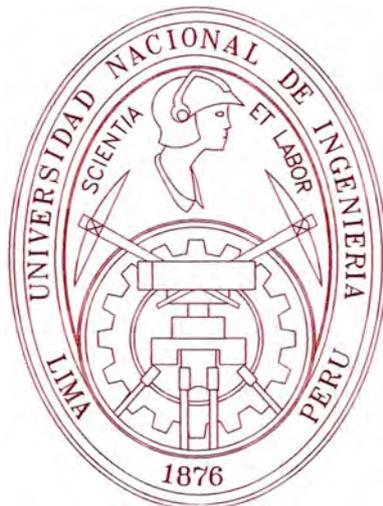


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“REDUCCION DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA
MEDIANTE EL EMPLEO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
PROVISIONALES**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

RONALD TEODORO REYES MENDEZ

PROMOCION 2003-I

LIMA-PERU

2006

Dedicatoria

*Va todo mi agradecimiento a
mis padres: Gladys y Teodoro,
que me han apoyado
incondicionalmente a lo
largo de mi vida, ellos son el
motor de este informe ; a mis
hermanos, mi mamita Flora ,
que desde el cielo me está ayudando
y a mi amor Jeanette .*

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
<u>CAPÍTULO 1</u>	
1. INTRODUCCIÓN.....	3
<u>CAPÍTULO 2</u>	
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	7
2.1 Área de Control de Pérdidas.....	10
<u>CAPÍTULO 3</u>	
3. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.....	12
3.1 Pérdidas no técnicas en redes de distribución eléctrica.....	12
3.1.1 Conexiones irregulares en el equipo de medida.....	14
3.1.1.1 <i>Puentes de tensión en la bornera del equipo de medida.....</i>	14
3.1.1.2 <i>Puente de tensión abierto.....</i>	15
3.1.1.3 <i>Reductores de corriente desconectados.....</i>	16
3.1.1.4 <i>Reductores de corriente que no cumplen su relación de transformación.....</i>	17
3.1.1.5 <i>Hurto a través de las fases de tensión.....</i>	18
3.1.1.6 <i>Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso... </i>	19
3.1.1.7 <i>Sellos de medidor violados, medidor defectuoso.....</i>	20
3.1.1.8 <i>Sellos de medidor violados, medidor retrocedido.....</i>	21
3.1.1.9 <i>Línea directa en la bornera.....</i>	22

3.1.2 Conexiones irregulares en la red (Conexiones clandestinas).....	23
3.1.2.1 <i>Conexión directa a la red matriz</i>	23
3.1.2.2 <i>Conexión directa a la red de alumbrado público</i>	24
3.1.2.3 <i>Conexión clandestina al cable de acometida</i>	25
3.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	27
3.2.1 Pérdidas en la red de baja tensión.....	28
3.2.1.1 <i>Modelamiento de la red de baja tensión</i>	29
3.2.1.2 <i>Ajuste de longitud de red</i>	29
3.2.1.3 <i>Metodología de cálculo</i>	30
3.2.1.4 <i>Diagramas de carga</i>	30
3.2.1.5 <i>Determinación de los bloques de carga</i>	30
3.2.1.6 <i>Tensiones en baja tensión</i>	31
3.2.1.7 <i>Integración de las pérdidas de potencia</i>	32
3.2.1.8 <i>Selección de las redes de baja tensión a modelar</i>	33
3.2.1.8.1 <i>Introducción</i>	33
3.2.1.8.2 <i>Selección de la muestra</i>	33
3.2.1.8.3 <i>Procedimiento de estratificación</i>	33
3.2.1.8.4 <i>Variable de estratificación</i>	35
3.2.1.8.5 <i>Número de estratos</i>	38
3.2.1.8.6 <i>Límite de los estratos: Método Dalenious-Hodges</i>	39
3.2.1.8.7 <i>Tamaño de la muestra por estrato</i>	40

3.2.1.8.8 Estratos.....	41
3.2.1.8.9 Tamaño de la muestra.....	41
3.2.1.9 Modelado de la red de baja tensión.....	42
3.2.1.10 Evaluación de pérdidas de energía para cada muestra.....	43
3.2.1.11 Resultado de pérdidas por estrato.....	44
3.2.1.12 Pérdidas mixtas.....	46
3.2.1.12.1 Efecto de máxímetros en las pérdidas de baja tensión.....	47
3.2.1.12.2 Efecto de desbalance de fases.....	47
3.2.1.13 Extrapolación de resultados.....	48
3.2.2 Pérdidas en acometidas y medidores.....	50
3.2.2.1 Determinación de pérdidas en acometidas.....	50
3.2.2.2 Determinación de pérdidas en medidores.....	52
3.2.3 Resultados del cálculo de las pérdidas de energía en acometidas y medidores.....	54
3.2.3.1 Resultados de pérdidas de energía en acometidas..	55
3.2.3.2 Resultados de pérdidas de energía en medidores.....	55
3.2.4 Resumen del Proceso de cálculo.....	56

