de Subtransmisión**
- a.4 Pareto Transformadores de Subtransmisión**
- a.5 Resumen Pérdidas Técnicas en Subtransmisión**

B. DISTRIBUCIÓN

- b.1 Pérdidas Técnicas en Distribución**
- b.2 Pareto Subsistema de Distribución Primaria**
- b.3 Pareto Subsistema de Distribución Secundaria**

C. PÉRDIDAS TOTALES

PRÓLOGO

Las pérdidas de energía es un problema que aqueja a todas las empresas eléctricas del Perú, a unas en mayor grado que a otras; las empresas eléctricas pierden miles de nuevos soles por concepto de pérdidas de energía, muchas no cuentan con un programa de reducción de pérdidas y en el peor de los casos aun no han cuantificado sus pérdidas por efecto Joule (Pérdidas Técnicas).

En el presente trabajo de tesis se cuantifica las pérdidas por efecto Joule en los tres niveles de tensión (AT, MT y BT) de la empresa de Distribución de Energía Eléctrica ELECTRONOROESTE S.A., para cuantificar las mismas se ha utilizando los flujos de potencia; el sistema eléctrico de ELECTRONOROESTE S.A. está conformado por los Subsistemas de: Subtransmisión (Alta Tensión), Distribución Primaria (Media tensión) y Distribución Secundaria (Baja Tensión). A la fecha ELECTRONOROESTE S.A. se encuentra en el 2do lugar de las empresas del grupo Distriluz y en el 15avo. lugar a nivel nacional del ranking de las empresas con mayores pérdidas totales de distribución.

Este trabajo de tesis pretende proporcionar un instrumento que permitirá solucionar de manera sistemática, el problema de las pérdidas de energía eléctrica en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión.

Para un mejor entendimiento, el trabajo de tesis se ha dividido en cinco capítulos; en el Capítulo I se describe brevemente el origen de las pérdidas totales de energía dando un alcance general de las mismas; en el Capítulo II se detalla la situación actual del sistema eléctrico de ELECTRONOROESTE S.A., también se describe los parámetros eléctricos y el procedimiento utilizados en el cálculo de las pérdidas por efecto Joule; en el capítulo III se determina las pérdidas de energía por efecto Joule mediante flujos de potencia y la estimación de las pérdidas totales mediante el balance de energía; finalmente en el Capítulo IV y V se hace un análisis técnico y económico de los resultados obtenidos, el cual culmina en las conclusiones y recomendaciones para la toma de decisiones de inversión.

La determinación de las pérdidas por efecto Joule o Pérdidas Técnicas, se ha realizado mediante una evaluación de la situación actual del Sistema eléctrico de la empresa y utilizando dos softwares de Ingeniería. El modelamiento de la red de Alta Tensión se ha realizado en el software de Ingeniería Network Analysis and Planning (NAP), las redes de Media Tensión han sido modeladas por Alimentador en el software CYMDIST y las redes de BT han sido modeladas también en el software CYMDIST, pero considerando el volumen de la información a trabajar no se ha modelado todas las redes de baja tensión; se ha seleccionado una muestra de 141 SED's (Subestaciones de Distribución) las cuales han sido modelados en el CYMDIST, se desarrolló previamente un interfase MAXIMUS II (*) – CYMDIST para el modelamiento de las redes BT.

(*) Sistema Georeferenciado de ELECTRONOROESTE S.A.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El problema de las pérdidas totales de energía radica especialmente en la gestión de las empresas eléctricas, es decir en la eficiencia y optimización de los recursos; prácticamente las pérdidas no técnicas no existen en los países industrializados, donde las estas son cercanas a cero.

Las pérdidas de energía pueden ser técnicas (pérdidas por efecto Joule) y no técnicas; las pérdidas por efecto Joule se cuantifican mediante estudios de redes que se basan en el modelamiento de la red a evaluar, para lo cual se tiene una serie de consideraciones referidas al entorno donde opera la red, el tipo de sistema, las características eléctricas de sus conductores, etc.

Las pérdidas no técnicas, se dan generalmente a nivel de la distribución; éstas son más difíciles de cuantificar, por lo que son halladas a partir de las pérdidas totales del sistema y de las pérdidas técnicas.

Para poder discriminar las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales, es necesario determinar las pérdidas por efecto Joule; la exactitud en la determinación de las pérdidas técnicas dependerá de la confiabilidad de la información técnica de las redes

eléctricas existente, así como también del uso de herramientas computacionales que permitan simplificar los cálculos. El mayor volumen de pérdidas se concentra en distribución; los efectos de las pérdidas de energía aquejan, en menor o mayor grado, a todas las compañías eléctricas de nuestro país. La eficiencia productiva de una empresa eléctrica es el resultado de adecuadas políticas de expansión y operación de sus sistemas eléctricos.

A fin de conocer el desagregado de pérdidas totales de distribución (Técnicas y No Técnicas), se hace necesario desarrollar el estudio del diagnóstico de Pérdidas Técnicas, considerando que a la fecha no se ha realizado la evaluación y diagnóstico de las pérdidas de Media Tensión ni Alta Tensión y que las pérdidas totales de distribución y Alta Tensión son conocidas únicamente por medición porque son calculadas mensualmente por Balance de Energía.

El conocer de forma desagregada las pérdidas nos permitirá orientar las acciones a fin de promover su reducción. El programa de reducción de pérdidas se puede enmarcar dentro de la concepción moderna del planeamiento energético, el cual considera tan importantes las medidas de conservación de la energía, como la búsqueda de nuevos recursos energéticos.

El reducir el porcentaje de las pérdidas por efecto Joule generalmente demanda de grandes inversiones para poder llegar a los valores estándar, pero si se conocen los puntos críticos, con pequeñas inversiones en lugares estratégicos es posible la

reducción de un importante volumen de energía perdida y se puede recuperar dicha inversión en un corto plazo.

Para efectos de familiarizarnos con los términos usados en la industria eléctrica, cuando se haga mención a las Pérdidas Técnicas nos estaremos refiriendo a las pérdidas por efecto Joule.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES GENERALES

Un programa de reducción de pérdidas comprende fundamentalmente dos procesos:

Estimación.- Encontrar el valor de las pérdidas totales del sistema, así como las causadas en las diferentes Unidades de Negocio (UN), por subsistemas que la componen. También se trata de estimar la contribución de las diferentes causas al monto global, elaboración de Paretos para determinar la contribución de los elementos de cada Subsistema.

Control.- Consiste en la implantación de medidas enfocadas a lograr la atenuación de las causas de las pérdidas técnicas hasta lograr un nivel óptimo de pérdidas.

Las pérdidas de energía totales se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente el valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.

Para lograr una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el balance mensual, llevar a cabo balances para el año en curso y para los últimos doce meses ya que el comportamiento de la carga no es similar en las épocas de verano e invierno, de esta manera poder observar la evolución de las pérdidas totales.

La clasificación de las subestaciones de distribución por medio de su eficiencia en la conducción de energía eléctrica (Paretos) permite identificar aquellos que producen más pérdidas eléctricas. En efecto el valor absoluto de las pérdidas (y por lo tanto valores en porcentaje de las mismas) identifican con exactitud las subestaciones menos eficientes.

El nivel óptimo de las pérdidas totales se logrará necesariamente cuando se tenga una alta eficiencia administrativa (pérdidas no técnicas cercanas a cero) ya que la reducción de las pérdidas técnicas, existiendo un alto índice de pérdidas no técnicas, no tiene sentido.

El control de las pérdidas de energía en un trabajo a largo plazo, ya que implica la planificación del crecimiento de nuestro sistema. El área encargada de la planificación y el área encargada de determinar las pérdidas de energía deben trabajar en conjunto y así poder tener un sistema más eficiente en un futuro.

2.1 GENERALIDADES

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que ha azotado a las empresas eléctricas, ya sea en el marco socioeconómico o de necesidad de racionalización del uso de la energía. Es evidente que toda acción que estimule la eficiencia en la producción y distribución, como en el uso posterior de la energía eléctrica, contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión.

La desinversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no solo conduce a un deterioro en la calidad de servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas, tanto las técnicas como las no técnicas.

La eficiencia en la gestión y la optimización de los recursos debe ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de una empresa eléctrica. La definición de planes específicos sobre reducción de pérdidas dependerá del país y de cada sistema. El diagnóstico y la evaluación de las mismas permitirá determinar con la mayor precisión las causas y las acciones correctivas a implementar. A continuación se presenta el escenario existente en ELECTRONOROESTE S.A. (Figura N° 2.1) donde se aplicará el balance de energía para la determinación de las Pérdidas Totales en BT, MT y AT.

a. Balance de energía Subsistema de Subtransmisión

Líneas de Subtransmisión

$$\text{Pérdidas en Líneas AT} = \sum M1 - \sum M2$$

Transformadores de Potencia

$$\text{Pérdidas en Transformadores AT/MT} = \sum M2 - \sum M3$$

b. Balance de energía Subsistema de Distribución Primaria

Líneas y Transformadores de Distribución

$$\text{Pérdidas en Distribución Primaria} = \sum M3 - \sum M4 - \sum M5 \quad (1)$$

c. Balance de energía Subsistema de Distribución Secundaria

$$\text{Pérdidas Totales en BT} = \sum M5 - (\sum M6 + \sum M7 + \sum M8)$$

(1) Las pérdidas en los transformadores de distribución se discrimina por flujos de potencia.

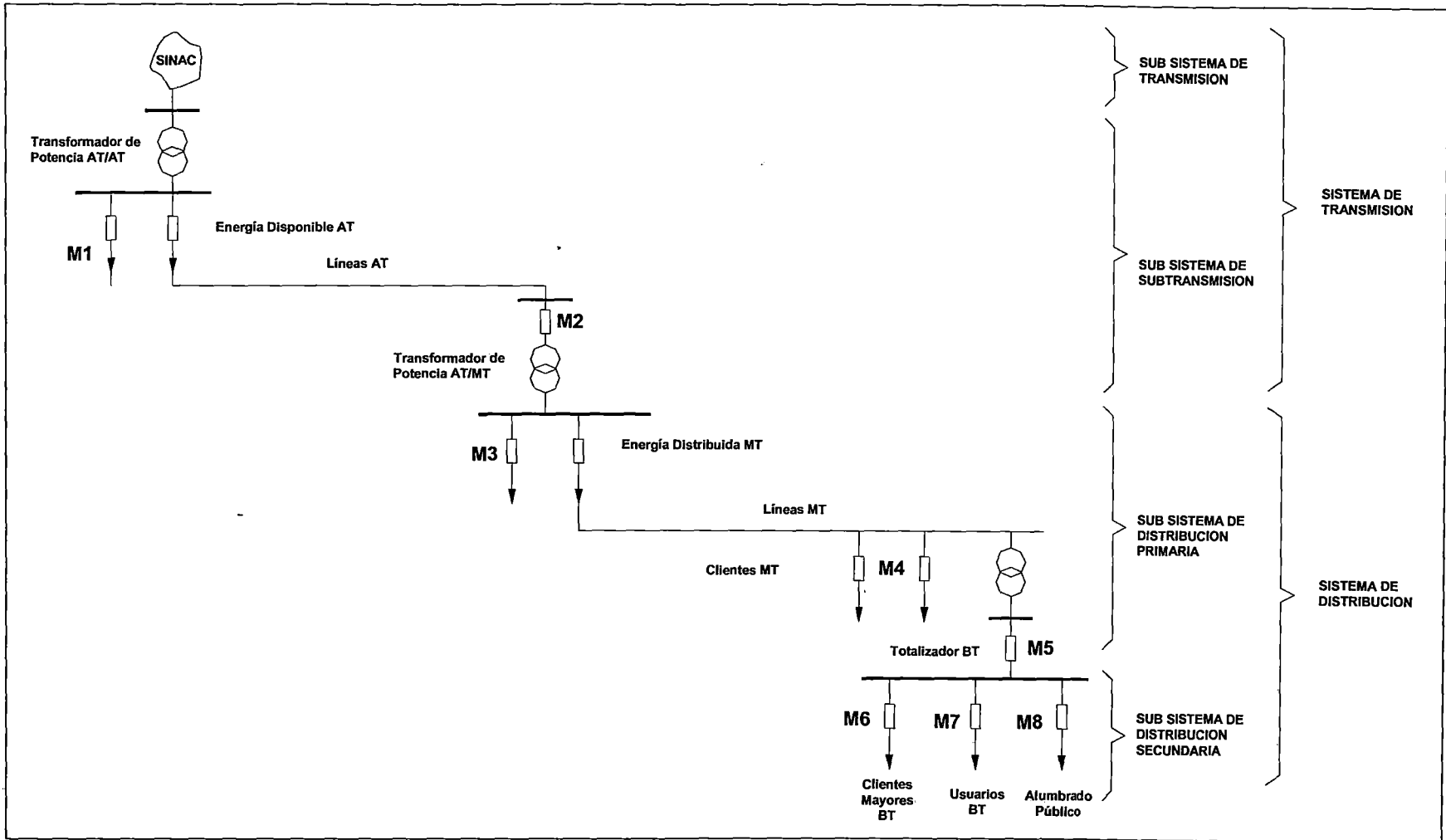


FIGURA N° 2.1 Esquema Eléctrico de ELECTRONOROESTE S.A.

Los gráficos mostrados a continuación (Figura N° 2.2) y la tabla N° 2.1 indican el porcentaje de pérdidas reales y reconocidas por la GART de energía a partir de 1993, tanto a nivel nacional como en cada empresa concesionaria.

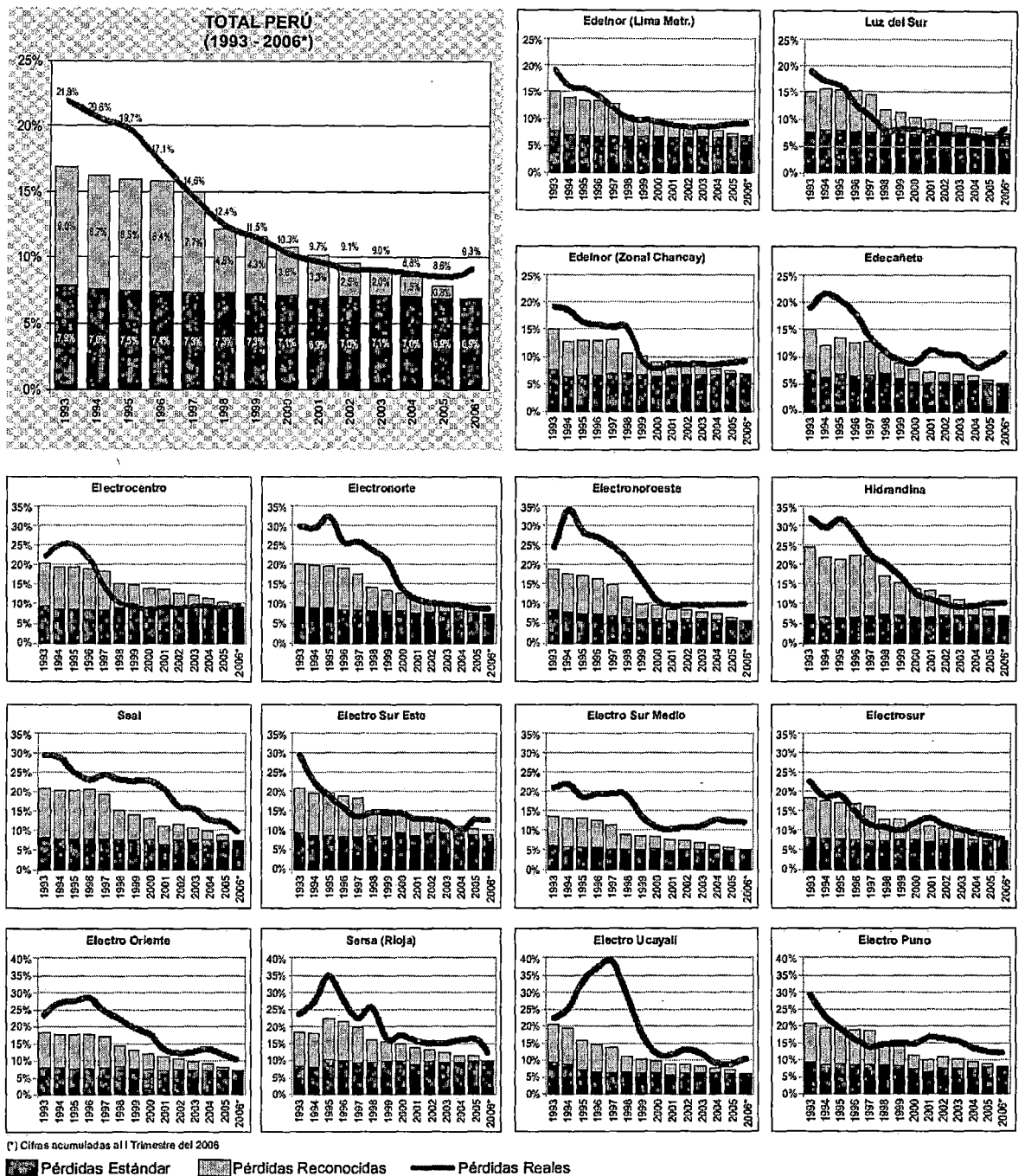


Figura N° 2.2 Pérdidas Totales y Reconocidas por la GART

ELECTRONOROESTE S.A. (ENOSA) se encuentra en el 2do. Lugar dentro de las empresas con mayores pérdidas del Grupo Distriluz y en el 15avo lugar a nivel nacional, como se, muestra a continuación en los siguientes gráficos (Figura N° 2.3, 2.4 y Tabla N° 2.1).

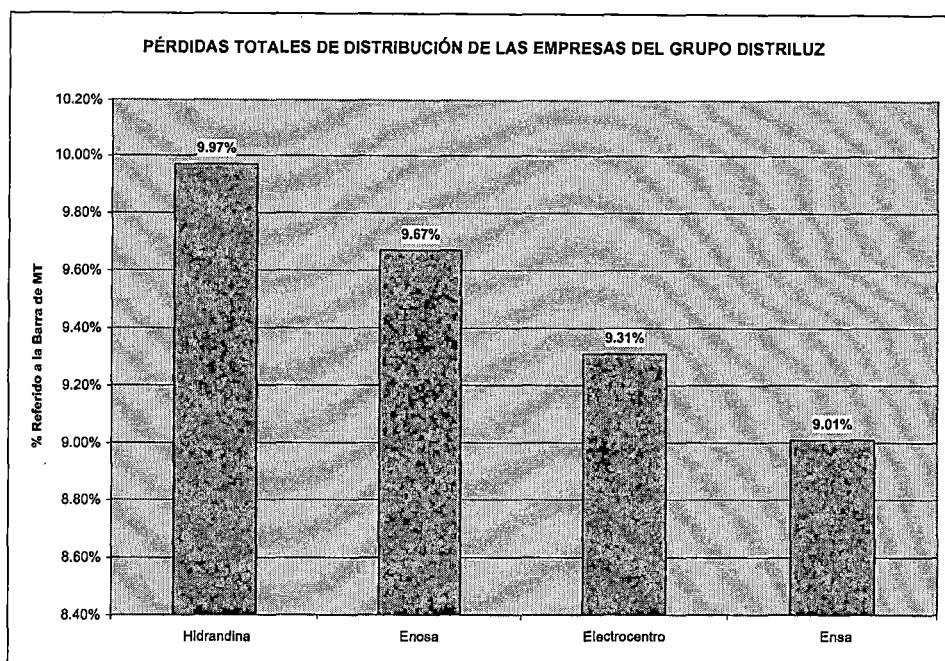


Figura N° 2.3 Pérdidas Totales de Distribución Jul 2005 – Jul 2006 del Grupo Distriluz

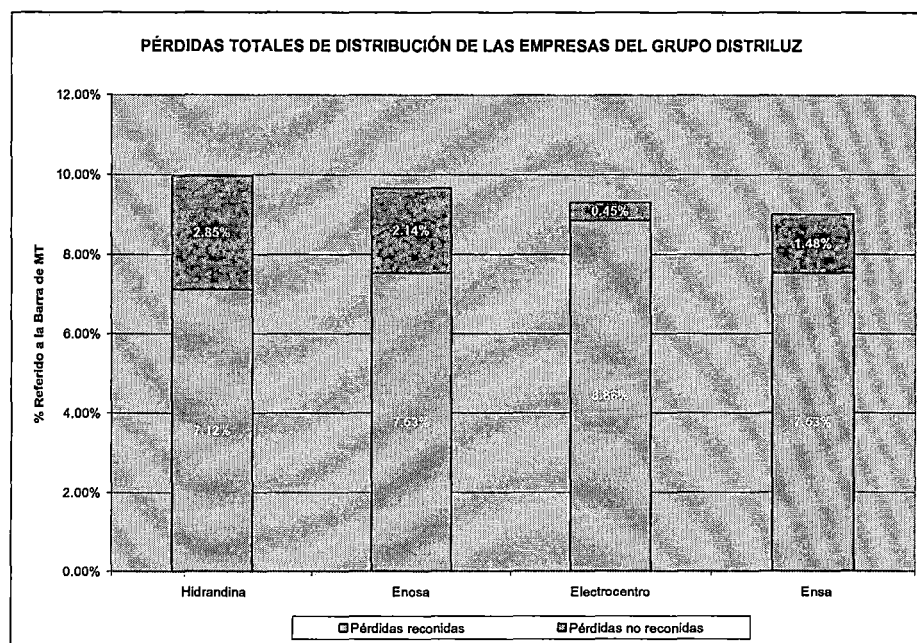


Figura N° 2.4 Pérdidas Totales y Reconocidas de Distribución Jul 2005 – Jul 2006 del Grupo Distriluz

Tabla N° 2.1 Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución

ITEM	DISTRIBUIDORAS	II Trim. 2005	II Trim. 2006	REDUCCION(%)
		PÉRDIDAS (%)	PÉRDIDAS (%)	
01	Electro Tocache	20.40%	15.30%	-5.10%
02	Electro Sur Medio	14.10%	11.40%	-2.70%
03	Emseusa	13.80%	11.60%	-2.20%
04	Seal	12.30%	10.20%	-2.10%
05	Sersa	16.40%	14.50%	-1.90%
06	Electro Oriente	11.60%	10.90%	-0.70%
07	Electro Puno	13.00%	12.40%	-0.60%
08	Chavimochic	6.30%	5.80%	-0.50%
09	Electrosur	8.80%	8.40%	-0.40%
10	Edelnor	8.70%	8.40%	-0.30%
11	Electronorte	9.40%	9.20%	-0.20%
12	Luz del Sur	7.30%	7.10%	-0.20%
13	Coelvisa	2.00%	1.90%	-0.10%
14	Emsemsa	23.00%	23.10%	0.10%
15	Electronoroeste	9.50%	9.60%	0.10%
16	Electrocentro	8.90%	9.30%	0.40%
17	Hidrandina	9.40%	9.90%	0.50%
18	Electro Pangoa	9.00%	9.50%	0.50%
19	Edecañete	6.90%	8.60%	1.70%
20	Electro Ucayali	8.80%	10.50%	1.70%
21	Electro Sur Este	10.10%	12.30%	2.20%
Promedio Perú		8.80%	8.50%	-0.30%

Las pérdidas totales en el sistema eléctrico de ELECTRONOROESTE S.A. han evolucionado según lo mostrado en la figura N° 2.5.

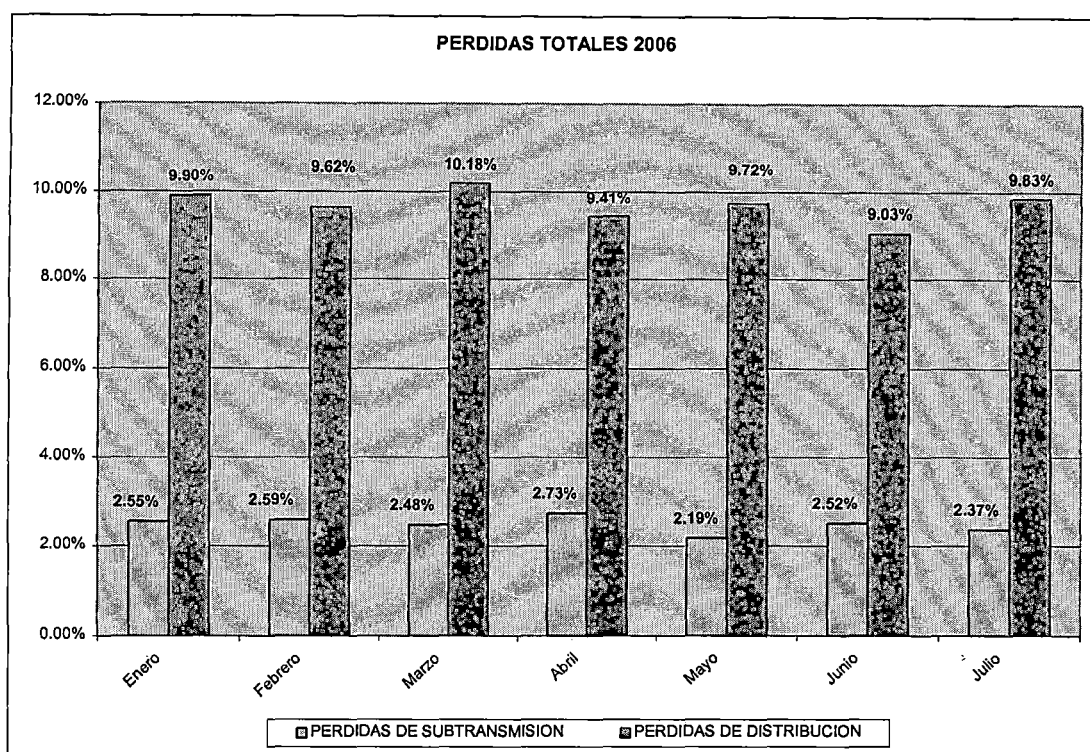


Figura N° 2.5 Evolución de las Pérdidas Totales en ELECTRONOROESTE S.A.

El porcentaje de pérdidas de cada empresa es un indicador de su eficiencia, éste representa una pérdida financiera a la empresa. En él influyen muchos factores, los mismos que deben ser controlados, pero para realizarlo es necesario conocer por qué, donde y en qué se producen las pérdidas de energía.

2.1.1 Influencias y Consecuencias y las Pérdidas de Energía Eléctrica.

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión de energía eléctrica. En cada

elemento, y debido a diferentes causas, se producen pérdidas de energía que son consecuencia de la eficiencia limitada de las máquinas eléctricas estáticas y rotativas, así como también de los diversos equipos instalados para facilitar el transporte y utilización de la energía. Las pérdidas se manifiestan como calor disipado y aunque la energía eléctrica que se deriva por ellas no se aprovecha, sí forma parte de la energía generada en el sistema. El nivel de pérdidas técnicas aumenta a medida que el voltaje de las redes disminuye, con lo que la mayor proporción de pérdidas en el sistema Generación - Utilización ocurre en la red de distribución.

Las pérdidas de energía eléctrica consiste en un problema que puede ser controlado si la empresa distribuidora de energía así lo decide. Las influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente se tienen las exponemos a continuación.

2.1.1.1 En la gestión técnica-administrativa de las empresas.

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la empresa. Por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas las etapas de la distribución de energía hasta la entrega al usuario. Con esto podrá establecer criterios y políticas que conlleven a un control de forma permanente de las mismas y con ellos reducirlas a valores mínimos.

La falta de control de las pérdidas de energía tiene el siguiente efecto preponderante sobre la parte técnico - económico:

- Mayor compra de energía.

- Costos Operativos Altos
- Menor capacidad de carga.

Como se sabe la demanda crece a un cierto nivel, así que para solucionar este crecimiento se deben realizar inversiones las mismas que requieren recursos pero éstos son escasos.

El problema de no ejecutar los proyectos y planes de reducción de pérdidas, produce en el personal de la empresa un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia. Facilitando así al degradamiento de los procedimientos y los controles.

2.1.1.2 El orden social

El incremento de las pérdidas de energía eléctrica está fuertemente relacionando con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios bajos.

La crisis económica actual ha ocasionado que los usuarios pongan en práctica nuevos métodos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo de esta manera las redes de distribución.

La apropiación indebida de la energía eléctrica, motiva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pagos de consumo se vean incitados a realizar actos penados por la ley.

Este tipo de problemas se da generalmente en las zonas marginales de las ciudades, pero no solo son los usuarios masivos si no también las industrias y el comercio, donde la modalidad característica del acto ilícito consiste en el manipuleo de los sistemas de medición, es decir una intervención ilícita técnicamente más calificada.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Una de las principales preocupaciones de las empresas eléctricas es la evaluación del nivel de pérdidas técnicas en el área de concesión, en todos los niveles de tensión, de manera que permita tener identificadas y se pueda definir mecanismos necesarios para su reducción en cada nivel.

En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que son las técnicas y las no técnicas.

2.2.1 Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero es posible reducir éstas a niveles aceptables según los planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas principalmente se presentan por efecto Joule al transportar energía desde los puntos de entrega hasta los puntos de utilización. A partir de los diagramas de carga de las Líneas de Subtransmisión, Alimentadores MT, Subestaciones de Distribución y las características eléctricas de las redes es posible estimar las perdidas de energía.

La estimación de las pérdidas de energía no es sencilla ya que requiere de un importante volumen de información sobre descripción de las redes y características de las cargas que no siempre está disponible en las propias empresas distribuidoras o no están actualizadas, lo que conlleva a mayores errores en la estimación de las pérdidas técnicas.

La mejor estrategia para obtener una reducción en los niveles de pérdidas técnicas consiste en realizar una adecuada planificación y expansión de los sistemas eléctricos, buscando minimizar el costo social neto del sistema llegando a un punto en el que cualquier reducción adicional en el nivel de pérdidas sea compensada con los costos asociados a esa propia reducción.

Se plantea adoptar las siguientes medidas para reducir las pérdidas técnicas en nuestro sistema eléctrico:

- Diagnóstico del estado del sistema.
- Predicción adecuada de la demanda. (Área de Planeamiento)
- Revisión de criterios de planificación. (Área de Planeamiento)
- Compensación del factor de potencia.
- Reconfiguración de la red.
- Mejora del equilibrio de carga en las fases.
- Respuesta en carga de transformadores.
- Gestión de la demanda. (Área Comercial)

De estudios realizados sobre pérdidas de energía, se ha tenido como resultado que la parte de distribución primaria y secundaria es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas. Los factores que influyen al incremento de las pérdidas técnicas son los que se muestra en la Figura N° 2.6:

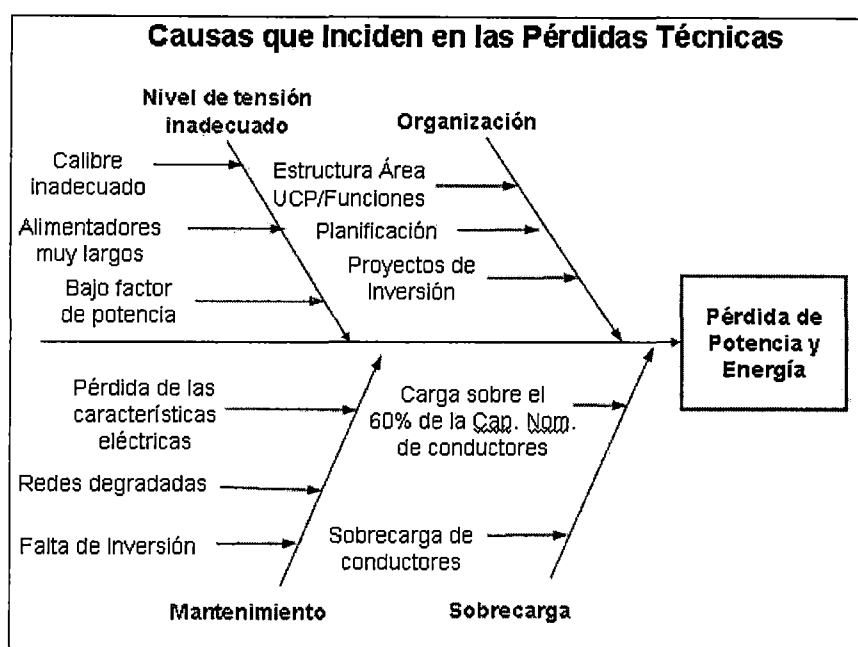


Figura N° 2.6 Diagrama Causa Efecto de las Pérdidas Técnicas

Estos factores que son las principales causas del elevado nivel de pérdidas técnicas, puede ser contrareestado de la siguiente manera:

CAUSA	SOLUCION
Nivel de Tensión Inadecuado	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el calibre de conductores. - Reparto de carga entre SED's ⁽¹⁾ aledañas. - Compensación reactiva.
Organización	<ul style="list-style-type: none"> - El área de UCP ⁽²⁾ debe tener una estructura sólida y las funciones de su personal orientados en la reducción de pérdidas. - Planificar el crecimiento de la población (crecimiento de la carga). - Capacitar al personal. - Programas de concientización al personal.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Cambiar redes en mal estado - Invertir en mantenimiento, hasta un límite permitido por la tarifa.

Clasificación de las Pérdidas Técnicas

Se pueden establecer distintas clasificaciones de las Pérdidas Técnicas:

Según la función del elemento que las causa:

- Pérdidas por transformación:

En transformadores de potencia AT/MT.

En transformadores de distribución MT/BT.

- Pérdidas por transporte:

(1) Subestaciones de Distribución

(2) Unidad de Control de Pérdidas

En Líneas de Transmisión.

En alimentadores primarios (MT) y secundarios (BT).

Según la causa que las origina:

- Pérdidas por efecto corona (Se considera para niveles de tensión superior a 80 KV).
- Pérdidas por efecto Joule (depende de la carga).
- Pérdidas por corrientes parásitas e Histéresis.

Según su relación con la demanda:

- Pérdidas asociadas a la variación de la demanda o pérdidas en carga.
- Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente con la carga del sistema o pérdidas en vacío. También se denominan pérdidas fijas (efecto corona, corrientes parásitas e Histéresis).

2.2.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas representan la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas; las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo, no constituyen una pérdida real de energía eléctrica, pero suponen que la empresa distribuidora reciba una menor retribución por la prestación del servicio.

Las pérdidas no técnicas se deben fundamentalmente a los siguientes motivos:

- Descalibración de contadores de energía por desgaste o errores de calibración.
- Descalibración intencionada de contadores efectuada por un consumidor.
- Puenteado de contadores.
- Averías en contadores.
- Errores de facturación a consumidores.
- Sustracción de energía por personas no registradas como consumidor en la empresa eléctrica.

La estimación de las pérdidas no técnicas requiere de la estimación previa de la energía total disponible y de las pérdidas técnicas, obteniéndose las primeras por diferencia. Además de su estimación es necesario desagregar las pérdidas no técnicas según su distribución geográfica con el fin de detectar las áreas en las que es necesario realizar un proceso de control del fraude e implantar las oportunas medidas preventivas y educativas.

2.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

En cada etapa del transporte de energía se producen pérdidas. Las pérdidas técnicas aunque son inevitables, su magnitud puede reducirse a valores aceptables realizando inversiones en puntos estratégicos una vez que se tengan identificados.

2.3.1 Factores característicos de la Carga

La información de la carga y su comportamiento se obtiene de las mediciones realizadas (diagramas de carga) en:

- Subestaciones de Potencia (AT)
- Alimentadores MT
- Subestaciones de Distribución (BT)

Estas mediciones se utilizan para obtener los factores característicos de la carga tales como: Factor de carga, factor de pérdidas y factor de potencia. Estos factores son indispensables determinarlos puesto que son utilizados en el cálculo de las pérdidas técnicas.

- **Factor de Carga:**

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{MD \times T} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

P_i : Potencia instantánea

t_i : Periodo donde ocurre P_i

MD: Máxima demanda

T : Tiempo total

- **Factor de Pérdidas**

Es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas durante un determinado periodo.

$$fp = \frac{KWh_{loss}}{KW_{loss} \times t} \dots\dots\dots (2)$$

También es posible estimar el factor de pérdidas con la siguiente relación cuadrática:

$$fp = k \times FC + (1 - k) \times FC^2 \dots\dots\dots (3)$$

Se debe cumplir lo siguiente:

$$FC^2 < fp < FC$$

Donde:

KWh_{loss} : Pérdidas de energía en un periodo t

KW_{loss} : Máxima Demanda de Pérdidas de Potencia

t : Periodo de evaluación de las pérdidas de Energía

k : Factor característico del sistema a evaluar.

k [0.15, 0.30]

k = 0.30 Para Baja Tensión

k = 0.20 Para Media Tensión

k = 0.225 Para Alta Tensión

$$fp = 0.3FC + 0.8FC^2 \quad \text{Para Baja Tensión}^{(*)}$$

- **Factor de Potencia**

$$FP = \cos \phi = \frac{KW}{KVA} \dots\dots\dots (4)$$

(*) Según lo indicado en el procedimiento para el cálculo de pérdidas técnicas de energía en baja tensión.

2.3.2 Pérdida de Potencia y Energía en las Líneas

- Pérdidas en Carga

Son las pérdidas que están asociadas a la variación de la demanda, son aquellas que son proporcional al cuadrado de la corriente que circula por los elementos de conducción (efecto Joule). Se calcula mediante la siguiente relación:

$$P_{loss}^L = R \times I^2 \dots\dots\dots (5)$$

$$kWh_{loss}^L = \frac{P_{loss}^L \times fp \times t}{1000} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

P_{loss}^L : Pérdida de potencia en watts

R : Resistencia en ohmios (Ω) del conductor o cable.

I : Corriente que circula por el conductor o cable

kWh_{loss}^L : Pérdidas de energía del elemento.

t : Periodo de evaluación

fp : Factor de Pérdidas

- Pérdidas en Vacío

Son pérdidas técnicas que no dependen de las variaciones de voltaje, éstas dependen del nivel de tensión de la línea. Estas pérdidas se consideran despreciables para niveles de tensión inferiores a 80 kV, por lo cual no son materia de estudio del presente trabajo.

2.3.3 Pérdida de Potencia y Energía los Transformadores de Potencia y Distribución

- Pérdidas en Carga

Así como en el caso de las líneas también están asociados a la variación de la demanda y representa el calor disipado por las bobinas de los transformadores de potencia y distribución, también son conocidas como pérdidas en el cobre. Éstas se calculan usando la siguiente relación:

$$P_{loss}^{CU} = fu^2 \times P_{CU} \dots\dots\dots (7)$$

$$fu = \frac{PI}{MD} \dots\dots\dots (8)$$

$$kWh_{loss}^{CU} = P_{loss}^T \times fp \times t \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

P_{loss}^{CU} : Pérdida de potencia en el cobre a una carga determinada.

P_{CU} : Pérdidas en el cobre con $fu=1$ (Dato de Placa)

f_u : Factor de Utilización

PI : Potencia Instalada (kVA)

MD : Máxima Demanda (kVA)

kWh_{loss}^{CU} : Pérdidas de energía en el cobre

t : Periodo de evaluación

fp : Factor de Pérdidas

- Pérdidas en Vacío

Son pérdidas que no dependen de la demanda, están asociados con la tensión aplicada y tiene relación con la corriente de excitación de la maquina estática; estas pérdidas también son llamadas perdidas en el hierro o perdidas en vacío.

El valor se obtiene de datos de placa del transformador. Las pérdidas de energía se determina utilizando la siguiente relación:

$$kWh_{loss}^{Fe} = P_{VACIO} \times t$$

Donde:

P_{VACIO} : Pérdidas de potencia en el hierro (Dato de placa)

kWh_{loss}^{Fe} : Pérdidas de energía en el hierro

t : Dato de Placa

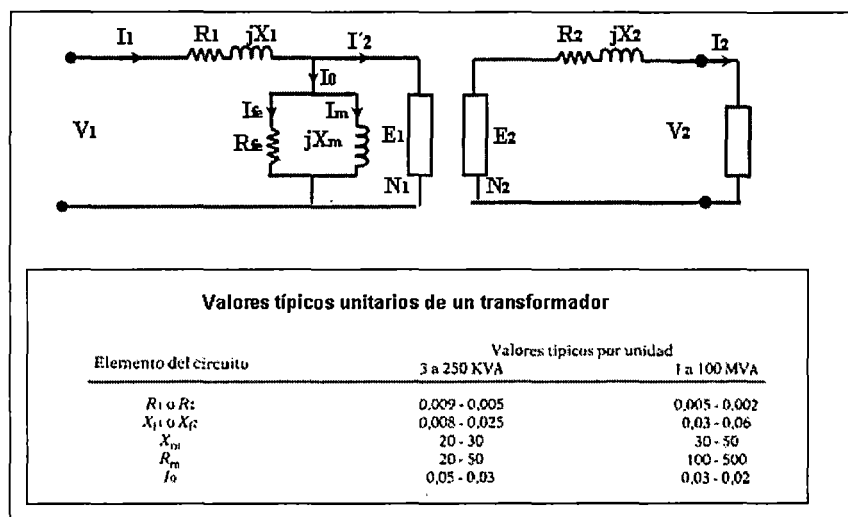


Figura N° 2.7 Modelo matemático de un transformador

R_G : Elemento que representa las pérdidas en Vacío

R_1, R_2 : Elemento que representa las pérdidas en el cobre

2.3.4 Flujos de Potencia

Las simulaciones de flujo de potencia permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario, determinándose los niveles de tensiones en las barras, la distribución de los flujos de potencia activas y reactivas en las redes.

La determinación de las pérdidas técnicas por flujos de potencia, permite de una manera sencilla y rápida, discriminar las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales del sistema; así mismo, permite determinar conductores sobrecargados, desbalance de carga, etc.

La precisión de los valores obtenidos mediante los flujos de potencia, dependerá de la veracidad de la información existente al momento de realizar la evaluación; una base de datos no confiable proporciona resultados erróneos.

En el cálculo de las pérdidas técnicas, se ha utilizado dos softwares de Ingeniería, que son: NAP y CYMDIST, el primero se ha empleado para estimar las pérdidas técnicas en el subsistema de transmisión y el segundo se ha utilizado para estimar las pérdidas técnicas en el subsistema de distribución primaria y secundaria.

2.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTRONOROESTE S.A.

El sistema eléctrico de ELECTRONOROESTE S.A. está conformado según el esquema mostrado en la Figura N° 2.1, la zona de concesión de

ELECTRONOROESTE S.A. comprende siete Unidades de Negocio (UN) o Unidades Comerciales que son las siguientes (Ver tabla N° 2.2):

Tabla N° 2.2 Clientes por UN

UUNN (*)	N° CLIENTES
Piura	78,861
Tumbes	32,865
Talara	24,795
Alto Piura	19,604
Sullana	45,829
Paita	19,217
Bajo Piura	13,361
Total	234,532

(*) Unidad de Negocio

Las redes tienen una antigüedad promedio de 20 años, las cuales están siendo cambiadas progresivamente.

2.4.1 Subsistema de Subtransmisión

El subsistema de subtransmisión, transporta la energía en Alta Tensión (60 kV) desde los centros de transformación y generación pertenecientes al SINAC hasta las Subestaciones de Potencia (AT/MT) de propiedad de ELECTRONOROESTE S.A. En el **Anexo N° 01 - a.1** se muestra el esquema unifilar del Subsistema de Subtransmisión de ELECTRONOROESTE S.A.

El subsistema de subtransmisión está conformado según se indica en la Tabla N° 2.3, 2.4.1 y 2.4.2:

Tabla N° 2.3 Líneas de Transmisión

UBICACIÓN	LINEA	SET		CALIBRE mm ²	LONG. KM
		SALIDA	LLEGADA		
Piura	L-6650	SE Piura Oeste	SE Piura Centro	Cu. 3x70	7.35
	L-6657 A	SE Piura Oeste	SE Ejidos	AAAC 3x240	10.8
	L-6657 B	SE Ejidos	SE Castillas	AAAC 3x120	3.90
Anillo 60 kV	L-6654	SE Piura Oeste	SE Paita	AAAC 3x240	45.78
	L-6659	SE Paita	SE Tierra Colorada	Cu. 3x50	5.37
	L-6662	SE Sullana	SE El Arenal	Cu. 3x70	43.53
	L-6663	SE Paita	SE El Arenal	Cu. 3x70	25.59
	L-6698 A	SE Piura Oeste	CH Curumuy	AAAC 3x240	20
	L-6698 B	CH Curumuy	SE Sullana	AAAC 3x240	16
	L-6668	CH Poechos	SE Sullana	AAAC 3x240	34.65
A. Piura	L-6657 C	SE Ejidos	SE Chulucanas	AAAC 3x240	49.60
	S/C	SE Chulucanas	SE Deriv. Morropon	AAAC 3x240	22
	S/C	SE Deriv. Morropon	SE Morropon	AAAC 3x240	4.3
	S/C	SE Deriv. Morropon	SE Loma Larga	AAAC 3x240	58
B. Piura	L-6658 A	SE Piura Oeste	SE La Unión	AAAC 3x240 3x120	23.9 8
	L-6658 B	SE La Unión	SE Sechura	AAAC 3x120	21
	L-6658 C	SE Sechura	SE Constante	AAAC 3x120	18
Tumbes	L-6665	SE. N. Zorritos	SE Tumbes	AAAC 3x240	24.00
	S/C	SE Tumbes	SE P. Pizarro	AAAC 3x120	11.6
	S/C	SE P. Pizarro	SE Zarumilla	AAAC 3x120	12.5

S/C : Sin Código

Tabla N° 2.4.1 Transformadores de dos Devanados

Nombre	Empresa	MVA	Tensión Nominal kV		Grupo de Conexión
			Primario	Secundario	
PAITA	EGENOR	1.6	10	2.4	YNd5
PAITA	EGENOR	1.6	10	2.4	YNd5
PAITA	EGENOR	1.6	10	2.4	YNd5
SECHURA	ENOSA	1.25	10	2.4	YNd5
SECHURA	ENOSA	0.64	10.5	2.4	Yd5
SECHURA	ENOSA	0.64	10.5	2.4	YNd5
HUAPALAS		1.25	10	2.4	YNd5
HUAPALAS		1.25	10	2.4	YNd5
PIURA		5	10	4.8	Dy5
SULLANA	EGENOR	6	10	4.16	YNd5
SULLANA	EGENOR	3	10.5	4.16	YY6
SULLANA	EGENOR	3	10.5	4.16	YY6
SULLANA	EGENOR	3	10	4.16	YY6
ARENAL	ENOSA	8	60	13.8	YNynO
CASTILLA	ENOSA	7	58	10	YNd5
COLAN	ENOSA	1.7	60	4.8	Yd1
CURUMUY	SINERSA	15	61.5	10	YNd5
LA UNION	ENOSA	7	60	10	YNd5
SECHURA	ENOSA	3.5	60	10	DYn5
SULLANA	ENOSA	7	58	10	YNd5
SULLANA	ENOSA	7	58	10	YNd5
TEXTIL PIURA	TEXTIL PIURA	10	60	10	YNd5
POECHOS	SINERSA	30	61.5	10	YNd5
TIERRA COLORADA	ENOSA	25	58	10.5	YNd5

Tabla N° 2.4.2 Transformadores de tres Devanados

UBICACIÓN	EMPRESA	POTENCIA NOMINAL			TENSION NOMINAL kV			GRUPO CONEXION
		P	S	T	P	S	T	
CHULUCANAS	ENOSA	10	4	7	60	22.9	10	YNyn0d5
CONSTANTE	ENOSA	7	7	2	60	22.9	10	YNyn0d5
PIURA CENTRO	ENOSA	44	6	38	60	22.9	10	YNd5yn0
PAITA	ENOSA	8	8	8	60	10	4.16	YNyn0d1
PIURA OESTE	ETECEN	50	50	30	220	60	10	YNyn0d11
PIURA OESTE	ETECEN	50	50	30	220	60	10	YNyn0d11

a. Información Técnica de las Líneas de Subtransmisión y Transformadores de Potencia

Todos los parámetros eléctricos usados han sido recopilados en campo, los parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión en 60 kV y de los transformadores de potencia de ELECTRONOROESTE S.A., han sido medidos en Junio del 2 004 in situ según consta en el “Protocolo de Pruebas para Líneas de Transmisión en 60 kV” cuyos resultados se muestran en el Anexo N° 01 – A – a.2 del presente documento. Los parámetros eléctricos medidos se han empleado para simular el comportamiento estacionario de la red en estudio.

Las tablas mostradas en el Anexo N° 01 – A – a.2 muestran los datos y/o parámetros eléctricos usados en el presente estudio de pérdidas técnicas.

b. Información técnica de la carga

Los parámetros característicos de la carga serán calculados utilizando las ecuaciones (1), (3) y (4), empleando la información extraída del programa “Sistema de Control de Operaciones” (*) el mismo que tiene información almacenada de los totalizadores de energía, los totalizadores utilizados por ELECTRONOROESTE S.A. tiene la característica de discriminar la energía en ambas direcciones de flujo (entrada-salida), éstos presentan cuatro canales que son:

Canal 1	Energía Activa dirección 1
Canal 2	Energía Reactiva dirección 1
Canal 3	Energía Activa dirección 2
Canal 4	Energía Reactiva dirección 2

Los datos extraídos de un totalizador se muestra a continuación para un mejor entendimiento de lo descrito:

Fecha	Hora	Int	BARRA 60 KV					
			PA.Ent.	PR.Ent.	PA.Rec.	PR.Rec.	PA.Dif.	PR.Dif.
01/07/2006	00:15	15	24668.83	5245.16	0	0	24668.83	5245.16
01/07/2006	00:30	15	24277.03	4914.39	0	0	24277.03	4914.39
01/07/2006	00:45	15	24002.98	4752.09	0	0	24002.98	4752.09

(*) Programa en el cual se encuentran almacenada todas las mediciones de Alta Tensión y Media Tensión.

Canal 1	Energía Activa dirección 1	→	PA.Ent.
Canal 2	Energía Reactiva dirección 1	→	PR.Ent.
Canal 3	Energía Activa dirección 2	→	PA.Rec.
Canal 4	Energía Reactiva dirección 2	→	PR.Rec.

$$PA.Dif. = PA.Ent. - PA.Rec.$$

$$PR.Dif. = PR.Ent. - PR.Rec.$$

La evolución de la carga en los últimos años se muestra en la figura N° 2.8.

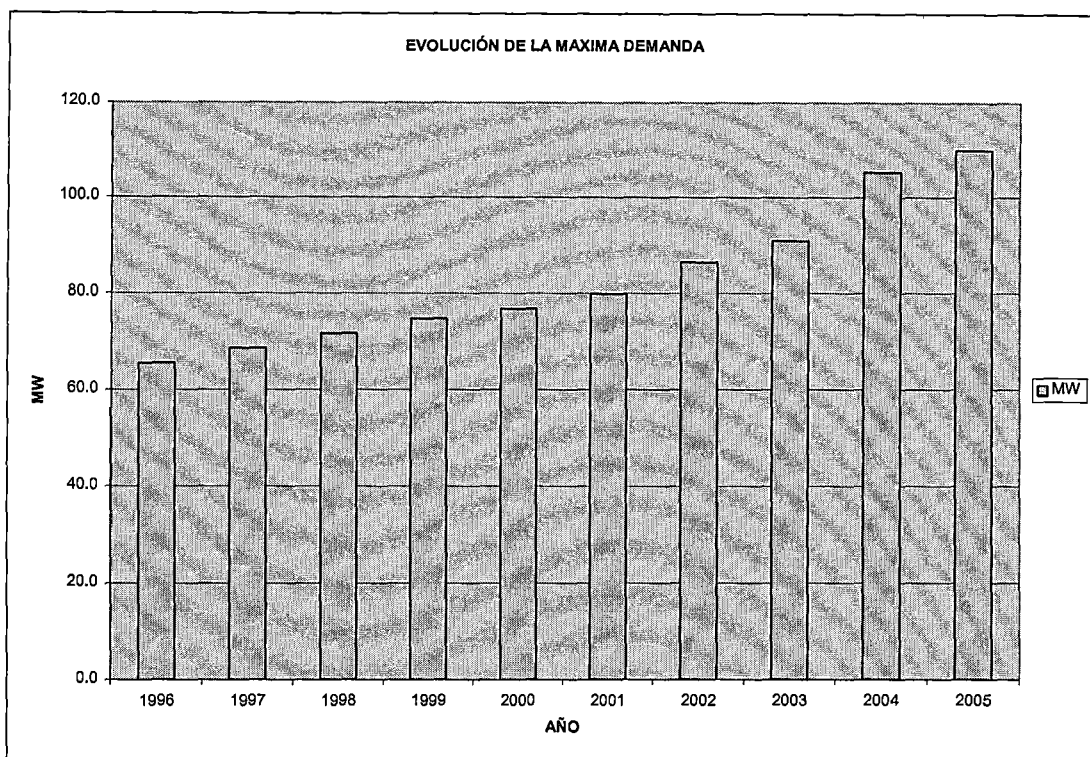


Figura N° 2.8 Evolución de la Demanda

c. Modelamiento computacional de los parámetros eléctricos y físicos del Subsistema.

Para modelar y simular el subsistema se utilizó el software de flujos de potencia Network Analysis and Planning (NAP), NAP es un software amigable que le permite al usuario interactuar fácilmente. El modelamiento del Subsistema se realizó línea por línea, utilizando los parámetros eléctricos y físicos descritos líneas arriba. En el Anexo N° 01 – A – a.3 se muestra el esquema eléctrico del subsistema de subtransmisión modelado en el software NAP.

d. Simulación del comportamiento del Subsistema mediante flujos de potencia.

Se ha simulado condiciones de máxima demanda, y se ha seleccionado como mes típico el mes de Julio 2006. Con los escenarios modelados se simula el comportamiento del subsistema, obteniendo al final las pérdidas en las líneas y en los transformadores de potencia; el software NAP solo permite el ingreso de las pérdidas en el cobre de los transformadores, las pérdidas en el hierro se consideran constantes (Voltaje constante) y se suman a las pérdidas del cobre obtenidas por medio de flujos de potencia. Con los valores obtenidos en los flujos de potencia se determina directamente las pérdidas técnicas de potencia; para determinar las pérdidas técnicas de energía se determina indirectamente utilizando el factor de pérdidas y el periodo de evaluación (31 días).

e. Evaluación de resultados obtenidos

Después de simular el comportamiento del subsistema, se procedió a elaborar el reporte de cada línea de Subtransmisión, con los resultados obtenidos se elaboró un Pareto, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Sobrecarga de transformadores de potencia.
- Conductores cuya potencia pasante sea superior al 60% de la capacidad nominal.
- Balance de energía realizado entre la energía disponible en AT y MT, la desviación entre las pérdidas encontradas por balance de energía y las halladas mediante flujos de potencia deben ser concordantes.

2.4.2 Subsistema de Distribución Primaria

El subsistema de distribución primaria permite transportar energía desde las subestaciones de potencia (AT/MT), de propiedad de ELECTRONOROESTE S.A., hasta los clientes mayores MT y las Subestaciones de Distribución (MT/BT) que permite atender las redes de Servicio Particular y Alumbrado Público del subsistema de distribución secundaria.

a. Información Técnica de las redes y transformadores del Subsistema

El subsistema de distribución primaria de ELECTRONOROESTE S.A. está compuesto por 71 Alimentadores de Media Tensión en 10, 13.2 y 22.9 kV; el primero es un sistema con neutro aislado y los dos últimos son sistemas con neutro puesto a tierra.

Las redes de distribución primaria están distribuidas en las diversas UUNN, se muestra en la tabla N° 2.5 y 2.6.

Tabla N° 2.5 Transformadores de Distribución

UUNN	POTENCIA NOMINAL KVA						TOTAL
	0-50	50-75	75-100	100-150	150-400	400-2500	
Piura	47	144	103	210	125	0	629
Sullana	65	73	60	131	36	1	366
Paita	19	42	13	36	30	6	146
Talara	34	34	34	58	37	3	200
Tumbes	100	61	47	36	55	1	300
Alto Piura	95	27	9	25	19	0	175
Bajo Piura	14	28	21	44	12	0	119
TOTAL							1935

b. Información técnica de la carga

Se procede de manera similar a lo descrito en el punto 4.2.1 b; del subsistema de subtransmisión. Ver tabla N° 2.6

Tabla N° 2.6 Sistema de Subdistribución Primaria

UUNN	SET	Alimentador MT	Tensión (kV)	Configuración	km de Red	MD MW	FP	fc
Piura	S.E. Piura Centro	1	10.0	Delta	35.88	4.165	0.961	0.647
		2	10.0	Delta	6.32	3.568	0.912	0.555
		3	10.0	Delta	7.54	4.376	0.893	0.535
		4	10.0	ESTRELLA	8.38	2.112	0.924	0.591
		5	10.0	ESTRELLA	10.85	3.816	0.916	0.543
		6	10.0	ESTRELLA	69.17	2.802	0.935	0.487
		7	10.0	ESTRELLA	7.85	2.040	0.942	0.626
		8	10.0	ESTRELLA	26.60	3.632	0.874	0.670
		9	10.0	ESTRELLA	23.91	3.944	0.898	0.561
	S.E. Coscomba	1930	10.0	Delta	17.65	1.880	0.939	0.554
		1931	10.0	Delta	15.73	1.172	0.946	0.591
		1096	10.0	Delta	16.78	2.912	0.940	0.375
		1934	10.0	Delta	15.76	3.836	0.907	0.564
Sullana	S.E. Sullana	11	10.0	Delta	35.71	8.537	0.893	0.496
		12	10.0	Delta	22.53	4.593	0.875	0.460
		13	10.0	Delta	73.26	5.582	0.926	0.571
		14	10.0	Delta	4.40	0.807	0.947	0.676
		15	10.0	Delta	13.14	3.528	0.932	0.558
	C.H. Quiróz	16	22.9	ESTRELLA	69.83	0.00	0.00	0.00
		17	22.9	ESTRELLA	218.72	0.00	0.00	0.00
Paíta	S.E. Paíta	20	10.0	Delta	50.09	2.330	0.933	0.521
		21	10.0	Delta	0.15	0.002	1.000	0.453
		97	10.0	Delta	19.84	1.335	0.920	0.550
		22	10.0	Delta	9.00	4.610	0.904	0.632
		98	10.0	Delta	4.15	9.175	0.957	0.399
	S.E. Tierra Colorada	23	10.5	Delta	1.11	2.154	0.800	0.526
		24	10.5	Delta	1.27	2.818	0.947	0.527
		25	10.5	Delta	2.14	1.539	0.910	0.718
		26	10.5	Delta	3.13	1.458	0.860	0.643
		92	10.5	Delta	1.00	4.518	0.915	0.747
		96	10.5	Delta	8.18	1.335	0.920	0.550
	S.E. El Arenal	27	13.8	ESTRELLA ATERRADO	47.08	1.011	0.897	0.402
		28	13.8	ESTRELLA ATERRADO	5.62	0.337	0.920	0.379
		29	13.8	ESTRELLA ATERRADO	25.82	0.378	0.921	0.348
		30	13.8	ESTRELLA ATERRADO	17.04	1.504	0.911	0.708

		31	13.8	ESTRELLA ATERRADO	0.71	1.178	0.850	0.708
		32	13.8	ESTRELLA ATERRADO	0.28	2.256	0.850	0.708
		33	13.8	ESTRELLA ATERRADO	0.11	0.034	0.850	0.708
Talara	S.E. Malacas	36	13.8	ESTRELLA ATERRADO	70.29	4.337	0.886	0.436
		37	13.8	ESTRELLA ATERRADO	14.24	3.348	0.892	0.374
		38	13.8	ESTRELLA ATERRADO	72.93	3.186	0.844	0.438
	S.E. Máncora	55	22.9	ESTRELLA ATERRADO	30.00	1.553	0.903	0.388
		56	10.0	Delta	11.10	1450	0.881	0.409
Tumbes	S.E. Tumbes	44	10.0	Delta	12.94	1.713	0.905	0.489
		45	10.0	Delta	2.37	0.884	0.887	0.593
		46	10.0	Delta	9.28	2.418	0.860	0.662
		47+82	10.0	Delta	63.94	1.162	0.920	0.654
		48	10.0	Delta	12.71	1.769	0.923	0.512
		85	10.0	Delta	3.40	0.780	0.869	0.092
	S.E. Zarumilla	49	10.0	Delta	3.98	0.654	0.899	0.504
		50	10.0	Delta	10.81	1.024	0.914	0.571
		51	10.0	Delta	45.41	0.474	0.923	0.639
	S.E. La Cruz	52	10.0	Delta	7.90	1.102	0.890	0.635
	S.E. Zorritos	53	10.0	Delta	5.33	0.148	0.872	0.499
		54	10.0	ESTRELLA ATERRADO	77.14	1.163	0.968	0.467
	S.E. Cabeza de Vaca	57+58	10.0	Delta	11.00	1.013	0.903	0.473
		59	10.0	Delta	9.69	1.190	0.901	0.502
	S.E. Cerezos	60	10.0	Delta	1.92	0.335	0.924	0.709
	S.E. Puerto Pizarro	83	22.9	ESTRELLA ATERRADO	49.97	0.616	0.937	0.562
94		22.9	ESTRELLA ATERRADO	11.80	3.652	0.991	0.624	
B. Piura	S.E. Sechura	68	10.0	Delta	7.72	0.530	0.887	0.597
		69	10.0	Delta	4.95	0.593	0.902	0.481
	S.E. La Unión	79	10.0	Delta	79.50			
		80	10.0	Delta	14.60	2.958	0.951	0.574
	S.E. Constante	77	22.9	ESTRELLA ATERRADO	9.60	0.515	0.969	0.417
78		22.9	ESTRELLA ATERRADO	12.90	0.331	0.886	0.402	
A. Piura	S.E. Chulucanas	71	10.0	Delta	19.10	1.703	0.880	0.500
		93	22.9	ESTRELLA ATERRADO	174.00	0.605	1.000	0.400
		PSE AYABACA	22.9	ESTRELLA ATERRADO	119.00	2.550	0.950	0.470
	S.E. Morropon	90	22.9	ESTRELLA ATERRADO	103.40	1.182	0.990	0.420
		99	22.9	ESTRELLA ATERRADO	315.00	0.467	0.976	0.405

Total Alimentadores

71

c. Modelamiento computacional de los parámetros eléctricos y físicos del Subsistema.

Las redes han sido modeladas utilizando una interfase que permite extraer la información del sistema georeferenciado y graficarlo en el software de Ingeniería CYMDIST con las características físicas y forma que se muestra en el mismo; las características eléctricas de los tramos han sido calculadas según el tipo de armado, calibre y material del conductor empleado el software CYMDIST, el cual calcula de manera automática la inductancia del tramo, pero el usuario tiene que definir los siguientes datos de entrada:

- Resistencia
- Distancia entre conductores
- Altura de montaje

Con estos datos de entrada el software calcula los parámetros eléctricos necesarios para realizar los flujos de potencia. La actualización de las Bases de Datos ha sido realizada por el Área de Planeamiento en Enero del 2006.

d. Simulación del comportamiento del Subsistema mediante flujos de potencia.

También se ha simulado en condiciones de máxima demanda, considerando como mes típico Julio 2 006, con el modelo de cada alimentador de MT se procede a simular el comportamiento de las redes.

Simulado el comportamiento de las redes mediante flujos de potencia, se elabora reportes por alimentador y se determina directamente las pérdidas técnicas de potencia en las redes de distribución primaria y transformadores de distribución. Para la estimación de pérdidas técnicas de energía se utiliza el factor de pérdidas y el periodo de evaluación (31 días).

e. Evaluación de resultados obtenidos

Con los reportes obtenidos de los flujos de potencia se elabora Paretos teniendo en cuenta lo siguiente:

- Sobrecarga de transformadores de distribución (sobrecarga temporal máximo 110%).
- Conductores cuya potencia pasante sea superior al 60% de la capacidad nominal.
- Antigüedad de conductores
- Caída de tensión máxima (según lo establecido en la NTCSE)
- Longitud máxima de los Alimentadores de Distribución Primaria, en función al nivel de tensión.
- Bajo Factor de Potencia.
- Balance de energía realizado entre la energía disponible en MT y BT, la desviación entre las pérdidas encontradas por balance de energía y las halladas mediante flujos de potencia deben ser concordantes.

2.4.3 Subsistema de Distribución Secundaria

Para la determinación de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria, se ha considerado lo siguiente:

- Datos del sistema eléctrico actual (actualizado y confirmado por responsable de cada UU.NN)
- Análisis de la información actual
- Información Técnica
- Información de la carga
- Determinación y selección de la muestra
- Modelamiento computacional de los parámetros eléctricos y físicos de la red.
- Simulación del comportamiento red (muestra) mediante flujos de potencia.
- Evaluación de resultados obtenidos del flujo de potencia
- Extrapolación de los resultados

a. Datos del Sistema Eléctrico Actual.

ELECTRONOROESTE S.A. dentro de su área de concesión presta servicio de energía eléctrica a las localidades de: Piura, Tumbes, Talara, Alto Piura, Sullana, Paita y Bajo Piura. En Tabla N° 2.7 se muestra datos del mes de Julio 2 006.

TABLA N° 2.7 SED's por UN

UUNN	N° CLIENTES	SED
Piura	78,861	629
Tumbes	32,865	300
Talara	24,795	200
Alto Piura	19,604	175
Sullana	45,829	366
Paita	19,217	146
Bajo Piura	13,361	119
Total	234,532	1,935

El sistema de distribución secundaria está alimentado por transformadores de distribución 1 Φ y 3 Φ , con voltajes de 10/0.22; 10/0.38-0.22; y 10/0.44-0.22 para dar servicio a los abonados. En la Tabla N° 2.8 muestra el número de Subestaciones de Distribución (SED's) por nivel de tensión con las que cuenta ELECTRONOROESTE S.A. y en las Tablas N° 3.5, 3.6 y 3.7 Se muestra las Subestaciones de Distribución estratificadas por grupo de todo ELECTRONOROESTE S.A. y el procedimiento empleado para la clasificación.

TABLA N° 2.8 km de Red y SED's por Nivel de Tensión

NIVEL DE TENSION	SED	KM DE RED	N° CLIENTES
0.22	672	712	59609
0.38-0.22	1,093	1824	161,813
0.44-0.22	170	247	13,110
Total	1,935	2,783	234,532

b. Análisis de la información actual

La información del universo de Subestaciones de Distribución de ELECTRONOROESTE S.A. ha sido procesada, separando las SED's que pertenecen a Terceros del grupo de SED's que pertenecen a ELECTRONOROESTE S.A.

c. Información Técnica

La información técnica requerida para el cálculo de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria corresponde a las características eléctricas de la red secundaria del sistema particular, acometidas y los medidores utilizados.

- **Red Secundaria.-** Es necesario contar con la información de los conductores que constituyen la red (tipo y calibre), parámetros eléctricos, KWH consumidos en cada tramo (las cargas serán distribuidas a lo largo de cada tramo).

- **Acometidas.-** La información requerida corresponde al tipo, calibre, longitud que alimenta al usuario. Se ha estimado una longitud promedio de 16 m por cliente.

- **Medidores.-** Es necesario conocer las pérdidas internas de las bobinas de voltaje y corriente de los medidores usados por ELECTRONOROESTE S.A.

d. Información de la Carga

Para conocer el comportamiento de la carga se instaló medidores marca ELSTER modelo A100, registradores marca CIRCUITO modelo AR5 en los tableros de distribución de las subestaciones pertenecientes a la muestra. Luego se utilizó las ecuaciones (1), (3) y (4).

e. Determinación y Selección de la muestra

Para la determinación de las pérdidas técnicas se utiliza una muestra representativa.

Para determinar la muestra se ha considerado lo siguiente:

- El grado de error del muestreo (e) debe ser inferior al 10%
- El nivel o grado de confianza ($1-\alpha$) debe ser mayor al 90%
- La probabilidad de ocurrencia ($0 < p < 1$) $p=50\%$
- La probabilidad de no ocurrencia $q=1-p$

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 \times N \times p \times q}{e^2 \times (N - 1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 \times p \times q}$$

Donde:

$Z_{(1-\alpha/2)}$: 1.96 para un grado de confianza ($1-\alpha$) del 95 %

p : probabilidad de ocurrencia (50%)

q : probabilidad de no ocurrencia (50%)

e : error aceptable

N : tamaño del universo $N=1935$

n : tamaño de la muestra

Se ha estratificado por KWh/cliente con la finalidad separar sectores socioeconómicos y en consecuencia hábitos de consumo, los mismos que se ven reflejado en los temáticos adjuntos en el ANEXO 01 – C – c.1.

Para la selección de la muestra se determinó en cinco estratos de acuerdo al consumo per-capita por cliente (KWh/cliente) de la siguiente manera:

G1 : Residencial muy bajo (0-30 KWh/cliente)

G2 : Residencial bajo (30-60 KWh/cliente)

G3 : Residencial medio (60-100 KWh/cliente)

G4 : Residencial alto (100-200 KWh/cliente)

G5 : Comercial y/o residencial muy alto (200 – a más KWh/cliente)

La asignación de número de muestras se ha realizado de acuerdo a la proporción de subestaciones que comprende cada estrato y el número de SED's totales.

f. Modelamiento computacional de los parámetros eléctricos y físicos de la red

El modelamiento computacional de la topología de la red y sus parámetros eléctricos; se ha realizado mediante el interfase MAXIMUS II –CYMDIST.

Para el modelamiento de la carga se han considerado como punto de partida los **KWh** consumidos en cada tramo, luego con los parámetros encontrados de los diagramas de carga (factor de potencia y máxima demanda) se realiza una distribución de carga con el apoyo de una herramienta del software CYMDIST, teniendo como resultado la carga en KW-fdp. También se ha tenido en cuenta el tipo de conexionado de la carga, si el nivel de tensión es 220 V la carga se conecta en Delta (D) y si el nivel de tensión es de 380 V la carga se conecta en estrella aterrado (YNG).

g. Simulación del comportamiento red (muestra) mediante flujos de potencia

Una vez descrito el escenario, con la información tanto técnica como la de carga, se procede a cuantificar las pérdidas técnicas en los componentes del subsistema de distribución secundaria (Sistema Particular). La realización de los cálculos consiste en determinar las pérdidas de potencia y energía en la muestra seleccionada.

El cálculo de pérdidas técnicas se realiza a cada una de las SED de la muestra seleccionada, con el apoyo del software de ingeniería CYMDIST, mediante el flujo de potencia.

h. Evaluación de resultados obtenidos del flujo de potencia

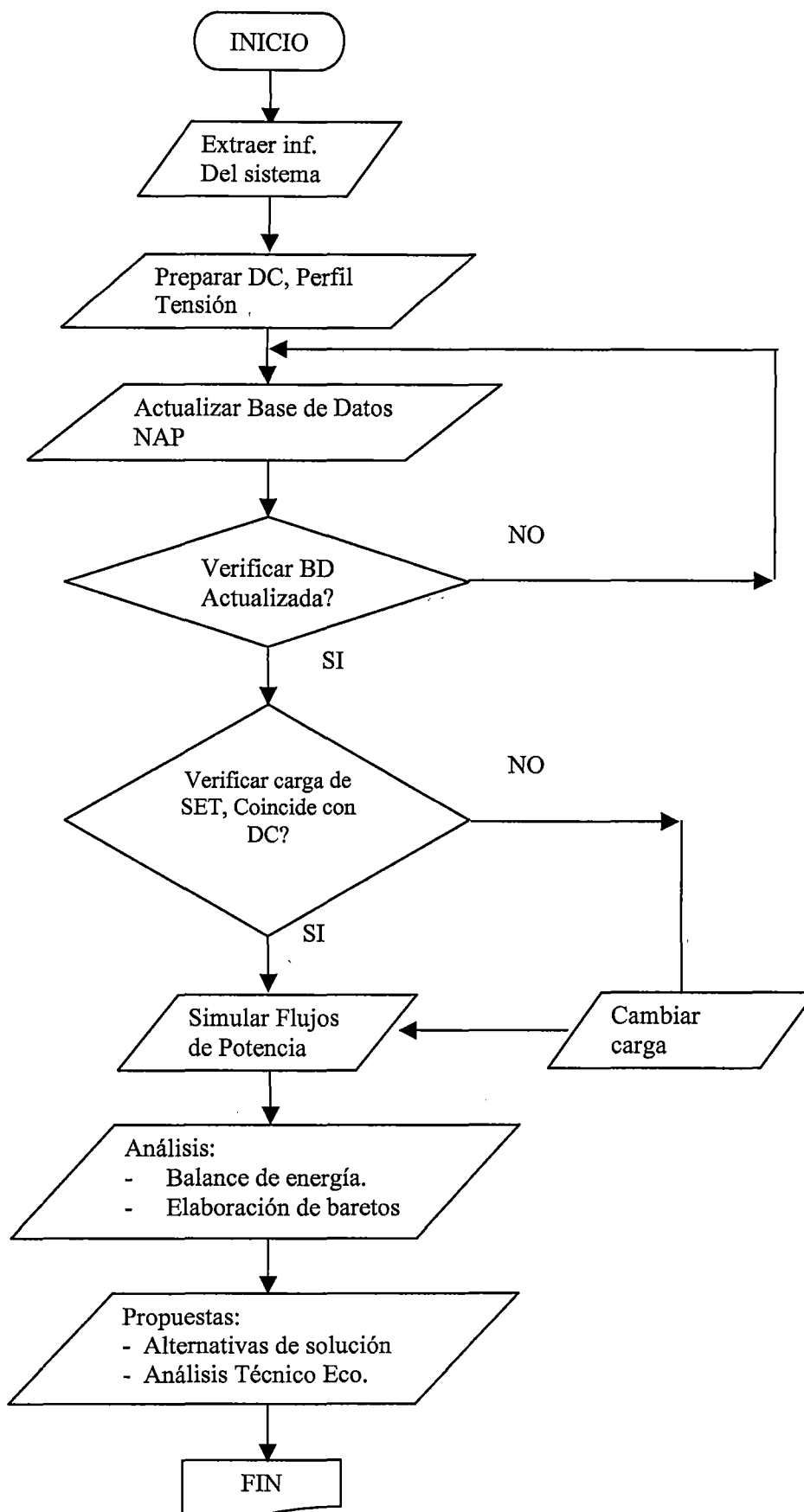
Habiendo obtenido los valores de pérdidas de potencia y energía se encuentra el valor promedio de las pérdidas por estrato, la misma que representa el porcentaje de pérdidas de potencia y energía de todo el estrato.

i. Extrapolación de los resultados

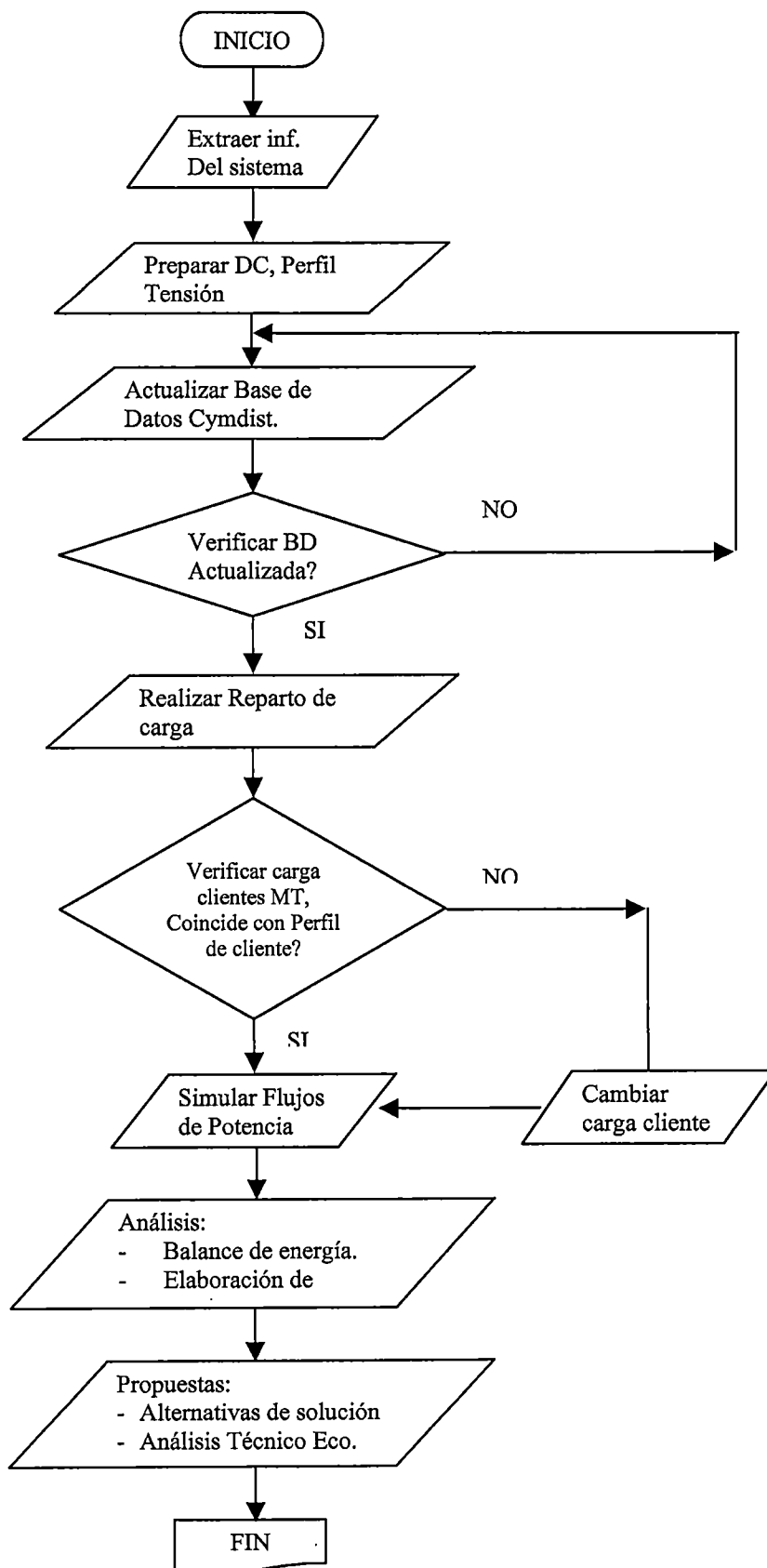
Una vez realizados los cálculos para determinar las pérdidas de potencia y energía en la muestra, estos resultados se proceden a extrapolar a cada una de la UUNN, para así obtener las pérdidas técnicas totales.

2.5 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

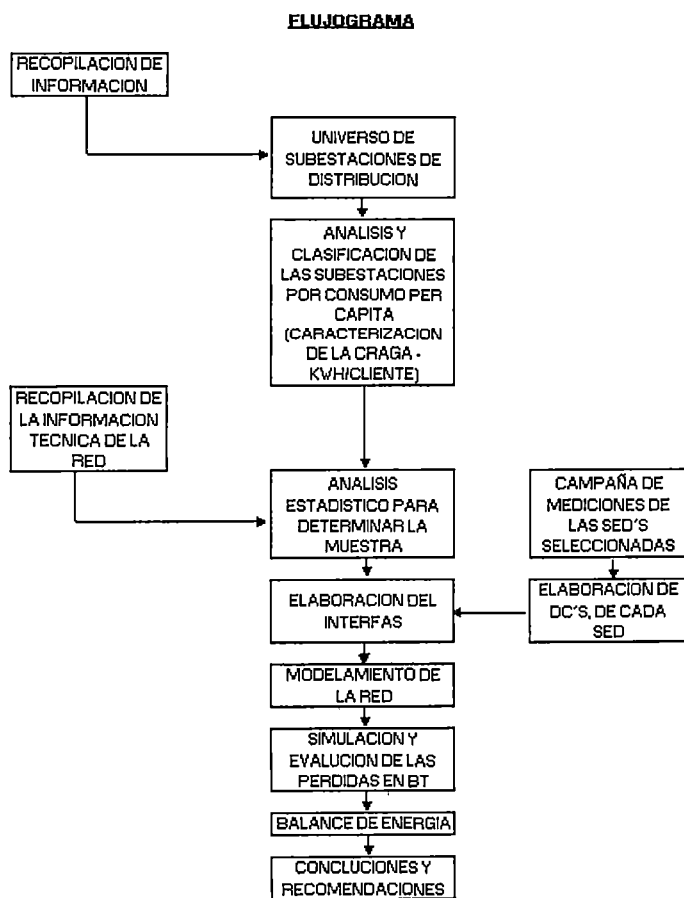
2.5.1 Diagrama de flujo Subsistema de Subtransmisión



2.5.2 Diagrama de flujo Subsistema de Distribución Primaria



2.5.3 Diagrama de flujo Subsistema de Distribución Secundaria



CAPITULO III

DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

Cabe indicar que primeramente se determinan las pérdidas de potencia y a partir de éstas las pérdidas de energía. Para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía es preciso contar con los factores de carga, pérdidas y potencia, los mismos s que se obtienen de las curvas de carga.

3.1 SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

3.1.1 Balance de Energía

- Líneas y transformadores de potencia

Anillo 60 kV

El diagrama unifilar del Anillo 60 kV con la ubicación de los totalizadores de energía se muestra en la figura N° 2.1; este esquema ha sido elaborado por el Área de Control de Operaciones (UCO) con el apoyo del Área Comercial; el objetivo fundamental en la elaboración del esquema, ha sido la determinación de pérdidas totales en subtransmisión, esta plantilla podrá ser utilizada no solo por la UCO si no por las diversas áreas que lo requieran para los análisis que crean conveniente.

La herramienta utilizada en la elaboración del balance de energía ha sido el **Programa Sistema de Control de Operaciones** (Ver Figura N° 3.1).

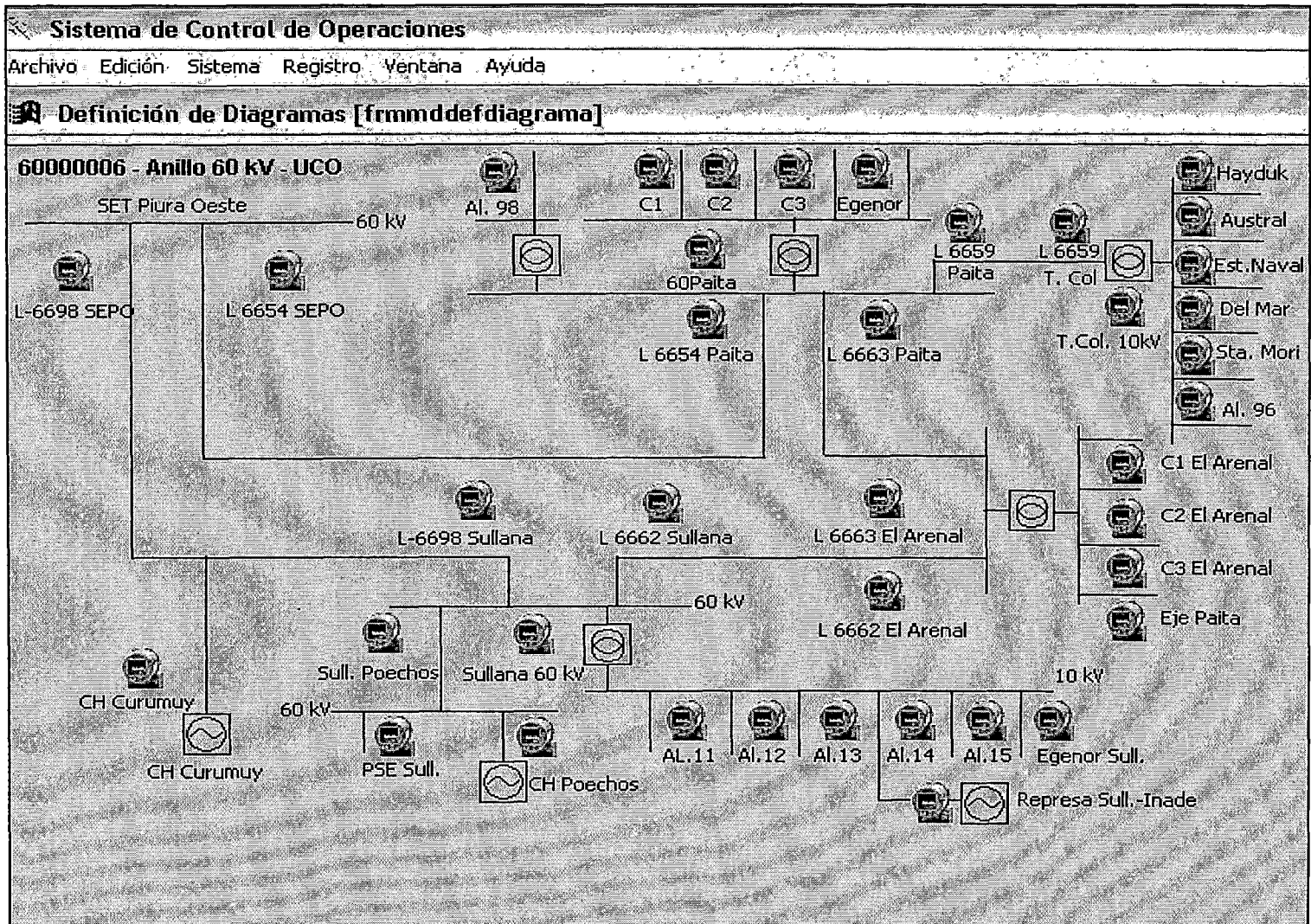


FIGURA N° 3.1 Esquema del Programa Operaciones

Los medidores existentes en el Anillo 60 kV se detallan a continuación, con su respectiva direccionabilidad (Tabla N° 3.1).

TABLA N° 3.1 Medidores Instalados en el Anillo 60 kV

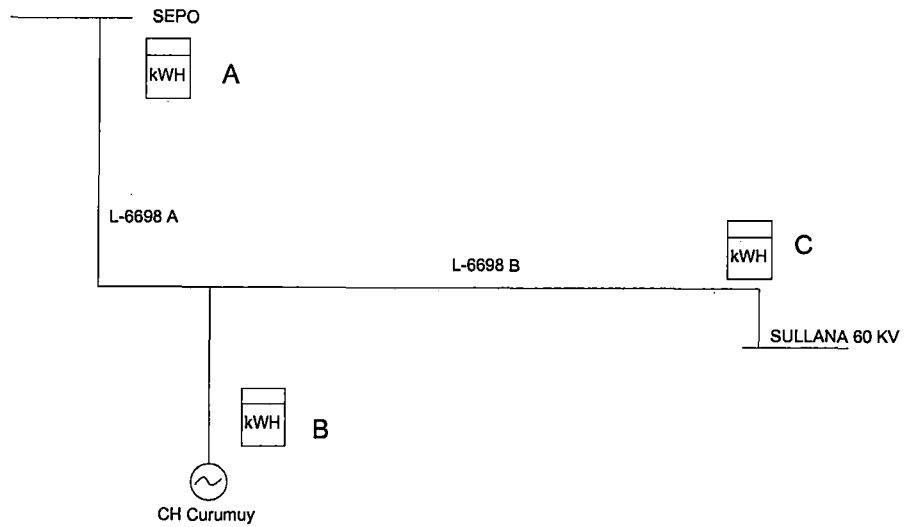
LÍNEA	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	CANAL	
				ENT.	REC.
L-6698	SE Piura Oeste	L-6698 SEPO	91900047	+	-
	SE Sullana	L-6698 Sullana	91900028	+	-
L-6662	SE Sullana	L-6662 Sullana	91900034	+	-
	SE El Arenal	L-6662 El Arenal	91900044	+	-
L-6663	SE El Arenal	L-6663 El Arenal	91900043	+	+
	SE Paita	L-6663 Paita	91900045	+	+
L-6654	SE Paita	L-6654 Paita	91900049	-	+
	SE Piura Oeste	L-6654 SEPO	91900048	-	+

+ Flujo de potencia en dirección opuesta a las manecillas del reloj.

- Flujo de potencia en dirección similar a las manecillas del reloj.

L-6698 (SE Piura Oeste – CH Curumuy – SE Sullana)

Debido a que no existe medición antes ni después de la derivación de la CH Curumuy, no es posible desagregar pérdidas totales para L-6698 A y L-6698 B; por lo cual se ha calculado las pérdidas para toda la línea. El procedimiento empleado es el siguiente.



$$E_{loss_1} = E_1 - E_2$$

Donde:

E_{loss_1} : Energía disipada en la línea L-6698.

E_1 : Energía producto de la compra y generación

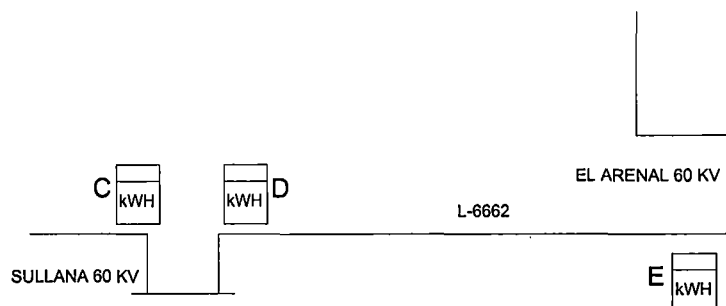
E_2 : Energía disponible antes del transformador de potencia.

$$E_1 = EA.Ent.^A + EA.Ent.^B + EA.Rec.^C$$

$$E_2 = EA.Rec.^A + EA.Rec.^B + EA.Ent.^C$$

L-6662 (SE Sullana – SE El Arenal)

Para la estimación de las pérdidas totales se ha utilizado la siguiente metodología.



$$E_{loss_2} = E_1 - E_2$$

Donde:

E_{loss_2} : Energía disipada en la línea L-6662.

E_1 : Energía producto de la compra y generación

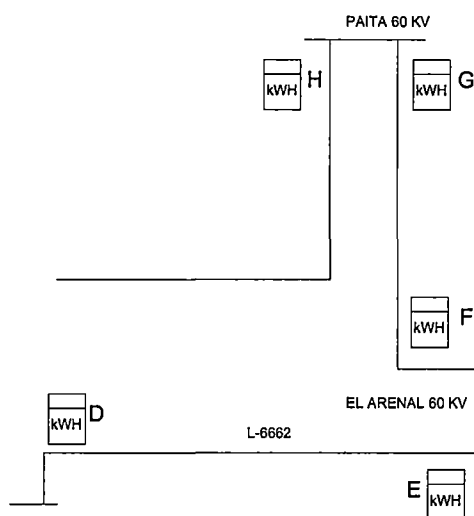
E_2 : Energía disponible antes del transformador de potencia.

$$E_1 = EA.Ent.^D + EA.Rec.^E$$

$$E_2 = EA.Rec.^D + EA.Ent.^E$$

L-6663 (SE El Arenal – SE Paíta)

Para la estimación de las pérdidas totales se ha utilizado la siguiente metodología.



$$E_{loss_3} = E_1 - E_2$$

Donde:

E_{loss_3} : Energía disipada en la línea L-6663.

E_1 : Energía producto de la compra y generación

E_2 : Energía disponible antes del transformador de potencia.

$$E_1 = EA.Ent.^F + EA.Rec.^G$$

$$E_2 = EA.Rec.^F + EA.Ent.^G$$

L-6654 (SE Paita – SE Piura Centro)

Para la estimación de las pérdidas totales se ha utilizado la siguiente metodología.



$$E_{loss_5} = E_1 - E_2$$

Donde:

E_{loss_5} : Energía disipada en la línea L-6654.