CAPITULO 4

4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE PROYECTOS

PROVISIONALES.....	59
4.1 Proyecto provisional de la Asociación Civil García Villón.....	59
4.2 Cálculos justificativos.....	62

CAPITULO 5

5.	RESULTADOS OBTENIDOS.....	83
5.1	Incidencia de los proyectos provisionales en el indicador de pérdidas.....	84
5.1.1	Indicador de pérdidas,.....	84
5.1.2	Incidencia de los proyectos de suministros provisionales... 	85
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
	BIBLIOGRAFÍA.....	87
	ANEXOS.....	88

PRÓLOGO

El objetivo del presente informe es contribuir a la reducción de pérdidas no técnicas en zonas no electrificadas de la concesión de Edelnor S.A.A., a través del otorgamiento de suministros provisionales.

Las pérdidas de energía eléctrica en cualquier red de distribución de nuestro país constituye un tema de suma importancia que debe ser analizado cuidadosamente, más aún cuando afectan directamente a la economía de la empresa, así como también a la calidad de servicio hacia los clientes finales.

Es de amplio conocimiento que las redes eléctricas a nivel nacional presentan pérdidas muy por encima de los valores recomendados técnicamente, esto se debe al aumento de pérdidas de energía por hurto, que en zonas marginales está aumentando considerablemente.

Ante esta situación, Edelnor S.A.A. adoptó una política estricta en el control de pérdidas, elaborando muchos proyectos en los cuales la prioridad es evitar el hurto de energía, pero cumpliendo con las normas establecidas por el gobierno peruano.

El presente informe enfoca una de las tantas tácticas usadas para combatir el hurto de energía; casos que dieron resultados satisfactorios en la reducción de pérdidas de energía, además se trató de inculcar la reflexión de los pobladores que hurtaban y que con los proyectos de electrificación pasaron a la legalidad.

Cabe resaltar que Edelnor S.A.A. ha contribuido en la ejecución de proyectos provisionales y que en muchos casos donó cables, planos eléctricos y asesoría a la población en el tendido de sus líneas internas.

En tal sentido, el primer capítulo hace una introducción al tema.

El segundo capítulo, enfoca la descripción de la empresa resaltando el área de control de pérdidas y su estructura.

El tercer capítulo, trata las pérdidas de energía en las redes eléctricas, describiendo las pérdidas técnicas y la pérdidas no técnicas, dando un mayor énfasis estas últimas, porque son para la empresa uno de los mayores problemas que genera pérdidas económicas.

En el cuarto capítulo, se tocarán los cálculos justificativos de proyectos provisionales, mostrando, a modo de ejemplo, uno de los tantos proyectos de electrificación provisional que se realizaron en el 2005, tal como fue el de la Asociación Civil de Vivienda García Villón.

En el quinto capítulo, se enfocan los resultados obtenidos desde la ejecución del proyecto así como la tendencia de la subestación que tenía un alto índice de pérdidas.

Finalmente se darán las conclusiones y recomendaciones a las que se ha llegado.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

Desde hace algunos años hasta la actualidad en Edelnor S.A.A. se está desarrollando técnicas que minimicen o erradiquen los problemas de hurto de energía y que a su vez permitan disminuir los efectos económicos que causan dentro de la empresa. Este es un problema que tiene origen por el aumento de la pobreza y la marginalidad. Sin duda, podemos afirmar que en la sociedad urbana moderna el disponer de energía eléctrica es parte de los derechos humanos (nadie puede imaginar la vida en una gran urbe sin energía eléctrica). Cuando los habitantes no pueden afrontar el pago por los consumos de energía eléctrica, inmediatamente se aprecia un aumento de la morosidad , conexiones ilegales en la red y manipulaciones al equipo de medida.

Adicionalmente, el consumidor ilegal tiende en aumentar su consumo más allá de lo normal sin autorización, reemplazando el uso de otras fuentes de energía habituales como lo son el gas o combustibles líquidos, que no son tan fáciles de hurtar, por un mayor consumo de electricidad ya sea para uso doméstico o industriales. Esto genera problemas adicionales por la sobrecarga

de las redes y el eventual funcionamiento de los sistemas de protección que dejan sin servicio a clientes normales, los cuales pagan puntualmente su consumos de energía eléctrica y merecen un servicio de calidad.

El fenómeno descrito se traduce en una baja de la rentabilidad en las empresas distribuidoras por el aumento de los costos operativos derivados, más allá de las pérdidas de facturación por hurto, de la mayor cantidad de inspecciones, cortes y reconexiones del servicio, muchas veces en condiciones de riesgo para el personal que realizan el trabajo, debido a las agresiones de que son objeto en zonas marginales. También tiene un alto costo en la imagen empresarial de las distribuidoras, porque aparecen frente a los consumidores brindando un que no se encuentra enmarcado dentro de la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

En el presente informe de suficiencia, se ha desarrollado uno de los tantos tipos de soluciones que permiten mitigar el impacto de este fenómeno en las distribuidoras de energía y en la sociedad .

Por un lado, disminuyen el riesgo de hurto y por otro permiten la implementación de nuevos servicios, llegando así a zonas marginales que durante mucho tiempo no estuvieron electrificadas, porque no cumplían algunos de los requisitos que exigen las empresas distribuidoras para el otorgamiento de nuevos servicios, y que trajo como consecuencia el hurto de energía directamente de la red y la manipulación al equipo de medida, realizadas por clientes activos que revendían la energía eléctrica.

En tal sentido, el área de control de pérdidas de Edelnor S.A.A. desarrolló una política diferente que ha contribuido no solo a disminuir el hurto de energía

sino que también efectuó labores sociales con el otorgamiento de estos servicios, debido a que en muchos casos se le ha proporcionado a las zonas marginales planos eléctricos para la ejecución de su tendido de líneas internas y cables que ha servido de red matriz para estas zonas, así como facilidades en el pago del suministro provisional y supervisión técnica en el tendido de sus redes internas, todo esto sin costo alguno para los usuarios.

Finalmente, en el esquema, se muestran las líneas de acción que integrarán nuestra estrategia:



1.2 BASE LEGAL DE LOS PROYECTOS PROVISIONALES

Los proyectos provisionales se rigen bajo la Norma DGE 001-P-4/1990 SUMINISTROS PROVISIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN del Ministerio de Energía y Minas. El objetivo de esta norma, es establecer pautas para el otorgamiento de

suministros provisionales por parte de las Empresas de servicio Público de Electricidad y que se basa legalmente en el artículo 18 inciso b) de la Ley General de Electricidad. Es por ello que se toma como base legal para la elaboración de los diferentes proyectos provisionales que Edelnor S.A.A. elabora en zonas de concesión, tal como es el caso del proyecto del presente Informe de Suficiencia.

1.2.1 Alcance de la Norma

La Norma DGE 001-P-4/1990 SUMINISTROS PROVISIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, comprende las definiciones, casos en las que pueda otorgarse el servicio, requisitos, procedimientos, tratamiento económico, y sanciones que deben tenerse en cuenta en los suministros eléctricos que las Empresas de Servicio Público de Electricidad puedan otorgar con carácter provisional en el Sistema de Distribución.

CAPITULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Como consecuencia del proceso de privatización de Electrolima S.A., el 1 de Enero de 1994, inició sus operaciones la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.(Edelnor S.A.), a la que fueron transferidos el 5 de julio de ese año los activos y pasivos vinculados a la actividad de distribución en la zona de su concesión la parte norte de Lima y Callao.

El 12 de julio de 1994, el Comité Especial de Privatización de Electroliza S.A. (CEPREL), adjudicó la buena pro del concurso público internacional para la compra del 60 % de las acciones de Edelnor S.A. a la Empresa de Inversiones Distrilima S.A. el estado se reservó el 40% restante, de los cuales 10% sería ofrecido en venta a los trabajadores de la empresa y el 30% restante sería colocado en el mercado de capitales. En agosto de ese año culminó el proceso de transferencia al firmarse el contrato de compraventa de las acciones de Edelnor.

En marzo de 1995, la Comisión para la Promoción de la Inversión Privada (COPRI), autorizó a Electroliza S.A. formar una empresa dedicada a la distribución de la electricidad que se denominaría Empresa de Distribución Eléctrica de Chancay S.A.

(Edechancay S.A.), por lo que en abril de ese año dicha empresa de economía mixta quedó legalmente constituida .

En el marco de proceso de privatización de Edechancay S.A., Inversiones Distrilima S.A. se adjudicó el 15 de diciembre de 1995, el 60% de las acciones de dicha empresa .