E_1 : Energía producto de la compra y generación

E_2 : Energía disponible antes del transformador de potencia.

$$E_1 = EA.Rec.^H + EA.Ent.^I$$

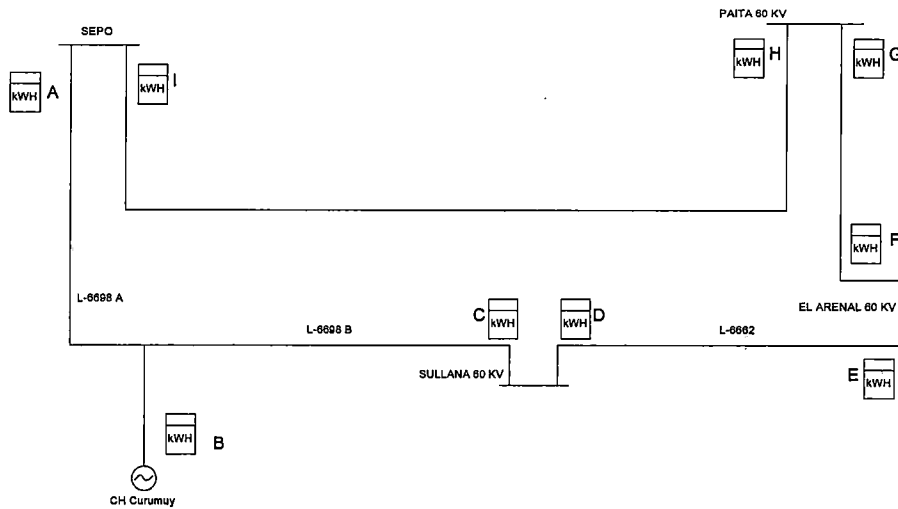
$$E_2 = EA.Ent.^H + EA.Rec.^I$$

Pérdidas Totales en el Anillo 60 kV

Las pérdidas totales se calcula sumando las perdidas individuales de cada línea que pertenece al Anillo 60 kV.

$$E_{loss_totales} = \sum_{i=1}^5 E_{loss_i}$$

El esquema general queda definido de la siguiente manera:



Otras Líneas de Subtransmisión

Para las otras líneas no se ha detallado el procedimiento empleado para estimar las pérdidas técnicas, debido a que no representa mayor complejidad por ser sistemas radiales. El principio es el mismo:

$$E_{loss} = \text{Energía salida} - \text{Energía Entrada}$$

Las pérdidas en los transformadores se calculan haciendo un balance de energía en Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT) si es un transformador de dos devanados y AT, MT y Baja Tensión (BT) si es un transformador de tres devanados.

$$E_{loss} = E_{AT} - E_{MT} \quad (\text{Transformador de 02 devanados})$$

$$E_{loss} = E_{AT} - E_{MT} - E_{BT} \quad (\text{Transformador de 03 devanados})$$

3.1.2 Flujos de Potencia

Se ha simulado el comportamiento de todo el subsistema, de los resultados se ha obtenido las pérdidas de potencia; las pérdidas de energía se determinan indirectamente con según lo definido en el punto anterior. El esquema unifilar modelado en el software NAP se muestra en el Anexo N° 01 – A – a.3.

En las tablas N° 3.2.1, 3.2.2 y 3.3 se muestran los valores de pérdidas técnicas obtenidos en los flujos de potencia. En la tabla N° 3.2.1 y tabla 3.2.2 se muestran las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule en las líneas de transmisión y en la tabla N° 3.3 se indican los valores de pérdidas de potencia y energía en el cobre y el hierro de los transformadores de potencia.

Tabla N° 3.2.1 CALCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZANDO FLUJOS DE POTENCIA

Jul-06

Días mes 31

Ksistema 0.225

UUNN	LINEA	SET		LONGIT UD KM	FLUJO DE POTENCIA								
		SALIDA	LLEGADA		POTENCIA MW		CARGA BILIDA D %	fc	fp	ENERGÍA DISPONIBLE AT	PERDIDAS JOULE		
					SALIDA A	LLEGADA					MW	MWH	% MWH
Piura	L-6650	SE Piura Oeste	SE Piura Centro	7.35	26.70	26.09	79.86	0.46	0.27	9102.05	0.613	121.23	1.33%
	L-6657 A	SE Piura Oeste	SE Ejidos	10.80	11.90	11.83	22.04	0.55	0.36	4867.84	0.064	17.06	0.35%
Sullana	L-6657 B	SE Ejidos	SE Castillas	3.90	5.41	5.38	17.42	0.61	0.43	2457.09	0.034	10.77	0.44%
	L-6698 A	SE Piura Oeste	CH Curumuy	20.00	16.68	16.41	32.05	0.48	0.28	5910.84	0.27	56.85	0.96%
	L-6698 B	CH Curumuy	SE Sullana	16.00	16.41	16.19	32.11	0.48	0.28	5815.17	0.22	46.32	0.80%
	L-6668	CH Poechos	SE Sullana	34.65	2.50	2.42	5.34	0.59	0.40	1088.40	0.076	22.51	2.07%
Paita	L-6654	SE Piura Oeste	SE Paita	45.78	16.48	15.94	28.98	0.78	0.65	9586.97	0.54	261.04	2.72%
	L-6659	SE Paita	SE Tierra Colorada	5.37	6.61	6.575	25.66	0.79	0.66	3879.68	0.035	17.18	0.44%
	L-6662	SE Sullana	SE El Arenal	43.53	2.726	2.699	8.00	0.45	0.26	912.66	0.027	5.19	0.57%
	L-6663	SE El Arenal	SE Paita	25.59	0.659	0.658	4.93	0.68	0.51	333.40	0.001	0.38	0.11%
Tumbes	L-6665 A	SE. N. Zorritos	SE Tumbes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	L-6665 B	SE Tumbes	SE P. Pizarro	11.60	4.39	4.37	12.68	0.87	0.78	2844.15	0.021	12.22	0.43%
	S/C	SE P. Pizarro	SE Zarumilla	12.50	1.93	1.93	5.85	0.87	0.78	1249.90	0.005	2.91	0.23%
B. Piura	L-6658 A	SE Piura Oeste	SE La Unión	8.00	4.20	4.15	17.30	0.58	0.39	1811.09	0.046	13.39	0.74%
	L-6658 B	SE La Unión	SE Sechura	21.00	1.54	1.53	4.13	0.58	0.39	662.81	0.004	1.16	0.18%
	L-6658 C	SE Sechura	SE Constante	18.00	0.56	0.56	1.52	0.53	0.34	220.82	0.001	0.25	0.11%
A. Piura	L-6657 C	SE Ejidos	SE Chulucanas	49.60	6.43	6.33	11.46	0.49	0.30	2363.96	0.098	21.92	0.93%
	S/C	SE Chulucanas	Deriv. Morropon	22.00	1.96	1.96	3.52	0.48	0.29	700.31	0.004	0.85	0.12%
	S/C	Deriv. Morropon	SE Morropon	4.30	0.75	0.75	1.44	0.48	0.29	268.20	0	-	0.00%
	S/C	SE Deriv. Morropon	SE Loma Larga	58.00	1.21	1.20	2.18	0.48	0.29	430.69	0.004	0.85	0.20%

Tabla N° 3.2.2 BALANCE DE ENERGÍA DE SUBTRANSMISIÓN JULIO 2006

UUNN	LÍNEA	SET		LONGITUD KM	MEDIDO						
		SALIDA	LLEGADA		POTENCIA MW		ENERGÍA MWH		PÉRDIDAS TOTALES		
					SALIDA	LLEGADA	SALIDA	LLEGADA	MW	MWH	% MWH
Piura	L-6650	SE Piura Oeste	SE Piura Centro	7.35	26.57	25.97	9,942.82	9,821.93	0.594	120.89	1.22%
	L-6657 A	SE Piura Oeste	SE Ejidos	10.80	11.76	11.72	4,775.84	4,756.89	0.047	18.95	0.40%
	L-6657 B	SE Ejidos	SE Castillas	3.90	5.40	5.36	2,433.25	2,416.36	0.036	16.89	0.69%
Sullana	L-6698 A	SE Piura Oeste	CH Curumuy	20.00	16.70	16.47	7589.38	7,586.80	0.227	2.58	0.03%
	L-6698 B	CH Curumuy	SE Sullana	16.00							
	L-6668	CH Poechos	SE Sullana	34.65	2.46	2.46	2,467.10	2,442.89	0.001	24.21	0.98%
Paita	L-6654	SE Piura Oeste	SE Paita	45.78	15.77	15.03	9,172.49	8,923.33	0.732	249.16	2.72%
	L-6659	SE Paita	SE Tierra Colorada	5.37	6.64	6.56	3,901.15	3,863.11	0.086	38.04	0.98%
	L-6662	SE Sullana	SE El Arenal	43.53	3.67	3.51	2,623.54	2,575.87	0.162	47.66	1.82%
	L-6663	SE El Arenal	SE Paita	25.59	1.61	1.55	1,254.63	1,249.46	0.061	5.16	0.41%
Tumbes	L-6665 A	SE. N. Zorritos	SE Tumbes						-	-	-
	L-6665 B	SE Tumbes	SE P. Pizarro	11.60	4.43	4.36	2,872.75	2,816.26	0.065	56.48	1.97%
	S/C	SE P. Pizarro	SE Zarumilla	12.50					-	-	
B. Piura	L-6658 A	SE Piura Oeste	SE La Unión	8.00	4.20	4.16	1,978.75	1966.49	0.042	12.26	0.62%
	L-6658 B	SE La Unión	SE Sechura	21.00							
	L-6658 C	SE Sechura	SE Constante	18.00							
A. Piura	L-6657 C	SE Ejidos	SE Chulucanas	49.60	6.32	6.29	2,323.95	2,280.36	0.030	43.59	1.88%
	S/C	SE Chulucanas	Deriv. Morropon	22.00	1.91	1.9	656.08	630.46	0.008	25.61	3.90%
	S/C	Deriv. Morropon	SE Morropon	4.30							
	S/C	SE Deriv. Morropon	SE Loma Larga	58.00							

Tabla N° 3.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LOS TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZANDO FLUJOS DE POTENCIA

Jul-06
Días mes 31
Ksistema 0.225

FLUJO DE POTENCIA												
UUNN	SET	POTENCIA INSTALAD A MVA	POTENCIA MW		CARGAB ILIDAD %	fc	fp	MVAR loss	PERDIDAS			
			ENTRADA	SALIDA					FIERRO (KW)	COBRE (KW)	MWH	% MWH
Piura	SE Piura Centro	44	26.100	26.015	59.32%	0.46	0.27	1.677	24.66	85.00	35.26	0.39%
	SE Castilla	7	5.402	5.365	77.17%	0.56	0.37	0.407	8.21	37.00	16.27	0.72%
Sullana	SE Sullana	35	15.939	15.88	45.54%	0.48	0.29	1.260	24.03	59.00	30.46	0.54%
	CH Poechos	30	2.929	2.925	9.76%	0.19	0.07	0.032	24.66	4.00	18.56	4.48%
Paita	SE Paita	10	5.338	5.304	53.38%	0.55	0.36	0.390	10.75	34.00	17.06	0.78%
	SE Paita	7	4.649	4.62	66.41%	0.39	0.21	0.400	8.21	29.00	10.54	0.78%
	SE El Arenal	8	2.04	2.036	25.50%	0.78	0.65	0.042	9.08	4.00	8.68	0.73%
	SE T. Colorada	25	6.574	6.554	26.30%	0.63	0.45	0.224	21.48	20	22.67	0.74%
Tumbes	SE Tumbes	30	6.768	6.768	22.56%	0.70	0.53	0.352	24.66	15.00	18.35	0.52%
	SE P. Pizarro	9	2.441	2.438	27.12%	0.70	0.54	0.066	9.92	3	8.58	0.67%
	SE Zarumilla	10	1.926	1.926	19.26%	0.70	0.54	0.085	10.75	0	8.00	0.80%
Bajo Piura	SE La Unión	9	2.616	2.608	29.07%	0.58	0.39	0.070	9.92	8.00	9.71	0.86%
	SE Sechura	3.5	0.972	0.969	27.77%	0.58	0.39	0.021	4.86	3.00	4.49	1.07%
	SE Constante	9	0.560	0.559	6.22%	0.53	0.34	0.004	9.92	1.00	7.63	3.46%
Alto Piura	SE Curumuy	15	0.00	0.00	0.00%		0.00	0.000	14.60	0.00	10.86	100%
	SE Chulucanas	10	4.362	4.342	43.62%	0.46	0.27	0.068	10.75	20.00	11.98	0.80%
	CH Quiroz	3	1.004	1.000	33.47%	0.50	0.31	0.053	4.33	4.00	4.13	1.11%
	SE Loma Larga	9	1.204	1.201	13.38%	0.48	0.29	0.017	9.92	3.00	8.02	1.87%
	SE Morropon	9	0.752	0.751	8.36%	0.48	0.29	0.007	9.92	1.00	7.59	2.83%

3.2 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

3.2.1 Balance de Energía

Para realizar el balance de energía en Media Tensión se ha utilizado el esquema mostrado en la Figura N° 2.1. La energía disponible se ha obtenido del programa Sistema de Control de Operaciones. En la Tabla N° 3.4 se muestra el balance de energía del mes de Julio 2 006 y el procedimiento de cálculo.

3.2.2 Flujos de Potencia

Se ha simulado el comportamiento de cada uno de los alimentadores MT pertenecientes al Subsistema, de los resultados se ha obtenido las pérdidas de potencia, luego se calculan las pérdidas de energía indirectamente según lo definido en el punto 2.3.2 y 2.3.3.

En la Tabla N° 3.4 se muestran los valores obtenidos de las simulaciones realizadas de cada uno de los alimentadores en media tensión, así mismo se muestran las pérdidas por efecto Joule en las líneas y las pérdidas en los transformadores, ambas por separado para poder ver la influencia de cada una de éstas en el total de las pérdidas de distribución.

TABLA N° 3.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR ALIMENTADORES MT

UUNN	SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Pérd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
						Línea	Transformador				
							Vacío	Cobre			
PIURA	Piura Centro	1	0.647	0.961	4,164.98	239.79	2.75	24.77	4.15%	102.64	5.12%
	Piura Centro	2	0.555	0.912	3,568.00	75.34	4.58	41.24	2.35%	37.89	2.57%
	Piura Centro	3	0.535	0.893	4,376.00	105.64	5.20	46.80	2.51%	46.24	2.65%
	Piura Centro	4	0.591	0.924	2,112.00	48.55	2.92	26.30	2.49%	26.79	2.88%
	Piura Centro	5	0.543	0.916	3,816.00	84.42	4.59	41.32	2.37%	39.21	2.54%
	Piura Centro	6	0.487	0.935	2,802.00	265.19	2.91	26.23	7.16%	70.97	6.98%
	Piura Centro	7	0.626	0.942	2,040.00	115.15	0.00	0.00	3.71%	41.38	4.35%
	Piura Centro	8	0.670	0.874	3,632.00	54.97	3.18	28.65	1.57%	36.35	2.01%
	Piura Centro	9	0.561	0.898	3,944.00	135.05	6.56	59.05	3.47%	63.12	3.84%
	Castilla	1096	0.375	0.940	2,912.00	41.25	3.00	26.99	1.88%	12.95	1.59%
	Castilla	1934	0.564	0.907	3,836.00	125.70	3.43	30.88	2.85%	49.86	3.10%
	Coscomba	1930	0.554	0.939	1,880.00	59.25	1.95	17.53	2.88%	24.00	3.10%
	Coscomba	1931	0.591	0.946	1,172.00	45.63	1.42	12.81	3.43%	20.19	3.92%
PIURA										571.6	3.40%

UUNN	SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Perd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
						Línea	Transformador				
							Vacío	Cobre			
SULLANA	Sullana	11	0.496	0.893	8,536.80	400.08	11.28	101.50	4.20%	130.57	4.15%
	Sullana	12	0.460	0.875	4,592.53	210.16	5.57	50.12	4.13%	60.21	3.83%
	Sullana	13	0.571	0.926	5,582.40	408.51	5.88	52.92	5.55%	146.33	6.17%
	Sullana	14	0.676	0.947	806.91	8.43	0.00	-	0.69%	3.46	0.85%
	Sullana	15	0.558	0.932	3,528.00	94.64	0.35	3.15	1.93%	29.13	1.99%
	Sullana	16	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
	Sullana	17	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
SULLANA										369.7	4.13%
PAITA	Paita 1	20	0.521	0.933	2,075.67	18.21	2.11	19.01	1.35%	11.53	1.43%
	Paita 2	22	0.632	0.904	4,107.87	165.35	0.27	2.39	2.71%	61.47	3.18%
	T. Colorada	23	0.526	0.800	1,919.20	21.01	0.00	-	0.78%	5.62	0.75%
	T. Colorada	24	0.527	0.947	2,510.47	22.92	0.00	-	0.65%	6.14	0.62%
	T. Colorada	25	0.718	0.910	1,371.16	6.03	0.02	0.17	0.29%	2.84	0.39%
	T. Colorada	26	0.643	0.860	1,299.35	13.29	0.44	3.94	0.91%	6.83	1.10%
	El Arenal	27	0.402	0.897	900.48	43.37	0.87	7.84	4.26%	9.52	3.53%
	El Arenal	28	0.379	0.920	300.23	3.45	0.40	3.56	1.89%	1.42	1.68%
	El Arenal	29	0.348	0.921	337.23	7.74	0.55	4.91	3.02%	2.17	2.49%
	El Arenal	30	0.708	0.911	1,340.24	54.79	1.27	11.46	3.19%	30.48	4.32%
	El Arenal	31	0.708	0.850	1,049.46	5.67	1.22	11.01	1.10%	8.41	1.52%
	El Arenal	32	0.708	0.850	2,010.10	2.10	3.60	32.37	1.23%	18.26	1.72%
	El Arenal	33	0.708	0.850	30.33	0.01	0.08	0.70	1.67%	0.38	2.36%
	T. Colorada	92	0.747	0.915	4,025.69	14.08	0.00	-	0.22%	6.87	0.31%
	T. Colorada	96	0.550	0.920	1,189.19	130.87	0.48	4.31	7.49%	39.33	8.08%
Paita 1	97	0.550	0.920	1,189.19	27.58	0.02	0.18	1.63%	8.01	1.65%	
PAITA										219.3	1.86%

UUNN	SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Perd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
						Línea	Transformador				
							Vacío	Cobre			
TALARA	Malacas	36	0.436	0.886	4,337.08	419.66	4.76	42.82	7.52%	94.39	6.71%
	Malacas	37	0.374	0.892	3,348.14	147.99	4.38	39.46	4.29%	32.21	3.46%
	Malacas	38	0.438	0.844	3,185.68	290.96	4.01	36.08	7.27%	67.90	6.53%
	Mancora	55	0.388	0.903	1,552.73	23.29	1.69	15.25	1.97%	7.63	1.70%
	Mancora	56	0.409	0.881	1,450.00	23.29	1.75	15.72	2.11%	8.31	1.88%
TALARA										210.4	4.93%
TUMBES	Tumbes	44	0.489	0.905	1,713.00	45.66	1.83	16.46	2.66%	16.18	2.60%
	Tumbes	45	0.593	0.887	884.40	9.38	0.91	8.21	1.43%	6.50	1.67%
	Tumbes	46	0.662	0.860	2,418.00	48.61	2.57	23.09	2.02%	30.48	2.56%
	Tumbes	47+82	0.654	0.920	1,162.20	60.30	1.58	14.21	4.22%	30.12	5.33%
	Tumbes	48	0.512	0.923	1,768.80	129.78	1.95	17.52	5.76%	39.19	5.82%
	Zarumilla	49	0.504	0.899	654.00	5.84	0.77	6.97	1.49%	3.83	1.56%
	Zarumilla	50	0.571	0.914	1,024.00	42.94	1.52	13.68	3.83%	18.63	4.28%
	Zarumilla	51	0.639	0.923	474.00	27.55	0.57	5.13	4.54%	12.60	5.60%
	La Cruz	52	0.635	0.890	1,101.68	26.17	0.52	4.65	1.90%	11.76	2.26%
	Zorritos	53	0.499	0.872	147.73	0.61	0.19	1.72	1.23%	0.73	1.33%
	Zorritos	54	0.467	0.968	1,163.16	32.71	0.75	6.73	2.50%	9.25	2.29%
	Cabeza de Vaca	57+58	0.473	0.903	1,012.70	5.42	1.24	11.19	1.29%	4.74	1.33%
	Cabeza de Vaca	59	0.502	0.901	1,189.63	54.69	0.26	2.32	3.39%	14.29	3.22%
	Cerezos	60	0.709	0.924	335.28	1.08	0.12	1.09	0.45%	1.07	0.60%
	Puerto Pizarro	83	0.562	0.937	615.55	14.07	0.17	1.49	1.77%	4.78	1.86%
Tumbes	85	0.092	0.869	780.34	6.59	0.00	0.00	0.78%	0.14	0.25%	
Puerto Pizarro	94	0.624	0.991	3,652.09	21.29	0.00	0.00	0.40%	7.61	0.45%	
TUMBES										211.9	2.55%

UUNN	SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Perd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
						Línea	Transformador				
							Vacío	Cobre			
ALTO PIURA	Chulucanas	71	0.500	0.880	1,341.27	63.79	1.80	16.18	4.81%	21.10	2.94%
	Chulucanas	90	0.420	0.990	931.28	4.73	1.53	13.73	2.09%	4.65	1.13%
	Chulucanas	93	0.400	1.000	476.30	0.43	0.92	8.26	2.12%	2.23	1.11%
	Chulucanas	PSE AYABACA	0.57	0.95	2,550.00	145.38	0.45	4.01	4.65%	46.08	3.11%
ALTO PIURA										74.1	3.68%
BAJO PIURA	Sechura	68	0.597	0.887	530.00	1.83	0.56	5.04	0.96%	2.73	1.16%
	Sechura	69	0.481	0.902	593.00	4.03	0.92	8.29	1.62%	3.59	1.69%
	Sechura	70	0.350	0.000	77.00	0.02	0.00	0.00	0.02%	0.00	0.01%
	La Unión	79	0.574	0.951	2671.00	109.67	2.38	21.38	3.38%	42.55	3.73%
	La Unión	80	0.574	0.951	287.00	3	0.49	4.38	1.89%	2.69	2.19%
	Constante	77	0.417	0.969	515.00	0.84	0.03	0.24	0.16%	0.22	0.14%
	Constante	78	0.402	0.886	331.00	1.19	0.51	4.57	1.44%	1.41	1.42%
BAJO PIURA										53.2	2.67%

ELECTRONOROESTE

1,710.13 3.16%

3.3 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Para el cálculo de las pérdidas técnicas en Baja Tensión no ha sido posible simular el comportamiento de todas las redes secundarias de ELECTRONOROESTE S.A. por lo cual se ha empleado un método estadístico, el cual consiste en seleccionar una muestra la cual agrupa clientes con consumos energéticos similares.

3.3.1 Determinación y Selección de la Muestra

Conociendo los datos del sistema actual con un universo de 1935 Subestaciones de distribución, tenemos:

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 \times N \times p \times q}{e^2 \times (N-1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 \times p \times q}$$

$$n = \frac{1.96^2 \times 1935 \times 0.5 \times 0.5}{0.0795^2 \times (1935-1) + 1.96^2 \times 0.5 \times 0.5}$$

$$\boxed{n = 141}$$

$$Z_{(1-\alpha/2)} = 1.96$$

$$p = 0.5$$

$$q = 0.5$$

$$e = 7.95 \%$$

$$N=1935$$

Determinación del paso

$$\text{Paso} = N/n$$

$$\text{Paso} = 14$$

TABLA N° 3.5 Asignación del número y selección de muestras por estrato

UUNN	KWH/CLIENTE	ESTRATO	N°SED	INCIDENCIA % (*)	DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA
PIURA	0-30	G1	59	3.00	4
	30-60	G2	179	9.30	13
	60-100	G3	141	7.30	10
	100-200	G4	131	6.80	9
	200-MAS	G5	119	6.10	8
SUB TOTAL 1			629	32.50	44
TUMBES	0-30	G1	53	2.80	4
	30-60	G2	124	6.40	9
	60-100	G3	66	3.40	5
	100-200	G4	28	1.40	2
	200-MAS	G5	29	1.50	2
SUB TOTAL 2			300	15.50	22
TALARA	0-30	G1	2	0.10	1
	30-60	G2	57	2.90	4
	60-100	G3	52	2.70	3
	100-200	G4	42	2.20	3
	200-MAS	G5	47	2.40	3
SUB TOTAL 3			200	10.30	14
A. PIURA	0-30	G1	102	5.30	7
	30-60	G2	43	2.20	3
	60-100	G3	12	0.60	1
	100-200	G4	2	0.10	1
	200-MAS	G5	16	0.80	1
SUB TOTAL 4			175	9.00	13
SULLANA	0-30	G1	85	4.40	6
	30-60	G2	135	7.00	10
	60-100	G3	77	4.00	6
	100-200	G4	39	2.00	3
	200-MAS	G5	30	1.60	2
SUB TOTAL 5			366	19.00	27
PAITA	0-30	G1	54	2.80	4
	30-60	G2	50	2.60	4

	60-100	G3	22	1.10	2
	100-200	G4	8	0.40	1
	200-MAS	G5	12	0.60	1
SUB TOTAL 6			146	7.50	12
B.PIURA	0-30	G1	39	2.00	2
	30-60	G2	53	2.70	4
	60-100	G3	10	0.50	1
	100-200	G4	2	0.10	1
	200-MAS	G5	15	0.80	1
SUB TOTAL 7			119	6.10	9
TOTAL			1935	100.00	141

(*) Porcentaje del Universo de SED'S

TABLA N° 3.6 MUESTRA PARA EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN

GRUPO	SED						
	PIURA	SULLANA	PAITA	TALARA	B. PIURA	TUMBES	A. PIURA
G1	E101659	E150300	E160099	E130230	E170188	E120121	E140051
	E101752	E150303	E160112		E170867	E120131	E140060
	E170075	E150500	E160155			E120229	E140084
	E170109	E150504	E160216			E120243	E140088
		E150522					E140100
		E150563					E140157
							E140164
G2	E101315	E150010	E160017	E130015	E170117	E120002	E140063
	E101365	E150080	E160115	E130159	E170130	E120041	E140123
	E101527	E150082	E160131	E130201	E170202	E120042	E140148
	E101531	E150089	E160139	E130226	E170848	E120113	
	E101534	E150134				E120115	
	E101536	E150238				E120184	
	E101556	E150256				E120190	
	E101596	E150359				E120237	
	E101638	E150382				E120305	
	E101658	E150435					
	E101672						
	E101747						
	E170006						
G3	E101171	E150096	E160006	E130084	E170119	E120073	E170072
	E101378	E150117	E160051	E130102		E120076	
	E101540	E150118		E130103		E120154	

	E101585	E150131				E120198	
	E101595	E150195				E120496	
	E101603	E150200					
	E101604						
	E101605						
	E101608						
	E101667						

G4	E101048 *	E150027 *	E160034 **	E130031 *	E170172 *	E120080 **	E140064
	E101159 *	E150029 *		E130046 *		E120208 **	
	E101163 **	E150449 *		E130050			
	E101170 *						
	E101184 *						
	E101204 *						
	E101399 **						
	E101425 **						
	E101447 *						

G5	E101003 *	E150142 *	E160068 *	E130036 *	E170250 *	E120045 *	E140140 *
	E101005 *	E150451		E130054		E120056 *	
	E101015 *			E130148 *			
	E101046 *						
	E101070 *						
	E101074 *						
	E101715 *						
	E101725 *						
	44	27	12	14	9	22	13
141							

(*) Suestaciones de 220 V que tienen un radio de acción mayor a 150m.

(**) Cuestaciones de 380 V que tienen un radio de acción mayor a 300m.

TABLA N° 3.7 SED's por Grupo y Nivel de Tensión

GRUPO	NIVEL TENSIÓN (V)	N° DE SED
G1	220	79
	380-220	217
	440-220	98
G2	220	175
	380-220	446
	440-220	20
G3	220	127
	380-220	237
	440-220	16
G4	220	131
	380-220	112
	440-220	9

G5	220	160
	380-220	81
	440-220	27
		1935

3.3.2 Factores de Carga, Pérdida y Potencia

Estos factores han sido obtenidos de las curvas de carga de las mediciones realizadas en las barras de los tableros de Distribución BT de la muestra tomada en consideración. Para la medición se contó inicialmente con ocho registradores marca CICUITOR (05) y MEMOBOX (03), posteriormente se contó con veinte medidores electrónicos adicionales marca ELSTER.

Con personal técnico del área se procedió a colocar los equipos en cada una de las Subestaciones de distribución que habían sido seleccionadas como muestra, como mínimo se dejó los equipos por un lapso de tres días, programándolos para que registren las lecturas de potencia activa y reactiva cada quince minutos, el 50% de las mediciones fueron por un lapso de tres días el resto se realizó mediciones por un periodo de siete días; esto se hizo debido a la falta de equipos y la disponibilidad del personal técnico.

De estos registros en la semana se escogió el día en que se obtuvo la mayor demanda tomando éste como día típico, luego se procedió a realizar las curvas de cargas y a determinar los factores de pérdidas, de carga y de utilización.

En el ANEXO N° 01 – C – c.2 se presenta una curva de carga por cada estrato con los respectivos factores.

De las mediciones realizadas en las Subestaciones de distribución, se realizan las curvas de carga obteniendo así un factor de carga y pérdidas por muestra, con los cuales se calculan las pérdidas de potencia y de energía en cada una de la Subestaciones que representa la muestra.

Como se indica en Determinación y Selección de la muestra, el subsistema de distribución secundaria tiene los siguientes estratos:

G1 : Residencial muy bajo (0-30 KWH/cliente)

G2 : Residencial bajo (30-60 KWH/cliente)

G3 : Residencial medio (60-100 KWH/cliente)

G4 : Residencial alto (100-200 KWH/cliente)

G5 : Comercial y/o residencial muy alto (200 – a más KWH/cliente)

Como se tienen diferentes estratos, los factores de carga, pérdida y de potencia no van a ser los mismos en cada uno de los estratos. Con las mediciones realizadas en la muestra se obtuvieron de sus curvas de carga un Factor de carga (FC), factor de potencia (FP) y factor de pérdidas (fp) de cada una de las Subestaciones involucradas en la muestra, para poder encontrar los factores representativos de cada grupo se encontró un promedio para cada estrato y cuyo resultado se presenta en la tabla N° 3.8.

TABLA N° 3.8 FACTORES DE CARGA REPRESENTATIVOS POR GRUPO

UUNN (*)	GRUPO	FC	fp
PIURA	G1	0.41	0.26
	G2	0.43	0.28
	G3	0.50	0.35
	G4	0.58	0.44
	G5	0.57	0.43
SULLANA	G1	0.38	0.23
	G2	0.41	0.26
	G3	0.55	0.41
	G4	0.56	0.42
	G5	0.50	0.35
TUMBES	G1	0.40	0.25
	G2	0.49	0.34
	G3	0.55	0.41
	G4	0.65	0.53
	G5	0.60	0.47
TALARA	G1	0.32	0.18
	G2	0.53	0.38
	G3	0.55	0.41
	G4	0.53	0.38
	G5	0.56	0.42
PAITA	G1	0.38	0.23
	G2	0.44	0.29
	G3	0.57	0.43
	G4	0.60	0.47
	G5	0.57	0.43
A. PIURA	G1	0.36	0.21
	G2	0.39	0.24
	G3	0.40	0.25
	G4	0.40	0.25

	G5	0.43	0.28
B. PIURA	G1	0.40	0.25
	G2	0.50	0.35
	G3	0.51	0.36
	G4	0.40	0.25
	G5	0.40	0.25

FC: Factor de Carga

fp: Factor de Pérdidas

Nota.- Para el cálculo del promedio se ha retirado los valores que se alejan de la media.

(*) Unidades de Negocio

3.3.3 Pérdidas de Potencia y Energía

En el presente estudio se cuantificó las Pérdidas Técnicas en el subsistema de distribución secundaria, para tal efecto se tomo una muestra agrupadas en cinco estratos por cada unidad de negocio; la muestra consistió en agrupar subestaciones que presentan un mismo comportamiento, clientes residenciales que tienen hábitos de consumos similares; en la tabla N° 3.8 se puede apreciar que los factores de carga en subestaciones del mismo grupo son valores cercanos a la media, lo que reafirma el criterio tomado para la selección de la muestra.

3.3.4 Cálculo de las Pérdidas de Potencia y Energía

Para calcular el total de Pérdidas Técnicas en el subsistema de distribución secundaria se ha encontrado las pérdidas en los siguientes elementos que pertenecen al subsistema.

- . Circuitos del Sistema Particular de cada SED.
- . Acometidas
- . Medidores

El método empleado para cuantificar cada uno de éstos se detalla a continuación.

3.3.4.1 Circuitos del Sistema Particular de cada SED

Pérdidas de Potencia

Las pérdidas técnicas de potencia que se tienen en los circuitos del Sistema Particular, se deben a los consumos por parte de los usuarios presentes. Antes de realizar los flujos de potencia se consideró lo siguiente:

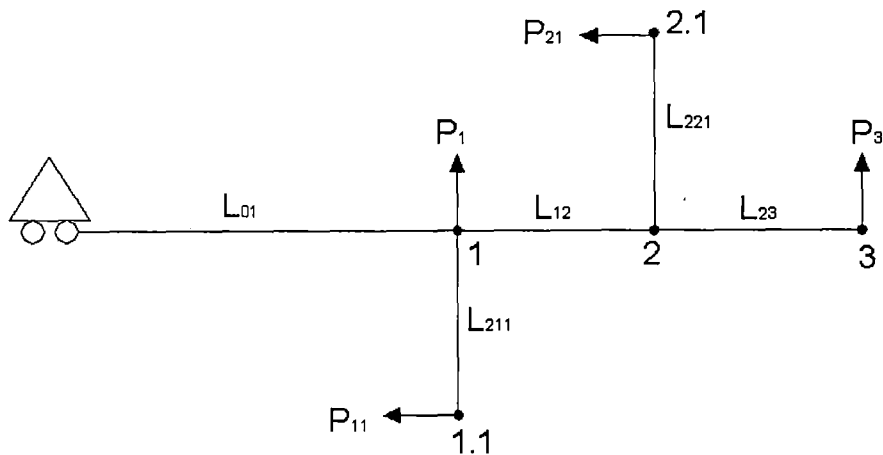
- 1 Toda la información extraída de la base de datos Maximus II y la actualización solicitada a cada UUNN en su oportunidad, se da por realizada, es decir la configuración de los circuitos secundarios, tipo de conductor, calibre, distancias entre postes son datos que han sido verificados y corregidos según sea el caso, por cada responsable de Pérdidas Técnicas de cada UU.NN.
- 2 Consumo por Subestación en un tiempo determinado para obtener su promedio mensual es la extraída de los totalizadores existentes en campo.
- 3 El mes tomado en cuenta para la evaluación es Junio 2006.

La aplicación de la metodología para determinar las pérdidas técnicas en los circuitos del Sistema Particular requiere de una selección de muestra, la misma que se detalla líneas arriba.

Siendo la resistencia eléctrica de los conductores un parámetro que influye directamente en forma proporcional en las pérdidas técnicas y éste al mismo tiempo se incrementa directamente proporcional a los cambios de temperatura, para tal efecto se ha corregido la resistencia eléctrica de los conductores a una temperatura de operación de 50 °C. Así mismo se ha considerado un incremento del 10% en la resistencia eléctrica por envejecimiento propio del material conductor, el mismo que incrementará en 10% el porcentaje de kWh según se muestra en la tabla N° 3.11.

Para determinar las Pérdidas de Potencia se ha considerado lo siguiente:

- 1 Carga trifásica y/o bifásica balanceada.
- 2 La ubicación ha sido definida al final del vano.



- 3 La tensión nominal de la fuente ha sido determinada como la tensión de despacho.
- 4 La potencia distribuida es:

$$P_d = P_{\text{lecturada}} - P_{\text{lumbrado}}$$

$$P_{\text{alumbrado}} = \frac{KWH_{\text{alumbrado}}}{11.5h * 30\text{días}}$$

- 5 La distribución de potencia (Pd) se ha realizado proporcionalmente a los consumos de energía presentes en cada vano. Para tomar este criterio se ha considerado el Fc igual para todos los usuarios de una misma SED. Ej.

Premisa:

$$\text{Potencia Vano 1} = P_1$$

$$\text{Energía Vano 1} = KWH_1$$

$$\text{Energía Total} = KWH_T$$

$$\text{Máxima Demanda} = MD$$

$$\text{Periodo (30 días)} = t$$

$$P_1 = \frac{KWH_1}{t \times FC} \dots\dots(1)$$

$$FC = \frac{KWH_T}{t \times MD} \dots\dots(2)$$

(2) en (1)

$$P_1 = \frac{KWH_1}{t} \times \left(\frac{t \times MD}{KWH_T} \right) = \frac{KWH_1}{KWH_T} \times MD$$

Cálculo:

$$\text{Máxima Demanda} = Pd$$

$$\text{Energía Vano 1} = KWH1$$

$$\text{Energía Vano 2} = KWH2$$

$$\text{Energía Vano 3} = KWH3$$

$$\text{Energía Vano n} = KWHn$$

$$\text{Energía Total} = KWHTOTAL$$

Cálculo:

$$\text{Potencia Vano 1} = \frac{KWH_1}{KWH_{TOTAL}} \times P_d$$

$$\text{Potencia Vano 2} = \frac{KWH_2}{KWH_{TOTAL}} \times P_d$$

$$\text{Potencia Vano 3} = \frac{KWH_3}{KWH_{TOTAL}} \times P_d$$

$$\text{Potencia Vano n} = \frac{KWH_n}{KWH_{TOTAL}} \times P_d$$

$$P_d = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n$$

La cuantificación de las Pérdidas de Potencia se ha realizado mediante la simulación numérica de flujos de potencia utilizando como soporte el software de Ingeniería CYMDIST 4.1, en el cual se ha modelado la topología de cada una de las Subestaciones de Distribución involucradas en la muestra.

Para el modelamiento de las redes BT de cada Subestación se ha utilizado una herramienta computacional elaborada exclusivamente para cumplir dicho fin, esta herramienta permite extraer la información de la Base de Datos Maximus II y modelarla con todas sus características físicas en el CYMDIST. La confiabilidad de la interfase dependerá de la veracidad de los datos existente en la Base de Datos Maximus II.

Pasos Seguidos:

- a. Selección de la muestra.
- b. Instalación de equipos de medición.
- c. Elaboración y cálculo de los perfiles de carga
- d. Exportación mediante la interfase de las redes BT de cada SED

- e. Simular los flujos de potencia.
- f. Reportar y calculo de las perdidas de potencia (Tabla N° 3.9).

TABLA N° 3.9 RESULTADOS EVALUACIÓN SED E101604

DATOS DE CÁLCULO

PI	100	kVA
MD	19.96	KW
FU	0.23	
FP	0.88	
FC	0.49	
fp (factor de pérdidas)	0.34	

Reporte de la carga de los alimentadores

Nombre alimentador	Potencia	kW	KVAR	Kwh/mes
D101260	Despacho	3.47	1.88	1222.04
	Carga	3.45	1.87	1217.16
	Perdidas	0.02	0.01	4.88
	Perdidas Técnicas (%)	0.58		0.40
D101261	Despacho	16.49	8.9	5773.12
	Carga	16.08	8.72	5673.02
	Perdidas	0.41	0.18	100.10
	Perdidas Técnicas (%)	2.49		1.73
TOTAL	Despacho	19.96	10.78	6995.16
	Carga	19.53	10.59	6890.18
	Perdidas	0.43	0.19	104.98
	Perdidas Técnicas (%)	2.15		1.50

Pérdida de Energía

Para el cálculo de las pérdidas de energía es indispensable conocer el factor de pérdidas el cual se obtiene conociendo el factor de carga según lo indicado líneas arriba.

Las pérdidas de energía se calculan para cada una de las Subestaciones pertenecientes a la muestra, luego se encuentra el porcentaje de perdidas en cada una de ellas.

Los porcentajes de pérdidas de energía se calculan por Unidad de Negocio y por grupo, con el porcentaje de perdidas de energía representativo por cada grupo se extrapola a toda la Unidad de Negocio. Para el promedio se tiene en cuenta el consumo de energía distribuida en BT que tiene cada grupo respecto al resto. Se emplea la siguiente fórmula para calcular el promedio de pérdidas de energía de cada unidad de negocio.

$$\%KWH_{prom_UN} = \frac{\sum_{i=1}^5 \%KWH_{Gi} \times KWH_{Gi}}{\sum_{i=1}^5 KWH_{Gi}}$$

Para la obtención del valor total de pérdidas de energía de ELECTRONOROESTE S.A. se emplea la misma fórmula con la variante que los porcentajes de perdidas de energía y la energía es la distribuida en BT es por Unidad de Negocio.

De los cálculos realizados se obtiene los siguientes valores, que se muestran en la tabla N° 3.10:

TABLA N° 3.10 Resultados de Pérdidas Técnicas en BT

UUNN	Grupo	N° de SED	Energía Distribuida kWh	Energía Facturada kWh	Pérdidas %KWh	
					Redes SP	
					Grupo	Prom.
PIURA	G1	59	242,784	186,531	0.64	3.67
PIURA	G2	179	1,580,420	1,311,372	1.91	
PIURA	G3	141	2,213,678	1,896,886	2.4	
PIURA	G4	131	2,711,181	2,408,833	4.11	
PIURA	G5	119	2,523,451	2,221,605	5.72	
			9,271,513	8,025,226		
SULLANA	G1	85	138,423	101,374	1.45	2.80
SULLANA	G2	135	1,158,871	986,923	1.54	
SULLANA	G3	77	1,329,861	1,157,808	2.76	
SULLANA	G4	39	673,733	601,101	4.42	
SULLANA	G5	30	317,757	290,311	4.76	
			3,618,646	3,137,517		
TUMBES	G1	53	88,187	42,586	0.52	3.35
TUMBES	G2	124	995,338	746,746	2.82	
TUMBES	G3	66	1,094,178	888,240	2.24	
TUMBES	G4	28	699,905	607,619	5.03	
TUMBES	G5	29	434,631	371,387	5.19	
			3,312,238	2,656,577		
TALARA	G1	2	9,758	6,822	3.06	3.08
TALARA	G2	57	592,715	563,791	2.31	
TALARA	G3	52	809,249	734,702	2.18	
TALARA	G4	42	681,056	635,766	2.95	
TALARA	G5	47	591,267	596,037	5.24	
			2,684,044	2,537,118		
PAITA	G1	54	193,586	174,271	0.57	2.19
PAITA	G2	50	434,705	389,426	1.77	
PAITA	G3	22	365,476	334,751	2.63	
PAITA	G4	8	109,245	102,202	2.08	
PAITA	G5	12	141,198	136,505	4.67	
			1,244,209	1,137,154		
ALTO PIURA	G1	102	201,924	18,269	0.84	1.12

ALTO PIURA	G2	43	430,354	215,320	1.39	
ALTO PIURA	G3	12	219,762	124,002	0.38	
ALTO PIURA	G4	2	43,346	39,894	0.59	
ALTO PIURA	G5	16	91,965	3,437	2.45	
			987,351	400,922		
BAJO PIURA	G1	39	95,421	87,217	0.61	2.08
BAJO PIURA	G2	53	519,819	401,694	1.55	
BAJO PIURA	G3	10	201,050	148,170	3.93	
BAJO PIURA	G4	2	13,715	12,649	1.71	
BAJO PIURA	G5	15	22,228	30,002	4.32	
			852,232	679,731		

3.15

En la tabla N° 3.11 se muestra los porcentajes de KWh incrementados en 10% debido a las pérdidas de sus características eléctricas por envejecimiento del material conductor, que correspondería a un porcentaje del total de redes de Electronoroeste S.A.

TABLA N° 3.11 Resultados de Pérdidas Técnicas en BT con el incremento del 10%

UUNN	Grupo	N° de SED	Energía Distribuida kWh	Energía Facturada kWh	Pérdidas %KWh	
					Redes SP	
					Grupo	Prom.
PIURA	G1	59	242,784	186,531	0.704	4.04
PIURA	G2	179	1,580,420	1,311,372	2.101	
PIURA	G3	141	2,213,678	1,896,886	2.640	
PIURA	G4	131	2,711,181	2,408,833	4.521	
PIURA	G5	119	2,523,451	2,221,605	6.292	
			9,271,513	8,025,226		
SULLANA	G1	85	138,423	101,374	1.595	3.08
SULLANA	G2	135	1,158,871	986,923	1.694	
SULLANA	G3	77	1,329,861	1,157,808	3.036	
SULLANA	G4	39	673,733	601,101	4.862	
SULLANA	G5	30	317,757	290,311	5.236	
			3,618,646	3,137,517		
TUMBES	G1	53	88,187	42,586	0.572	3.68
TUMBES	G2	124	995,338	746,746	3.102	
TUMBES	G3	66	1,094,178	888,240	2.464	
TUMBES	G4	28	699,905	607,619	5.533	
TUMBES	G5	29	434,631	371,387	5.709	
			3,312,238	2,656,577		
TALARA	G1	2	9,758	6,822	3.366	3.39
TALARA	G2	57	592,715	563,791	2.541	
TALARA	G3	52	809,249	734,702	2.398	
TALARA	G4	42	681,056	635,766	3.245	
TALARA	G5	47	591,267	596,037	5.764	
			2,684,044	2,537,118		
PAITA	G1	54	193,586	174,271	0.627	2.41
PAITA	G2	50	434,705	389,426	1.947	
PAITA	G3	22	365,476	334,751	2.893	
PAITA	G4	8	109,245	102,202	2.288	
PAITA	G5	12	141,198	136,505	5.137	
			1,244,209	1,137,154		
ALTO PIURA	G1	102	201,924	18,269	0.924	1.23

ALTO PIURA	G2	43	430,354	215,320	1.529	
ALTO PIURA	G3	12	219,762	124,002	0.418	
ALTO PIURA	G4	2	43,346	39,894	0.649	
ALTO PIURA	G5	16	91,965	3,437	2.695	
			987,351	400,922		
BAJO PIURA	G1	39	95,421	87,217	0.671	2.29
BAJO PIURA	G2	53	519,819	401,694	1.705	
BAJO PIURA	G3	10	201,050	148,170	4.323	
BAJO PIURA	G4	2	13,715	12,649	1.881	
BAJO PIURA	G5	15	22,228	30,002	4.752	
			852,232	679,731		

3.46

Cabe recalcar que los porcentajes han sido referidos a la energía distribuida en el subsistema de distribución secundaria (sistema particular de baja tensión), es decir no se incluye la energía de Alumbrado Público.

3.3.4.2 Acometidas

Pérdidas de Potencia

Para el cálculo de la Pérdidas de potencia en acometidas se ha considerado lo siguiente:

- 1 Consumo promedio igual de todos los usuarios pertenecientes a un mismo grupo.

- 2 Factor de potencia 0.90 para todos los usuarios.
- 3 Longitud de acometida igual a 16 m
- 4 Acometida de calibre 12 AWG de cobre

Fórmulas empleadas en el cálculo:

$$KW_{prom} = \frac{KWH_{mes}}{t}$$

$$I_{prom} = \frac{KW_{prom}}{V \times FP}$$

$$R_{50^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + 0.00384(T - 20)]$$

$$KW_{prom_pérd_cliente} = \frac{I_{prom}^2 \times (2R_{50^{\circ}C}) \times L}{1000}$$

$$KW_{prom_pérd_tot} = KW_{prom_pérd_cliente} \times N^{\circ} \text{CLIENTES}$$

Donde:

KW_{prom} = Potencia promedio en el periodo de evaluación (KW)

I_{prom} = Corriente promedio en el periodo de evaluación (A)

V = Voltaje Nominal (KV)

$R_{20^{\circ}C}$, $R_{50^{\circ}C}$ = Resistencia a 20 y 50 °C respectivamente

$KW_{prom_pérd_cliente}$ = Pérdida de potencia unitario, por cliente (KW)

$KW_{prom_pérd_tot}$ = Pérdida de potencia total, por grupo (KW)

TABLA N° 3.12 Pérdidas Técnicas en Acometidas por Estrato

GRUPO	KWH/ mes	KWprom	Iprom	N° CLIENTES	L (Km)	PÉRDIDAS/GRUPO		
						R (ohm/km)	KWprom	
G1	30	0.0420	0.21	6,460	0.016	6.044	0.056	
G2	60	0.0830	0.42	26,842	0.016	6.044	0.912	
G3	100	0.1390	0.70	23,145	0.016	6.044	2.206	
G4	200	0.2780	1.40	16,467	0.016	6.044	6.279	
G5	300	0.4170	2.11	5,945	0.016	6.044	5.100	
TOTAL								14.554

Siguiendo el mismo procedimiento se ha calcula las pérdidas de potencia en las acometidas de los usuarios de las demás unidades de negocio.

Teniendo como resultado final lo mostrado en la Tabla N° 3.13:

**TABLA N° 3.13
PÉRDIDAS DE POTENCIA
EN ACOMETIDAS**

N°	UN	KW _{prom}
01	PIURA	14.55
02	SULLANA	4.67
03	TUMBES	4.30
04	TALARA	3.87
05	PAITA	1.30
06	A. PIURA	0.74
07	B.PIURA	0.51
TOTAL		29.95

Pérdida de Energía

Con los resultados obtenidos del Cálculo de las Pérdidas de Potencia en Acometidas se procede a calcular las Pérdidas de Energía en las Acometidas, esto se obtiene multiplicando los KW_{prom} obtenidos por el tiempo; en nuestro caso se refirió a al mes de Julio 2 006 (31 días).

Fórmula empleada:

$$KWH_{pérdidas} = KW_{prom_pérd_tot} \times t$$

Donde:

$KW_{prom_pérd_tot}$ = Pérdida de potencia total, por grupo (KW)

t = Tiempo (31 días x 24h)

De los cálculos realizados se obtiene lo mostrado en la tabla N° 3.14:

TABLA N° 3.14
PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA
EN ACOMETIDAS

N°	UN	KWprom	KWH/mes	%KWH
01	PIURA	14.55	10,828.09	0.117%
02	SULLANA	4.67	3,477.62	0.096%
03	TUMBES	4.30	3,196.98	0.097%
04	TALARA	3.87	2,882.99	0.107%
05	PAITA	1.30	964.59	0.078%
06	A. PIURA	0.74	552.40	0.056%
07	B.PIURA	0.51	378.87	0.045%
TOTAL		29.95	22,281.54	0.102%

Los porcentajes han sido referidos a la energía distribuida en el subsistema de distribución secundaria.

3.3.4.3 Medidores

Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia y energía en los medidores de los usuarios masivos, se calcula considerando una pérdida de potencia constante de 4.76 VA, pérdida que ocurre en la bobina de potencial en un 90% y la diferencia en la bobina de corriente del medidor. Esto significa que la pérdida de potencia total por concepto de medidores de energía será entonces igual al número de medidores (abonados)

expresados en watt y la pérdida de energía será la pérdida de potencia total multiplicada por el tiempo total destinado en la medición.

El procedimiento se realiza multiplicando el consumo promedio propio del medidor por la cantidad de usuarios correspondientes al sector en estudio.

El cálculo se realiza de acuerdo a la siguiente relación:

$$KW_{prom} = N^{\circ} Usuarios \times Consumo_propio \times FP$$

Donde:

KW_{prop} = Pérdida de Potencia por consumo propio

$N^{\circ} Usuarios$ = Número de usuarios

FP = Factor de Potencia (0.8)

Nota.- Para la elaboración de procedimiento de cálculo indicado se ha tomado como referencia el estudio realizado por ELECTRO SUR ESTE S.A; el valor de pérdidas propias de los medidores se obtuvo del valor de pérdidas promedio del parque de medidores de ELECTRO SUR ESTE S.A.

Pérdida de Energía

El resultado de las pérdidas de potencia calculado se tiene que afectar por el número de horas diarias efectivas en que los medidores registran carga.

El cálculo se realiza de acuerdo a la siguiente relación.

$$KWH_{medidores} = KW_{prom} \times T$$

Donde:

KWH_{medidor} = Pérdidas de energía por consumo propio de los medidores

KW_{prop} = Pérdida de Potencia por consumo propio

T = Tiempo efectivo (4 h/día)

De los cálculos realizados se obtiene lo mostrado en la tabla N° 3.15

**TABLA N° 3.15 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA
EN MEDIDORES**

N°	UN	KWprom	KWH/mes	%KWH
01	PIURA	300.30	37,236.59	0.40
02	SULLANA	174.51	21,639.14	0.60
03	TUMBES	125.15	15,518.59	0.47
04	TALARA	94.42	11,708.00	0.44
05	PAITA	73.18	9,074.11	0.73
06	A. PIURA	74.62	9,252.85	0.94
07	B.PIURA	50.88	6,308.96	0.74
TOTAL		893.05	110,738.25	0.50

Cabe recalcar que los porcentajes han sido referidos a la energía distribuida en Baja Tensión (BT); el porcentaje por Unidad de Negocio (UN) ha sido referido al total de energía distribuida en BT en dicha Unidad de Negocio y para el total ha sido referido a la energía distribuida total de las siete Unidades de Negocio (UUNN).

3.3.5 Resumen de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (BT)

En la tabla N° 3.16 se muestra los resultados obtenidos por UU.NN.

TABLA N° 3.16 Resume de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión

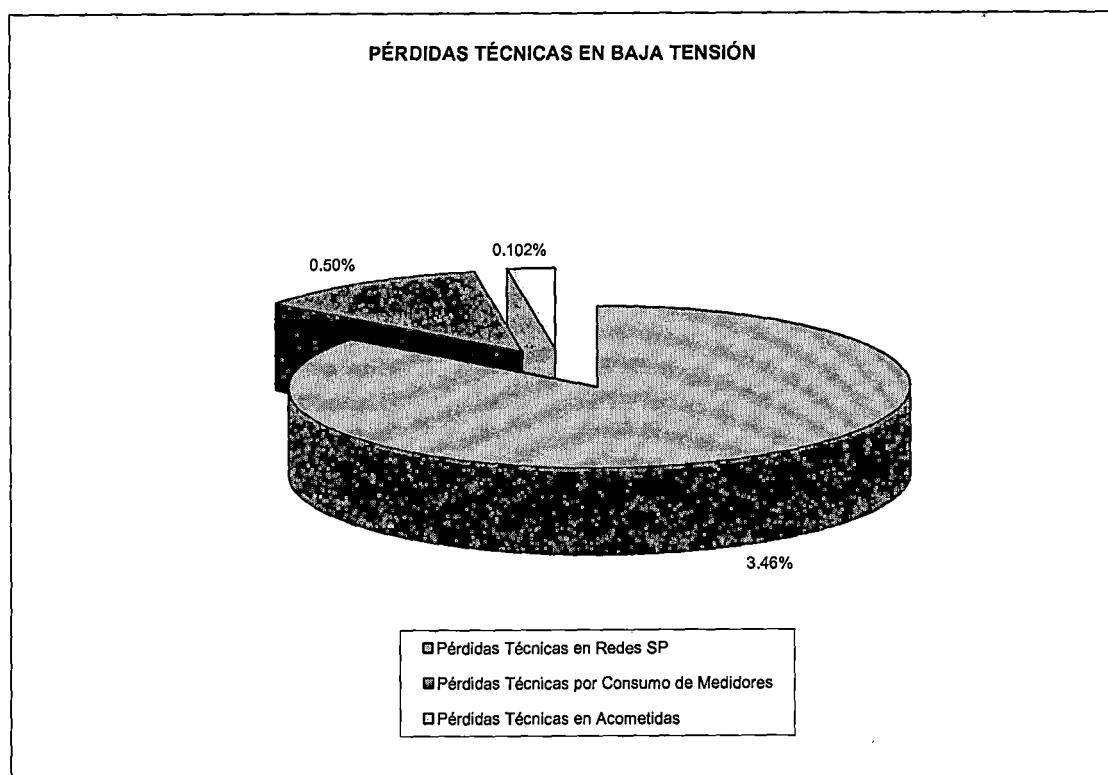
UUNN	Grupo	N° de SED	PERDIDAS %KWh				
			Redes SP		Medidores	Acomt.	Total
			Grupo	Prom.			
PIURA	G1	59	0.704	4.04	0.40	0.117	4.56
PIURA	G2	179	2.101				
PIURA	G3	141	2.64				
PIURA	G4	131	4.521				
PIURA	G5	119	6.292				
SULLANA	G1	85	1.595	3.08	0.60	0.096	3.78
SULLANA	G2	135	1.694				
SULLANA	G3	77	3.036				
SULLANA	G4	39	4.862				
SULLANA	G5	30	5.24				
TUMBES	G1	53	0.572	3.68	0.47	0.097	4.25
TUMBES	G2	124	3.102				
TUMBES	G3	66	2.464				
TUMBES	G4	28	5.533				
TUMBES	G5	29	5.709				
TALARA	G1	2	3.366	3.39	0.44	0.107	3.94
TALARA	G2	57	2.541				
TALARA	G3	52	2.398				
TALARA	G4	42	3.245				
TALARA	G5	47	5.764				
PAITA	G1	54	0.627	2.41	0.73	0.078	3.22
PAITA	G2	50	1.947				
PAITA	G3	22	2.893				
PAITA	G4	8	2.288				
PAITA	G5	12	5.137				
ALTO PIURA	G1	102	0.924	1.23	0.94	0.056	2.22
ALTO PIURA	G2	43	1.529				
ALTO PIURA	G3	12	0.418				

ALTO PIURA	G4	2	0.649				
ALTO PIURA	G5	16	2.695				

BAJO PIURA	G1	39	0.671	2.29	0.74	0.045	3.07
BAJO PIURA	G2	53	1.705				
BAJO PIURA	G3	10	4.323				
BAJO PIURA	G4	2	1.881				
BAJO PIURA	G5	15	4.752				

3.46 0.50 0.102

4.07



CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO

4.1 SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

- 4.1.1 La línea de subtransmisión L-6651 que se encuentra entre SE Piura Oeste y SE Piura Centro, se encuentra al 90% de su capacidad nominal.
- 4.1.2 La información existente en la base de datos de ELECTRONOROESTE S.A. no se encuentra actualizada, lo cual genera demoras para realizar los análisis respectivos de flujos de potencia.
- 4.1.3 Los datos coinciden con los valores medidos lo cual era de esperarse, ya que en este nivel de tensión no se encuentran pérdidas no técnicas, siempre que los equipos de medición funcionen correctamente.
- 4.1.4 No se ha considerado en el presente estudio las pérdidas transversales (por efecto corona y corriente de fuga a tierra en los aisladores) por ser éstas despreciables en el nivel de tensión de 60 kV.

4.2 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

- 4.2.1 Como se puede apreciar en la figura N° 2.4 las Pérdidas Reconocidas en Distribución son 7.53 % y las Pérdidas Totales 9.83%; de los cálculos obtenidos los cuales se muestran en el Anexo N° 02 – C, se puede apreciar que el mayor problema se concentra en el lado de las pérdidas no técnicas que representa un 51.26 % del total de pérdidas.
- 4.2.2 El mayor volumen de pérdidas técnicas en kWh se encuentra en Media Tensión (Ver anexo N° 02 – C) y esto es justificable debido a que se vende mayor cantidad de energía en Media Tensión (55 % de la energía disponible en MT) que en Baja Tensión (45% de la energía disponible en MT)
- 4.2.3 Las Unidades de Negocio de Piura y Sullana representan el 57.81 % del total de pérdidas técnicas lo cual indicaría que dichas unidades de negocio son estratégicas para reducir las pérdidas técnicas de ELECTRONOROESTE S.A.
- 4.2.4 El 61.18 % de las Pérdidas no Técnicas se concentran en las Unidades de Negocios de Piura, Sullana y Tumbes, siendo estas unidades en donde se debería emprender campañas para reducir el nivel de Pérdidas no Técnicas.
- 4.2.5 La Unidad de Negocio de Talara tiene el mayor porcentaje de Pérdidas Técnicas 7.22 % (referidas a la energía disponible MT en Talara) lo cual

representa el 74.25 % de las pérdidas totales en dicha unidad de negocio, esto indica que existe un bajo porcentaje de pérdidas no técnicas, una reducción de las pérdidas no técnicas no reduciría considerablemente las pérdidas totales, sin embargo una reducción de las pérdidas técnicas si representaría un mayor aporte para la reducción de las pérdidas totales en esta Unidad de Negocio.

4.2.6 El Alto Piura y el Bajo Piura tienen un alto porcentaje de pérdidas no técnicas arriba del 60% (referidas a la energía disponible MT en su respectiva Unidad de Negocio), estas zonas tienen también un bajo volumen de ventas mensual, siendo este último un indicador del nivel de desarrollo de la zona. Éstas zonas son las más pobres del departamento de Piura. Es necesario realizar campañas informativas para incentivar el uso de la energía eléctrica y reducir el hurto de energía.

4.2.7 Para la estimación de las pérdidas técnicas en Baja Tensión es difícil analizar todas las redes secundarias por el tiempo que demandaría esto, una manera práctica y rápida es seleccionar una muestra y luego extrapolar a todo el universo. La agrupación de las subestaciones por consumo per-cápita para la estimación de las pérdidas técnicas en BT, ha permitido identificar variables como condición socio económica, ubicación geográfica, otras, dentro del mismo grupo. El comportamiento de la carga en estos Grupos tiende a ser similares, salvo excepciones que han sido separadas de la muestra por no ser representativas del grupo.

- 4.2.8 El mayor porcentaje de las pérdidas técnicas de distribución se concentra en Baja Tensión, el cual llega a 4.07 % referida a la energía disponible en Baja Tensión.
- 4.2.9 En la Tabla N° 3.16 se muestra las pérdidas técnicas en baja tensión discriminada por grupo, del cual se puede observar que el mayor porcentaje de pérdidas se encuentra en los grupos G4 y G5, como era de esperar, ya que los clientes pertenecientes a estos grupos son los que mayores consumos tienen. Mientras que los menores porcentajes de pérdidas se encuentran en los grupos G1 y G2, siendo estas instalaciones robustas con clientes de bajos consumos.
- 4.2.10 En el cuadro y gráficos mostrado en el Anexo N° 02 – C se muestran las pérdidas en los 3 niveles de tensión.

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

Las decisiones de inversión son una de las grandes decisiones financieras que todo empresario o financista toma, aunque todas las decisiones referentes a las inversiones empresariales van desde el análisis de las inversiones en capital de trabajo, como la caja, los bancos, las cuentas por cobrar, los inventarios como a las inversiones de capital representado en activos fijos como edificios, terrenos, maquinaria, tecnología etc.

En la mayoría de organizaciones o empresas de tipo privado, las decisiones financieras son enfocadas o tienen un objetivo claro, "la maximización del patrimonio" por medio de las utilidades y una reducción de las pérdidas significa un incremento en las utilidades.

Frente a esto en las decisiones de inversión aparecen recursos que se asignan y resultados que se obtienen de ellos, los costos y los beneficios. Los criterios para analizar inversiones hacen un tratamiento de los beneficios y costos de una propuesta de inversión, estos beneficios y costos en la mayoría de los casos no se producen instantáneamente; sino que pueden generarse por periodos más o menos largos.

Al encontrar los costos y beneficios se deben definir con claridad los criterios que se van a utilizar para su evaluación frente a la propuesta de inversión.

Es necesario, en mayor o en menor medida, hacer frente a inversiones sobre las que se vaya a basar la operativa del negocio. Por analizar la viabilidad de una inversión puede entenderse el hecho de plantearnos si los ingresos derivados de nuestro proyecto de negocio van a ser suficientes para hacer frente a los compromisos adquiridos con los agentes que ponen dinero para financiarlo (accionistas y terceros suministradores de financiación), y en qué medida ese proyecto va a ser rentable.

La evaluación para analizar proyectos de inversión se basan normalmente en el análisis de los ingresos y gastos relacionados con el proyecto, teniendo en cuenta cuándo son efectivamente recibidos y entregados es decir, en los flujos de caja (cash flows) que se obtienen en dicho proyecto con el fin de determinar si son suficientes para soportar el servicio de la deuda anual (principal + intereses) y de retribuir adecuadamente el capital aportado por los socios.

Para evaluar la viabilidad del proyecto de inversión los indicadores a utilizar son los siguientes: Valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), coeficiente beneficio costo (B/C), y periodo de recuperación (PR).

Estos indicadores de evaluación permiten dar una medida, más o menos ajustada, de la rentabilidad que podemos obtener con el proyecto de inversión, antes de ponerlo en marcha.

Por tanto este trabajo plantea el análisis económico desde el punto de vista empresarial utilizando los indicadores antes mencionados, para una mejor toma de decisión.

Para determinar el flujo de caja es necesario conocer el costo unitario de reducción de pérdidas técnicas (Nuevos Soles / kWh_{PERDIDAS}); en estudios anteriores se determinó que, para reducir 1 kWh de las pérdidas técnicas es necesario realizar una inversión de S/.6.00, se espera tener una reducción de 62,250 kWh/mes, para lo cual es necesaria una inversión de:

INVERSIÓN	373,539.00
REDUCCION PÉRDIDAS TÉCNICAS	62,250 kWh / MES

Para calcular los flujos de caja mensual se ha considerado que el costo de la energía en barra permanece constante durante el periodo de evaluación y es igual a: S/.0.2034/kWh.

Valor Actual Neto (VAN)

Consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que genera el proyecto, descontados la tasa de descuento, y compararlos con el importe inicial de la inversión. Como tasa de descuento se utiliza normalmente el costo de oportunidad del capital (COK) de la empresa que hace la inversión (en proyectos electricos se considera COK = 12%).

$$VAN = - A + [FC1 / (1+r)^1] + [FC2 / (1+r)^2] + \dots + [FCn / (1+r)^n]$$

Siendo:

A: desembolso inicial (Inversión)

FC: flujos de caja

n: Pay Back (1,2,...,n)

r: la tasa de descuento

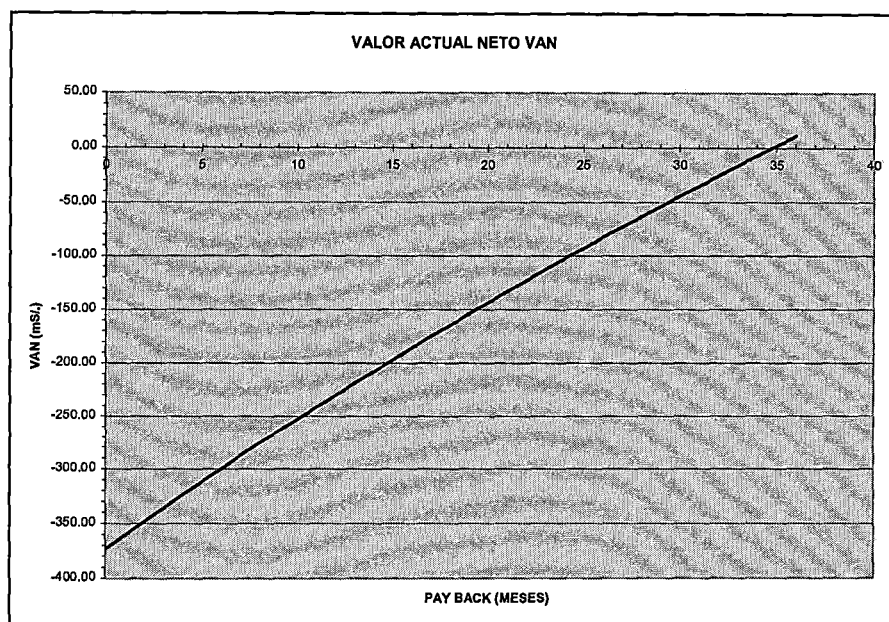
Si $VAN > 0$: El proyecto es rentable.

Si $VAN = 0$: El proyecto es postergado.

Si $VAN < 0$: El proyecto no es rentable.

Costo de Energía S/./kWH	0.2034
kWH / mes	62,250
A=	373,539
FC=	12,661.65
r (mensual) =	0.9488%
n (meses)	36

VAN = 11,060.79



Tasa Interna de Retorno (TIR)

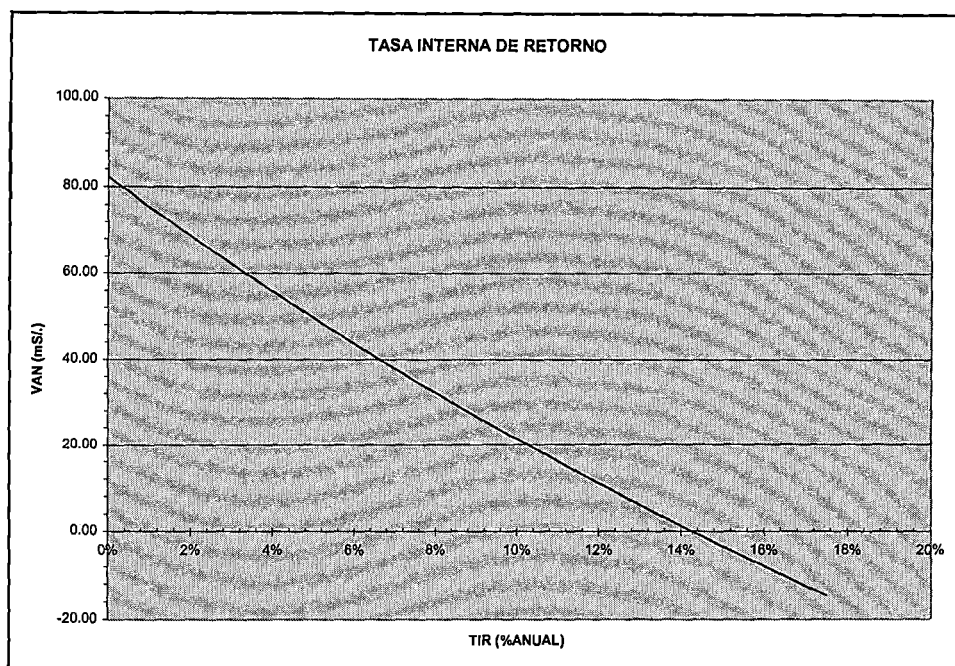
Se define como la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero.

Si $TIR >$ Oportunidad de Capita: El proyecto es aceptable.

Si $TIR =$ Oportunidad de Capita: El proyecto es postergado.

Si $TIR <$ Oportunidad de Capita: El proyecto no es aceptable.

Costo de Energía S/./kWH	0.2034
kWH / mes	62,250
A=	373,539
FC=	12,661.65
n (meses)	36
TIR (Mensual) =	1.118%
TIR (Anual) =	14.28%



Coefficiente Beneficio Costo (B/C)

Se obtiene con los datos del VAN; cuando se divide la sumatoria de todos los beneficios entre la sumatoria de los costos (Inversión).

Si $B/C > 1$: El proyecto es aceptable.

Si $B/C = 1$: El proyecto es postergado.

Si $B/C < 1$: El proyecto no es aceptable.

$$B/C = A / [FC1 / (1+r)^1] + [FC2 / (1+r)^2] + \dots + [FCn / (1+r)^n]$$

BENEFICIO	384,600
COSTO	373,539

B/C	1.03
------------	-------------

Periodo de Recuperación (PR)

Se define como el período que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el tiempo en el cual los flujos de caja acumulados superan a la inversión inicial.

VAN 34 MESES	-7,049.86
VAN 35 MESES	2,048.22

PERIODO DE RECUPERO (PR)	34.77 MESES
---------------------------------	--------------------

Ver grafica VAN.

CUADRO RESUMEN DE INDICADORES ECONÓMICOS

INDICADORES ECONÓMICOS	2007
INVERSIÓN	373,539.00
VAN (*)	11,060.79
TIR (**)	14.28%
PAY BACK	36 MESES
B/C	1.03
PR (***)	34.8 MESES

(*) Tasa de descuento anual 12 %

(**) Anual

(***) Periodo de Recupero

Del cuadro resumen se puede apreciar que los indicadores económicos son aceptables, indicando que la inversión a realizar es factible económicamente.

CONCLUSIONES

1. En las líneas con cargas que sobrepasen el 60 % de su capacidad nominal los niveles de pérdidas crecen exponencialmente, como es el caso de la línea L-6651. (4.1.1)
2. Una base de datos actualizada permitirá obtener resultados rápidos y reales; así mismo se pudo determinar que los equipos de medición como los TC se encuentran operando bajo sus condiciones nominales. (4.1.2 – 4.1.3 – 4.1.4)
3. Las unidades de negocio de Piura y Sullana son las que tienen mayores ventas de energía pero también presentan el mayor porcentaje de pérdidas técnicas a nivel de todo ELECTRONOROESTE S.A., así mismo estas Unidades de Negocio son las que mayores pérdidas no técnicas tiene a nivel de todo ELECTRONOROESTE S.A. lo cual es un indicador de la baja eficiencia técnica y administrativa de los actores del sistema; Talara es la Unidad de Negocio que tiene mayor eficiencia administrativa, pero la que menor eficiencia técnica presenta. (4.2.3 – 4.2.4 – 4.2.5)
4. La unidades de negocio del Alto Piura y el Bajo Piura son las que venden menos energía, siendo también sus pérdidas técnicas bajas, sin embargo sus

perdidas no técnicas son elevadas, esto se debe a que existe un alto índice de hurto de energía y deficiencias administrativas respectivamente. (4.2.6)

5. El porcentaje de pérdidas técnicas, es mayor en baja tensión que en otros niveles (4.07 % referido a la energía disponible en BT), una explicación a esto es, que a menor nivel de tensión las pérdidas se incrementan. (4.2.7)
6. De los resultados obtenidos (ver tabla N° 3.16) se muestra que los Grupos G4 y G5 se registra el mayor índice de pérdidas técnicas en BT, el número de Subestaciones de Distribución (SED's) de estos grupos representa 26.87 % del total de SED's de ELECTRONOROESTE S.A. siendo las principales causas las siguientes:
 - a. Radio de acción excesivo (El 90 % de las SED's de 0.22 kV del G4 y G5 tienen radios mayores a 150m, el 71.42 % de las SED's de 0.38 kV del G4 y G5 tienen radios mayores a 300m, ver tabla N° 3.6).
 - b. Carga en los conductores por encima del 60 % de la capacidad nominal de los mismos ($I_{CARGA}/I_{NOMINAL} * 100\%$), en la troncal de los alimentadores BT.
 - c. Concentración de cargas puntuales en finales de circuito.(4.2.9)
7. De los resultados mostrados del analisis económico se puede apreciar que la recuperación de la inversión es lenta, y es debido al elevado costo que representa reducir las pérdidas técnicas comparada con el costo de la

energía. Sin embargo es una inversión necesaria porque de lo contrario los valores de pérdidas técnicas podrían elevarse hasta llegar a valores incontrolables.

RECOMENDACIONES

1. Reforzar línea L-6651 o implementar otra terna, con la finalidad de reducir el nivel de carga ($I_{CARGA}/I_{NOMINAL}$) a la que van ha estar sometidos los conductores de dicha línea. (1)
2. Actualizar la base de datos donde se encuentran almacenadas las mediciones de cada línea, esto permitirá tener resultados más rápidos y exactos. (2)
3. Los transformadores de medida deben operar no saturados para evitar errores de medición, se recomienda controlar constantemente la carga de éstos para evitar saturación, así mismo se debe tener en cuenta que las cargas conectadas a los TC y TP (relés, cables, etc.) no deben sobrepasar la potencia Bourden^(*) de éstos, de suceder esto también se podría generar errores de medición. (2)
4. Empezar campañas de concientización a la población y a los integrante de la empresa haciendo que todos ellos se sientan identificados con ELECTRONOROESTE S.A; estas actividades tienen la finalidad de reducir el hurto de energía y de esta manera reducir las pérdidas no técnicas. (3 – 4)

(*) Potencia máxima aparente (VA) que la corriente del secundario puede suministra al circuito secundario sin perder precisión.

5. Es necesario reducir el nivel de pérdidas técnicas en la Unidad de Negocio Talara, realizando remodelaciones a los alimentadores más críticos y a las Subestaciones de Distribución más críticas, para identificar las instalaciones más críticas se recomienda ver Pareto MT y Pareto BT (Anexo N° 02 B-b.2, b.3) elaborado. (3)
6. Dirigir la inversión destinada a reducción de pérdidas técnicas a las unidades de negocio que tienen mayores ventas de energía, como es el caso de Piura y Sullana; la inversión debe realizarse teniendo en cuenta el Pareto mostrado en el Anexo N° 02 B-b.2, b.3. Estas localidades también presentan los mayores problemas de pérdidas no técnicas, los problemas de hurto de energía se da en los AAHH que se encuentran en la periferia de la ciudad siendo necesario emprender campañas de concientización a la población en estas zonas, mostrando los riesgos que implica una conexión clandestina. (3 – 4)
7. En las Unidades de menores consumos energéticos como es el caso del Alto Piura y Bajo Piura, se recomienda realizar campañas informativas, dando a conocer a la población los beneficios del correcto uso de la energía eléctrica; incentivando de esta manera el uso de la energía, las campañas informativas también permitirán reducir las pérdidas no técnicas. (4)
8. En futuros análisis se puede emplear la muestra utilizada para el cálculo de las pérdidas técnicas en Baja tensión mostrada en el presente trabajo, pero se

recomienda ir adicionando nuevas Subestaciones de distribución a la muestra y la información de la carga deberá actualizarse por lo menos cada año, con la finalidad de que el cálculo estadístico sea más exacto, mientras mayor es la muestra el error se reduce. (5)

9. Reducir el porcentaje de pérdidas técnicas en baja tensión focalizando la inversión a los grupos G4 y G5 (ver Pareto BT), disponer de un control para el ingreso de nuevos clientes en los Grupos G4 y G5, a fin de evitar el incremento exponencial de las pérdidas. Recomendar que las condiciones técnicas de los nuevos proyectos considere lo siguiente:

CONDICION TECNICA	VALOR REFERIDO
Cargabilidad de Conductores	60%
Cargas especiales mayores a 10 KW	Circuito independiente desde SED
Ubicación de la SED	Centro de carga (calculado)

Realizar evaluación personalizada iniciando con las SED's que son atendidas en 220 V trifásico y que cuentan con circuitos cuyo radio de acción sea superior a 150m a fin de reducir las pérdidas técnicas. (6)

10. Disponer el control de las pérdidas no técnicas en la SED's del grupo G1 y G2, considerando que el porcentaje de pérdidas técnicas no debe ser mayor a 4%; en estos grupos existen SED's que tienen pérdidas totales superiores a 20 % lo que haría presagiar el arto hurto de energía o errores de medición. Así mismo se recomienda para futuros proyectos considerar para un porcentaje de pérdidas de energía estándar del 2.5 %. (6)

11. Reducir las pérdidas no técnicas deberá ser uno de los principales objetivos de la empresa, con lo cual podrá reducir considerablemente las pérdidas totales.

12. Siendo los indicadores económicos aceptables se recomienda invertir en reducción de pérdidas técnicas, focalizando la inversión a los puntos más críticos. (7)

BIBLIOGRAFIA

- Cálculo de Pérdidas Técnicas
Autor: HIDRANDINA S.A.
Año Edición: 2 001
Páginas: 1-150
- Cálculo de Pérdidas Técnicas
Autor: ELECTRO SUR ESTE S.A.A.
Año Edición: 1 998
Páginas: 15-32
- Estudio de Caracterización de la Carga de ELECTRONOROESTE S.A.
Autor: ELECTRONOROESTE S.A.
Año Edición: 2 004
Páginas: 1-200
- Reducción de Pérdidas Técnicas, Comerciales y Administración de la Demanda en las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica
Autor: Leo Purcel
Año Edición: 2 001
Páginas: 1-50

- Manual del software de Ingeniería Cymdist
Autor: CYME
Año Edición: 2 005
Páginas: 1-203
- Manual del software de Ingeniería Network Analysis Planning
Autor: SYSTEMS EUROPE
Año Edición: 1 998
Páginas: 1-153
- Protocolo de Pruebas para Líneas de Transmisión en 60 KV
Autor: ELECTRONOROESTE S.A.
Año Edición: 2 005
Páginas: 1-90

ANEXOS

ANEXO N° 01

**SITUACIÓN ACTUAL DE SISTEMA
ELÉCTRICO**

A. SUBTRASMISIÓN

a.1 Diagrama Unifilar de ELECTRONOROESTE S.A.

ENOSA	PIURA CENTRO - CT PIURA	S/C	10	0.8	0.155	0.373	4.51	0.328	1.88	1.73
ENOSA	PIURA CENTRO - CT PIURA	S/C	10	0.8	0.155	0.373	4.51	0.328	1.88	1.73
SINERSA	POECHOS - SULLANA	L-6668	60	34.65	0.176	0.434	4.485	0.326	1.415	1.75
ENOSA	PAITA - TIERRA COLORADA	L-6669	60	5.37	0.425	0.506	3.318	1.145	1.442	1.73
ENOSA	CHULUCANAS - QUIROZ	-----	22.9	112.25	0.555	0.855	3.242	1.089	2.836	1.4

Fuente.- Estudio de Coordinación

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS

Nombre	Empresa	Reactancia de Corto Circuito		MVA	Tensión Nominal kV		%Reg Máx	%Reg Min	N° de TAPS	Grupo de Conexión
		X1 %	X0 %		Primario	Secundario				
PAITA	EGENOR	5.2	5.2	1.6	10	2.4	5	-5	5	YNd5
PAITA	EGENOR	5.2	5.2	1.6	10	2.4	5	-5	5	YNd5
PAITA	EGENOR	5	5	1.6	10	2.4	5	-5	5	YNd5
SECHURA	ENOSA	5.61	5.61	1.25	10	2.4	5	-5	5	YNd5
SECHURA	ENOSA	4.02	4.02	0.64	10.5	2.4	7.5	-7.5	7	Yd5
SECHURA	ENOSA	4.02	4.02	0.64	10.5	2.4	7.5	-7.5	7	YNd5
HUAPALAS		5.54	5.54	1.25	10	2.4	5	-5	5	YNd5
HUAPALAS		5.54	5.54	1.25	10	2.4	5	-5	5	YNd5
PIURA		5.5	5.5	5	10	4.8	5	-5	5	Dy5
SULLANA	EGENOR	6.25	6.25	6	10	4.16	7.5	-7.5	7	YNd5
SULLANA	EGENOR	5.1	5.1	3	10.5	4.16	5	-5	5	YY6
SULLANA	EGENOR	5.1	5.1	3	10.5	4.16	5	-5	5	YY6
SULLANA	EGENOR	5.1	5.1	3	10	4.16	5	-5	5	YY6
ARENAL	ENOSA	7.88	7.88	8	60	13.8	5	-5	5	YNynO
CASTILLA	ENOSA	8	8	7	58	10	15.3	-15.3	19	YNd5
COLAN	ENOSA	6.94	6.94	1.7	60	4.8	0.96	-0.96	9	Yd1
CURUMUY	SINERSA	9.5	9.5	15	61.5	10	5	-5	5	YNd5

LA UNION	ENOSA	8.7	8.7	7	60	10	13	-13	27	YNd5
SECHURA	ENOSA	7	7	3.5	60	10	5	-5	5	DYn5
SULLANA	ENOSA	8	8	7	58	10	15.3	-15.3	19	YNd5
SULLANA	ENOSA	8.3	8.3	7	58	10	15.3	-15.3	19	YNd5
TEXTIL PIURA	TEXTIL PIURA	7.03	7.03	10	60	10	10	-10	17	YNd5
POECHOS	SINERSA	8.5	8.5	30	61.5	10	5	-5	5	YNd5
TIERRA COLORADA	ENOSA	9.7	9.7	25	58	10.5	13	-13	27	YNd5

Fuente.- Estudio de Coordinación

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS

UBICACIÓN	EMPRE SA	POTENCIA			TENSION			SECUENCIA (+)			SECUENCIA(0)			S _{BASE} MVA	GRUPO CONEXION
		P S _{nom} MVA	S S _{nom} MVA	T S _{nom} MVA	P V _{nom} KV	S V _{nom} KV	T V _{nom} KV	P-S V _{cc} %	P-T V _{cc} %	S-T V _{cc} %	P-S V _{cc} %	P-T V _{cc} %	S-T V _{cc} %		
CHULUCANAS	ENOSA	10	4	7	60	22.9	10	7.975	5.829	15.550	7.975	5.829	15.550	10	YNyn0d5
CONSTANTE	ENOSA	7	7	2	60	22.9	10	8.910	8.270	7.740	8.910	8.270	7.740	7	YNyn0d5
PIURA CENTRO	ENOSA	44	6	38	60	22.9	10	14.340	8.850	4.100	14.340	8.850	4.100	44	YNd5yn0
PAITA	ENOSA	8	8	8	60	10	4.16	14.610	8.960	4.870	14.610	8.960	4.870	8	YNyn0d1
PIURA OESTE	ETECEN	50	50	30	220	60	10	8.967	14.980	4.720	8.967	14.980	4.720	50	YNyn0d11
PIURA OESTE	ETECEN	50	50	30	220	60	10	8.967	14.980	4.720	8.960	14.980	4.720	50	YNyn0d11

Nota.- Las tensiones de Corto Circuito estan calculadas para una misma potencia base.