Posteriormente y de acuerdo con lo establecido por la ley General de Sociedades, el 26 de julio de 1996 Edelnor y Edechancay S.A. acordaron fusionar ambas sociedades.

Un mes después, se formalizó el proceso mediante el cuál Edechancay S.A. se incorporó por absorción a Edelnor S. A., adoptando la denominación social de esta última .

A fin de adaptarse a la Ley General de Sociedades y al haber devenido en una sociedad anónima abierta, el 10 de setiembre de 1998 Edelnor S.A.A. aprobó la modificación total de su estado social, cambiando su denominación a Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. (Edelnor S.A.A.).

En adelante se acordó utilizar como nombre que identifique a la empresa Edelnor, y como sigla comercial, Edelnor S.A.A.

Edelnor es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad para las zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Barranca y Oyón. Atiende a 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora del sur, 5 distritos adicionales. En la zona metropolitana, la concesión de Edelnor S.A.A. comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad .

La zona de concesión otorgada a Edelnor acumula un total de 2440 km² de los cuales 1838 km² corresponden a la parte norte de Lima y Callao

En la figura N° 1 se puede observar el organigrama de la empresa .

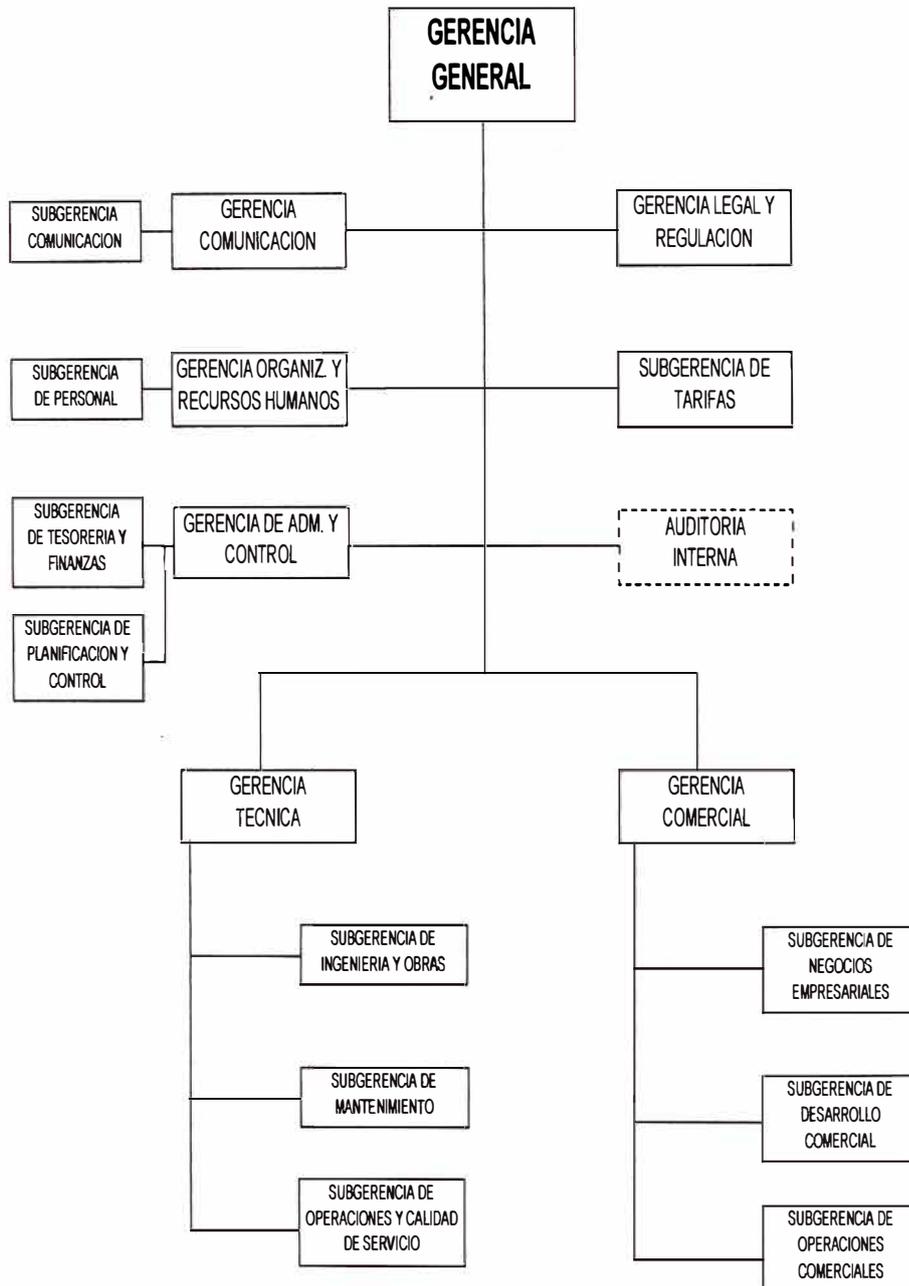


Figura N° 1. Organigrama de la estructura general de Edelnor S.A.A.

2.1 ÁREA DE CONTROL DE PÉRDIDAS

El área de Control de Pérdidas de Edelnor S.A.A. se constituye en 1998 por el aumento indiscriminado de las pérdidas de energía no técnicas producto del hurto de energía y de la morosidad. Ante esta situación, Edelnor S.A.A. toma acciones para contrarrestar el aumento de las pérdidas de energía no técnicas.

En los primeros años se logró reducir considerablemente el hurto de energía, pero desde el 2003, a pesar de los esfuerzos realizados por el área, no se redujo más el hurto de energía, por lo que la empresa ha comenzado a adoptar nuevas metodologías para mantener por lo menos estable el indicador de pérdidas

Dentro de las funciones del área de control de pérdidas podemos citar las siguientes:

- Definir planes y procedimientos de trabajo para controlar y reducir las pérdidas de energía no técnicas.
- Elaborar proyecciones e indicadores del comportamiento de la gestión de pérdidas con la finalidad de orientar los recursos.
- Desarrollar nuevas metodologías de detección del hurto de energía .
- Efectuar acciones legales para los clientes morosos y hurtadores de energía.

De estas funciones, el área de control de pérdidas, está optando por desarrollar nuevas metodologías y hacer proyectos de reformas de redes; es decir, que cumpliendo con las normas legales, impuestas por el gobierno peruano, se hacen modificaciones a las redes .

En la figura N° 2. se puede observar el organigrama de la subgerencia de operaciones comerciales de la cual depende el área de control de pérdidas.