Fuente.- Estudio de Coordinación

a.3 Esquemas eléctricos modelados en el software de flujos de potencia Network Analysis and Planning (NAP)

c.2 Diagramas de Carga Representativos

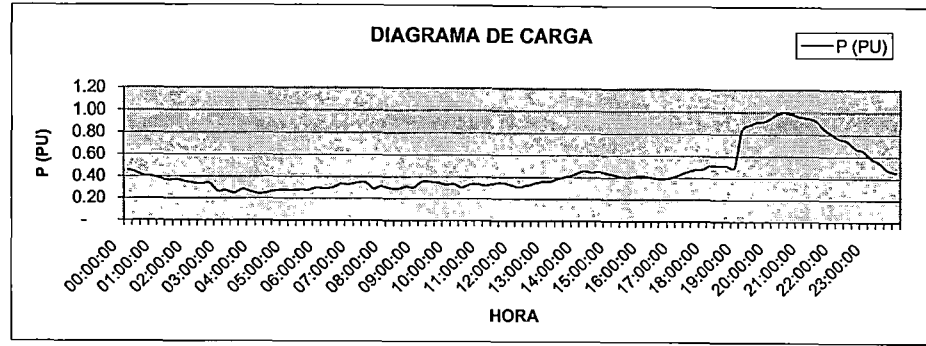
UNIDAD DE NEGOCIO PIURA

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN PIURA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.46	0.93
00:15:00	0.44	0.94
00:30:00	0.41	0.94
00:45:00	0.40	0.93
01:00:00	0.38	0.94
01:15:00	0.36	0.94
01:30:00	0.37	0.92
01:45:00	0.35	0.93
02:00:00	0.34	0.94
02:15:00	0.33	0.94
02:30:00	0.34	0.93
02:45:00	0.27	0.90
03:00:00	0.27	0.87
03:15:00	0.25	0.90
03:30:00	0.28	0.91
03:45:00	0.26	0.91
04:00:00	0.24	0.92
04:15:00	0.25	0.90
04:30:00	0.27	0.89
04:45:00	0.28	0.90
05:00:00	0.27	0.91
05:15:00	0.28	0.92
05:30:00	0.28	0.91
05:45:00	0.30	0.92
06:00:00	0.29	0.92
06:15:00	0.30	0.88
06:30:00	0.34	0.89
06:45:00	0.33	0.89
07:00:00	0.34	0.88
07:15:00	0.35	0.90
07:30:00	0.29	0.88
07:45:00	0.31	0.89
08:00:00	0.30	0.87
08:15:00	0.29	0.87
08:30:00	0.31	0.87
08:45:00	0.31	0.88
09:00:00	0.35	0.84
09:15:00	0.35	0.81
09:30:00	0.35	0.83
09:45:00	0.33	0.88
10:00:00	0.34	0.88
10:15:00	0.31	0.88
10:30:00	0.33	0.88
10:45:00	0.33	0.87
11:00:00	0.32	0.90
11:15:00	0.34	0.89
11:30:00	0.35	0.88
11:45:00	0.33	0.88

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.31	0.89
12:15:00	0.32	0.89
12:30:00	0.34	0.92
12:45:00	0.36	0.91
13:00:00	0.36	0.91
13:15:00	0.39	0.90
13:30:00	0.40	0.90
13:45:00	0.42	0.91
14:00:00	0.46	0.91
14:15:00	0.45	0.91
14:30:00	0.45	0.90
14:45:00	0.44	0.91
15:00:00	0.42	0.90
15:15:00	0.40	0.91
15:30:00	0.40	0.90
15:45:00	0.42	0.86
16:00:00	0.41	0.85
16:15:00	0.40	0.84
16:30:00	0.39	0.86
16:45:00	0.40	0.86
17:00:00	0.42	0.87
17:15:00	0.45	0.86
17:30:00	0.47	0.86
17:45:00	0.48	0.86
18:00:00	0.51	0.87
18:15:00	0.51	0.67
18:30:00	0.51	0.69
18:45:00	0.50	0.80
19:00:00	0.84	0.94
19:15:00	0.89	0.95
19:30:00	0.91	0.95
19:45:00	0.93	0.94
20:00:00	0.97	0.94
20:15:00	1.00	0.95
20:30:00	0.99	0.95
20:45:00	0.96	0.95
21:00:00	0.95	0.95
21:15:00	0.93	0.94
21:30:00	0.86	0.94
21:45:00	0.81	0.94
22:00:00	0.76	0.94
22:15:00	0.74	0.93
22:30:00	0.68	0.93
22:45:00	0.65	0.91
23:00:00	0.58	0.94
23:15:00	0.54	0.94
23:30:00	0.48	0.92
23:45:00	0.45	0.92



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.79
H.F.P	0.58	H.F.P	0.36
DIA	1.00	DIA	0.45
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.93		
H.F.P	6.85	NHUBT	
DIA	10.79		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.79	H.P.	0.73
H.F.P	0.62	H.F.P	0.49
DIA	0.45	DIA	0.30

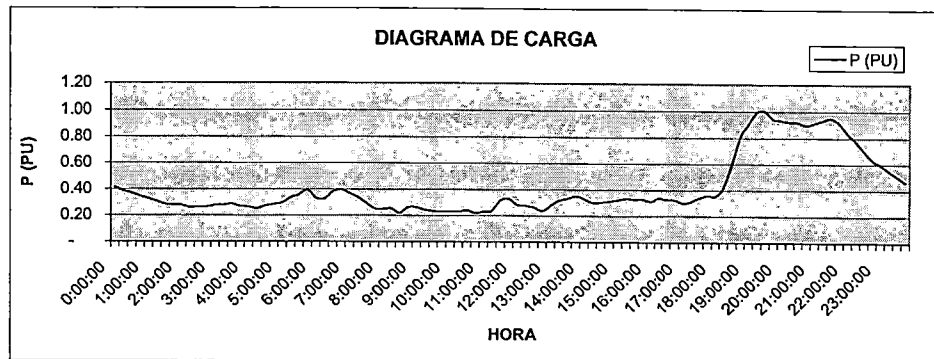
Pbase (KW) 19.12

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN PIURA

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.41	0.97
00:15:00	0.39	0.96
00:30:00	0.37	0.96
00:45:00	0.35	0.95
01:00:00	0.33	0.95
01:15:00	0.31	0.95
01:30:00	0.28	0.95
01:45:00	0.28	0.96
02:00:00	0.28	0.96
02:15:00	0.26	0.97
02:30:00	0.26	0.97
02:45:00	0.27	0.97
03:00:00	0.28	0.97
03:15:00	0.28	0.97
03:30:00	0.29	0.97
03:45:00	0.27	0.97
04:00:00	0.27	0.97
04:15:00	0.25	0.96
04:30:00	0.27	0.96
04:45:00	0.28	0.96
05:00:00	0.30	0.96
05:15:00	0.34	0.96
05:30:00	0.36	0.95
05:45:00	0.40	0.96
06:00:00	0.33	0.93
06:15:00	0.33	0.93
06:30:00	0.38	0.97
06:45:00	0.40	0.97
07:00:00	0.37	0.96
07:15:00	0.34	0.95
07:30:00	0.30	0.90
07:45:00	0.25	0.92
08:00:00	0.25	0.89
08:15:00	0.25	0.87
08:30:00	0.22	0.87
08:45:00	0.26	0.92
09:00:00	0.26	0.93
09:15:00	0.24	0.94
09:30:00	0.23	0.91
09:45:00	0.23	0.91
10:00:00	0.23	0.91
10:15:00	0.23	0.93
10:30:00	0.24	0.92
10:45:00	0.22	0.95
11:00:00	0.23	0.94
11:15:00	0.24	0.97
11:30:00	0.32	0.97
11:45:00	0.33	0.94

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.28	0.95
12:15:00	0.28	0.92
12:30:00	0.26	0.94
12:45:00	0.24	0.94
13:00:00	0.28	0.94
13:15:00	0.32	0.95
13:30:00	0.33	0.95
13:45:00	0.35	0.97
14:00:00	0.33	0.96
14:15:00	0.30	0.96
14:30:00	0.31	0.97
14:45:00	0.31	0.97
15:00:00	0.32	0.97
15:15:00	0.33	0.97
15:30:00	0.33	0.97
15:45:00	0.33	0.96
16:00:00	0.31	0.97
16:15:00	0.34	0.96
16:30:00	0.33	0.97
16:45:00	0.32	0.96
17:00:00	0.30	0.97
17:15:00	0.31	0.96
17:30:00	0.34	0.96
17:45:00	0.36	0.96
18:00:00	0.35	0.95
18:15:00	0.42	0.95
18:30:00	0.60	0.95
18:45:00	0.81	0.96
19:00:00	0.90	0.97
19:15:00	0.99	0.97
19:30:00	1.00	0.97
19:45:00	0.94	0.97
20:00:00	0.93	0.97
20:15:00	0.92	0.98
20:30:00	0.92	0.98
20:45:00	0.90	0.98
21:00:00	0.91	0.98
21:15:00	0.93	0.98
21:30:00	0.95	0.98
21:45:00	0.91	0.97
22:00:00	0.83	0.97
22:15:00	0.77	0.97
22:30:00	0.70	0.96
22:45:00	0.63	0.96
23:00:00	0.60	0.97
23:15:00	0.55	0.96
23:30:00	0.51	0.97
23:45:00	0.46	0.97



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.81
H.F.P	0.60	H.F.P	0.31
DIA	1.00	DIA	0.42
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.03		
H.F.P	5.93	NHUBT	
DIA	10.00		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.81	H.P.	0.76
H.F.P	0.52	H.F.P	0.38
DIA	0.42	DIA	0.26

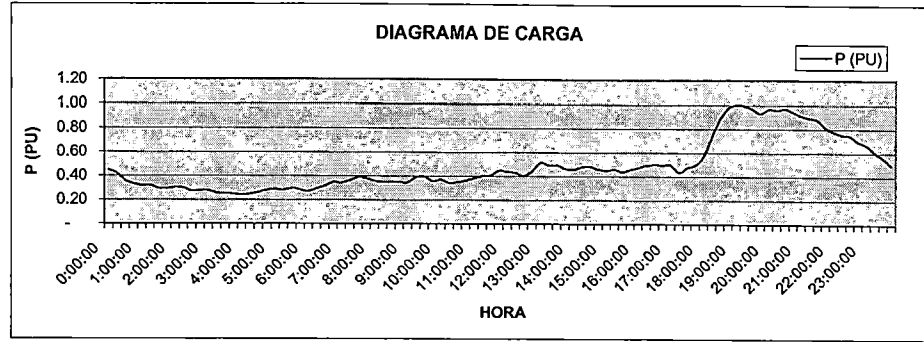
Phase (KW) 26.52

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
 DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN PUIRA

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.45	0.93
00:15:00	0.42	0.93
00:30:00	0.36	0.95
00:45:00	0.33	0.94
01:00:00	0.32	0.95
01:15:00	0.32	0.91
01:30:00	0.29	0.95
01:45:00	0.29	0.95
02:00:00	0.30	0.91
02:15:00	0.30	0.88
02:30:00	0.27	0.95
02:45:00	0.28	0.94
03:00:00	0.28	0.95
03:15:00	0.26	0.96
03:30:00	0.25	0.97
03:45:00	0.25	0.97
04:00:00	0.24	0.98
04:15:00	0.25	0.98
04:30:00	0.26	0.97
04:45:00	0.28	0.96
05:00:00	0.29	0.96
05:15:00	0.28	0.97
05:30:00	0.29	0.97
05:45:00	0.28	0.92
06:00:00	0.27	0.89
06:15:00	0.30	0.90
06:30:00	0.32	0.91
06:45:00	0.35	0.91
07:00:00	0.34	0.92
07:15:00	0.36	0.92
07:30:00	0.39	0.94
07:45:00	0.38	0.93
08:00:00	0.36	0.92
08:15:00	0.35	0.93
08:30:00	0.35	0.93
08:45:00	0.35	0.94
09:00:00	0.35	0.96
09:15:00	0.39	0.95
09:30:00	0.40	0.95
09:45:00	0.36	0.95
10:00:00	0.37	0.94
10:15:00	0.34	0.93
10:30:00	0.35	0.93
10:45:00	0.36	0.96
11:00:00	0.38	0.95
11:15:00	0.40	0.96
11:30:00	0.41	0.97
11:45:00	0.45	0.97

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.44	0.95
12:15:00	0.43	0.95
12:30:00	0.40	0.94
12:45:00	0.44	0.95
13:00:00	0.51	0.95
13:15:00	0.49	0.95
13:30:00	0.50	0.95
13:45:00	0.46	0.94
14:00:00	0.46	0.94
14:15:00	0.48	0.95
14:30:00	0.48	0.94
14:45:00	0.46	0.94
15:00:00	0.45	0.94
15:15:00	0.46	0.94
15:30:00	0.44	0.94
15:45:00	0.46	0.93
16:00:00	0.47	0.94
16:15:00	0.49	0.95
16:30:00	0.50	0.95
16:45:00	0.50	0.95
17:00:00	0.50	0.94
17:15:00	0.44	0.95
17:30:00	0.48	0.94
17:45:00	0.50	0.94
18:00:00	0.57	0.93
18:15:00	0.74	0.93
18:30:00	0.88	0.94
18:45:00	0.97	0.94
19:00:00	1.00	0.94
19:15:00	0.99	0.94
19:30:00	0.97	0.93
19:45:00	0.93	0.94
20:00:00	0.96	0.94
20:15:00	0.96	0.94
20:30:00	0.97	0.94
20:45:00	0.94	0.93
21:00:00	0.91	0.93
21:15:00	0.89	0.93
21:30:00	0.87	0.93
21:45:00	0.81	0.93
22:00:00	0.78	0.94
22:15:00	0.75	0.93
22:30:00	0.74	0.93
22:45:00	0.70	0.93
23:00:00	0.66	0.93
23:15:00	0.61	0.93
23:30:00	0.56	0.90
23:45:00	0.49	0.93



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.86
H.F.P	0.66	H.F.P	0.39
DIA	1.00	DIA	0.49
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.28		
H.F.P	7.39	NHUBT	
DIA	11.67		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.86	H.P.	0.84
H.F.P	0.58	H.F.P	0.45
DIA	0.49	DIA	0.34

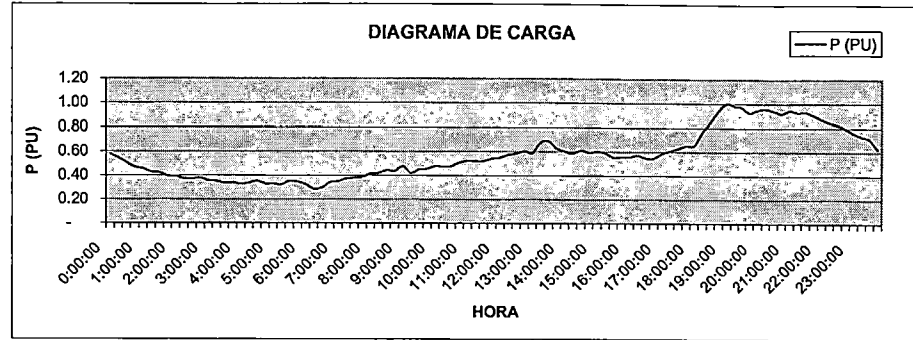
Pbase (KW) 56.75

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 4 - UN PUIRA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.58	0.87
00:15:00	0.55	0.88
00:30:00	0.51	0.87
00:45:00	0.47	0.87
01:00:00	0.46	0.87
01:15:00	0.43	0.86
01:30:00	0.42	0.86
01:45:00	0.40	0.86
02:00:00	0.39	0.86
02:15:00	0.37	0.86
02:30:00	0.37	0.85
02:45:00	0.38	0.86
03:00:00	0.36	0.85
03:15:00	0.35	0.87
03:30:00	0.34	0.87
03:45:00	0.34	0.87
04:00:00	0.33	0.88
04:15:00	0.34	0.87
04:30:00	0.36	0.86
04:45:00	0.33	0.86
05:00:00	0.33	0.87
05:15:00	0.32	0.86
05:30:00	0.35	0.86
05:45:00	0.35	0.87
06:00:00	0.33	0.86
06:15:00	0.29	0.80
06:30:00	0.30	0.82
06:45:00	0.34	0.83
07:00:00	0.35	0.86
07:15:00	0.37	0.85
07:30:00	0.38	0.86
07:45:00	0.39	0.86
08:00:00	0.41	0.86
08:15:00	0.42	0.87
08:30:00	0.44	0.86
08:45:00	0.43	0.84
09:00:00	0.48	0.86
09:15:00	0.42	0.85
09:30:00	0.45	0.88
09:45:00	0.45	0.87
10:00:00	0.48	0.89
10:15:00	0.47	0.88
10:30:00	0.47	0.88
10:45:00	0.51	0.89
11:00:00	0.52	0.90
11:15:00	0.52	0.89
11:30:00	0.52	0.89
11:45:00	0.54	0.90

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.55	0.89
12:15:00	0.57	0.88
12:30:00	0.58	0.90
12:45:00	0.60	0.88
13:00:00	0.59	0.86
13:15:00	0.67	0.88
13:30:00	0.69	0.89
13:45:00	0.63	0.89
14:00:00	0.60	0.88
14:15:00	0.59	0.86
14:30:00	0.61	0.86
14:45:00	0.59	0.87
15:00:00	0.60	0.87
15:15:00	0.59	0.87
15:30:00	0.55	0.87
15:45:00	0.56	0.88
16:00:00	0.56	0.88
16:15:00	0.57	0.88
16:30:00	0.55	0.86
16:45:00	0.54	0.88
17:00:00	0.58	0.89
17:15:00	0.60	0.89
17:30:00	0.63	0.89
17:45:00	0.65	0.90
18:00:00	0.65	0.89
18:15:00	0.76	0.88
18:30:00	0.84	0.88
18:45:00	0.94	0.90
19:00:00	1.00	0.91
19:15:00	0.98	0.90
19:30:00	0.97	0.89
19:45:00	0.92	0.89
20:00:00	0.95	0.88
20:15:00	0.96	0.89
20:30:00	0.94	0.89
20:45:00	0.92	0.90
21:00:00	0.94	0.90
21:15:00	0.93	0.90
21:30:00	0.93	0.90
21:45:00	0.90	0.91
22:00:00	0.87	0.90
22:15:00	0.84	0.90
22:30:00	0.82	0.90
22:45:00	0.79	0.89
23:00:00	0.76	0.88
23:15:00	0.73	0.88
23:30:00	0.71	0.88
23:45:00	0.62	0.88



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.89
H.F.P	0.76	H.F.P	0.49
DIA	1.00	DIA	0.57
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.43		
H.F.P	9.23	NHUBT	
DIA	13.65		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.89	H.P.	0.89
H.F.P	0.64	H.F.P	0.52
DIA	0.57	DIA	0.43

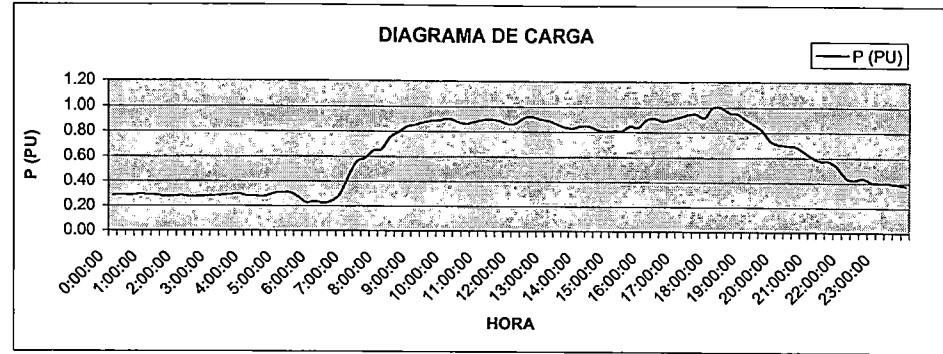
Pbase (KW) 88.36

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
 DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 5 - UN PIURA

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.29	0.92
00:15:00	0.29	0.92
00:30:00	0.28	0.92
00:45:00	0.29	0.92
01:00:00	0.29	0.92
01:15:00	0.29	0.92
01:30:00	0.28	0.92
01:45:00	0.28	0.92
02:00:00	0.28	0.92
02:15:00	0.28	0.91
02:30:00	0.27	0.91
02:45:00	0.28	0.91
03:00:00	0.28	0.91
03:15:00	0.28	0.91
03:30:00	0.29	0.92
03:45:00	0.30	0.91
04:00:00	0.28	0.91
04:15:00	0.28	0.91
04:30:00	0.28	0.91
04:45:00	0.30	0.91
05:00:00	0.31	0.91
05:15:00	0.31	0.91
05:30:00	0.27	0.90
05:45:00	0.23	0.89
06:00:00	0.24	0.89
06:15:00	0.23	0.90
06:30:00	0.24	0.90
06:45:00	0.29	0.92
07:00:00	0.43	0.91
07:15:00	0.55	0.92
07:30:00	0.58	0.92
07:45:00	0.65	0.92
08:00:00	0.66	0.92
08:15:00	0.75	0.92
08:30:00	0.79	0.93
08:45:00	0.84	0.93
09:00:00	0.85	0.93
09:15:00	0.87	0.93
09:30:00	0.89	0.93
09:45:00	0.89	0.93
10:00:00	0.90	0.93
10:15:00	0.88	0.93
10:30:00	0.86	0.93
10:45:00	0.88	0.93
11:00:00	0.89	0.93
11:15:00	0.90	0.93
11:30:00	0.89	0.93
11:45:00	0.86	0.93

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.87	0.93
12:15:00	0.91	0.93
12:30:00	0.92	0.93
12:45:00	0.90	0.93
13:00:00	0.89	0.93
13:15:00	0.86	0.93
13:30:00	0.84	0.93
13:45:00	0.83	0.93
14:00:00	0.85	0.93
14:15:00	0.85	0.93
14:30:00	0.82	0.93
14:45:00	0.80	0.93
15:00:00	0.81	0.94
15:15:00	0.81	0.94
15:30:00	0.85	0.94
15:45:00	0.84	0.94
16:00:00	0.90	0.93
16:15:00	0.91	0.93
16:30:00	0.89	0.93
16:45:00	0.90	0.93
17:00:00	0.92	0.93
17:15:00	0.94	0.92
17:30:00	0.95	0.92
17:45:00	0.92	0.93
18:00:00	0.99	0.93
18:15:00	1.00	0.93
18:30:00	0.96	0.94
18:45:00	0.95	0.93
19:00:00	0.90	0.94
19:15:00	0.86	0.95
19:30:00	0.81	0.95
19:45:00	0.73	0.95
20:00:00	0.70	0.95
20:15:00	0.70	0.95
20:30:00	0.69	0.95
20:45:00	0.65	0.94
21:00:00	0.60	0.95
21:15:00	0.57	0.94
21:30:00	0.57	0.94
21:45:00	0.52	0.94
22:00:00	0.44	0.93
22:15:00	0.42	0.93
22:30:00	0.44	0.93
22:45:00	0.41	0.94
23:00:00	0.40	0.93
23:15:00	0.40	0.93
23:30:00	0.39	0.93
23:45:00	0.38	0.92



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.68
H.F.P	0.99	H.F.P	0.61
DIA	1.00	DIA	0.63
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.41		
H.F.P	11.63	NHUBT	
DIA	15.02		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.68	H.P.	0.58
H.F.P	0.62	H.F.P	0.49
DIA	0.63	DIA	0.50

Pbase (KW) 157.84

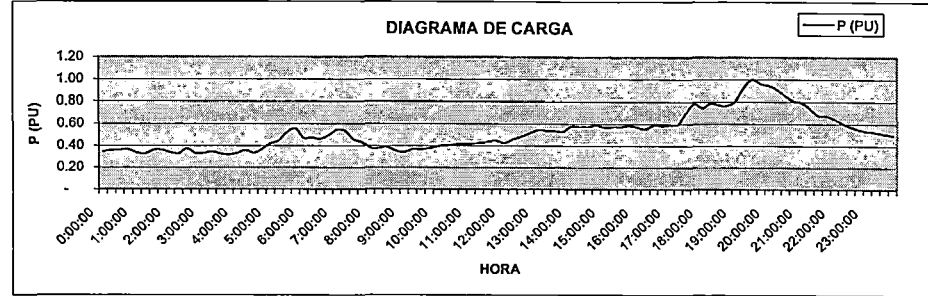
UNIDAD DE NEGOCIO SULLANA

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN SULLANA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.34	0.90
00:15:00	0.36	0.89
00:30:00	0.36	0.90
00:45:00	0.36	0.88
01:00:00	0.33	0.90
01:15:00	0.33	0.90
01:30:00	0.36	0.88
01:45:00	0.36	0.88
02:00:00	0.34	0.89
02:15:00	0.33	0.90
02:30:00	0.37	0.88
02:45:00	0.33	0.89
03:00:00	0.33	0.90
03:15:00	0.35	0.88
03:30:00	0.33	0.89
03:45:00	0.32	0.88
04:00:00	0.33	0.89
04:15:00	0.36	0.89
04:30:00	0.33	0.89
04:45:00	0.37	0.89
05:00:00	0.42	0.90
05:15:00	0.45	0.92
05:30:00	0.52	0.94
05:45:00	0.55	0.94
06:00:00	0.47	0.95
06:15:00	0.47	0.94
06:30:00	0.46	0.95
06:45:00	0.49	0.92
07:00:00	0.54	0.94
07:15:00	0.53	0.95
07:30:00	0.46	0.92
07:45:00	0.43	0.91
08:00:00	0.38	0.91
08:15:00	0.37	0.89
08:30:00	0.39	0.90
08:45:00	0.35	0.90
09:00:00	0.34	0.89
09:15:00	0.37	0.89
09:30:00	0.36	0.88
09:45:00	0.38	0.88
10:00:00	0.39	0.88
10:15:00	0.40	0.87
10:30:00	0.41	0.88
10:45:00	0.42	0.86
11:00:00	0.42	0.86
11:15:00	0.42	0.85
11:30:00	0.43	0.85
11:45:00	0.45	0.85

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.42	0.84
12:15:00	0.46	0.85
12:30:00	0.48	0.85
12:45:00	0.51	0.87
13:00:00	0.54	0.89
13:15:00	0.53	0.90
13:30:00	0.53	0.88
13:45:00	0.53	0.86
14:00:00	0.58	0.88
14:15:00	0.57	0.87
14:30:00	0.57	0.86
14:45:00	0.59	0.86
15:00:00	0.56	0.86
15:15:00	0.57	0.86
15:30:00	0.57	0.85
15:45:00	0.59	0.86
16:00:00	0.57	0.86
16:15:00	0.55	0.86
16:30:00	0.59	0.88
16:45:00	0.58	0.88
17:00:00	0.59	0.88
17:15:00	0.60	0.90
17:30:00	0.70	0.92
17:45:00	0.78	0.94
18:00:00	0.74	0.94
18:15:00	0.79	0.94
18:30:00	0.77	0.94
18:45:00	0.76	0.94
19:00:00	0.81	0.93
19:15:00	0.92	0.95
19:30:00	1.00	0.95
19:45:00	0.96	0.95
20:00:00	0.94	0.95
20:15:00	0.91	0.95
20:30:00	0.85	0.94
20:45:00	0.81	0.93
21:00:00	0.80	0.93
21:15:00	0.75	0.93
21:30:00	0.68	0.92
21:45:00	0.68	0.92
22:00:00	0.64	0.91
22:15:00	0.60	0.90
22:30:00	0.57	0.90
22:45:00	0.55	0.90
23:00:00	0.53	0.90
23:15:00	0.52	0.88
23:30:00	0.51	0.89
23:45:00	0.50	0.88



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (KW)	
H.P.	1.00	H.P.	0.76
H.F.P	0.78	H.F.P	0.46
DIA	1.00	DIA	0.52
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.82		
H.F.P	8.73	NHUBT	
DIA	12.54		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.76	H.P.	0.70
H.F.P	0.59	H.F.P	0.45
DIA	0.52	DIA	0.38

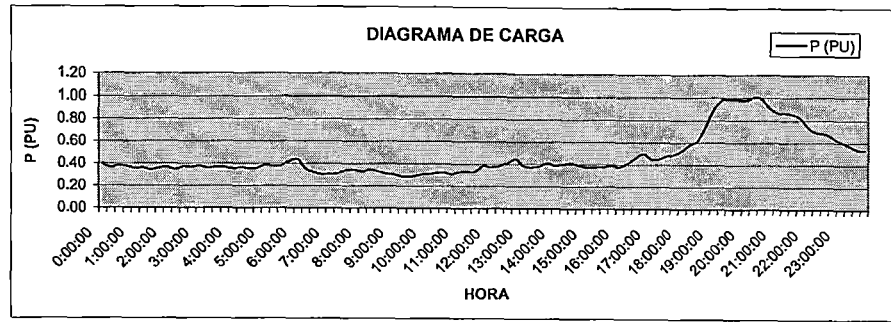
Pbase (KW) 12.94

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN SULLANA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.40	0.93
00:15:00	0.36	0.94
00:30:00	0.38	0.93
00:45:00	0.38	0.94
01:00:00	0.36	0.93
01:15:00	0.36	0.92
01:30:00	0.34	0.94
01:45:00	0.36	0.93
02:00:00	0.37	0.93
02:15:00	0.35	0.94
02:30:00	0.37	0.93
02:45:00	0.36	0.93
03:00:00	0.38	0.93
03:15:00	0.36	0.93
03:30:00	0.37	0.93
03:45:00	0.36	0.94
04:00:00	0.35	0.94
04:15:00	0.36	0.94
04:30:00	0.35	0.94
04:45:00	0.36	0.93
05:00:00	0.38	0.93
05:15:00	0.38	0.95
05:30:00	0.38	0.94
05:45:00	0.42	0.95
06:00:00	0.43	0.94
06:15:00	0.35	0.92
06:30:00	0.32	0.89
06:45:00	0.30	0.89
07:00:00	0.30	0.89
07:15:00	0.31	0.89
07:30:00	0.34	0.9
07:45:00	0.34	0.9
08:00:00	0.33	0.9
08:15:00	0.35	0.88
08:30:00	0.33	0.9
08:45:00	0.31	0.86
09:00:00	0.30	0.89
09:15:00	0.29	0.86
09:30:00	0.29	0.84
09:45:00	0.30	0.86
10:00:00	0.31	0.86
10:15:00	0.31	0.87
10:30:00	0.32	0.88
10:45:00	0.31	0.84
11:00:00	0.32	0.86
11:15:00	0.33	0.86
11:30:00	0.33	0.84
11:45:00	0.38	0.84

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.37	0.84
12:15:00	0.38	0.85
12:30:00	0.41	0.87
12:45:00	0.44	0.87
13:00:00	0.39	0.84
13:15:00	0.37	0.84
13:30:00	0.38	0.83
13:45:00	0.41	0.83
14:00:00	0.38	0.83
14:15:00	0.40	0.83
14:30:00	0.41	0.84
14:45:00	0.39	0.84
15:00:00	0.38	0.83
15:15:00	0.38	0.81
15:30:00	0.38	0.82
15:45:00	0.39	0.83
16:00:00	0.38	0.83
16:15:00	0.41	0.82
16:30:00	0.46	0.83
16:45:00	0.50	0.84
17:00:00	0.45	0.85
17:15:00	0.45	0.85
17:30:00	0.48	0.87
17:45:00	0.49	0.87
18:00:00	0.53	0.88
18:15:00	0.58	0.9
18:30:00	0.62	0.91
18:45:00	0.74	0.92
19:00:00	0.89	0.95
19:15:00	0.98	0.96
19:30:00	0.99	0.96
19:45:00	0.99	0.95
20:00:00	0.98	0.95
20:15:00	1.00	0.95
20:30:00	1.00	0.95
20:45:00	0.92	0.95
21:00:00	0.87	0.95
21:15:00	0.87	0.95
21:30:00	0.86	0.94
21:45:00	0.82	0.94
22:00:00	0.73	0.94
22:15:00	0.69	0.93
22:30:00	0.68	0.94
22:45:00	0.65	0.94
23:00:00	0.61	0.94
23:15:00	0.58	0.94
23:30:00	0.54	0.94
23:45:00	0.53	0.94



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.81
H.F.P	0.61	H.F.P	0.38
DIA	1.00	DIA	0.47
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.05		
H.F.P	7.22	NHUBT	
DIA	11.28		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.81	H.P.	0.77
H.F.P	0.62	H.F.P	0.50
DIA	0.47	DIA	0.32

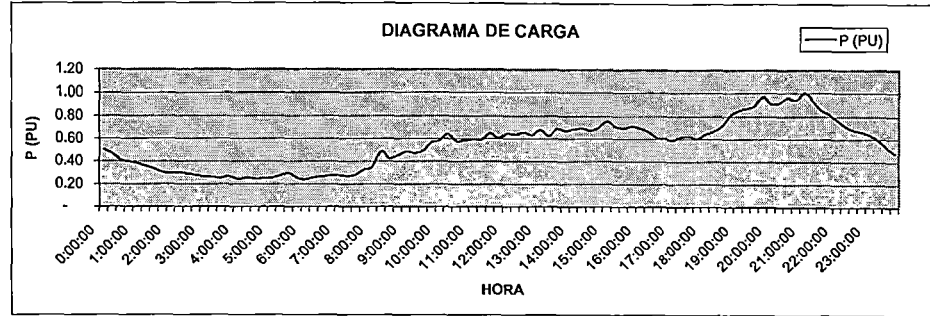
Pbase (KW) 33.9

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN SULLANA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.50	0.82
00:15:00	0.47	0.81
00:30:00	0.42	0.80
00:45:00	0.40	0.80
01:00:00	0.38	0.79
01:15:00	0.36	0.77
01:30:00	0.34	0.78
01:45:00	0.30	0.77
02:00:00	0.29	0.77
02:15:00	0.30	0.76
02:30:00	0.29	0.76
02:45:00	0.28	0.76
03:00:00	0.26	0.78
03:15:00	0.26	0.76
03:30:00	0.25	0.77
03:45:00	0.27	0.76
04:00:00	0.24	0.77
04:15:00	0.25	0.76
04:30:00	0.25	0.76
04:45:00	0.25	0.77
05:00:00	0.25	0.76
05:15:00	0.27	0.75
05:30:00	0.30	0.76
05:45:00	0.25	0.72
06:00:00	0.24	0.69
06:15:00	0.26	0.72
06:30:00	0.26	0.72
06:45:00	0.27	0.74
07:00:00	0.28	0.76
07:15:00	0.27	0.76
07:30:00	0.28	0.77
07:45:00	0.33	0.80
08:00:00	0.35	0.78
08:15:00	0.49	0.78
08:30:00	0.43	0.77
08:45:00	0.45	0.78
09:00:00	0.49	0.75
09:15:00	0.47	0.77
09:30:00	0.50	0.79
09:45:00	0.56	0.77
10:00:00	0.58	0.79
10:15:00	0.64	0.80
10:30:00	0.58	0.80
10:45:00	0.58	0.80
11:00:00	0.59	0.82
11:15:00	0.59	0.82
11:30:00	0.65	0.78
11:45:00	0.60	0.79

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.65	0.83
12:15:00	0.63	0.79
12:30:00	0.65	0.80
12:45:00	0.63	0.80
13:00:00	0.68	0.80
13:15:00	0.62	0.82
13:30:00	0.69	0.82
13:45:00	0.67	0.83
14:00:00	0.68	0.81
14:15:00	0.69	0.82
14:30:00	0.67	0.80
14:45:00	0.70	0.83
15:00:00	0.75	0.85
15:15:00	0.71	0.83
15:30:00	0.69	0.81
15:45:00	0.71	0.81
16:00:00	0.69	0.79
16:15:00	0.66	0.82
16:30:00	0.61	0.80
16:45:00	0.60	0.78
17:00:00	0.59	0.81
17:15:00	0.61	0.81
17:30:00	0.62	0.83
17:45:00	0.60	0.82
18:00:00	0.64	0.82
18:15:00	0.67	0.79
18:30:00	0.71	0.80
18:45:00	0.80	0.81
19:00:00	0.85	0.81
19:15:00	0.87	0.82
19:30:00	0.89	0.82
19:45:00	0.97	0.84
20:00:00	0.91	0.83
20:15:00	0.92	0.83
20:30:00	0.96	0.84
20:45:00	0.94	0.84
21:00:00	1.00	0.84
21:15:00	0.94	0.84
21:30:00	0.86	0.85
21:45:00	0.82	0.83
22:00:00	0.77	0.83
22:15:00	0.71	0.83
22:30:00	0.68	0.82
22:45:00	0.66	0.83
23:00:00	0.64	0.83
23:15:00	0.59	0.82
23:30:00	0.53	0.79
23:45:00	0.47	0.81



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.82
H.F.P	0.75	H.F.P	0.48
DIA	1.00	DIA	0.55
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.10		
H.F.P	9.10	NHUBT	
DIA	13.20		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.82	H.P.	0.78
H.F.P	0.64	H.F.P	0.51
DIA	0.55	DIA	0.41

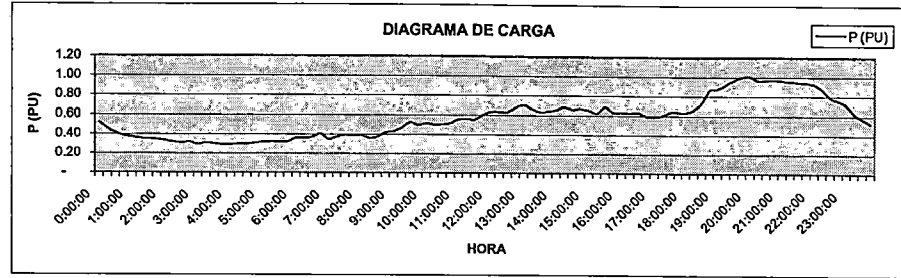
Pbase (KW) 40.91

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 4 - UN SULLANA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.52	0.91
00:15:00	0.46	0.90
00:30:00	0.41	0.88
00:45:00	0.38	0.87
01:00:00	0.37	0.86
01:15:00	0.36	0.85
01:30:00	0.35	0.85
01:45:00	0.35	0.86
02:00:00	0.33	0.87
02:15:00	0.32	0.86
02:30:00	0.31	0.85
02:45:00	0.32	0.85
03:00:00	0.30	0.85
03:15:00	0.31	0.85
03:30:00	0.30	0.84
03:45:00	0.29	0.84
04:00:00	0.29	0.85
04:15:00	0.30	0.85
04:30:00	0.30	0.84
04:45:00	0.31	0.84
05:00:00	0.32	0.84
05:15:00	0.32	0.85
05:30:00	0.32	0.87
05:45:00	0.32	0.86
06:00:00	0.36	0.87
06:15:00	0.36	0.86
06:30:00	0.37	0.88
06:45:00	0.40	0.92
07:00:00	0.35	0.90
07:15:00	0.37	0.89
07:30:00	0.39	0.90
07:45:00	0.38	0.91
08:00:00	0.39	0.92
08:15:00	0.36	0.90
08:30:00	0.37	0.91
08:45:00	0.42	0.93
09:00:00	0.43	0.90
09:15:00	0.46	0.90
09:30:00	0.52	0.89
09:45:00	0.49	0.88
10:00:00	0.51	0.92
10:15:00	0.50	0.92
10:30:00	0.50	0.92
10:45:00	0.52	0.93
11:00:00	0.55	0.94
11:15:00	0.56	0.94
11:30:00	0.55	0.94
11:45:00	0.60	0.94

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.63	0.95
12:15:00	0.63	0.95
12:30:00	0.63	0.95
12:45:00	0.68	0.95
13:00:00	0.70	0.94
13:15:00	0.67	0.95
13:30:00	0.63	0.94
13:45:00	0.64	0.92
14:00:00	0.65	0.94
14:15:00	0.68	0.93
14:30:00	0.66	0.94
14:45:00	0.67	0.94
15:00:00	0.65	0.94
15:15:00	0.62	0.94
15:30:00	0.69	0.94
15:45:00	0.63	0.94
16:00:00	0.63	0.94
16:15:00	0.62	0.93
16:30:00	0.63	0.93
16:45:00	0.59	0.93
17:00:00	0.59	0.93
17:15:00	0.60	0.93
17:30:00	0.64	0.92
17:45:00	0.64	0.92
18:00:00	0.63	0.92
18:15:00	0.66	0.92
18:30:00	0.74	0.92
18:45:00	0.86	0.93
19:00:00	0.87	0.92
19:15:00	0.92	0.92
19:30:00	0.97	0.92
19:45:00	1.00	0.93
20:00:00	1.00	0.93
20:15:00	0.96	0.93
20:30:00	0.97	0.93
20:45:00	0.97	0.93
21:00:00	0.96	0.94
21:15:00	0.95	0.94
21:30:00	0.94	0.94
21:45:00	0.94	0.94
22:00:00	0.92	0.94
22:15:00	0.87	0.94
22:30:00	0.78	0.94
22:45:00	0.75	0.93
23:00:00	0.71	0.93
23:15:00	0.62	0.92
23:30:00	0.57	0.92
23:45:00	0.52	0.91



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.88
H.F.P	0.71	H.F.P	0.49
DIA	1.00	DIA	0.57
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.38		
H.F.P	9.22	NHUBT	
DIA	13.60		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.88	H.P.	0.88
H.F.P	0.68	H.F.P	0.58
DIA	0.57	DIA	0.43

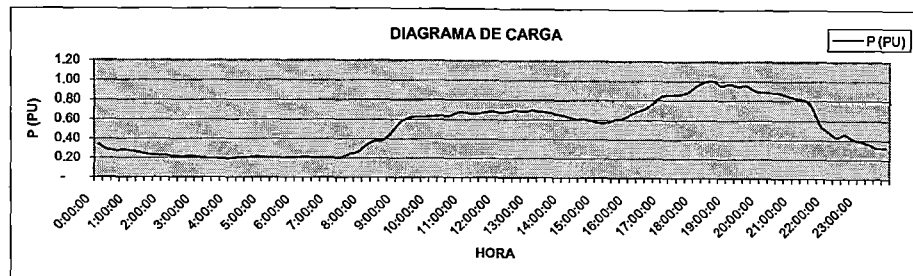
Pbase (KW) 53.54

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 5 - UN SULLANA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.34	0.90
00:15:00	0.29	0.87
00:30:00	0.27	0.88
00:45:00	0.28	0.88
01:00:00	0.27	0.88
01:15:00	0.26	0.88
01:30:00	0.24	0.87
01:45:00	0.23	0.87
02:00:00	0.22	0.87
02:15:00	0.22	0.86
02:30:00	0.21	0.86
02:45:00	0.22	0.86
03:00:00	0.21	0.86
03:15:00	0.20	0.85
03:30:00	0.20	0.86
03:45:00	0.20	0.85
04:00:00	0.20	0.85
04:15:00	0.20	0.85
04:30:00	0.21	0.86
04:45:00	0.22	0.87
05:00:00	0.21	0.85
05:15:00	0.20	0.85
05:30:00	0.20	0.85
05:45:00	0.20	0.85
06:00:00	0.21	0.85
06:15:00	0.21	0.86
06:30:00	0.20	0.85
06:45:00	0.20	0.85
07:00:00	0.21	0.84
07:15:00	0.21	0.85
07:30:00	0.24	0.82
07:45:00	0.26	0.83
08:00:00	0.33	0.88
08:15:00	0.38	0.88
08:30:00	0.38	0.89
08:45:00	0.45	0.89
09:00:00	0.56	0.89
09:15:00	0.61	0.87
09:30:00	0.63	0.86
09:45:00	0.63	0.86
10:00:00	0.63	0.87
10:15:00	0.64	0.87
10:30:00	0.64	0.87
10:45:00	0.67	0.87
11:00:00	0.67	0.87
11:15:00	0.66	0.86
11:30:00	0.67	0.87
11:45:00	0.68	0.86

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.68	0.86
12:15:00	0.68	0.86
12:30:00	0.70	0.86
12:45:00	0.68	0.85
13:00:00	0.70	0.85
13:15:00	0.68	0.86
13:30:00	0.67	0.85
13:45:00	0.66	0.85
14:00:00	0.64	0.85
14:15:00	0.61	0.85
14:30:00	0.61	0.87
14:45:00	0.59	0.86
15:00:00	0.57	0.86
15:15:00	0.57	0.85
15:30:00	0.60	0.86
15:45:00	0.62	0.86
16:00:00	0.66	0.86
16:15:00	0.70	0.84
16:30:00	0.74	0.84
16:45:00	0.80	0.85
17:00:00	0.85	0.86
17:15:00	0.86	0.86
17:30:00	0.86	0.86
17:45:00	0.89	0.85
18:00:00	0.95	0.87
18:15:00	0.99	0.89
18:30:00	1.00	0.89
18:45:00	0.96	0.87
19:00:00	0.97	0.89
19:15:00	0.95	0.89
19:30:00	0.95	0.89
19:45:00	0.90	0.89
20:00:00	0.89	0.89
20:15:00	0.88	0.89
20:30:00	0.88	0.88
20:45:00	0.85	0.88
21:00:00	0.82	0.88
21:15:00	0.81	0.89
21:30:00	0.74	0.89
21:45:00	0.56	0.88
22:00:00	0.49	0.90
22:15:00	0.43	0.91
22:30:00	0.46	0.92
22:45:00	0.41	0.90
23:00:00	0.39	0.91
23:15:00	0.36	0.92
23:30:00	0.32	0.91
23:45:00	0.32	0.92



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.77
H.F.P	0.95	H.F.P	0.46
DIA	1.00	DIA	0.52
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.87		
H.F.P	8.74	NHUBT	
DIA	12.59		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.77	H.P.	0.71
H.F.P	0.48	H.F.P	0.33
DIA	0.52	DIA	0.38

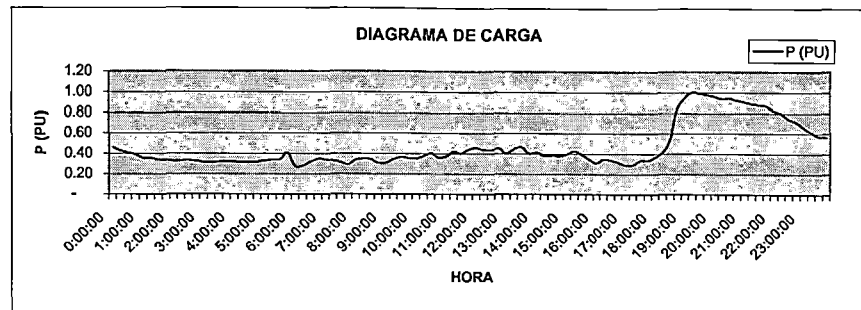
Pbase (KW) 190.83815

UNIDAD DE NEGOCIO TALARA

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN TALARA

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.46	1.00
00:15:00	0.43	1.00
00:30:00	0.41	1.00
00:45:00	0.39	1.00
01:00:00	0.36	1.00
01:15:00	0.36	1.00
01:30:00	0.34	1.00
01:45:00	0.34	1.00
02:00:00	0.33	1.00
02:15:00	0.33	1.00
02:30:00	0.33	1.00
02:45:00	0.33	1.00
03:00:00	0.31	1.00
03:15:00	0.31	1.00
03:30:00	0.32	1.00
03:45:00	0.32	1.00
04:00:00	0.32	1.00
04:15:00	0.32	1.00
04:30:00	0.31	1.00
04:45:00	0.32	1.00
05:00:00	0.33	1.00
05:15:00	0.34	1.00
05:30:00	0.34	1.00
05:45:00	0.41	1.00
06:00:00	0.28	0.96
06:15:00	0.28	0.95
06:30:00	0.32	0.97
06:45:00	0.35	0.97
07:00:00	0.34	0.97
07:15:00	0.33	0.97
07:30:00	0.32	0.97
07:45:00	0.29	0.96
08:00:00	0.34	0.98
08:15:00	0.35	0.98
08:30:00	0.34	0.98
08:45:00	0.31	0.98
09:00:00	0.31	0.97
09:15:00	0.34	0.98
09:30:00	0.37	0.99
09:45:00	0.36	0.98
10:00:00	0.35	0.99
10:15:00	0.37	0.99
10:30:00	0.41	0.99
10:45:00	0.36	0.98
11:00:00	0.37	0.98
11:15:00	0.42	0.99
11:30:00	0.40	0.99
11:45:00	0.44	0.98

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.46	0.98
12:15:00	0.44	0.98
12:30:00	0.43	0.98
12:45:00	0.45	0.97
13:00:00	0.40	0.98
13:15:00	0.45	0.97
13:30:00	0.47	0.98
13:45:00	0.40	0.97
14:00:00	0.41	0.97
14:15:00	0.38	0.99
14:30:00	0.38	0.99
14:45:00	0.38	0.99
15:00:00	0.40	0.99
15:15:00	0.43	0.97
15:30:00	0.39	0.97
15:45:00	0.34	0.99
16:00:00	0.31	0.99
16:15:00	0.35	0.98
16:30:00	0.34	0.98
16:45:00	0.32	0.99
17:00:00	0.29	0.99
17:15:00	0.29	0.99
17:30:00	0.33	0.99
17:45:00	0.33	0.99
18:00:00	0.37	0.99
18:15:00	0.42	0.99
18:30:00	0.55	0.98
18:45:00	0.84	0.99
19:00:00	0.95	1.00
19:15:00	1.00	1.00
19:30:00	0.99	1.00
19:45:00	0.97	1.00
20:00:00	0.96	1.00
20:15:00	0.94	1.00
20:30:00	0.94	1.00
20:45:00	0.92	1.00
21:00:00	0.91	1.00
21:15:00	0.89	1.00
21:30:00	0.88	1.00
21:45:00	0.87	1.00
22:00:00	0.82	1.00
22:15:00	0.79	1.00
22:30:00	0.74	1.00
22:45:00	0.71	1.00
23:00:00	0.66	1.00
23:15:00	0.61	1.00
23:30:00	0.57	1.00
23:45:00	0.56	0.99



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

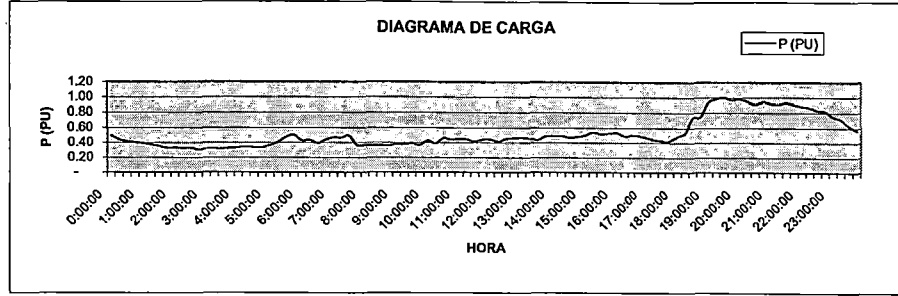
MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.81
H.F.P	0.66	H.F.P	0.37
DIA	1.00	DIA	0.47
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.07		
H.F.P	7.07	NHUBT	
DIA	11.18		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.81	H.P.	0.78
H.F.P	0.56	H.F.P	0.42
DIA	0.47	DIA	0.31