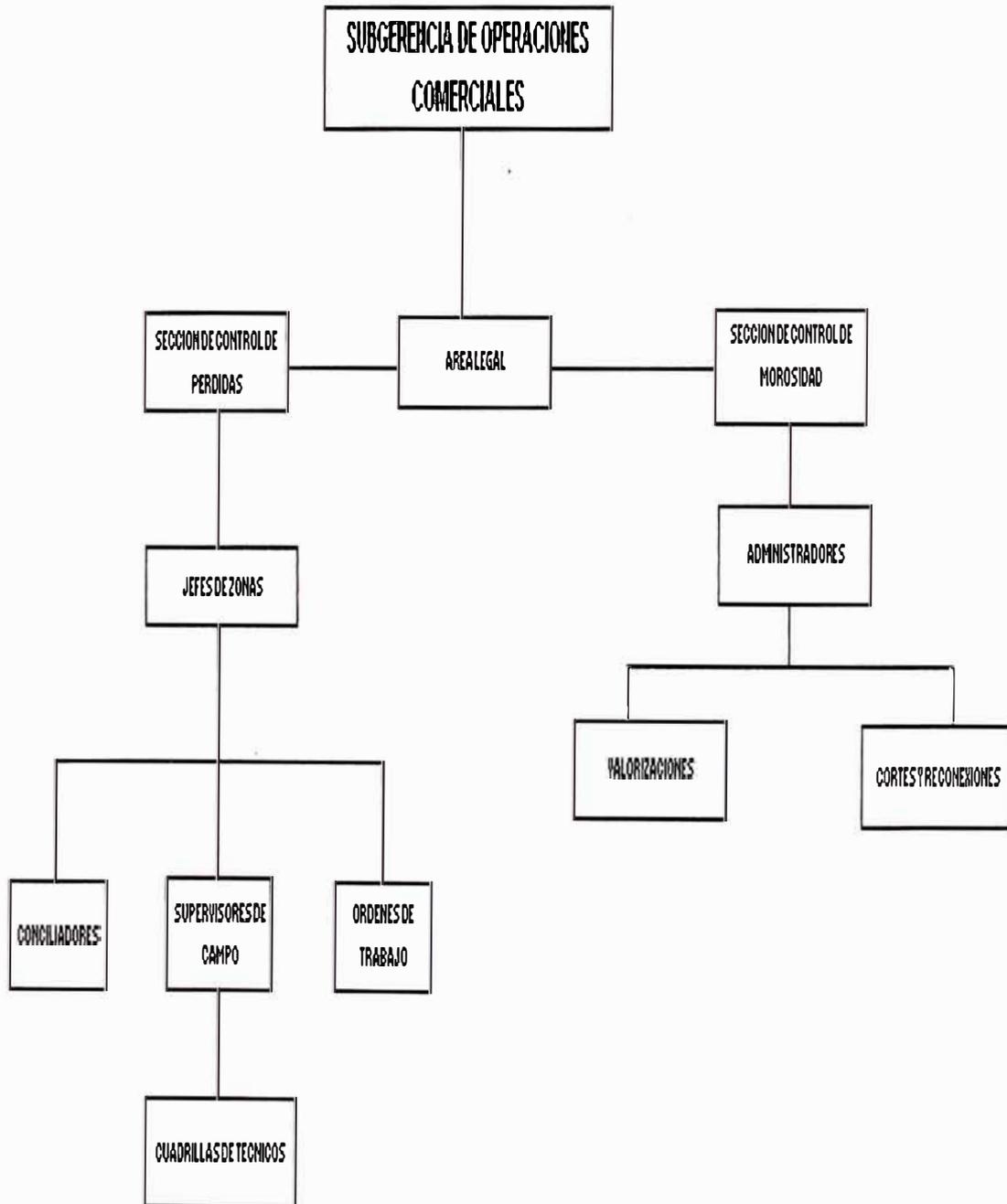


Figura N° 2. Cuadro estructural de la gerencia comercial de la cual depende el área de control de pérdidas.

CAPITULO 3

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

3.1 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía no técnicas han sido un constante problema a lo largo de operación de la empresa, razón por la cual en los últimos años se han adoptado medidas de emergencia para contrarrestar este problema, dando resultado en algunas partes y en otras inversión de dinero en vano.

En esta sección se tipificarán algunas de las irregularidades que se han encontrado en las constantes visitas al campo, efectuadas por técnicos e ingenieros especialistas en la materia.

Se debe resaltar que a pesar que existe una campaña de concientización a los clientes sobre el uso de la energía eléctrica y los peligros que se exponen al manipularla indebidamente, la gran mayoría de hurtadores tienen un desconocimiento total y una visible agresividad hacia el personal que ejecuta el trabajo de retiro de conexiones indebidas, normalizaciones de conexiones indebidas y cuadrillas de inspección, que ha llevado a la empresa a adoptar medidas cada vez más rigurosas que ayuden a minimizar el hurto de energía eléctrica.

En el cuadro N° 1 se puede apreciar las irregularidades y el artículo de la Ley de Concesiones Eléctricas que la norman.

Tipificación de Irregularidades

Nro	Irregularidades	COMPRENDE		TIPIFICACION PROPUESTA
01	Actualización de lectura	Suministro fuera de ruta, interno, cerrado o no ubicado, etc	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
02	Bobina Puenleada	Puente Externo (Cangrejo o alambre de cobre)	Atribuible al cliente	Art. 90
		Puente Interno (cable de cobre)	Atribuible al cliente	Art. 90
03	Conexión clandestina al cable de Acometida	Conexión clandestina adicional detrás de la pared, por el piso, a través del tablero, fusible o medidor	Atribuible al cliente	Art. 90
04	Conexión clandestina al cable Matriz	Conexión clandestina a red matriz de baja tensión	Atribuible al cliente	Art. 90
05	Conexión directa a la caja de Distribución Aerea	La conexión directa llega a una caja de medidor y prescinde de él	Atribuible al cliente	Art. 90
		La conexión directa llega directo al predio sin pasar por una caja de medidor	Atribuible al cliente	Art. 90
06	Conexión directa al Alumbrado Público	Conexiones domiciliarias , de ambulantes y demás a la red de AP	Atribuible al cliente	Art. 90
07	Conexión directa prescindiendo del medidor	A la acometida, a la bomera, a la loza portafusible (toda conexión directa dentro de la caja)	Atribuible al cliente	Art. 90
		Conexión realizada por otras áreas de Edelnor (SAE's, etc) cuando el equipo de medida sufre desperfectos (bomera quemada, etc)	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
08	Conexión directa tercera línea	Dentro de la caja o línea de otro suministro	Atribuible al cliente	Art. 90
09	Engranajes de medidor Manipulados	Engranajes Limados, con otra relación o cambiados, etc.	Atribuible al cliente	Art. 90
10	Error de Factor en el sistema	Suministros con medición Indirecta, no coincide con el factor del sistema	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
11	Medidor conectado en contrafase	Fases de corriente invertidas en la bomera del medidor	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
12	Numerador entrelazado, malogrado o trabado	Numerador entrelazado, malogrado o trabado	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
13	Puentes de tensión abiertos	Puentes de Tensión abiertos	Atribuible al cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
14	Reductores de corriente desconectados o con falso contacto	Suministros con medición Indirecta	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
15	Reductores de corriente no cumple relación	Suministros con medición Indirecta	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
16	Reventa de Energía Eléctrica	No es CNR		Ninguna Tipificación
17	Hurto a través de las fases de tensión (secuencia de fase desfasada)	Fraude en el registro de los medidores utilizando la fase de tensión de dos o más suministros trifásicos o en combinaciones de fase aprovechando el desfasaje y la existencia de más de un suministro en el predio	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Hurto
18	Sellos de medidor conformes Medidor Defectuoso	Disco con rozamiento, Disco atracado	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
19	Sellos de medidor violados, medidor defectuoso	Disco con rozamiento, Disco atracado. Sellos inexistentes (medidor antiguo)	No atribuible al Cliente	Art. 92 por Inadecuada Medición
20	Sellos violados de medidor numerador retrocedido	Con lectura inferior a la última inspección	Atribuible al cliente	Art. 90
21	Servicio Electrico Sin Nro de Suministro	Cuenta con caja, equipo de medida y acometida. Usuario sin contrato de suministro	Atribuible al cliente	Art. 90
22	Suministro Retirado con Servicio Eléctrico	Cuenta con caja, equipo de medida y acometida	Atribuible al cliente	Art. 90
23	Superación de carga contratada	No es CNR		Ninguna Tipificación
24	Una línea directa en la bomera	Conexión directa a la base portafusibles del medidor o al interruptor termomagnético	Atribuible al cliente	Art. 90