Pbase (KW) 24.79

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN TALARA**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.49	1.00
00:15:00	0.44	1.00
00:30:00	0.42	1.00
00:45:00	0.40	1.00
01:00:00	0.39	1.00
01:15:00	0.37	1.00
01:30:00	0.35	1.00
01:45:00	0.33	1.00
02:00:00	0.33	1.00
02:15:00	0.33	1.00
02:30:00	0.33	1.00
02:45:00	0.30	1.00
03:00:00	0.32	1.00
03:15:00	0.32	1.00
03:30:00	0.32	1.00
03:45:00	0.32	1.00
04:00:00	0.33	1.00
04:15:00	0.34	0.99
04:30:00	0.33	1.00
04:45:00	0.33	1.00
05:00:00	0.36	1.00
05:15:00	0.40	1.00
05:30:00	0.47	1.00
05:45:00	0.50	1.00
06:00:00	0.42	1.00
06:15:00	0.43	0.99
06:30:00	0.39	0.97
06:45:00	0.44	0.99
07:00:00	0.47	1.00
07:15:00	0.47	0.99
07:30:00	0.49	0.99
07:45:00	0.36	0.98
08:00:00	0.37	0.98
08:15:00	0.36	0.98
08:30:00	0.36	0.99
08:45:00	0.36	0.99
09:00:00	0.38	0.99
09:15:00	0.37	0.98
09:30:00	0.39	0.98
09:45:00	0.36	0.98
10:00:00	0.43	0.94
10:15:00	0.39	0.98
10:30:00	0.46	0.94
10:45:00	0.44	0.94
11:00:00	0.45	0.98
11:15:00	0.44	0.97
11:30:00	0.41	0.98
11:45:00	0.44	0.99

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.44	0.99
12:15:00	0.41	0.99
12:30:00	0.45	0.97
12:45:00	0.46	0.98
13:00:00	0.46	1.00
13:15:00	0.45	0.99
13:30:00	0.43	0.99
13:45:00	0.48	0.99
14:00:00	0.49	0.98
14:15:00	0.49	0.99
14:30:00	0.47	0.99
14:45:00	0.48	0.97
15:00:00	0.50	1.00
15:15:00	0.54	1.00
15:30:00	0.52	1.00
15:45:00	0.53	1.00
16:00:00	0.53	0.99
16:15:00	0.49	0.99
16:30:00	0.50	0.99
16:45:00	0.49	1.00
17:00:00	0.47	0.99
17:15:00	0.44	0.99
17:30:00	0.43	0.99
17:45:00	0.42	0.99
18:00:00	0.49	0.99
18:15:00	0.53	0.99
18:30:00	0.73	0.99
18:45:00	0.74	0.99
19:00:00	0.93	1.00
19:15:00	0.98	1.00
19:30:00	1.00	0.99
19:45:00	0.97	1.00
20:00:00	0.98	1.00
20:15:00	0.95	1.00
20:30:00	0.91	1.00
20:45:00	0.94	1.00
21:00:00	0.92	1.00
21:15:00	0.91	1.00
21:30:00	0.93	1.00
21:45:00	0.91	1.00
22:00:00	0.88	1.00
22:15:00	0.87	0.99
22:30:00	0.83	0.99
22:45:00	0.82	0.99
23:00:00	0.75	0.99
23:15:00	0.71	1.00
23:30:00	0.62	1.00
23:45:00	0.56	1.00



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

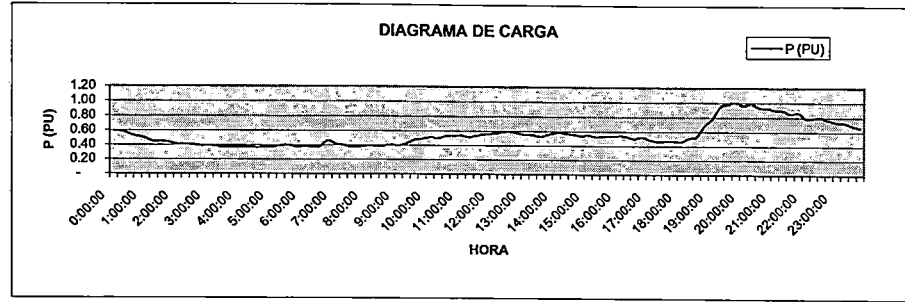
MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.86
H.F.P	0.75	H.F.P	0.43
DIA	1.00	DIA	0.52
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.28		
H.F.P	8.19	NHUBT	
DIA	12.48		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.86	H.P.	0.84
H.F.P	0.57	H.F.P	0.44
DIA	0.52	DIA	0.37

Pbase (KW) 15.61

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN TALARA**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.59	0.89
00:15:00	0.59	0.88
00:30:00	0.55	0.87
00:45:00	0.51	0.87
01:00:00	0.49	0.88
01:15:00	0.45	0.88
01:30:00	0.45	0.88
01:45:00	0.44	0.87
02:00:00	0.41	0.87
02:15:00	0.41	0.87
02:30:00	0.40	0.87
02:45:00	0.39	0.88
03:00:00	0.39	0.87
03:15:00	0.38	0.86
03:30:00	0.37	0.87
03:45:00	0.37	0.86
04:00:00	0.37	0.87
04:15:00	0.37	0.88
04:30:00	0.36	0.88
04:45:00	0.37	0.87
05:00:00	0.37	0.88
05:15:00	0.39	0.88
05:30:00	0.40	0.89
05:45:00	0.37	0.88
06:00:00	0.38	0.87
06:15:00	0.37	0.86
06:30:00	0.38	0.83
06:45:00	0.46	0.87
07:00:00	0.41	0.84
07:15:00	0.40	0.84
07:30:00	0.37	0.83
07:45:00	0.38	0.83
08:00:00	0.40	0.85
08:15:00	0.39	0.86
08:30:00	0.39	0.85
08:45:00	0.40	0.86
09:00:00	0.39	0.86
09:15:00	0.42	0.86
09:30:00	0.47	0.86
09:45:00	0.49	0.87
10:00:00	0.51	0.88
10:15:00	0.50	0.88
10:30:00	0.53	0.89
10:45:00	0.53	0.89
11:00:00	0.54	0.89
11:15:00	0.51	0.87
11:30:00	0.54	0.87
11:45:00	0.55	0.87

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.56	0.87
12:15:00	0.58	0.89
12:30:00	0.60	0.89
12:45:00	0.57	0.87
13:00:00	0.55	0.87
13:15:00	0.55	0.86
13:30:00	0.53	0.86
13:45:00	0.55	0.86
14:00:00	0.58	0.87
14:15:00	0.57	0.87
14:30:00	0.55	0.86
14:45:00	0.54	0.87
15:00:00	0.54	0.87
15:15:00	0.53	0.87
15:30:00	0.53	0.88
15:45:00	0.53	0.88
16:00:00	0.54	0.88
16:15:00	0.53	0.88
16:30:00	0.50	0.88
16:45:00	0.52	0.87
17:00:00	0.49	0.86
17:15:00	0.47	0.86
17:30:00	0.47	0.86
17:45:00	0.47	0.85
18:00:00	0.46	0.85
18:15:00	0.51	0.85
18:30:00	0.53	0.84
18:45:00	0.68	0.87
19:00:00	0.78	0.90
19:15:00	0.95	0.91
19:30:00	0.98	0.92
19:45:00	1.00	0.92
20:00:00	0.96	0.91
20:15:00	0.99	0.91
20:30:00	0.94	0.91
20:45:00	0.93	0.91
21:00:00	0.90	0.91
21:15:00	0.90	0.91
21:30:00	0.85	0.91
21:45:00	0.87	0.91
22:00:00	0.79	0.91
22:15:00	0.79	0.91
22:30:00	0.80	0.91
22:45:00	0.76	0.91
23:00:00	0.73	0.91
23:15:00	0.73	0.91
23:30:00	0.69	0.91
23:45:00	0.66	0.91



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.81
H.F.P	0.73	H.F.P	0.48
DIA	1.00	DIA	0.55
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.07		
H.F.P	9.14	NHUBT	
DIA	13.24		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.81	H.P.	0.77
H.F.P	0.65	H.F.P	0.54
DIA	0.55	DIA	0.41

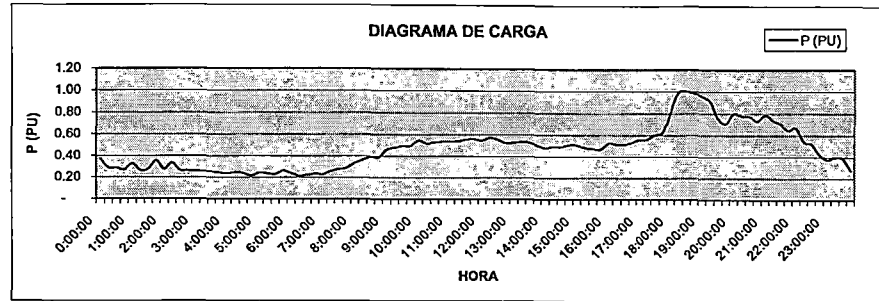
Pbase (KW) **47.59**

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 4 - UN TALARA

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.37	0.8
00:15:00	0.29	0.73
00:30:00	0.29	0.72
00:45:00	0.27	0.74
01:00:00	0.33	0.83
01:15:00	0.27	0.75
01:30:00	0.28	0.74
01:45:00	0.35	0.83
02:00:00	0.27	0.73
02:15:00	0.33	0.82
02:30:00	0.27	0.72
02:45:00	0.26	0.73
03:00:00	0.26	0.74
03:15:00	0.26	0.74
03:30:00	0.26	0.73
03:45:00	0.24	0.71
04:00:00	0.24	0.69
04:15:00	0.24	0.7
04:30:00	0.24	0.7
04:45:00	0.22	0.7
05:00:00	0.24	0.68
05:15:00	0.24	0.69
05:30:00	0.23	0.73
05:45:00	0.26	0.71
06:00:00	0.24	0.73
06:15:00	0.21	0.66
06:30:00	0.22	0.67
06:45:00	0.24	0.69
07:00:00	0.23	0.67
07:15:00	0.26	0.67
07:30:00	0.28	0.65
07:45:00	0.29	0.69
08:00:00	0.33	0.71
08:15:00	0.36	0.68
08:30:00	0.39	0.71
08:45:00	0.39	0.71
09:00:00	0.46	0.73
09:15:00	0.48	0.72
09:30:00	0.49	0.72
09:45:00	0.50	0.73
10:00:00	0.54	0.72
10:15:00	0.52	0.74
10:30:00	0.53	0.74
10:45:00	0.53	0.72
11:00:00	0.53	0.73
11:15:00	0.54	0.74
11:30:00	0.55	0.75
11:45:00	0.56	0.75

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.55	0.75
12:15:00	0.57	0.74
12:30:00	0.55	0.74
12:45:00	0.52	0.75
13:00:00	0.53	0.75
13:15:00	0.53	0.73
13:30:00	0.53	0.74
13:45:00	0.50	0.74
14:00:00	0.48	0.73
14:15:00	0.49	0.73
14:30:00	0.49	0.75
14:45:00	0.51	0.73
15:00:00	0.51	0.74
15:15:00	0.48	0.71
15:30:00	0.47	0.74
15:45:00	0.47	0.74
16:00:00	0.53	0.74
16:15:00	0.51	0.74
16:30:00	0.51	0.74
16:45:00	0.54	0.73
17:00:00	0.55	0.72
17:15:00	0.56	0.72
17:30:00	0.60	0.72
17:45:00	0.63	0.72
18:00:00	0.82	0.8
18:15:00	0.99	0.86
18:30:00	1.00	0.85
18:45:00	0.98	0.86
19:00:00	0.95	0.85
19:15:00	0.90	0.85
19:30:00	0.75	0.81
19:45:00	0.71	0.82
20:00:00	0.80	0.87
20:15:00	0.78	0.88
20:30:00	0.77	0.88
20:45:00	0.73	0.85
21:00:00	0.79	0.87
21:15:00	0.73	0.87
21:30:00	0.70	0.86
21:45:00	0.65	0.88
22:00:00	0.67	0.9
22:15:00	0.54	0.84
22:30:00	0.52	0.84
22:45:00	0.43	0.81
23:00:00	0.38	0.78
23:15:00	0.40	0.8
23:30:00	0.39	0.78
23:45:00	0.28	0.73



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.74
H.F.P	0.82	H.F.P	0.40
DIA	1.00	DIA	0.47
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.71		
H.F.P	7.65	NHUBT	
DIA	11.35		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.74	H.P.	0.66
H.F.P	0.49	H.F.P	0.34
DIA	0.47	DIA	0.32

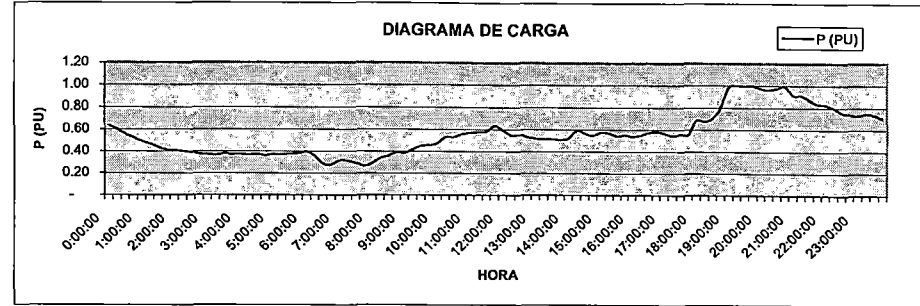
Pbase (KW) 102.24

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 5 - UN TALARA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.64	0.87
00:15:00	0.60	0.88
00:30:00	0.56	0.87
00:45:00	0.52	0.87
01:00:00	0.49	0.87
01:15:00	0.47	0.88
01:30:00	0.44	0.88
01:45:00	0.41	0.89
02:00:00	0.41	0.89
02:15:00	0.40	0.89
02:30:00	0.39	0.89
02:45:00	0.38	0.90
03:00:00	0.37	0.90
03:15:00	0.36	0.91
03:30:00	0.38	0.89
03:45:00	0.37	0.89
04:00:00	0.37	0.88
04:15:00	0.37	0.89
04:30:00	0.37	0.88
04:45:00	0.36	0.90
05:00:00	0.37	0.89
05:15:00	0.37	0.88
05:30:00	0.38	0.89
05:45:00	0.38	0.88
06:00:00	0.40	0.88
06:15:00	0.36	0.85
06:30:00	0.29	0.81
06:45:00	0.28	0.80
07:00:00	0.32	0.84
07:15:00	0.31	0.84
07:30:00	0.29	0.83
07:45:00	0.27	0.83
08:00:00	0.29	0.84
08:15:00	0.34	0.85
08:30:00	0.36	0.86
08:45:00	0.39	0.86
09:00:00	0.38	0.86
09:15:00	0.42	0.87
09:30:00	0.45	0.85
09:45:00	0.46	0.83
10:00:00	0.47	0.86
10:15:00	0.53	0.88
10:30:00	0.53	0.87
10:45:00	0.55	0.87
11:00:00	0.57	0.89
11:15:00	0.58	0.89
11:30:00	0.58	0.88
11:45:00	0.63	0.90

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.59	0.87
12:15:00	0.55	0.86
12:30:00	0.55	0.86
12:45:00	0.53	0.85
13:00:00	0.52	0.85
13:15:00	0.51	0.86
13:30:00	0.51	0.85
13:45:00	0.50	0.85
14:00:00	0.52	0.85
14:15:00	0.59	0.88
14:30:00	0.57	0.87
14:45:00	0.55	0.87
15:00:00	0.58	0.88
15:15:00	0.57	0.88
15:30:00	0.54	0.87
15:45:00	0.55	0.87
16:00:00	0.54	0.87
16:15:00	0.55	0.87
16:30:00	0.57	0.87
16:45:00	0.58	0.86
17:00:00	0.57	0.84
17:15:00	0.54	0.84
17:30:00	0.56	0.84
17:45:00	0.56	0.83
18:00:00	0.68	0.87
18:15:00	0.68	0.85
18:30:00	0.70	0.82
18:45:00	0.80	0.80
19:00:00	0.98	0.84
19:15:00	1.00	0.84
19:30:00	0.99	0.85
19:45:00	1.00	0.85
20:00:00	0.97	0.85
20:15:00	0.96	0.85
20:30:00	0.97	0.86
20:45:00	0.99	0.86
21:00:00	0.91	0.85
21:15:00	0.91	0.86
21:30:00	0.87	0.85
21:45:00	0.84	0.85
22:00:00	0.83	0.84
22:15:00	0.80	0.85
22:30:00	0.76	0.86
22:45:00	0.74	0.86
23:00:00	0.73	0.86
23:15:00	0.75	0.86
23:30:00	0.74	0.86
23:45:00	0.70	0.86



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.86
H.F.P	0.75	H.F.P	0.48
DIA	1.00	DIA	0.56
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.31		
H.F.P	9.13	NHUBT	
DIA	13.42		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.86	H.P.	0.85
H.F.P	0.64	H.F.P	0.52
DIA	0.56	DIA	0.42

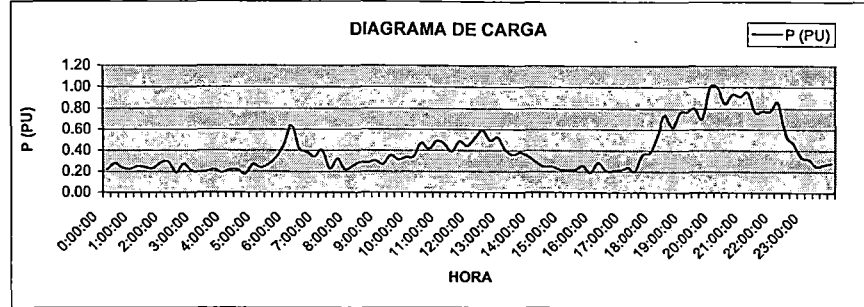
Pbase (KW) 65.72

UNIDAD DE NEGOCIO TUMBES

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN TUMBES**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.21	0.85
00:15:00	0.28	0.86
00:30:00	0.24	0.85
00:45:00	0.22	0.85
01:00:00	0.25	0.86
01:15:00	0.24	0.86
01:30:00	0.23	0.85
01:45:00	0.29	0.86
02:00:00	0.30	0.85
02:15:00	0.19	0.84
02:30:00	0.27	0.84
02:45:00	0.21	0.84
03:00:00	0.20	0.85
03:15:00	0.20	0.85
03:30:00	0.22	0.85
03:45:00	0.19	0.85
04:00:00	0.21	0.85
04:15:00	0.22	0.85
04:30:00	0.18	0.85
04:45:00	0.27	0.85
05:00:00	0.24	0.85
05:15:00	0.27	0.85
05:30:00	0.34	0.86
05:45:00	0.45	0.88
06:00:00	0.64	0.93
06:15:00	0.42	0.90
06:30:00	0.39	0.90
06:45:00	0.34	0.89
07:00:00	0.40	0.87
07:15:00	0.23	0.91
07:30:00	0.32	0.90
07:45:00	0.22	0.86
08:00:00	0.25	0.80
08:15:00	0.29	0.81
08:30:00	0.28	0.79
08:45:00	0.31	0.80
09:00:00	0.27	0.80
09:15:00	0.35	0.84
09:30:00	0.31	0.82
09:45:00	0.34	0.79
10:00:00	0.34	0.79
10:15:00	0.47	0.82
10:30:00	0.41	0.82
10:45:00	0.49	0.86
11:00:00	0.46	0.85
11:15:00	0.39	0.80
11:30:00	0.49	0.82
11:45:00	0.44	0.81

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.51	0.84
12:15:00	0.59	0.86
12:30:00	0.49	0.82
12:45:00	0.52	0.84
13:00:00	0.41	0.80
13:15:00	0.36	0.83
13:30:00	0.38	0.87
13:45:00	0.34	0.90
14:00:00	0.29	0.87
14:15:00	0.25	0.87
14:30:00	0.25	0.90
14:45:00	0.22	0.90
15:00:00	0.21	0.85
15:15:00	0.21	0.83
15:30:00	0.25	0.82
15:45:00	0.19	0.72
16:00:00	0.29	0.82
16:15:00	0.21	0.77
16:30:00	0.21	0.87
16:45:00	0.22	0.89
17:00:00	0.24	0.89
17:15:00	0.20	0.84
17:30:00	0.36	0.86
17:45:00	0.38	0.88
18:00:00	0.55	0.89
18:15:00	0.74	0.92
18:30:00	0.62	0.85
18:45:00	0.76	0.88
19:00:00	0.77	0.88
19:15:00	0.80	0.88
19:30:00	0.70	0.87
19:45:00	1.00	0.90
20:00:00	0.99	0.90
20:15:00	0.85	0.89
20:30:00	0.93	0.88
20:45:00	0.91	0.88
21:00:00	0.94	0.88
21:15:00	0.76	0.87
21:30:00	0.78	0.87
21:45:00	0.77	0.87
22:00:00	0.85	0.88
22:15:00	0.55	0.87
22:30:00	0.46	0.89
22:45:00	0.34	0.87
23:00:00	0.32	0.85
23:15:00	0.25	0.86
23:30:00	0.27	0.86
23:45:00	0.28	0.86



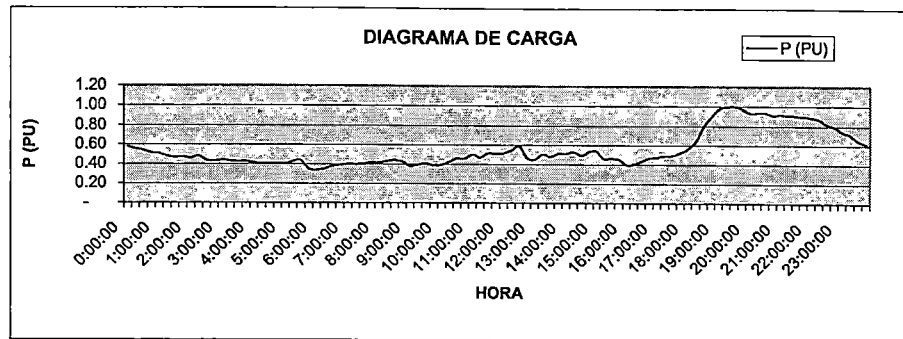
PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.73
H.F.P	0.64	H.F.P	0.31
DIA	1.00	DIA	0.40
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.66		
H.F.P	5.92	NHUBT	
DIA	9.63		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.73	H.P.	0.65
H.F.P	0.49	H.F.P	0.34
DIA	0.40	DIA	0.25

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN TUMBES**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.58	0.871
00:15:00	0.56	0.867
00:30:00	0.54	0.868
00:45:00	0.52	0.872
01:00:00	0.51	0.864
01:15:00	0.48	0.86
01:30:00	0.47	0.858
01:45:00	0.47	0.846
02:00:00	0.46	0.857
02:15:00	0.48	0.843
02:30:00	0.44	0.847
02:45:00	0.43	0.852
03:00:00	0.44	0.85
03:15:00	0.43	0.846
03:30:00	0.43	0.847
03:45:00	0.43	0.843
04:00:00	0.42	0.84
04:15:00	0.41	0.841
04:30:00	0.41	0.84
04:45:00	0.41	0.847
05:00:00	0.40	0.847
05:15:00	0.43	0.841
05:30:00	0.44	0.842
05:45:00	0.35	0.823
06:00:00	0.34	0.831
06:15:00	0.35	0.837
06:30:00	0.38	0.836
06:45:00	0.39	0.843
07:00:00	0.40	0.853
07:15:00	0.40	0.869
07:30:00	0.41	0.884
07:45:00	0.42	0.885
08:00:00	0.41	0.883
08:15:00	0.43	0.881
08:30:00	0.44	0.872
08:45:00	0.43	0.876
09:00:00	0.38	0.876
09:15:00	0.39	0.862
09:30:00	0.41	0.861
09:45:00	0.39	0.874
10:00:00	0.39	0.885
10:15:00	0.43	0.891
10:30:00	0.46	0.887
10:45:00	0.46	0.879
11:00:00	0.50	0.869
11:15:00	0.47	0.887
11:30:00	0.51	0.888
11:45:00	0.51	0.886

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.51	0.884
12:15:00	0.54	0.893
12:30:00	0.58	0.861
12:45:00	0.47	0.878
13:00:00	0.45	0.876
13:15:00	0.51	0.88
13:30:00	0.48	0.883
13:45:00	0.51	0.899
14:00:00	0.51	0.893
14:15:00	0.53	0.868
14:30:00	0.50	0.891
14:45:00	0.54	0.895
15:00:00	0.54	0.867
15:15:00	0.46	0.877
15:30:00	0.47	0.866
15:45:00	0.45	0.856
16:00:00	0.40	0.841
16:15:00	0.40	0.855
16:30:00	0.44	0.852
16:45:00	0.47	0.853
17:00:00	0.48	0.858
17:15:00	0.49	0.867
17:30:00	0.49	0.869
17:45:00	0.53	0.874
18:00:00	0.56	0.864
18:15:00	0.64	0.864
18:30:00	0.79	0.888
18:45:00	0.89	0.899
19:00:00	0.97	0.906
19:15:00	0.99	0.913
19:30:00	1.00	0.909
19:45:00	0.97	0.903
20:00:00	0.94	0.896
20:15:00	0.94	0.893
20:30:00	0.94	0.896
20:45:00	0.91	0.899
21:00:00	0.92	0.899
21:15:00	0.91	0.902
21:30:00	0.90	0.906
21:45:00	0.90	0.91
22:00:00	0.89	0.905
22:15:00	0.87	0.904
22:30:00	0.82	0.904
22:45:00	0.79	0.902
23:00:00	0.74	0.892
23:15:00	0.71	0.892
23:30:00	0.65	0.896
23:45:00	0.61	0.892



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

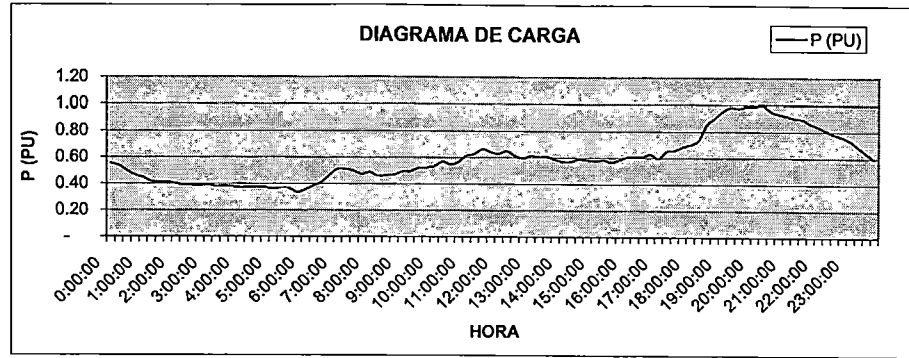
MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.87
H.F.P	0.74	H.F.P	0.47
DIA	1.00	DIA	0.55
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.36		
H.F.P	8.90	NHUBT	
DIA	13.26		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.87	H.P.	0.87
H.F.P	0.63	H.F.P	0.51
DIA	0.55	DIA	0.41

Phase (KW) 41.79

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 4 - UN TUMBES**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.55	0.989
00:15:00	0.54	0.987
00:30:00	0.50	0.986
00:45:00	0.46	0.986
01:00:00	0.45	0.984
01:15:00	0.42	0.989
01:30:00	0.41	0.987
01:45:00	0.41	0.981
02:00:00	0.40	0.98
02:15:00	0.39	0.98
02:30:00	0.39	0.979
02:45:00	0.38	0.977
03:00:00	0.39	0.977
03:15:00	0.38	0.98
03:30:00	0.38	0.982
03:45:00	0.38	0.983
04:00:00	0.37	0.98
04:15:00	0.37	0.981
04:30:00	0.37	0.981
04:45:00	0.37	0.979
05:00:00	0.36	0.987
05:15:00	0.37	0.985
05:30:00	0.37	0.987
05:45:00	0.33	0.954
06:00:00	0.36	0.949
06:15:00	0.39	0.953
06:30:00	0.41	0.963
06:45:00	0.47	0.977
07:00:00	0.51	0.971
07:15:00	0.51	0.959
07:30:00	0.50	0.964
07:45:00	0.47	0.962
08:00:00	0.49	0.965
08:15:00	0.46	0.953
08:30:00	0.47	0.953
08:45:00	0.47	0.954
09:00:00	0.49	0.952
09:15:00	0.50	0.961
09:30:00	0.52	0.965
09:45:00	0.52	0.966
10:00:00	0.54	0.965
10:15:00	0.57	0.964
10:30:00	0.55	0.959
10:45:00	0.57	0.957
11:00:00	0.61	0.956
11:15:00	0.63	0.964
11:30:00	0.66	0.967
11:45:00	0.64	0.965

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.63	0.957
12:15:00	0.65	0.965
12:30:00	0.61	0.972
12:45:00	0.59	0.964
13:00:00	0.61	0.97
13:15:00	0.60	0.973
13:30:00	0.61	0.974
13:45:00	0.59	0.97
14:00:00	0.57	0.969
14:15:00	0.57	0.968
14:30:00	0.59	0.971
14:45:00	0.58	0.972
15:00:00	0.57	0.972
15:15:00	0.58	0.969
15:30:00	0.57	0.968
15:45:00	0.59	0.968
16:00:00	0.60	0.964
16:15:00	0.61	0.952
16:30:00	0.61	0.954
16:45:00	0.63	0.95
17:00:00	0.60	0.957
17:15:00	0.65	0.948
17:30:00	0.66	0.948
17:45:00	0.68	0.947
18:00:00	0.70	0.946
18:15:00	0.73	0.945
18:30:00	0.85	0.971
18:45:00	0.90	0.979
19:00:00	0.95	0.98
19:15:00	0.98	0.98
19:30:00	0.97	0.98
19:45:00	0.99	0.978
20:00:00	0.98	0.982
20:15:00	1.00	0.985
20:30:00	0.95	0.981
20:45:00	0.93	0.981
21:00:00	0.92	0.987
21:15:00	0.90	0.984
21:30:00	0.89	0.984
21:45:00	0.86	0.982
22:00:00	0.83	0.984
22:15:00	0.80	0.985
22:30:00	0.78	0.986
22:45:00	0.76	0.989
23:00:00	0.73	0.987
23:15:00	0.68	0.985
23:30:00	0.64	0.981
23:45:00	0.59	0.98



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

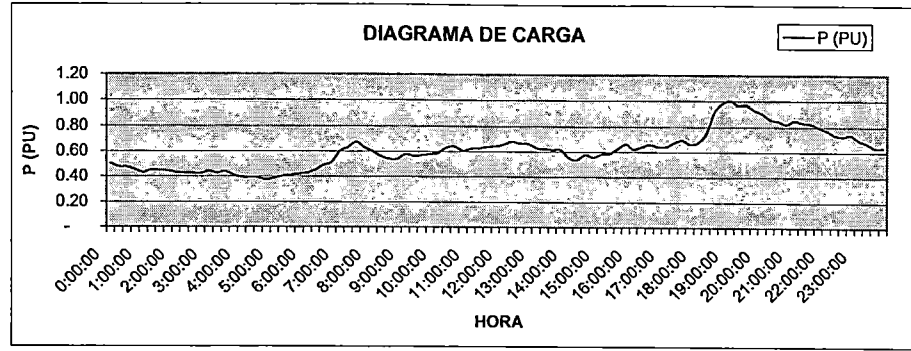
MAXIMA DEMANDA (KW)		DEMANDA PROMEDIO (KW)	
H.P.	1.00	H.P.	0.88
H.F.P	0.73	H.F.P	0.52
DIA	1.00	DIA	0.59
ENERGIA ACTIVA (KWH)			
H.P.	4.39		
H.F.P	9.85	NHUBT	
DIA	14.23		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.88	H.P.	0.88
H.F.P	0.71	H.F.P	0.62
DIA	0.59	DIA	0.46

Pbase (KW) 126.77

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 5 - UN TUMBES**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.50	0.872
00:15:00	0.48	0.866
00:30:00	0.48	0.872
00:45:00	0.46	0.876
01:00:00	0.43	0.865
01:15:00	0.45	0.859
01:30:00	0.45	0.86
01:45:00	0.44	0.853
02:00:00	0.43	0.851
02:15:00	0.43	0.854
02:30:00	0.43	0.852
02:45:00	0.42	0.841
03:00:00	0.44	0.845
03:15:00	0.43	0.854
03:30:00	0.44	0.858
03:45:00	0.41	0.857
04:00:00	0.39	0.853
04:15:00	0.39	0.857
04:30:00	0.39	0.851
04:45:00	0.38	0.857
05:00:00	0.39	0.851
05:15:00	0.40	0.852
05:30:00	0.41	0.853
05:45:00	0.42	0.852
06:00:00	0.43	0.848
06:15:00	0.45	0.86
06:30:00	0.49	0.868
06:45:00	0.51	0.864
07:00:00	0.60	0.879
07:15:00	0.63	0.886
07:30:00	0.67	0.879
07:45:00	0.63	0.868
08:00:00	0.60	0.855
08:15:00	0.56	0.83
08:30:00	0.54	0.813
08:45:00	0.54	0.834
09:00:00	0.58	0.831
09:15:00	0.56	0.834
09:30:00	0.57	0.846
09:45:00	0.58	0.846
10:00:00	0.59	0.851
10:15:00	0.63	0.852
10:30:00	0.64	0.856
10:45:00	0.60	0.855
11:00:00	0.62	0.844
11:15:00	0.63	0.842
11:30:00	0.64	0.852
11:45:00	0.64	0.838

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.66	0.859
12:15:00	0.68	0.869
12:30:00	0.67	0.871
12:45:00	0.66	0.867
13:00:00	0.63	0.869
13:15:00	0.62	0.871
13:30:00	0.61	0.876
13:45:00	0.62	0.87
14:00:00	0.55	0.844
14:15:00	0.54	0.845
14:30:00	0.58	0.864
14:45:00	0.56	0.868
15:00:00	0.58	0.872
15:15:00	0.59	0.867
15:30:00	0.63	0.868
15:45:00	0.66	0.884
16:00:00	0.62	0.871
16:15:00	0.64	0.88
16:30:00	0.66	0.873
16:45:00	0.64	0.878
17:00:00	0.64	0.871
17:15:00	0.67	0.862
17:30:00	0.70	0.867
17:45:00	0.66	0.851
18:00:00	0.67	0.844
18:15:00	0.75	0.868
18:30:00	0.91	0.882
18:45:00	0.98	0.882
19:00:00	1.00	0.888
19:15:00	0.97	0.89
19:30:00	0.97	0.892
19:45:00	0.93	0.895
20:00:00	0.90	0.899
20:15:00	0.86	0.892
20:30:00	0.85	0.896
20:45:00	0.82	0.895
21:00:00	0.85	0.902
21:15:00	0.83	0.896
21:30:00	0.82	0.898
21:45:00	0.80	0.9
22:00:00	0.77	0.894
22:15:00	0.74	0.903
22:30:00	0.72	0.897
22:45:00	0.74	0.901
23:00:00	0.69	0.893
23:15:00	0.67	0.893
23:30:00	0.64	0.893
23:45:00	0.63	0.896



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.84
H.F.P	0.70	H.F.P	0.55
DIA	1.00	DIA	0.61
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.18		
H.F.P	10.51	NHUBT	
DIA	14.70		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.84	H.P.	0.81
H.F.P	0.80	H.F.P	0.74
DIA	0.61	DIA	0.48

Pbase (KW) 84.81

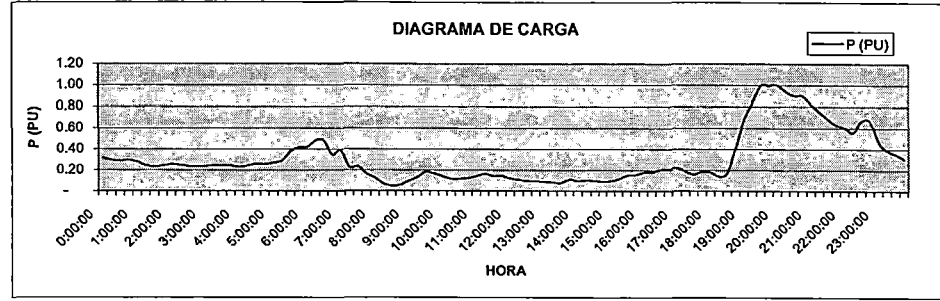
UNIDAD DE NEGOCIO PAITA

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN PAITA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.32	0.98
00:15:00	0.30	0.97
00:30:00	0.29	0.97
00:45:00	0.29	0.97
01:00:00	0.28	0.96
01:15:00	0.25	0.90
01:30:00	0.23	0.88
01:45:00	0.24	0.90
02:00:00	0.26	0.89
02:15:00	0.25	0.89
02:30:00	0.24	0.88
02:45:00	0.24	0.87
03:00:00	0.24	0.87
03:15:00	0.24	0.89
03:30:00	0.24	0.88
03:45:00	0.24	0.90
04:00:00	0.23	0.89
04:15:00	0.24	0.91
04:30:00	0.26	0.91
04:45:00	0.25	0.91
05:00:00	0.27	0.92
05:15:00	0.29	0.95
05:30:00	0.38	0.97
05:45:00	0.42	0.99
06:00:00	0.42	0.98
06:15:00	0.48	0.98
06:30:00	0.48	0.98
06:45:00	0.35	0.96
07:00:00	0.39	0.96
07:15:00	0.23	0.90
07:30:00	0.24	0.91
07:45:00	0.17	0.87
08:00:00	0.12	0.82
08:15:00	0.07	0.67
08:30:00	0.05	0.57
08:45:00	0.06	0.71
09:00:00	0.10	0.89
09:15:00	0.13	0.90
09:30:00	0.18	0.87
09:45:00	0.17	0.86
10:00:00	0.14	0.86
10:15:00	0.12	0.89
10:30:00	0.12	0.90
10:45:00	0.12	0.91
11:00:00	0.14	0.93
11:15:00	0.16	0.93
11:30:00	0.14	0.91
11:45:00	0.14	0.92

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.12	0.90
12:15:00	0.11	0.86
12:30:00	0.10	0.83
12:45:00	0.09	0.85
13:00:00	0.09	0.85
13:15:00	0.08	0.85
13:30:00	0.08	0.83
13:45:00	0.11	0.90
14:00:00	0.10	0.87
14:15:00	0.10	0.86
14:30:00	0.10	0.87
14:45:00	0.09	0.82
15:00:00	0.09	0.84
15:15:00	0.11	0.88
15:30:00	0.15	0.92
15:45:00	0.15	0.94
16:00:00	0.18	0.96
16:15:00	0.18	0.96
16:30:00	0.20	0.96
16:45:00	0.21	0.97
17:00:00	0.22	0.98
17:15:00	0.19	0.96
17:30:00	0.16	0.94
17:45:00	0.18	0.95
18:00:00	0.18	0.93
18:15:00	0.14	0.87
18:30:00	0.17	0.91
18:45:00	0.40	0.98
19:00:00	0.67	0.99
19:15:00	0.83	1.00
19:30:00	0.99	1.00
19:45:00	1.00	1.00
20:00:00	1.00	1.00
20:15:00	0.94	1.00
20:30:00	0.90	1.00
20:45:00	0.90	1.00
21:00:00	0.82	1.00
21:15:00	0.75	1.00
21:30:00	0.69	1.00
21:45:00	0.63	0.99
22:00:00	0.60	0.99
22:15:00	0.56	0.99
22:30:00	0.66	0.99
22:45:00	0.66	1.00
23:00:00	0.46	0.99
23:15:00	0.39	0.98
23:30:00	0.35	0.95
23:45:00	0.31	0.93



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.66
H.F.P	0.48	H.F.P	0.21
DIA	1.00	DIA	0.31
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.32		
H.F.P	3.96	NHUBT	
DIA	7.35		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.66	H.P.	0.55
H.F.P	0.43	H.F.P	0.28
DIA	0.31	DIA	0.17

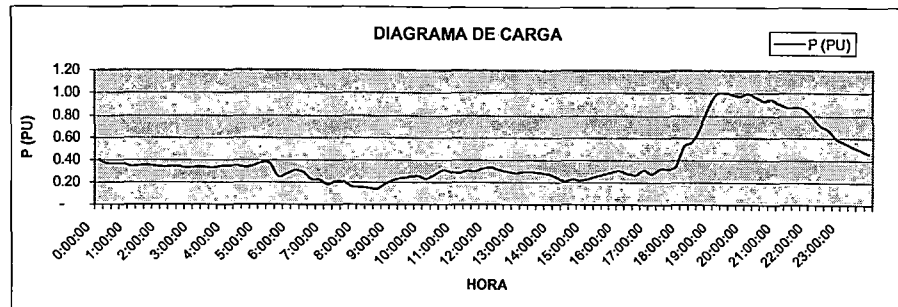
Pbase (KW) 5.01

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN PAITA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.40	0.86
00:15:00	0.37	0.86
00:30:00	0.37	0.87
00:45:00	0.37	0.86
01:00:00	0.35	0.86
01:15:00	0.35	0.86
01:30:00	0.36	0.86
01:45:00	0.35	0.86
02:00:00	0.34	0.87
02:15:00	0.35	0.87
02:30:00	0.34	0.86
02:45:00	0.33	0.87
03:00:00	0.34	0.87
03:15:00	0.34	0.87
03:30:00	0.33	0.88
03:45:00	0.35	0.87
04:00:00	0.35	0.87
04:15:00	0.35	0.89
04:30:00	0.34	0.89
04:45:00	0.35	0.88
05:00:00	0.38	0.88
05:15:00	0.37	0.89
05:30:00	0.25	0.88
05:45:00	0.28	0.89
06:00:00	0.31	0.9
06:15:00	0.29	0.88
06:30:00	0.23	0.89
06:45:00	0.22	0.86
07:00:00	0.18	0.84
07:15:00	0.21	0.87
07:30:00	0.20	0.88
07:45:00	0.16	0.84
08:00:00	0.16	0.82
08:15:00	0.15	0.8
08:30:00	0.14	0.81
08:45:00	0.19	0.85
09:00:00	0.22	0.87
09:15:00	0.24	0.88
09:30:00	0.25	0.88
09:45:00	0.26	0.89
10:00:00	0.23	0.89
10:15:00	0.27	0.9
10:30:00	0.31	0.9
10:45:00	0.29	0.9
11:00:00	0.28	0.9
11:15:00	0.30	0.9
11:30:00	0.30	0.91
11:45:00	0.33	0.93

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.33	0.93
12:15:00	0.31	0.91
12:30:00	0.30	0.9
12:45:00	0.28	0.89
13:00:00	0.29	0.89
13:15:00	0.29	0.88
13:30:00	0.28	0.86
13:45:00	0.27	0.86
14:00:00	0.25	0.85
14:15:00	0.21	0.84
14:30:00	0.23	0.84
14:45:00	0.22	0.85
15:00:00	0.24	0.85
15:15:00	0.26	0.86
15:30:00	0.28	0.86
15:45:00	0.29	0.86
16:00:00	0.30	0.86
16:15:00	0.28	0.86
16:30:00	0.27	0.86
16:45:00	0.31	0.86
17:00:00	0.28	0.85
17:15:00	0.32	0.88
17:30:00	0.32	0.88
17:45:00	0.35	0.86
18:00:00	0.52	0.84
18:15:00	0.57	0.87
18:30:00	0.69	0.88
18:45:00	0.86	0.91
19:00:00	0.98	0.92
19:15:00	1.00	0.92
19:30:00	0.99	0.91
19:45:00	0.97	0.9
20:00:00	0.99	0.9
20:15:00	0.96	0.91
20:30:00	0.93	0.92
20:45:00	0.94	0.92
21:00:00	0.90	0.92
21:15:00	0.87	0.91
21:30:00	0.88	0.91
21:45:00	0.86	0.91
22:00:00	0.80	0.9
22:15:00	0.71	0.9
22:30:00	0.67	0.89
22:45:00	0.60	0.88
23:00:00	0.56	0.88
23:15:00	0.52	0.87
23:30:00	0.49	0.87
23:45:00	0.46	0.87



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.82
H.F.P	0.56	H.F.P	0.30
DIA	1.00	DIA	0.41
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.11		
H.F.P	5.76	NHUBT	
DIA	9.88		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.82	H.P.	0.79
H.F.P	0.54	H.F.P	0.40
DIA	0.41	DIA	0.26

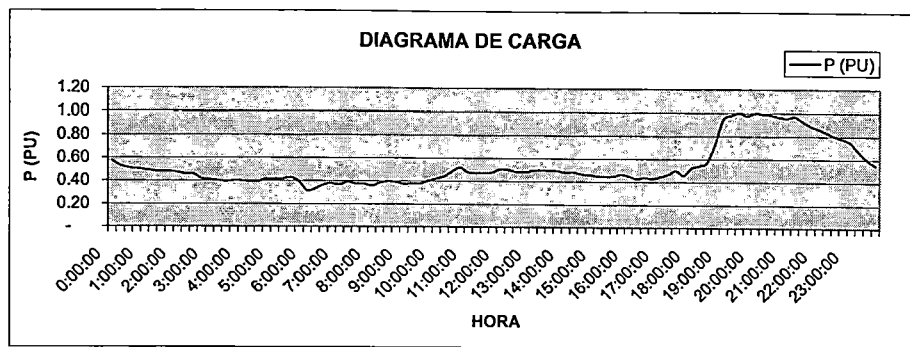
Pbase (KW) 26.72

ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
 DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN PAITA