Cuadro N° 1. Cuadro donde se muestran las irregularidades que ocurren con mayor frecuencia; estas son detectadas en campo.

Dentro de estas irregularidades podemos citar dos tipos: las que se cometen en el equipo de medida y las que se cometen a las redes (conexiones clandestinas).

3.1.1 Conexiones irregulares en el equipo de medida

3.1.1.1 Puentes de tensión en la bornera del equipo de medida.

Consiste en colocar un cable o alambre de cobre instalado en la bornera del medidor o al interior del mismo. Estos cables o alambres se conectan en la bornera de entrada a salida de una fase R o S de las instalaciones eléctricas en el medidor de energía.

Esta conexión impide que el 100% de la energía ingrese a la bobina de corriente y sea registrada por el medidor ya que parte de ella se deriva a través del cable colocado.

En la figura N° 3, se muestra el gráfico correspondiente a esta irregularidad.

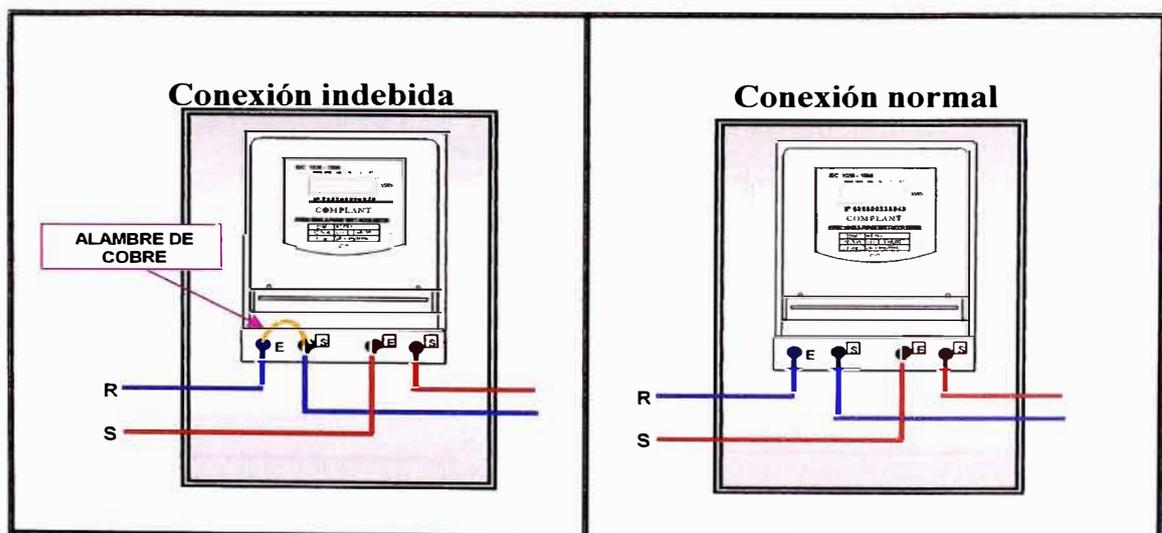


Figura N° 3. Puentes de tensión o llamados “cangrejos” que pueden ser internos o externos

3.1.1.2 *Puente de tensión abierto*

Cuando en la bobina de tensión, uno de los mecanismos del medidor que permite generar el campo magnético (lo que conlleva a que gire el disco) es desactivado.