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.58	0.99
00:15:00	0.53	1.00
00:30:00	0.51	0.99
00:45:00	0.50	0.99
01:00:00	0.50	0.99
01:15:00	0.48	0.99
01:30:00	0.48	0.99
01:45:00	0.48	0.99
02:00:00	0.47	0.99
02:15:00	0.46	0.99
02:30:00	0.46	0.99
02:45:00	0.42	0.99
03:00:00	0.41	0.99
03:15:00	0.40	0.99
03:30:00	0.39	0.99
03:45:00	0.40	0.99
04:00:00	0.40	0.99
04:15:00	0.40	0.99
04:30:00	0.39	0.99
04:45:00	0.41	0.99
05:00:00	0.41	0.99
05:15:00	0.42	0.99
05:30:00	0.43	0.99
05:45:00	0.39	0.99
06:00:00	0.31	0.94
06:15:00	0.33	0.94
06:30:00	0.36	0.95
06:45:00	0.38	0.95
07:00:00	0.37	0.95
07:15:00	0.39	0.96
07:30:00	0.37	0.94
07:45:00	0.38	0.93
08:00:00	0.36	0.94
08:15:00	0.38	0.94
08:30:00	0.40	0.94
08:45:00	0.39	0.94
09:00:00	0.37	0.95
09:15:00	0.38	0.93
09:30:00	0.38	0.93
09:45:00	0.40	0.94
10:00:00	0.42	0.96
10:15:00	0.44	0.96
10:30:00	0.49	0.96
10:45:00	0.52	0.96
11:00:00	0.48	0.97
11:15:00	0.47	0.96
11:30:00	0.47	0.97
11:45:00	0.48	0.96

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.51	0.96
12:15:00	0.50	0.95
12:30:00	0.48	0.95
12:45:00	0.48	0.95
13:00:00	0.50	0.96
13:15:00	0.50	0.97
13:30:00	0.50	0.96
13:45:00	0.49	0.96
14:00:00	0.48	0.97
14:15:00	0.48	0.97
14:30:00	0.47	0.98
14:45:00	0.46	0.98
15:00:00	0.45	0.98
15:15:00	0.45	0.97
15:30:00	0.45	0.98
15:45:00	0.47	0.97
16:00:00	0.45	0.97
16:15:00	0.43	0.98
16:30:00	0.44	0.98
16:45:00	0.43	0.98
17:00:00	0.44	0.98
17:15:00	0.47	0.98
17:30:00	0.50	0.98
17:45:00	0.46	0.98
18:00:00	0.52	0.98
18:15:00	0.54	0.97
18:30:00	0.58	0.96
18:45:00	0.74	0.98
19:00:00	0.95	0.99
19:15:00	0.98	0.99
19:30:00	1.00	0.99
19:45:00	0.98	0.99
20:00:00	1.00	1.00
20:15:00	0.99	1.00
20:30:00	0.98	1.00
20:45:00	0.96	1.00
21:00:00	0.96	1.00
21:15:00	0.97	0.99
21:30:00	0.92	0.99
21:45:00	0.88	0.99
22:00:00	0.86	0.99
22:15:00	0.83	1.00
22:30:00	0.80	0.99
22:45:00	0.78	0.99
23:00:00	0.74	0.99
23:15:00	0.66	1.00
23:30:00	0.60	0.99
23:45:00	0.55	0.99



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.86
H.F.P	0.74	H.F.P	0.45
DIA	1.00	DIA	0.54
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.28		
H.F.P	8.58	NHUBT	
DIA	12.87		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.86	H.P.	0.84
H.F.P	0.61	H.F.P	0.48
DIA	0.54	DIA	0.39

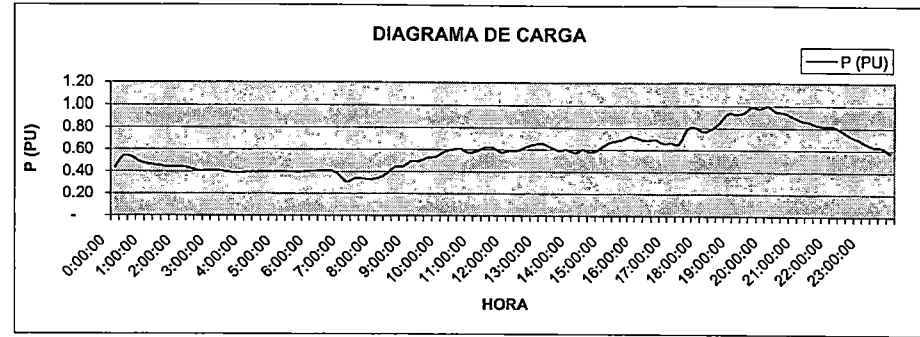
Phase (KW) 79.08

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 4 - UN PAITA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.43	0.83
00:15:00	0.54	0.87
00:30:00	0.53	0.88
00:45:00	0.49	0.88
01:00:00	0.47	0.88
01:15:00	0.46	0.88
01:30:00	0.45	0.88
01:45:00	0.44	0.88
02:00:00	0.44	0.88
02:15:00	0.43	0.88
02:30:00	0.41	0.89
02:45:00	0.41	0.89
03:00:00	0.41	0.88
03:15:00	0.40	0.89
03:30:00	0.39	0.89
03:45:00	0.39	0.89
04:00:00	0.39	0.87
04:15:00	0.40	0.87
04:30:00	0.40	0.86
04:45:00	0.40	0.85
05:00:00	0.40	0.85
05:15:00	0.40	0.85
05:30:00	0.40	0.85
05:45:00	0.40	0.86
06:00:00	0.40	0.87
06:15:00	0.40	0.88
06:30:00	0.41	0.88
06:45:00	0.38	0.87
07:00:00	0.31	0.80
07:15:00	0.34	0.80
07:30:00	0.34	0.80
07:45:00	0.33	0.81
08:00:00	0.34	0.81
08:15:00	0.38	0.83
08:30:00	0.44	0.85
08:45:00	0.45	0.85
09:00:00	0.49	0.86
09:15:00	0.50	0.87
09:30:00	0.53	0.87
09:45:00	0.53	0.87
10:00:00	0.58	0.88
10:15:00	0.60	0.87
10:30:00	0.61	0.89
10:45:00	0.57	0.89
11:00:00	0.59	0.90
11:15:00	0.62	0.90
11:30:00	0.62	0.90
11:45:00	0.58	0.89

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.59	0.89
12:15:00	0.59	0.90
12:30:00	0.63	0.90
12:45:00	0.64	0.89
13:00:00	0.66	0.89
13:15:00	0.62	0.88
13:30:00	0.59	0.87
13:45:00	0.60	0.88
14:00:00	0.57	0.88
14:15:00	0.60	0.89
14:30:00	0.58	0.89
14:45:00	0.61	0.88
15:00:00	0.66	0.89
15:15:00	0.68	0.89
15:30:00	0.70	0.89
15:45:00	0.72	0.89
16:00:00	0.70	0.89
16:15:00	0.69	0.90
16:30:00	0.70	0.90
16:45:00	0.66	0.90
17:00:00	0.66	0.90
17:15:00	0.66	0.89
17:30:00	0.79	0.90
17:45:00	0.80	0.90
18:00:00	0.77	0.90
18:15:00	0.79	0.90
18:30:00	0.84	0.89
18:45:00	0.93	0.88
19:00:00	0.93	0.88
19:15:00	0.94	0.89
19:30:00	0.99	0.89
19:45:00	0.98	0.89
20:00:00	1.00	0.89
20:15:00	0.95	0.89
20:30:00	0.94	0.89
20:45:00	0.91	0.90
21:00:00	0.87	0.91
21:15:00	0.85	0.90
21:30:00	0.83	0.90
21:45:00	0.82	0.90
22:00:00	0.81	0.90
22:15:00	0.78	0.90
22:30:00	0.73	0.89
22:45:00	0.70	0.89
23:00:00	0.66	0.89
23:15:00	0.63	0.89
23:30:00	0.62	0.89
23:45:00	0.57	0.89



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.86
H.F.P	0.80	H.F.P	0.53
DIA	1.00	DIA	0.60
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.29		
H.F.P	10.01	NHUBT	
DIA	14.28		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.86	H.P.	0.85
H.F.P	0.66	H.F.P	0.54
DIA	0.60	DIA	0.46

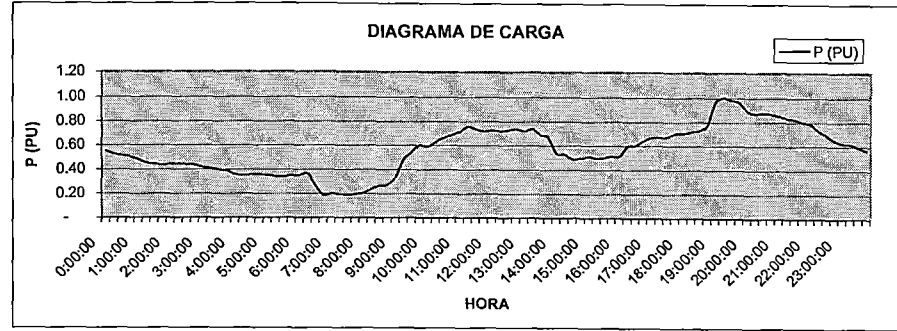
Pbase (KW) 68.82

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 5 - UN PAITA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.55	0.93
00:15:00	0.53	0.93
00:30:00	0.52	0.93
00:45:00	0.50	0.93
01:00:00	0.48	0.93
01:15:00	0.45	0.93
01:30:00	0.45	0.93
01:45:00	0.43	0.93
02:00:00	0.44	0.92
02:15:00	0.45	0.92
02:30:00	0.44	0.92
02:45:00	0.44	0.93
03:00:00	0.42	0.93
03:15:00	0.41	0.94
03:30:00	0.40	0.94
03:45:00	0.39	0.95
04:00:00	0.36	0.94
04:15:00	0.35	0.94
04:30:00	0.36	0.93
04:45:00	0.36	0.93
05:00:00	0.35	0.94
05:15:00	0.34	0.94
05:30:00	0.34	0.95
05:45:00	0.35	0.95
06:00:00	0.35	0.94
06:15:00	0.37	0.94
06:30:00	0.27	0.88
06:45:00	0.19	0.77
07:00:00	0.20	0.77
07:15:00	0.20	0.75
07:30:00	0.19	0.76
07:45:00	0.20	0.76
08:00:00	0.21	0.76
08:15:00	0.23	0.79
08:30:00	0.27	0.79
08:45:00	0.27	0.80
09:00:00	0.34	0.84
09:15:00	0.48	0.87
09:30:00	0.54	0.88
09:45:00	0.60	0.88
10:00:00	0.59	0.88
10:15:00	0.63	0.89
10:30:00	0.66	0.89
10:45:00	0.69	0.90
11:00:00	0.72	0.90
11:15:00	0.76	0.91
11:30:00	0.73	0.90
11:45:00	0.72	0.90

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.72	0.91
12:15:00	0.72	0.91
12:30:00	0.73	0.92
12:45:00	0.73	0.92
13:00:00	0.72	0.92
13:15:00	0.74	0.91
13:30:00	0.69	0.90
13:45:00	0.67	0.90
14:00:00	0.54	0.90
14:15:00	0.53	0.90
14:30:00	0.49	0.90
14:45:00	0.50	0.90
15:00:00	0.51	0.90
15:15:00	0.50	0.92
15:30:00	0.50	0.91
15:45:00	0.52	0.92
16:00:00	0.51	0.92
16:15:00	0.60	0.93
16:30:00	0.60	0.92
16:45:00	0.64	0.92
17:00:00	0.67	0.92
17:15:00	0.67	0.91
17:30:00	0.67	0.91
17:45:00	0.70	0.91
18:00:00	0.71	0.92
18:15:00	0.72	0.91
18:30:00	0.73	0.90
18:45:00	0.78	0.89
19:00:00	0.96	0.93
19:15:00	1.00	0.93
19:30:00	0.98	0.93
19:45:00	0.96	0.92
20:00:00	0.89	0.92
20:15:00	0.87	0.91
20:30:00	0.87	0.91
20:45:00	0.87	0.91
21:00:00	0.85	0.92
21:15:00	0.83	0.92
21:30:00	0.82	0.92
21:45:00	0.80	0.92
22:00:00	0.79	0.92
22:15:00	0.73	0.93
22:30:00	0.69	0.93
22:45:00	0.65	0.94
23:00:00	0.63	0.94
23:15:00	0.62	0.93
23:30:00	0.59	0.93
23:45:00	0.57	0.92



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.82
H.F.P	0.76	H.F.P	0.50
DIA	1.00	DIA	0.57
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.08		
H.F.P	9.50	NHUBT	
DIA	13.57		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.82	H.P.	0.78
H.F.P	0.66	H.F.P	0.55
DIA	0.57	DIA	0.43

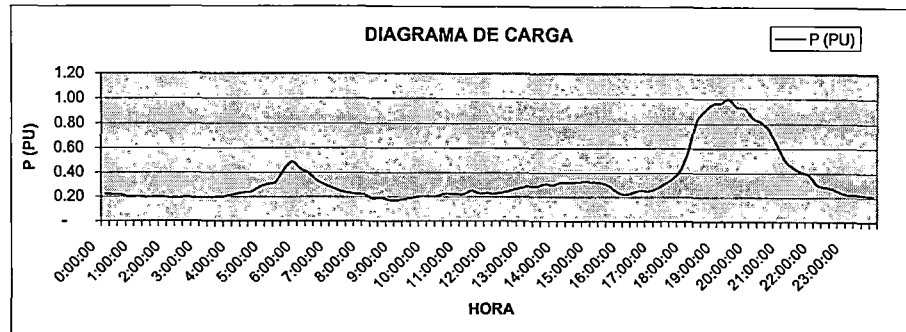
Pbase (KW) 101.82

UNIDAD DE NEGOCIO ALTO PIURA

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN A. PIURA**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.22	0.87
00:15:00	0.22	0.88
00:30:00	0.22	0.87
00:45:00	0.20	0.87
01:00:00	0.20	0.87
01:15:00	0.20	0.88
01:30:00	0.20	0.88
01:45:00	0.20	0.89
02:00:00	0.19	0.88
02:15:00	0.19	0.89
02:30:00	0.20	0.88
02:45:00	0.19	0.88
03:00:00	0.20	0.87
03:15:00	0.20	0.88
03:30:00	0.20	0.88
03:45:00	0.21	0.88
04:00:00	0.22	0.90
04:15:00	0.23	0.89
04:30:00	0.24	0.90
04:45:00	0.28	0.91
05:00:00	0.30	0.91
05:15:00	0.32	0.91
05:30:00	0.43	0.94
05:45:00	0.49	0.93
06:00:00	0.43	0.93
06:15:00	0.39	0.93
06:30:00	0.33	0.93
06:45:00	0.30	0.93
07:00:00	0.27	0.92
07:15:00	0.25	0.91
07:30:00	0.23	0.89
07:45:00	0.22	0.89
08:00:00	0.22	0.87
08:15:00	0.18	0.88
08:30:00	0.19	0.86
08:45:00	0.17	0.86
09:00:00	0.17	0.87
09:15:00	0.18	0.85
09:30:00	0.20	0.86
09:45:00	0.21	0.85
10:00:00	0.20	0.83
10:15:00	0.21	0.84
10:30:00	0.23	0.83
10:45:00	0.22	0.86
11:00:00	0.22	0.85
11:15:00	0.25	0.90
11:30:00	0.23	0.86
11:45:00	0.23	0.85

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.23	0.86
12:15:00	0.24	0.85
12:30:00	0.26	0.84
12:45:00	0.27	0.85
13:00:00	0.29	0.87
13:15:00	0.28	0.88
13:30:00	0.30	0.90
13:45:00	0.30	0.92
14:00:00	0.32	0.92
14:15:00	0.32	0.92
14:30:00	0.32	0.92
14:45:00	0.33	0.91
15:00:00	0.32	0.91
15:15:00	0.31	0.91
15:30:00	0.29	0.91
15:45:00	0.24	0.86
16:00:00	0.22	0.85
16:15:00	0.24	0.87
16:30:00	0.25	0.88
16:45:00	0.25	0.88
17:00:00	0.27	0.87
17:15:00	0.31	0.89
17:30:00	0.35	0.89
17:45:00	0.42	0.90
18:00:00	0.58	0.91
18:15:00	0.82	0.94
18:30:00	0.90	0.93
18:45:00	0.96	0.94
19:00:00	0.96	0.94
19:15:00	1.00	0.94
19:30:00	0.93	0.93
19:45:00	0.92	0.93
20:00:00	0.85	0.92
20:15:00	0.82	0.91
20:30:00	0.75	0.90
20:45:00	0.64	0.90
21:00:00	0.51	0.87
21:15:00	0.45	0.87
21:30:00	0.41	0.87
21:45:00	0.38	0.87
22:00:00	0.31	0.89
22:15:00	0.28	0.88
22:30:00	0.27	0.87
22:45:00	0.24	0.88
23:00:00	0.22	0.86
23:15:00	0.22	0.86
23:30:00	0.22	0.88
23:45:00	0.21	0.88



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

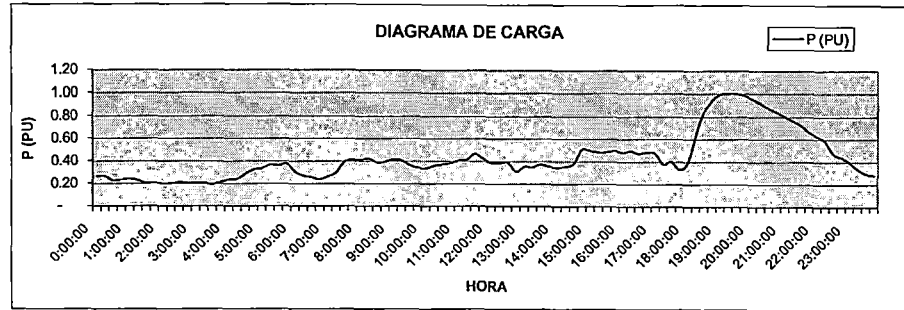
MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.63
H.F.P	0.58	H.F.P	0.26
DIA	1.00	DIA	0.34
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.15		
H.F.P	4.90	NHUBT	
DIA	8.06		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.63	H.P.	0.51
H.F.P	0.44	H.F.P	0.29
DIA	0.34	DIA	0.19

Pbase (KW) 17.56

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN A. PIURA**

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.27	0.77
00:15:00	0.27	0.75
00:30:00	0.23	0.79
00:45:00	0.24	0.79
01:00:00	0.24	0.76
01:15:00	0.23	0.75
01:30:00	0.20	0.79
01:45:00	0.21	0.78
02:00:00	0.20	0.78
02:15:00	0.20	0.80
02:30:00	0.22	0.80
02:45:00	0.21	0.81
03:00:00	0.21	0.80
03:15:00	0.21	0.79
03:30:00	0.19	0.78
03:45:00	0.21	0.80
04:00:00	0.24	0.81
04:15:00	0.24	0.83
04:30:00	0.29	0.82
04:45:00	0.33	0.85
05:00:00	0.33	0.84
05:15:00	0.37	0.84
05:30:00	0.36	0.85
05:45:00	0.37	0.83
06:00:00	0.30	0.77
06:15:00	0.27	0.66
06:30:00	0.26	0.65
06:45:00	0.24	0.71
07:00:00	0.27	0.69
07:15:00	0.30	0.71
07:30:00	0.39	0.70
07:45:00	0.41	0.68
08:00:00	0.41	0.70
08:15:00	0.42	0.68
08:30:00	0.39	0.65
08:45:00	0.40	0.67
09:00:00	0.41	0.66
09:15:00	0.41	0.67
09:30:00	0.37	0.65
09:45:00	0.34	0.64
10:00:00	0.34	0.66
10:15:00	0.36	0.65
10:30:00	0.37	0.69
10:45:00	0.38	0.72
11:00:00	0.41	0.68
11:15:00	0.41	0.66
11:30:00	0.47	0.63
11:45:00	0.42	0.65

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.39	0.69
12:15:00	0.38	0.71
12:30:00	0.39	0.71
12:45:00	0.31	0.65
13:00:00	0.35	0.67
13:15:00	0.35	0.67
13:30:00	0.38	0.65
13:45:00	0.36	0.64
14:00:00	0.35	0.62
14:15:00	0.36	0.62
14:30:00	0.39	0.62
14:45:00	0.51	0.67
15:00:00	0.50	0.69
15:15:00	0.48	0.70
15:30:00	0.49	0.69
15:45:00	0.50	0.68
16:00:00	0.48	0.66
16:15:00	0.49	0.68
16:30:00	0.47	0.68
16:45:00	0.48	0.69
17:00:00	0.47	0.72
17:15:00	0.38	0.65
17:30:00	0.40	0.65
17:45:00	0.33	0.71
18:00:00	0.39	0.70
18:15:00	0.63	0.76
18:30:00	0.84	0.87
18:45:00	0.94	0.88
19:00:00	0.99	0.88
19:15:00	1.00	0.88
19:30:00	1.00	0.89
19:45:00	0.98	0.89
20:00:00	0.95	0.89
20:15:00	0.92	0.89
20:30:00	0.87	0.88
20:45:00	0.84	0.87
21:00:00	0.81	0.87
21:15:00	0.76	0.86
21:30:00	0.73	0.85
21:45:00	0.66	0.85
22:00:00	0.63	0.85
22:15:00	0.58	0.84
22:30:00	0.47	0.85
22:45:00	0.44	0.85
23:00:00	0.39	0.83
23:15:00	0.34	0.82
23:30:00	0.30	0.81
23:45:00	0.28	0.79



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.75
H.F.P	0.51	H.F.P	0.34
DIA	1.00	DIA	0.43
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.77		
H.F.P	6.54	NHUBT	
DIA	10.39		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.75	H.P.	0.68
H.F.P	0.68	H.F.P	0.58
DIA	0.43	DIA	0.28

Pbase (KW) 38.35

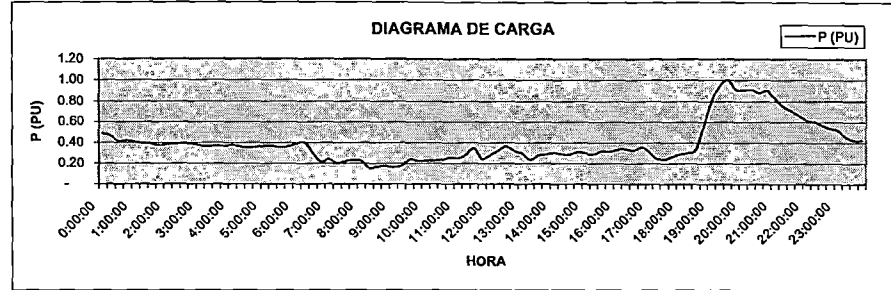
UNIDAD DE NEGOCIO BAJO PIURA

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 1 - UN B. PIURA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.49	0.99
00:15:00	0.46	0.99
00:30:00	0.41	1.00
00:45:00	0.42	0.99
01:00:00	0.41	0.99
01:15:00	0.39	0.99
01:30:00	0.39	0.99
01:45:00	0.37	1.00
02:00:00	0.39	0.99
02:15:00	0.38	0.99
02:30:00	0.39	0.99
02:45:00	0.39	0.99
03:00:00	0.37	1.00
03:15:00	0.36	1.00
03:30:00	0.37	1.00
03:45:00	0.36	1.00
04:00:00	0.38	1.00
04:15:00	0.36	1.00
04:30:00	0.35	1.00
04:45:00	0.36	1.00
05:00:00	0.37	1.00
05:15:00	0.37	1.00
05:30:00	0.36	1.00
05:45:00	0.36	1.00
06:00:00	0.39	1.00
06:15:00	0.40	1.00
06:30:00	0.29	1.00
06:45:00	0.21	1.00
07:00:00	0.24	1.00
07:15:00	0.20	1.00
07:30:00	0.22	1.00
07:45:00	0.23	1.00
08:00:00	0.22	0.99
08:15:00	0.16	1.00
08:30:00	0.17	0.96
08:45:00	0.18	0.98
09:00:00	0.16	0.99
09:15:00	0.18	0.99
09:30:00	0.24	0.98
09:45:00	0.22	0.98
10:00:00	0.22	0.98
10:15:00	0.23	0.98
10:30:00	0.24	0.99
10:45:00	0.25	0.98
11:00:00	0.25	0.99
11:15:00	0.28	0.99
11:30:00	0.34	0.99
11:45:00	0.25	0.97

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.28	0.98
12:15:00	0.32	0.99
12:30:00	0.36	0.99
12:45:00	0.32	0.99
13:00:00	0.30	0.99
13:15:00	0.23	0.99
13:30:00	0.28	0.98
13:45:00	0.29	0.98
14:00:00	0.30	0.97
14:15:00	0.29	0.99
14:30:00	0.28	0.99
14:45:00	0.31	0.98
15:00:00	0.30	0.98
15:15:00	0.29	0.99
15:30:00	0.32	0.99
15:45:00	0.31	0.98
16:00:00	0.33	0.98
16:15:00	0.34	0.98
16:30:00	0.33	0.99
16:45:00	0.36	0.99
17:00:00	0.31	0.98
17:15:00	0.25	0.97
17:30:00	0.24	0.98
17:45:00	0.27	0.97
18:00:00	0.29	0.97
18:15:00	0.30	0.98
18:30:00	0.33	0.99
18:45:00	0.56	0.99
19:00:00	0.79	0.99
19:15:00	0.94	0.99
19:30:00	1.00	1.00
19:45:00	0.91	0.99
20:00:00	0.90	0.99
20:15:00	0.91	0.99
20:30:00	0.87	1.00
20:45:00	0.90	0.99
21:00:00	0.83	0.99
21:15:00	0.75	1.00
21:30:00	0.71	0.99
21:45:00	0.67	0.99
22:00:00	0.62	0.99
22:15:00	0.60	1.00
22:30:00	0.57	1.00
22:45:00	0.54	0.99
23:00:00	0.52	0.99
23:15:00	0.45	1.00
23:30:00	0.42	0.99
23:45:00	0.42	0.99



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.69
H.F.P	0.52	H.F.P	0.32
DIA	1.00	DIA	0.40
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.46		
H.F.P	6.01	NHUBT	
DIA	9.52		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.69	H.P.	0.59
H.F.P	0.61	H.F.P	0.48
DIA	0.40	DIA	0.24

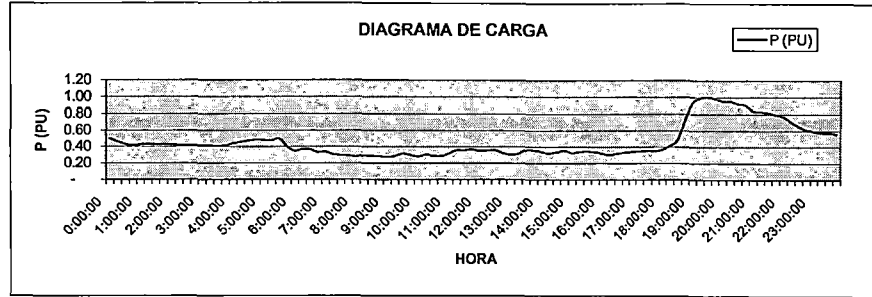
Pbase (KW) 14.10

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 2 - UN B. PIURA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.50	0.96
00:15:00	0.46	0.96
00:30:00	0.43	0.96
00:45:00	0.42	0.96
01:00:00	0.42	0.95
01:15:00	0.43	0.95
01:30:00	0.42	0.96
01:45:00	0.43	0.95
02:00:00	0.43	0.94
02:15:00	0.42	0.94
02:30:00	0.41	0.95
02:45:00	0.42	0.95
03:00:00	0.41	0.95
03:15:00	0.41	0.95
03:30:00	0.41	0.96
03:45:00	0.41	0.96
04:00:00	0.44	0.96
04:15:00	0.46	0.96
04:30:00	0.47	0.96
04:45:00	0.48	0.96
05:00:00	0.48	0.97
05:15:00	0.48	0.97
05:30:00	0.50	0.97
05:45:00	0.40	0.95
06:00:00	0.35	0.92
06:15:00	0.37	0.92
06:30:00	0.37	0.92
06:45:00	0.33	0.90
07:00:00	0.34	0.89
07:15:00	0.30	0.86
07:30:00	0.29	0.87
07:45:00	0.29	0.86
08:00:00	0.28	0.88
08:15:00	0.29	0.89
08:30:00	0.29	0.88
08:45:00	0.28	0.88
09:00:00	0.28	0.90
09:15:00	0.29	0.89
09:30:00	0.31	0.87
09:45:00	0.30	0.89
10:00:00	0.28	0.88
10:15:00	0.30	0.88
10:30:00	0.29	0.89
10:45:00	0.29	0.89
11:00:00	0.32	0.88
11:15:00	0.36	0.88
11:30:00	0.36	0.88
11:45:00	0.36	0.88

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.35	0.86
12:15:00	0.35	0.85
12:30:00	0.36	0.86
12:45:00	0.32	0.84
13:00:00	0.31	0.83
13:15:00	0.32	0.84
13:30:00	0.36	0.83
13:45:00	0.36	0.84
14:00:00	0.34	0.84
14:15:00	0.32	0.85
14:30:00	0.33	0.85
14:45:00	0.35	0.86
15:00:00	0.33	0.86
15:15:00	0.34	0.86
15:30:00	0.35	0.85
15:45:00	0.34	0.84
16:00:00	0.32	0.82
16:15:00	0.30	0.82
16:30:00	0.32	0.84
16:45:00	0.33	0.86
17:00:00	0.34	0.86
17:15:00	0.34	0.84
17:30:00	0.35	0.84
17:45:00	0.35	0.85
18:00:00	0.36	0.85
18:15:00	0.41	0.87
18:30:00	0.48	0.89
18:45:00	0.75	0.94
19:00:00	0.93	0.97
19:15:00	0.99	0.97
19:30:00	1.00	0.97
19:45:00	0.98	0.97
20:00:00	0.95	0.97
20:15:00	0.95	0.97
20:30:00	0.92	0.97
20:45:00	0.90	0.97
21:00:00	0.84	0.96
21:15:00	0.83	0.96
21:30:00	0.82	0.96
21:45:00	0.79	0.96
22:00:00	0.77	0.96
22:15:00	0.70	0.96
22:30:00	0.64	0.96
22:45:00	0.61	0.96
23:00:00	0.59	0.96
23:15:00	0.57	0.97
23:30:00	0.57	0.96
23:45:00	0.56	0.96



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.77
H.F.P	0.59	H.F.P	0.37
DIA	1.00	DIA	0.46
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	3.86		
H.F.P	7.11	NHUBT	
DIA	11.02		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.77	H.P.	0.71
H.F.P	0.63	H.F.P	0.51
DIA	0.46	DIA	0.31

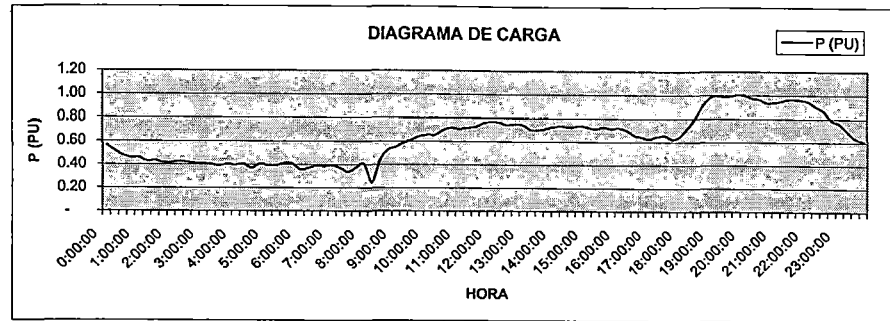
Pbase (KW) 23.83

**ESTUDIO PARA DETERMINAR PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION
DIAGRAMA DE CARGA CARACTERISTICO EN PU GRUPO 3 - UN B. PIURA**

REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (PU)	fdp
00:00:00	0.57	0.95
00:15:00	0.52	0.95
00:30:00	0.48	0.95
00:45:00	0.46	0.95
01:00:00	0.46	0.95
01:15:00	0.43	0.95
01:30:00	0.43	0.95
01:45:00	0.42	0.96
02:00:00	0.41	0.96
02:15:00	0.42	0.96
02:30:00	0.42	0.96
02:45:00	0.41	0.96
03:00:00	0.41	0.96
03:15:00	0.40	0.96
03:30:00	0.39	0.96
03:45:00	0.40	0.96
04:00:00	0.39	0.96
04:15:00	0.40	0.96
04:30:00	0.37	0.96
04:45:00	0.40	0.96
05:00:00	0.39	0.96
05:15:00	0.39	0.96
05:30:00	0.41	0.96
05:45:00	0.41	0.95
06:00:00	0.36	0.94
06:15:00	0.37	0.94
06:30:00	0.39	0.94
06:45:00	0.38	0.94
07:00:00	0.39	0.91
07:15:00	0.37	0.92
07:30:00	0.34	0.93
07:45:00	0.37	0.92
08:00:00	0.41	0.91
08:15:00	0.25	1.00
08:30:00	0.43	0.98
08:45:00	0.53	0.91
09:00:00	0.55	0.90
09:15:00	0.59	0.89
09:30:00	0.61	0.89
09:45:00	0.64	0.90
10:00:00	0.66	0.90
10:15:00	0.65	0.88
10:30:00	0.69	0.87
10:45:00	0.72	0.88
11:00:00	0.70	0.88
11:15:00	0.72	0.87
11:30:00	0.72	0.88
11:45:00	0.75	0.88

Hora	P (PU)	fdp
12:00:00	0.77	0.88
12:15:00	0.76	0.88
12:30:00	0.74	0.88
12:45:00	0.75	0.88
13:00:00	0.74	0.89
13:15:00	0.70	0.89
13:30:00	0.70	0.90
13:45:00	0.72	0.88
14:00:00	0.73	0.89
14:15:00	0.73	0.89
14:30:00	0.73	0.89
14:45:00	0.74	0.88
15:00:00	0.73	0.89
15:15:00	0.71	0.89
15:30:00	0.72	0.89
15:45:00	0.71	0.89
16:00:00	0.72	0.89
16:15:00	0.70	0.89
16:30:00	0.66	0.88
16:45:00	0.64	0.87
17:00:00	0.63	0.88
17:15:00	0.65	0.88
17:30:00	0.65	0.87
17:45:00	0.62	0.87
18:00:00	0.65	0.88
18:15:00	0.73	0.90
18:30:00	0.82	0.90
18:45:00	0.93	0.90
19:00:00	0.99	0.90
19:15:00	0.99	0.90
19:30:00	0.99	0.89
19:45:00	1.00	0.89
20:00:00	1.00	0.89
20:15:00	0.97	0.89
20:30:00	0.96	0.89
20:45:00	0.93	0.89
21:00:00	0.94	0.89
21:15:00	0.95	0.89
21:30:00	0.96	0.90
21:45:00	0.96	0.90
22:00:00	0.94	0.90
22:15:00	0.90	0.90
22:30:00	0.87	0.90
22:45:00	0.79	0.90
23:00:00	0.76	0.91
23:15:00	0.69	0.92
23:30:00	0.63	0.92
23:45:00	0.61	0.93



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

MAXIMA DEMANDA (PU)		DEMANDA PROMEDIO (PU)	
H.P.	1.00	H.P.	0.91
H.F.P	0.77	H.F.P	0.56
DIA	1.00	DIA	0.63
ENERGIA ACTIVA (PU)			
H.P.	4.53		
H.F.P	10.63	NHUBT	
DIA	15.18		
FACTOR CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P.	0.91	H.P.	0.93
H.F.P	0.73	H.F.P	0.65
DIA	0.63	DIA	0.51

Pbase (KW) 81.13

ANEXO N° 02

RESUMEN DE RESULTADOS

A. SUBTRASMISIÓN

a.1 Pérdidas Técnicas en Líneas de Subtransmisión

LINEA	SET		POTENCIA MW		CARGABILIDAD %	fc	fp	ENERGIA DISPONIBLE AT	PERDIDAS JOULE		
	SALIDA	LLEGADA	SALIDA	LLEGADA					MW	MWH	% MWH
L-6650	SE Piura Oeste	SE Piura Centro	26.7	26.09	79.86	0.46	0.27	9,102.05	0.613	121.23	1.33%
L-6657 A	SE Piura Oeste	SE Ejidos	11.9	11.83	22.04	0.55	0.36	4,867.84	0.064	17.06	0.35%
L-6657 B	SE Ejidos	SE Castillas	5.41	5.38	17.42	0.61	0.43	2,457.09	0.034	10.77	0.44%
L-6698 A	SE Piura Oeste	CH Curumuy	16.68	16.41	32.05	0.48	0.28	5,910.84	0.27	56.85	0.96%
L-6698 B	CH Curumuy	SE Sullana	16.41	16.19	32.11	0.48	0.28	5,815.17	0.22	46.32	0.80%
L-6668	CH Poechos	SE Sullana	2.5	2.42	5.34	0.59	0.4	1,088.40	0.076	22.51	2.07%
L-6654	SE Piura Oeste	SE Paita	16.48	15.94	28.98	0.78	0.65	9,586.97	0.54	261.04	2.72%
L-6659	SE Paita	SE Tierra Colorada	6.61	6.575	25.66	0.79	0.66	3,879.68	0.035	17.18	0.44%
L-6662	SE Sullana	SE El Arenal	2.726	2.699	8	0.45	0.26	912.66	0.027	5.19	0.57%
L-6663	SE El Arenal	SE Paita	0.659	0.658	4.93	0.68	0.51	333.40	0.001	0.38	0.11%
L-6665 A	SE. N. Zorritos	SE Tumbes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-6665 B	SE Tumbes	SE P. Pizarro	4.39	4.37	12.68	0.87	0.78	2,844.15	0.021	12.22	0.43%
S/C	SE P. Pizarro	SE Zarumilla	1.93	1.93	5.85	0.87	0.78	1,249.90	0.005	2.91	0.23%
L-6658 A	SE Piura Oeste	SE La Unión	4.2	4.15	17.3	0.58	0.39	1,811.09	0.046	13.39	0.74%
L-6658 B	SE La Unión	SE Sechura	1.54	1.53	4.13	0.58	0.39	662.81	0.004	1.16	0.18%
L-6658 C	SE Sechura	SE Constante	0.56	0.56	1.52	0.53	0.34	220.82	0.001	0.25	0.11%
L-6657 C	SE Ejidos	SE Chulucanas	6.43	6.33	11.46	0.49	0.3	2,363.96	0.098	21.92	0.93%
S/C	SE Chulucanas	Deriv. Morropon	1.96	1.96	3.52	0.48	0.29	700.31	0.004	0.85	0.12%
S/C	Deriv. Morropon	SE Morropon	0.75	0.75	1.44	0.48	0.29	268.20	0	-	0.00%
S/C	SE Deriv. Morropon	SE Loma Larga	1.21	1.2	2.18	0.48	0.29	430.69	0.004	0.85	0.20%
TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN									612.08		

a.2 Pérdidas Técnicas en Transformadores de Subtransmisión

SET	POTENCIA INSTALADA MVA	FLUJO DE POTENCIA									
		POTENCIA MW		CARGABILIDAD %	fc	fp	MVAR loss	PERDIDAS			
		ENTRADA	SALIDA					FIERRO (KW)	COBRE (KW)	MWH	% MWH
SE Piura Centro	44	26.1	26.015	59.32%	0.46	0.27	1.677	24.66	85	35.26	0.39%
SE Castilla	7	5.402	5.365	77.17%	0.56	0.37	0.407	8.21	37	16.27	0.72%
SE Sullana	35	15.939	15.88	45.54%	0.48	0.29	1.26	24.03	59	30.46	0.54%
CH Poechos	30	2.929	2.925	9.76%	0.19	0.07	0.032	24.66	4	18.56	4.48%
SE Paita	10	5.338	5.304	53.38%	0.55	0.36	0.39	10.75	34	17.06	0.78%
SE Paita	7	4.649	4.62	66.41%	0.39	0.21	0.4	8.21	29	10.54	0.78%
SE El Arenal	8	2.04	2.036	25.50%	0.78	0.65	0.042	9.08	4	8.68	0.73%
SE T. Colorada	25	6.574	6.554	26.30%	0.63	0.45	0.224	21.48	20	22.67	0.74%
SE Tumbes	30	6.768	6.768	22.56%	0.7	0.53	0.352	24.66	15	18.35	0.52%
SE P. Pizarro	9	2.441	2.438	27.12%	0.7	0.54	0.066	9.92	3	8.58	0.67%
SE Zarumilla	10	1.926	1.926	19.26%	0.7	0.54	0.085	10.75	0	8	0.80%
SE La Unión	9	2.616	2.608	29.07%	0.58	0.39	0.07	9.92	8	9.71	0.86%
SE Sechura	3.5	0.972	0.969	27.77%	0.58	0.39	0.021	4.86	3	4.49	1.07%
SE Constante	9	0.56	0.559	6.22%	0.53	0.34	0.004	9.92	1	7.63	3.46%
SE Curumuy	15	0	0	0.00%		0	0	14.6	0	10.86	100%
SE Chulucanas	10	4.362	4.342	43.62%	0.46	0.27	0.068	10.75	20	11.98	0.80%
CH Quiroz	3	1.004	1	33.47%	0.5	0.31	0.053	4.33	4	4.13	1.11%
SE Loma Larga	9	1.204	1.201	13.38%	0.48	0.29	0.017	9.92	3	8.02	1.87%
SE Morropon	9	0.752	0.751	8.36%	0.48	0.29	0.007	9.92	1	7.59	2.83%
TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN										258.84	

a.3 Pareto Líneas de Subtransmisión

LINEA	SET		POTENCIA MW		CARGABILIDAD %	fc	fp	ENERGIA DISPONIBLE AT	PERDIDAS JOULE		
	SALIDA	LLEGADA	SALIDA	LLEGADA					MW	MWH	% MWH
L-6650	SE Piura Oeste	SE Piura Centro	26.700	26.090	79.86	0.46	0.27	9,102.05	0.613	121.230	1.33%
L-6654	SE Piura Oeste	SE Paita	16.480	15.940	28.98	0.78	0.65	9,586.97	0.54	261.040	2.72%
L-6698 A	SE Piura Oeste	CH Curumuy	16.680	16.410	32.05	0.48	0.28	5,910.84	0.27	56.850	0.96%
L-6698 B	CH Curumuy	SE Sullana	16.410	16.190	32.11	0.48	0.28	5,815.17	0.22	46.320	0.80%
L-6668	CH Poechos	SE Sullana	2.500	2.420	5.34	0.59	0.4	1,088.40	0.076	22.510	2.07%
L-6657 C	SE Ejidos	SE Chulucanas	6.430	6.330	11.46	0.49	0.3	2,363.96	0.098	21.920	0.93%
L-6659	SE Paita	SE Tierra Colorada	6.610	6.575	25.66	0.79	0.66	3,879.68	0.035	17.180	0.44%
L-6657 A	SE Piura Oeste	SE Ejidos	11.900	11.830	22.04	0.55	0.36	4,867.84	0.064	17.060	0.35%
L-6658 A	SE Piura Oeste	SE La Unión	4.200	4.150	17.30	0.58	0.39	1,811.09	0.046	13.390	0.74%
L-6665 B	SE Tumbes	SE P. Pizarro	4.390	4.370	12.68	0.87	0.78	2,844.15	0.021	12.220	0.43%
L-6657 B	SE Ejidos	SE Castillas	5.410	5.380	17.42	0.61	0.43	2,457.09	0.034	10.770	0.44%
L-6662	SE Sullana	SE El Arenal	2.726	2.699	8.00	0.45	0.26	912.66	0.027	5.190	0.57%
S/C	SE P. Pizarro	SE Zarumilla	1.930	1.930	5.85	0.87	0.78	1,249.90	0.005	2.910	0.23%
L-6658 B	SE La Unión	SE Sechura	1.540	1.530	4.13	0.58	0.39	662.81	0.004	1.160	0.18%
S/C	SE Chulucanas	Deriv. Morropon	1.960	1.960	3.52	0.48	0.29	700.31	0.004	0.850	0.12%
S/C	SE Deriv. Morropon	SE Loma Larga	1.210	1.200	2.18	0.48	0.29	430.69	0.004	0.850	0.20%
L-6663	SE El Arenal	SE Paita	0.659	0.658	4.93	0.68	0.51	333.40	0.001	0.380	0.11%
L-6658 C	SE Sechura	SE Constante	0.560	0.560	1.52	0.53	0.34	220.82	0.001	0.250	0.11%
L-6665 A	SE. N. Zorritos	SE Tumbes	0.000	0.000	0.00	-	-	-	-	-	-
S/C	Deriv. Morropon	SE Morropon	0.750	0.750	1.44	0.48	0.29	268.20	-	-	0.00%

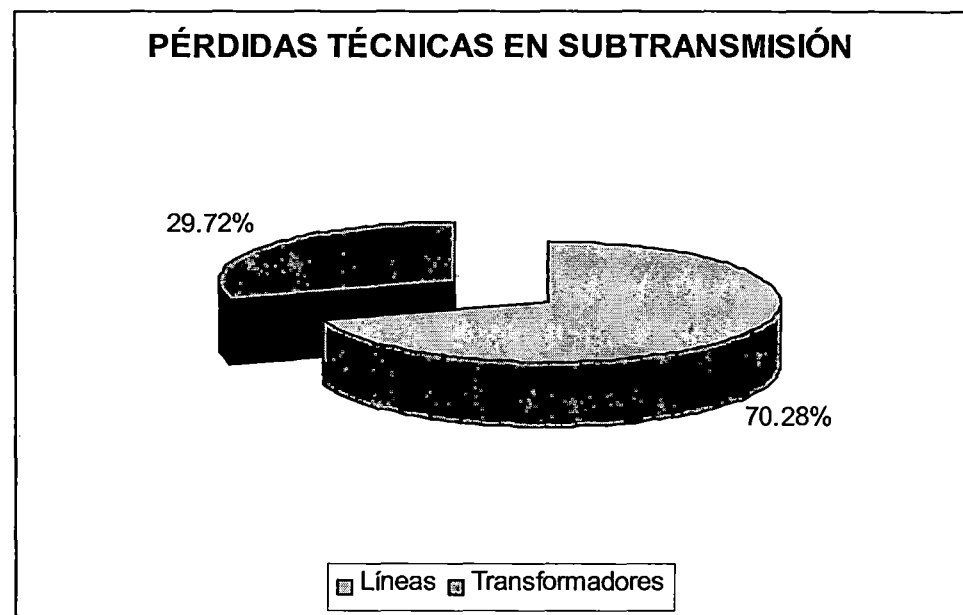
a.4 Pareto Transformadores de Subtransmisión

SET	POTENCIA INSTALADA MVA	FLUJO DE POTENCIA									
		POTENCIA MW		CARGABILIDAD %	fe	fp	MVAR loss	PERDIDAS			
		ENTRADA	SALIDA					FIERRO (KW)	COBRE (KW)	MWH	% MWH
SE Piura Centro	44	26.1	26.015	59.32%	0.46	0.27	1.677	24.66	85	35.26	0.39%
SE Sullana	35	15.939	15.88	45.54%	0.48	0.29	1.26	24.03	59	30.46	0.54%
SE T. Colorada	25	6.574	6.554	26.30%	0.63	0.45	0.224	21.48	20	22.67	0.74%
CH Poechos	30	2.929	2.925	9.76%	0.19	0.07	0.032	24.66	4	18.56	4.48%
SE Tumbes	30	6.768	6.768	22.56%	0.7	0.53	0.352	24.66	15	18.35	0.52%
SE Paita	10	5.338	5.304	53.38%	0.55	0.36	0.39	10.75	34	17.06	0.78%
SE Castilla	7	5.402	5.365	77.17%	0.56	0.37	0.407	8.21	37	16.27	0.72%
SE Chulucanas	10	4.362	4.342	43.62%	0.46	0.27	0.068	10.75	20	11.98	0.80%
SE Curumuy	15	0	0	0.00%		0	0	14.6	0	10.86	100%
SE Paita	7	4.649	4.62	66.41%	0.39	0.21	0.4	8.21	29	10.54	0.78%
SE La Unión	9	2.616	2.608	29.07%	0.58	0.39	0.07	9.92	8	9.71	0.86%
SE El Arenal	8	2.04	2.036	25.50%	0.78	0.65	0.042	9.08	4	8.68	0.73%
SE P. Pizarro	9	2.441	2.438	27.12%	0.7	0.54	0.066	9.92	3	8.58	0.67%
SE Loma Larga	9	1.204	1.201	13.38%	0.48	0.29	0.017	9.92	3	8.02	1.87%
SE Zarumilla	10	1.926	1.926	19.26%	0.7	0.54	0.085	10.75	0	8	0.80%
SE Constante	9	0.56	0.559	6.22%	0.53	0.34	0.004	9.92	1	7.63	3.46%
SE Morropon	9	0.752	0.751	8.36%	0.48	0.29	0.007	9.92	1	7.59	2.83%
SE Sechura	3.5	0.972	0.969	27.77%	0.58	0.39	0.021	4.86	3	4.49	1.07%
CH Quiroz	3	1.004	1	33.47%	0.5	0.31	0.053	4.33	4	4.13	1.11%

a.5 Resumen Pérdidas Técnicas en Subtransmisión

Descripción	Pérdidas	
	MWH	%MWH
Líneas	612.08	70.28% (*)
Transformadores	258.84	29.72% (*)
Total	870.92	100.00%

(*) Porcentaje del total de pérdidas técnicas en subtransmisión



B. DISTRIBUCIÓN

b.1 Pérdidas Técnicas

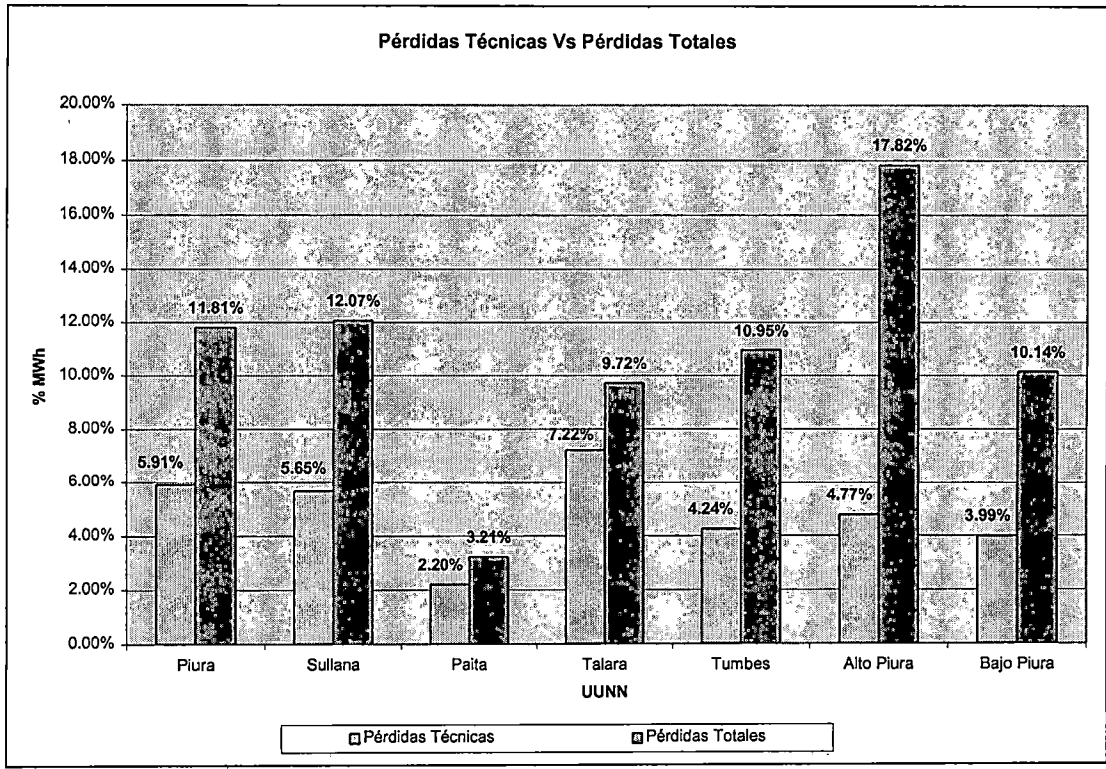
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Unidad : MWh

Mes : Julio 2006

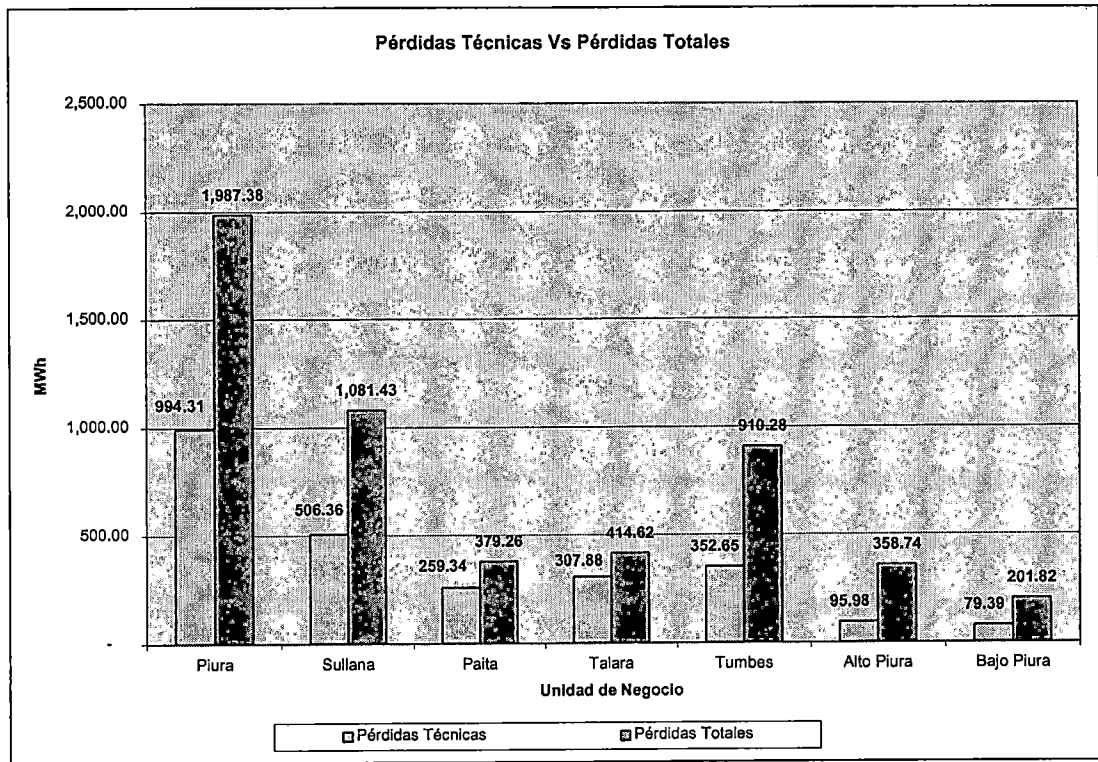
CONCEPTO	Piura	Sullana	Paita	Talara	Tumbes	Alto Piura	Bajo Piura	TOTAL
1. Compra de Energía Distribución								
2. Energía Disponible en el Sistema de Distribución MT-BT	16,827.96	8,959.65	11,814.94	4,265.68	8,313.07	2,013.11	1,990.35	54,184.75
2.1 MT	6,540.52	4,923.52	10,326.40	1,251.95	4,627.66	947.73	982.41	29,600.20
2.2 BT								
2.2.1 Baja Tensión	9,271.51	3,618.65	1,244.21	2,684.04	3,312.24	987.35	852.23	21,970.23
2.2.2 Alumbrado público	1,015.92	417.48	244.32	329.68	373.17	78.03	155.72	2,614.32
3. Pérdidas Técnicas de distribución en MT	571.58	369.70	219.28	202.13	211.88	74.06	53.20	1,701.82
3.1 Porcentaje de Pérdidas MT (3/2)	3.40%	4.13%	1.86%	4.74%	2.55%	3.68%	2.67%	3.14%
4. Pérdidas Técnicas de distribución en BT (%Calculadox2.2.1)	422.73	136.67	40.06	105.75	140.77	21.92	26.19	894.09
4.1 Porcentaje de Pérdidas BT (4/2)	2.51%	1.53%	0.34%	2.48%	1.69%	1.09%	1.32%	1.65%
5. Pérdidas Técnicas de distribución (3+4)	994.31	506.36	259.34	307.88	352.65	95.98	79.39	2,595.91
5.1 Porcentaje de Pérdidas Técnicas Totales MT+BT (5/2)	5.91%	5.65%	2.20%	7.22%	4.24%	4.77%	3.99%	4.79%
6. Pérdidas Totales de distribución (medidas)	11.81%	12.07%	3.21%	9.72%	10.95%	17.82%	10.14%	9.83%
6.1 Porcentaje de Pérdidas Técnicas (5.1/6)	50.03%	46.82%	68.38%	74.25%	38.74%	26.76%	39.33%	48.74%
6.2 Porcentaje de Pérdidas Comerciales (6-5.1/6)	49.97%	53.18%	31.62%	25.75%	61.26%	73.24%	60.67%	51.26%

Pérdidas Técnicas Vs Pérdidas Totales

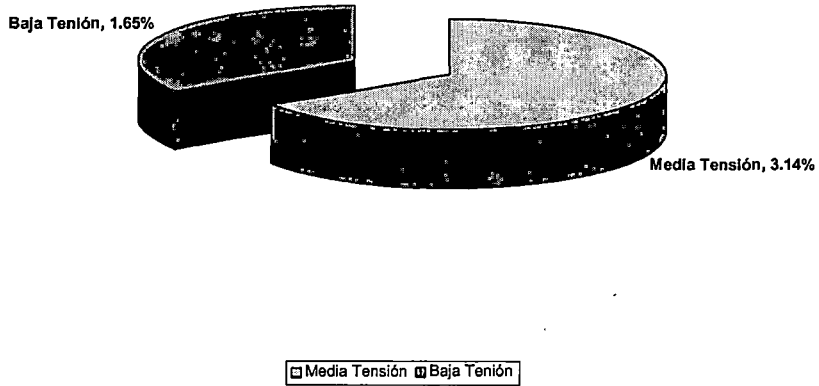


Nota.- Los Porcentajes están referidos a la energía disponible en MT

Pérdidas Técnicas Vs Pérdidas Totales



PERDIDAS TECNICAS EN DISTRIBUCION



Nota.- Los Porcentajes están referidos a la energía disponible en MT

b.2 Pareto Subsistema de Distribución Primaria

PARETO SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Pérd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
					Línea	Transformador				
						Vacio	Cobre			
Sullana	13	0.571	0.926	5,582.40	408.51	5.88	52.92	5.55%	146.33	6.17%
Sullana	11	0.496	0.893	8,536.80	400.08	11.28	101.50	4.20%	130.57	4.15%
Piura Centro	1	0.647	0.961	4,164.98	239.79	2.75	24.77	4.15%	102.64	5.12%
Malacas	36	0.436	0.886	4,337.08	419.66	4.76	42.82	7.52%	94.39	6.71%
Piura Centro	6	0.487	0.935	2,802.00	265.19	2.91	26.23	7.16%	70.97	6.98%
Malacas	38	0.438	0.844	3,185.68	290.96	4.01	36.08	7.27%	67.90	6.53%
Piura Centro	9	0.561	0.898	3,944.00	135.05	6.56	59.05	3.47%	63.12	3.84%
Paíta 2	22	0.632	0.904	4,107.87	165.35	0.27	2.39	2.71%	61.47	3.18%
Sullana	12	0.460	0.875	4,592.53	210.16	5.57	50.12	4.13%	60.21	3.83%
Castilla	1934	0.564	0.907	3,836.00	125.70	3.43	30.88	2.85%	49.86	3.10%
Piura Centro	3	0.535	0.893	4,376.00	105.64	5.20	46.80	2.51%	46.24	2.65%
Chulucanas	PSE AYABACA	0.57	0.95	2,550.00	145.38	0.45	4.01	4.65%	46.08	3.11%
La Unión	79	0.574	0.951	2671.00	109.67	2.38	21.38	3.38%	42.55	3.73%
Piura Centro	7	0.626	0.942	2,040.00	115.15	0.00	0.00	3.71%	41.38	4.35%
T. Colorada	96	0.550	0.920	1,189.19	130.87	0.48	4.31	7.49%	39.33	8.08%
Piura Centro	5	0.543	0.916	3,816.00	84.42	4.59	41.32	2.37%	39.21	2.54%

Tumbes	48	0.512	0.923	1,768.80	129.78	1.95	17.52	5.76%	39.19	5.82%
Piura Centro	2	0.555	0.912	3,568.00	75.34	4.58	41.24	2.35%	37.89	2.57%
Piura Centro	8	0.670	0.874	3,632.00	54.97	3.18	28.65	1.57%	36.35	2.01%
Malacas	37	0.374	0.892	3,348.14	147.99	4.38	39.46	4.29%	32.21	3.46%
El Arenal	30	0.708	0.911	1,340.24	54.79	1.27	11.46	3.19%	30.48	4.32%
Tumbes	46	0.662	0.860	2,418.00	48.61	2.57	23.09	2.02%	30.48	2.56%
Tumbes	47+82	0.654	0.920	1,162.20	60.30	1.58	14.21	4.22%	30.12	5.33%
Sullana	15	0.558	0.932	3,528.00	94.64	0.35	3.15	1.93%	29.13	1.99%
Piura Centro	4	0.591	0.924	2,112.00	48.55	2.92	26.30	2.49%	26.79	2.88%
Coscomba	1930	0.554	0.939	1,880.00	59.25	1.95	17.53	2.88%	24.00	3.10%
Chulucanas	71	0.500	0.880	1,341.27	63.79	1.80	16.18	4.81%	21.10	2.94%
Coscomba	1931	0.591	0.946	1,172.00	45.63	1.42	12.81	3.43%	20.19	3.92%
Zarumilla	50	0.571	0.914	1,024.00	42.94	1.52	13.68	3.83%	18.63	4.28%
El Arenal	32	0.708	0.850	2,010.10	2.10	3.60	32.37	1.23%	18.26	1.72%
Tumbes	44	0.489	0.905	1,713.00	45.66	1.83	16.46	2.66%	16.18	2.60%
Cabeza de Vaca	59	0.502	0.901	1,189.63	54.69	0.26	2.32	3.39%	14.29	3.22%
Castilla	1096	0.375	0.940	2,912.00	41.25	3.00	26.99	1.88%	12.95	1.59%
Zarumilla	51	0.639	0.923	474.00	27.55	0.57	5.13	4.54%	12.60	5.60%
La Cruz	52	0.635	0.890	1,101.68	26.17	0.52	4.65	1.90%	11.76	2.26%
Paita I	20	0.521	0.933	2,075.67	18.21	2.11	19.01	1.35%	11.53	1.43%
El Arenal	27	0.402	0.897	900.48	43.37	0.87	7.84	4.26%	9.52	3.53%
Zorritos	54	0.467	0.968	1,163.16	32.71	0.75	6.73	2.50%	9.25	2.29%
El Arenal	31	0.708	0.850	1,049.46	5.67	1.22	11.01	1.10%	8.41	1.52%
Mancora	56	0.409	0.881	1,450.00	23.29	1.75	15.72	2.11%	8.31	1.88%
Paita I	97	0.550	0.920	1,189.19	27.58	0.02	0.18	1.63%	8.01	1.65%
Mancora	55	0.388	0.903	1,552.73	23.29	1.69	15.25	1.97%	7.63	1.70%
Puerto Pizarro	94	0.624	0.991	3,652.09	21.29	0.00	0.00	0.40%	7.61	0.45%

T. Colorada	92	0.747	0.915	4,025.69	14.08	0.00	-	0.22%	6.87	0.31%
T. Colorada	26	0.643	0.860	1,299.35	13.29	0.44	3.94	0.91%	6.83	1.10%
Tumbes	45	0.593	0.887	884.40	9.38	0.91	8.21	1.43%	6.50	1.67%
T. Colorada	24	0.527	0.947	2,510.47	22.92	0.00	-	0.65%	6.14	0.62%
T. Colorada	23	0.526	0.800	1,919.20	21.01	0.00	-	0.78%	5.62	0.75%
Puerto Pizarro	83	0.562	0.937	615.55	14.07	0.17	1.49	1.77%	4.78	1.86%
Cabeza de Vaca	57+58	0.473	0.903	1,012.70	5.42	1.24	11.19	1.29%	4.74	1.33%
Chulucanas	90	0.420	0.990	931.28	4.73	1.53	13.73	2.09%	4.65	1.13%
Zarumilla	49	0.504	0.899	654.00	5.84	0.77	6.97	1.49%	3.83	1.56%
Sechura	69	0.481	0.902	593.00	4.03	0.92	8.29	1.62%	3.59	1.69%
Sullana	14	0.676	0.947	806.91	8.43	0.00	-	0.69%	3.46	0.85%
T. Colorada	25	0.718	0.910	1,371.16	6.03	0.02	0.17	0.29%	2.84	0.39%
Sechura	68	0.597	0.887	530.00	1.83	0.56	5.04	0.96%	2.73	1.16%
La Unión	80	0.574	0.951	287.00	3	0.49	4.38	1.89%	2.69	2.19%
Chulucanas	93	0.400	1.000	476.30	0.43	0.92	8.26	2.12%	2.23	1.11%
El Arenal	29	0.348	0.921	337.23	7.74	0.55	4.91	3.02%	2.17	2.49%
El Arenal	28	0.379	0.920	300.23	3.45	0.40	3.56	1.89%	1.42	1.68%
Constante	78	0.402	0.886	331.00	1.19	0.51	4.57	1.44%	1.41	1.42%
Cerezos	60	0.709	0.924	335.28	1.08	0.12	1.09	0.45%	1.07	0.60%
Zorritos	53	0.499	0.872	147.73	0.61	0.19	1.72	1.23%	0.73	1.33%
El Arenal	33	0.708	0.850	30.33	0.01	0.08	0.70	1.67%	0.38	2.36%
Constante	77	0.417	0.969	515.00	0.84	0.03	0.24	0.16%	0.22	0.14%
Tumbes	85	0.092	0.869	780.34	6.59	0.00	0.00	0.78%	0.14	0.25%
Sechura	70	0.350	0.000	77.00	0.02	0.00	0.00	0.02%	0.00	0.01%

PARETO SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA, PERDIDAS SUPERIORES AL 3.5 %

SET	AMT	F.C.	F.P.	MD (kW)	Pérd. Potencia (kW)			% Pérdida Potencia	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWH)	% Pérdida Energía
					Línea	Transformador				
						Vacio	Cobre			
Sullana	13	0.571	0.926	5,582.40	408.51	5.88	52.92	5.55%	146.33	6.17%
Sullana	11	0.496	0.893	8,536.80	400.08	11.28	101.50	4.20%	130.57	4.15%
Piura Centro	1	0.647	0.961	4,164.98	239.79	2.75	24.77	4.15%	102.64	5.12%
Malacas	36	0.436	0.886	4,337.08	419.66	4.76	42.82	7.52%	94.39	6.71%
Piura Centro	6	0.487	0.935	2,802.00	265.19	2.91	26.23	7.16%	70.97	6.98%
Malacas	38	0.438	0.844	3,185.68	290.96	4.01	36.08	7.27%	67.90	6.53%
Piura Centro	9	0.561	0.898	3,944.00	135.05	6.56	59.05	3.47%	63.12	3.84%
Sullana	12	0.460	0.875	4,592.53	210.16	5.57	50.12	4.13%	60.21	3.83%
La Unión	79	0.574	0.951	2671.00	109.67	2.38	21.38	3.38%	42.55	3.73%
Piura Centro	7	0.626	0.942	2,040.00	115.15	0.00	0.00	3.71%	41.38	4.35%
T. Colorada	96	0.550	0.920	1,189.19	130.87	0.48	4.31	7.49%	39.33	8.08%
Tumbes	48	0.512	0.923	1,768.80	129.78	1.95	17.52	5.76%	39.19	5.82%
El Arenal	30	0.708	0.911	1,340.24	54.79	1.27	11.46	3.19%	30.48	4.32%
Tumbes	47+82	0.654	0.920	1,162.20	60.30	1.58	14.21	4.22%	30.12	5.33%
Coscomba	1931	0.591	0.946	1,172.00	45.63	1.42	12.81	3.43%	20.19	3.92%
Zarumilla	50	0.571	0.914	1,024.00	42.94	1.52	13.68	3.83%	18.63	4.28%
Zarumilla	51	0.639	0.923	474.00	27.55	0.57	5.13	4.54%	12.60	5.60%
El Arenal	27	0.402	0.897	900.48	43.37	0.87	7.84	4.26%	9.52	3.53%

b.3 Pareto Subsistema de Distribución Secundaria

PARETO SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN CON PÉRDIDAS TOTALES MAYORES AL 15 %

PIURA

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E101494	G5	188	18552	28.61
E101590	G3	374	11882	29.62
E101058	G5	13	11123	23.57
E101503	G3	394	10499	25.62
E101363	G2	519	9829	27.75
E101121	G4	247	9517	17.59
E101033	G5	101	9113	18.36
E101768	G5	84	8765	21.91
E101619	G3	201	8136	31.29
E101400	G5	61	7961	24.56
E101638	G2	228	7477	38.66
E101637	G2	277	7218	33.83
E101487	G5	114	7115	16.27
E101314	G2	365	6832	28.39
E101455	G5	112	6572	19.76
E101459	G4	85	6468	31.24
E101425	G4	195	5843	25.2
E101650	G4	196	5818	15.8
E170070	G5	18	5723	15.72
E101324	G2	245	5668	23.93
E101592	G3	295	5584	52.24
E101428	G3	180	5418	25.59
E101461	G4	126	5381	15.53
E101463	G4	148	5285	20.98
E101087	G5	18	5271	16.4
E101451	G5	77	5205	15.12
E101057	G4	93	4990	27.05
E101491	G5	102	4973	20.89
E101050	G5	152	4938	30.63
E101531	G2	178	4927	18.5
E101562	G3	330	4871	23.38
E101537	G3	131	4830	35.2
E101074	G5	53	4802	18.19
E101236	G3	138	4724	17.11
E101153	G4	206	4608	29.72
E101114	G5	33	4518	22.65
E101181	G4	102	4487	19.37
E101635	G3	216	4463	23.42
E101021	G5	42	4458	15.47
E101447	G4	286	4458	19.26
E101636	G3	420	4455	16.15
E101609	G3	390	4426	21.61
E101341	G3	172	4367	18.33

E170061	G4	199	4227	20.38
E101718	G5	21	4113	18.14
E170067	G3	274	4112	25.29
E101168	G3	170	4037	21.53
E101555	G2	270	4027	61.41
E101603	G3	308	3958	19.6
E101453	G5	90	3873	19.07
E101394	G4	217	3855	19.91
E170094	G1	83	3798	16.83
E101108	G5	68	3795	18.81
E170049	G2	176	3513	59.21
E101356	G3	293	3509	19.26
E101598	G3	258	3489	46
E101197	G5	24	3488	25.12
E101623	G3	272	3479	16.97
E170062	G4	185	3469	17.59
E101769	G5	52	3457	15.92
E101588	G4	202	3417	19.44
E101127	G4	110	3385	16.9
E170035	G2	161	3343	29.03
E101308	G3	212	3258	15.02
E101617	G3	205	3215	35.36
E101566	G2	175	3211	44.38
E101195	G4	131	3204	30.2
E101048	G4	92	3170	22.87
E101379	G2	185	3133	56.14
E170082	G1	161	3063	16.47
E101688	G1	166	3026	21.7
E101280	G3	118	3018	15.26
E170084	G2	280	3010	17.07
E101348	G2	184	2950	22.47
E101727	G2	113	2911	27.77
E101293	G3	153	2899	15.6
E101365	G2	231	2825	17.2
E101546	G4	113	2817	25.04
E101570	G3	200	2809	19.85
E101337	G3	190	2800	49.86
E101439	G5	14	2776	37.12
E170083	G2	169	2763	15.48
E101753	G1	137	2760	34.85
E101123	G4	159	2749	21.46
E170003	G2	299	2734	21.59
E170095	G2	124	2719	18.9
E101139	G4	76	2711	24.75
E101295	G3	91	2697	16.29
E101194	G4	128	2627	36.97
E101244	G2	184	2623	16.23
E170059	G3	241	2612	18.58
E101205	G3	75	2567	21.78
E170065	G3	76	2519	15.05
E101552	G3	127	2426	23.15
E170099	G1	91	2413	37.21

E170037	G2	94	2406	33.97
E170036	G2	134	2341	16.2
E101544	G2	229	2339	21.5
E101520	G3	175	2318	35.01
E101367	G2	183	2316	18.69
E101362	G3	179	2310	17.75
E101752	G1	174	2307	26.94
E101630	G2	169	2276	16.66
E101231	G4	106	2258	33
E101605	G3	155	2257	26.61
E101315	G2	227	2254	26.15
E101627	G2	262	2178	25.72
E101249	G2	109	2128	18.9
E170073	G3	98	2080	18.19
E101230	G3	75	2079	49.71
E101289	G2	191	2069	35.08
E101329	G2	240	2045	28.61
E101353	G3	100	2003	31.1
E101776	G4	143	1954	21.01
E101299	G2	83	1923	19.89
E101572	G2	204	1900	29.11
E101242	G3	87	1900	15.41
E170045	G2	140	1868	25.5
E101241	G4	78	1845	16.01
E170075	G1	194	1839	17.86
E101523	G2	233	1806	18.93
E170081	G1	178	1752	26.5
E101208	G1	41	1747	15.11
E101334	G3	169	1745	19.75
E101350	G2	206	1711	36.28
E170056	G2	286	1710	26.61
E101610	G3	110	1708	23
E101352	G3	155	1684	22.49
E101430	G4	58	1683	20.32
E101246	G4	70	1663	16.97
E101206	G3	48	1647	17.66
E101290	G2	144	1618	18.51
E170076	G1	139	1584	16.1
E101347	G2	168	1529	27.79
E101514	G3	74	1479	17.39
E101628	G2	209	1447	23.14
E101772	G2	92	1441	37.06
E101778	G3	113	1439	26.21
E170028	G2	102	1425	24.12
E170068	G2	51	1388	44.16
E170040	G2	92	1342	40.03
E101625	G2	98	1312	22.6
E101595	G3	89	1307	40.93
E101310	G2	87	1250	17.58
E101596	G2	132	1237	16.19
E170008	G2	173	1198	17.66
E101760	G1	45	1190	24.16

E101743	G1	166	1185	18.14
E170027	G1	125	1116	15.17
E101730	G2	93	1074	20.78
E170098	G2	110	1065	19.89
E101755	G3	52	1063	29.84
E170029	G2	181	1057	16.05
E101661	G1	178	1037	29.7
E170096	G2	148	1026	24.43
E101245	G4	60	1024	19.85
E101434	G4	21	856	18.14
E101578	G2	149	769	29.17
E101508	G5	15	719	25.21
E101429	G3	26	709	20.09
E101270	G3	36	681	29.58
E101667	G3	70	597	40.94
E101477	G3	4	471	15.66
E101437	G2	63	457	23
E101091	G4	16	429	15.23
E101268	G3	12	413	18.38
E170089	G1	74	368	31.82
E101758	G1	92	335	39.02
E170299	G1	59	207	16.99
E170030	G1	27	88	23.67

SULLANA

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E150472	G5	48	8337.56	38.55
E150357	G2	229	8046.62	43.44
E150334	G3	199	6936.93	39.66
E150140	G2	360	6709	29.38
E150253	G3	494	6637	16.59
E150332	G2	286	6582.8	29.4
E150361	G3	145	6578.52	44.47
E150057	G3	79	6387	51.78
E150027	G4	178	5702	15.28
E150132	G2	115	5535	46.39
E150363	G2	209	5468.13	36.88
E150362	G1	185	5424.33	52.86
E150335	G3	311	5416.77	18.66
E150331	G2	188	5391.07	31.71
E150079	G3	88	5264	41.57
E150350	G2	120	5235.37	51.38
E150032	G4	32	5219.92	52.8
E150018	G4	192	5131.52	16.35
E150120	G3	254	4876	20.43
E150107	G3	160	4551	28.44
E150602	G3	145	4479.1	26.49
E150449	G4	108	4190.4	20.63
E150045	G4	110	4115	22.5
E150048	G4	72	4085.5	32.7
E150060	G2	324	4007	19.24

E150046	G4	104	3946	21.43
E150336	G2	223	3866.87	24.9
E150507	G5	10	3830.7	29.69
E150337	G3	237	3732.88	19.45
E150162	G3	161	3516	22.34
E150338	G2	256	3426.54	22.47
E150348	G2	319	3375.58	27.6
E150095	G4	126	3264	17.96
E150005	G3	227	3168	15.36
E150225	G3	129	3132	26.43
E150433	G2	204	2938	26.56
E150118	G3	198	2852	16.79
E150264	G1	294	2819.7	23.43
E150304	G3	64	2726.42	31.34
E150384	G2	182	2687	19.7
E150230	G2	146	2638	31.22
E150223	G2	216	2572.2	16.09
E150100	G2	196	2483	17.63
E150245	G2	148	2469.2	21.22
E150446	G2	103	2387	36.73
E150198	G2	153	2371.6	18.59
E150244	G2	180	2339	27.16
E150063	G2	62	2338.1	53.45
E150086	G2	175	2288	15.01
E150226	G2	203	2246.8	22.63
E150047	G3	102	2229.3	21.35
E150080	G2	154	2217	17.7
E150154	G1	109	2201	40.9
E150239	G2	179	2149.4	24.63
E150271	G2	201	2067.1	16.05
E150033	G4	82	2052	15.85
E150081	G3	146	2037	16.76
E150315	G3	230	2005.68	15.37
E150077	G2	139	1980	17.46
E150243	G1	107	1972.2	32.9
E150054	G2	134	1901	22.56
E150364	G1	119	1887.32	35.36
E150004	G2	147	1808	16.16
E150221	G4	48	1805.9	21.28
E150233	G2	163	1802.4	21.61
E150091	G2	126	1791	17.16
E150445	G2	95	1765.85	32.45
E150055	G2	156	1740	16.43
E150536	G1	148	1734.87	35.12
E150136	G2	97	1720	27.82
E150377	G2	182	1671	15.39
E150312	G2	205	1639.82	18.68
E150301	G2	80	1563.8	33.57
E150366	G1	64	1532.78	49.73
E150089	G2	111	1511	18.75
E150122	G3	95	1502	17.2
E150082	G2	81	1469	24.91

E150359	G2	146	1464.78	20.51
E150111	G2	138	1438	15.91
E150002	G2	132	1431	16.65
E150387	G2	151	1430.4	15.06
E150386	G1	184	1421	17.37
E150133	G2	152	1420	15.83
E150266	G1	125	1399.8	27.82
E150114	G4	6	1376	58.55
E150411	G3	108	1316	15.59
E150318	G2	119	1180.17	15.76
E150303	G1	24	1132.02	62.2
E150385	G2	155	1088	15.49
E150065	G2	112	1063	18.81
E150298	G2	105	1053.22	16.88
E150064	G2	66	1040.4	31.75
E150574	G2	30	965.8	25.26
E150307	G2	103	946.3	16.19
E150139	G2	75	944	18.88
E150506	G1	81	851.43	36.43
E150156	G5	4	802	34.93
E150514	G1	80	794.32	42.79
E150248	G2	90	792.1	16.83
E150547	G5	3	792	39.88
E150320	G1	109	748.73	19.32
E150382	G2	111	705.37	16.96
E150267	G1	119	697.3	15.48
E150500	G1	95	633.55	23.04
E150521	G1	75	592.45	46.89
E150477	G2	40	584.3	22.39
E150300	G1	79	554.48	17.88
E150242	G2	53	553.3	22.98
E150325	G1	39	537.57	43.36
E150255	G2	51	526.1	15.9
E150512	G1	85	524.03	28.29
E150513	G1	156	513.73	23.12
E150496	G1	29	503.35	58.33
E150302	G2	64	451.92	16.77
E150227	G2	20	441.7	30.47
E150550	G2	16	416	29.13
E150235	G2	31	409.5	23.08
E150447	G2	31	376	18.4
E150504	G1	11	345	74.35
E150486	G1	10	343.53	79.03
E150527	G1	74	316.7	23.62
E150517	G1	53	297.37	33.2
E150484	G1	33	285.32	44.24
E150497	G1	30	268.77	26.9
E150489	G1	46	266.23	41.79
E150310	G1	26	261.37	27.25
E150365	G1	32	257.13	27.95
E150309	G1	62	256.83	15.54
E150528	G1	64	254.8	22.38

E150532	G1	30	249.83	44.38
E150505	G1	38	249.05	26.08
E150530	G1	64	239.57	22.26
E150463	G5	2	212	30.16
E150525	G1	17	200.7	58.74
E150495	G1	14	157.17	30.22
E150249	G1	36	152	17.72
E150498	G1	27	148.63	38.81
E150328	G1	27	143.77	28.87
E150487	G1	12	136.5	70
E150269	G3	5	131	15.92
E150531	G1	36	118.75	25.11
E150330	G1	15	115.57	47.09
E150523	G1	6	109.5	58.56
E150499	G1	14	108.37	50.64
E150326	G1	14	90.88	29.33
E150311	G1	17	72.03	15.01
E150494	G1	13	62.8	39.5
E150483	G1	22	53	24.54
E150490	G1	18	29.92	18.24
E150524	G1	10	26.93	33.05
E150485	G1	13	18.63	23.29
E150502	G1	17	17.33	16.35
E150488	G1	7	9.33	17.95
E150564	G1	3	6.63	26.53
E150560	G1	1	1.17	19.44

TUMBES

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E120180	G4	285	17900	30.45
E120043	G3	327	14874	36.44
E120179	G4	223	10535	26.56
E120223	G2	148	10283	60.38
E120252	G3	269	9216	30.01
E120056	G5	106	9164	27.43
E120255	G3	158	8541	50.20
E120486	G2	70	7984	66.21
E120079	G5	164	7848	16.91
E120051	G3	473	7664	17.25
E120254	G3	259	7306	32.64
E120184	G2	254	7182	30.46
E120219	G2	105	6939	55.90
E120050	G3	244	6834	28.28
E120007	G3	412	6693	19.10
E120185	G3	219	6461	26.35
E120187	G3	158	5824	34.48
E120227	G2	290	5539	29.66
E120204	G2	213	5507	27.18
E120023	G5	20	5375	53.39
E120068	G3	216	5234	21.69

E120052	G3	261	4967	19.19
E120253	G2	154	4844	35.53
E120014	G4	11	4811	58.01
E120099	G2	130	4611	35.88
E120154	G3	224	4480	15.65
E120250	G4	32	4271	55.11
E120225	G2	226	4250	28.49
E120244	G4	84	4237	34.87
E120178	G3	143	4225	19.56
E120256	G2	260	4184	23.17
E120181	G2	190	4077	22.23
E120073	G3	141	4052	23.63
E120065	G4	89	3981	16.09
E120034	G2	164	3858	25.91
E120186	G3	187	3791	17.46
E120205	G3	126	3735	28.18
E120010	G2	321	3503	15.34
E120293	G2	167	3386	31.61
E120077	G2	207	3211	21.25
E120262	G2	192	3125	26.21
E120042	G2	173	3066	22.50
E120026	G3	143	2993	17.89
E120001	G2	137	2963	31.09
E120039	G2	119	2938	32.79
E120041	G2	58	2901	42.91
E120199	G2	64	2825	37.64
E120326	G2	240	2759	15.01
E120120	G2	211	2690	19.30
E120090	G2	173	2683	25.99
E120206	G2	167	2517	18.50
E120241	G4	69	2463	21.13
E120140	G2	184	2428	16.01
E120069	G2	182	2349	15.51
E120357	G3	72	2345	22.50
E120488	G1	21	2310	76.09
E120155	G2	164	2287	16.31
E120182	G3	133	2230	16.31
E120214	G2	18	2184	69.14
E120229	G1	86	2055	45.19
E120078	G2	168	1889	15.32
E120144	G2	183	1889	17.30
E120320	G2	66	1874	45.23
E120485	G2	151	1841	16.44
E120260	G2	88	1821	36.44
E120196	G2	63	1799	31.72
E120377	G3	77	1656	20.85
E120198	G3	74	1638	22.68
E120104	G2	139	1638	20.34
E120119	G2	109	1566	21.67
E120454	G2	124	1542	19.26
E120445	G2	147	1512	17.50
E120358	G4	42	1391	16.40

E120093	G2	31	1354	47.76
E120304	G2	175	1291	15.43
E120300	G2	152	1266	16.28
E120484	G2	101	1266	15.59
E120243	G1	12	1246	50.19
E120234	G2	21	1209	59.16
E120310	G2	66	1104	24.35
E120097	G1	65	1055	33.76
E120101	G2	46	1016	25.68
E120121	G1	57	1013	39.63
E120226	G2	51	984	35.87
E120096	G1	55	960	33.00
E120207	G4	41	951	15.76
E120124	G2	64	914	23.59
E120294	G2	78	850	20.59
E120406	G2	9	846	72.89
E120270	G2	25	791	47.68
E120134	G1	70	764	33.09
E120008	G3	26	749	19.09
E120444	G3	27	740	24.80
E120113	G2	69	693	17.82
E120232	G1	18	638	62.30
E120094	G2	31	630	37.06
E120138	G1	41	612	50.12
E120137	G1	33	593	50.68
E120123	G1	58	579	27.32
E120126	G1	113	569	15.12
E120095	G1	21	488	43.92
E120130	G2	63	482	19.54
E120258	G2	24	476	25.88
E120131	G1	19	424	60.74
E120012	G3	16	403	18.27
E120275	G1	41	374	30.56
E120084	G2	57	373	17.24
E120264	G1	16	371	45.45
E120105	G1	39	365	25.80
E120230	G1	41	363	25.92
E120228	G2	15	354	38.75
E120201	G5	7	354	16.22
E120280	G1	36	328	25.40
E120400	G1	16	298	42.05
E120450	G1	17	274	44.84
E120266	G2	34	264	19.44
E120278	G1	36	258	23.09
E120132	G1	14	255	52.80
E120085	G1	20	245	24.28
E120281	G1	23	244	32.19
E120098	G1	31	214	21.13
E120125	G1	19	213	38.31
E120279	G1	24	152	27.28
E120133	G1	17	134	25.97
E120475	G2	7	118	36.75

E120402	G1	13	87	24.88
E120267	G1	8	83	30.92
E120401	G1	12	49	22.25

TALARA

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E130043	G5	76	42081	38.30
E130002	G4	155	41075	60.76
E130200	G2	248	32336	71.13
E130201	G2	256	12412	51.75
E130177	G2	208	11394	55.07
E130204	G2	96	10636	62.78
E120341	G4	153	10372	27.86
E130127	G2	186	6908	35.93
E130030	G4	112	4973	21.50
E130205	G2	146	4408	33.52
E120335	G3	255	3669	16.01
E130115	G3	171	3480	21.71
E130198	G3	190	3424	15.64
E130230	G1	105	3061	46.63
E130175	G2	176	2621	23.84
E130212	G3	137	2507	21.75
E130062	G5	6	1652	19.96
E130122	G2	134	1367	15.77
E130164	G2	140	1324	16.38
E120343	G4	29	1188	22.60
E130187	G5	13	858	27.85
E130210	G5	23	852	15.14
E130211	G5	1	329	53.24
E130163	G2	26	319	21.39

PAITA

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E160051	G3	432	8162	17.56
E160024	G3	332	4501	16.05
E160014	G2	230	3311	23.10
E160132	G2	230	2548	19.58
E160065	G3	131	2337	21.50
E160134	G1	343	2016	15.57
E160016	G2	149	1716	15.44
E160126	G2	223	1685	16.89
E160131	G2	136	1178	17.19
E160116	G1	127	933	18.57
E160118	G1	115	930	19.54
E160229	G1	124	852	19.40
E160111	G1	51	742	31.33
E160031	G1	39	588	26.62
E160142	G1	26	232	35.90

ALTO PIURA

Punto	GRUPO	Nro. Clientes	Pérdidas	% (Dis.) de Pérdidas
E140006	G2	275	13020.83	43.44
E140033	G3	426	12768.98	33.39
E140035	G3	314	12297.1	29.65
E140009	G2	292	9813.62	46.7
E140034	G3	277	9676.58	36.26
E140036	G2	435	9132.65	29.67
E140031	G2	412	8334.07	30.73
E140013	G2	297	7074.93	34.65
E140032	G3	305	6583.22	27.12
E140029	G2	332	6435.75	28.85
E140028	G2	412	6126.18	32.37
E140027	G2	166	5495.17	37.98
E140014	G3	168	3891.02	23.36
E140039	G2	360	3725.22	18.07
E140025	G2	234	3655.5	31.41
E140030	G2	305	2668.9	18.57
E140148	G2	216	2602.53	22.68
E140022	G3	178	2584.33	17.81
E140189	G1	142	1661.7	34.97
E140026	G1	169	1648.25	27.03
E140004	G5	2	1505.67	66.89
E140024	G2	201	1498.35	16.83
E140187	G1	108	1117.33	36.84
E140188	G1	119	987.07	30.49
E140186	G1	54	705.23	40.94
E140192	G1	72	504.23	35.54
E140193	G1	43	295.03	31.91

C. PÉRDIDAS TOTALES

RESUMEN TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTRONOROESTE S.A.

Sistema	Nivel de Tensión	MWH		%MWH
		Disponible	Pérdidas	
Subtransmisión	AT	43,906.35	870.91	1.98%
Distribución Primaria	MT	54,184.75	1,701.82	3.14%
Distribución Secundaria	BT	21,970.23	894.09	4.07%
TOTAL DISTRIBUCIÓN			2,595.91	4.79%
TOTAL ELECTRONOROESTE S.A.			3,466.82	6.30%
PÉRDIDAS MEDIDAS DISTRIBUCIÓN			5,326.36	9.83%
PÉRDIDAS TÉCNICAS DE DISTRIBUCIÓN				4.79%
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE DISTRIBUCIÓN				5.04%

(*)

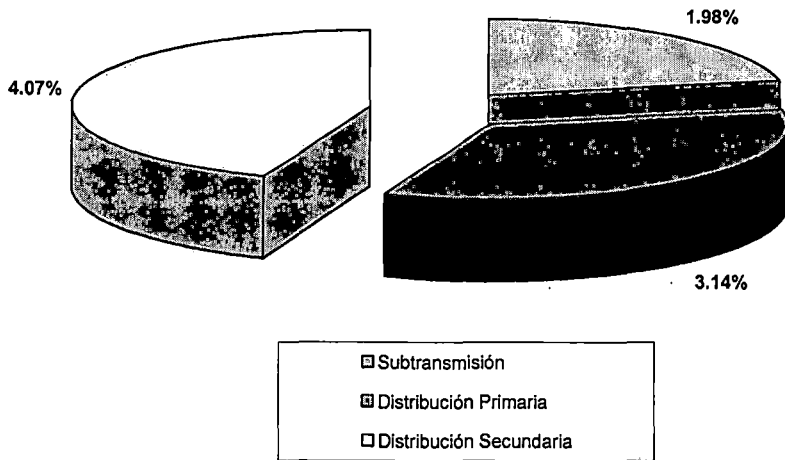
(**)

Nota.- La energía disponible en MT más las Pérdidas en AT no es igual a la energía disponible en AT debido a la compra de energía en MT, la cual ya esta incluida en la energía disponible en MT. No se ha incluido la compra de energía en MT debido a que los datos mostrados son obtenidos mediante cálculos.

(*) Procentaje referido a la energía disponible en BT.

(**) Procentaje referido a la energía disponible en MT.

PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTRONOROESTE S.A.



Nota.- Los porcentajes mostrados son referidos a la energía disponible en cada nivel de tensión

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO AL TOTAL DE PÉRDIDAS MEDIDAS