En la conexión indebida los bornes están descubiertos (medidor electromecánico) y en la conexión normal (medidor electrónico) la bornera está cubierta con un tapa denominada tapa bornera que para abrirla es necesario sacar los sellos de seguridad.

En la figura N° 4, se detalla como es que se realiza la irregularidad y como se debe realizar el conexionado normal.

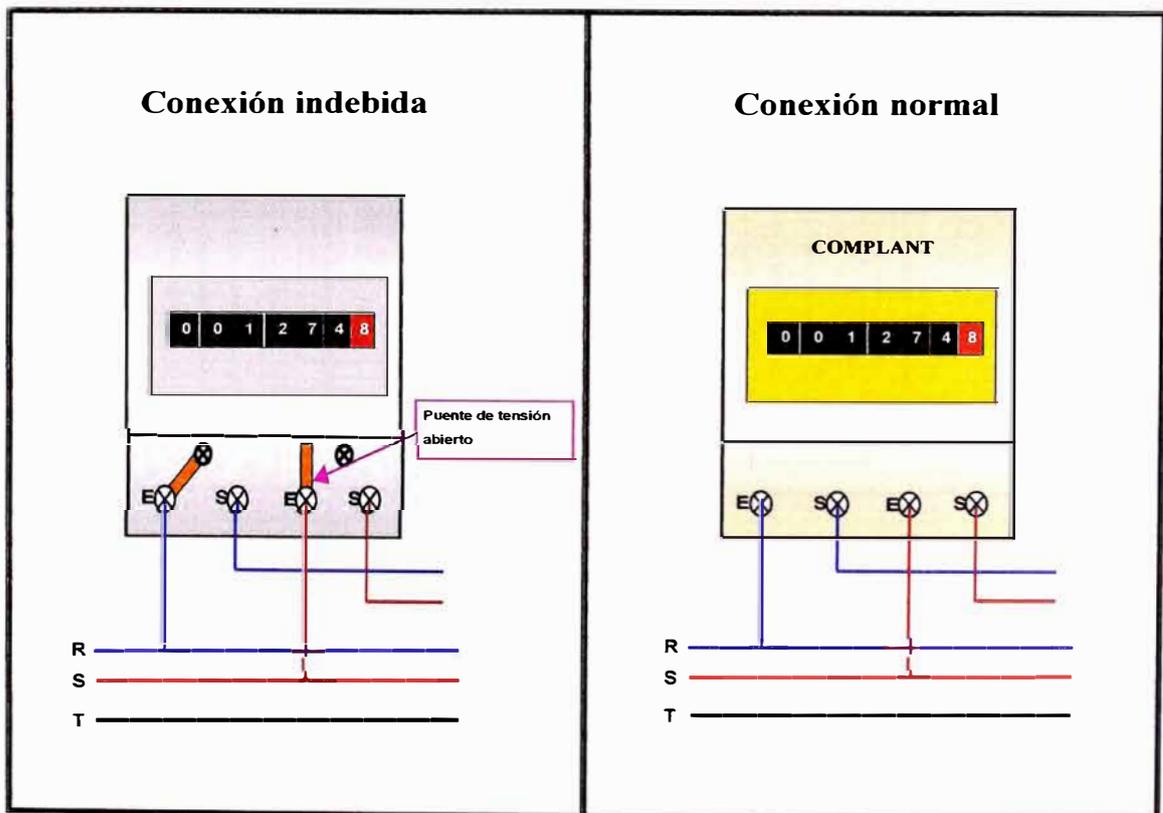


Figura N° 4. Puente de tensión abierto , esta conexión se hace en la bornera.

3.1.1.3 Reductores de corriente desconectados

Ocurre cuando el cable de conexión del reductor al medidor es cortado, trabajando el secundario en vacío (emitiendo ruido), por lo que el medidor deja de registrar energía.

Se desconectan los reductores cortando los cables de llegada al mismo; se debe ejecutar la conexión normal cambiando el cable cortado por un cable nuevo y no realizar empalmes en el cable que ha sido dañado.

La figura N° 5, ilustra el tipo de irregularidad descrita en el párrafo anterior.

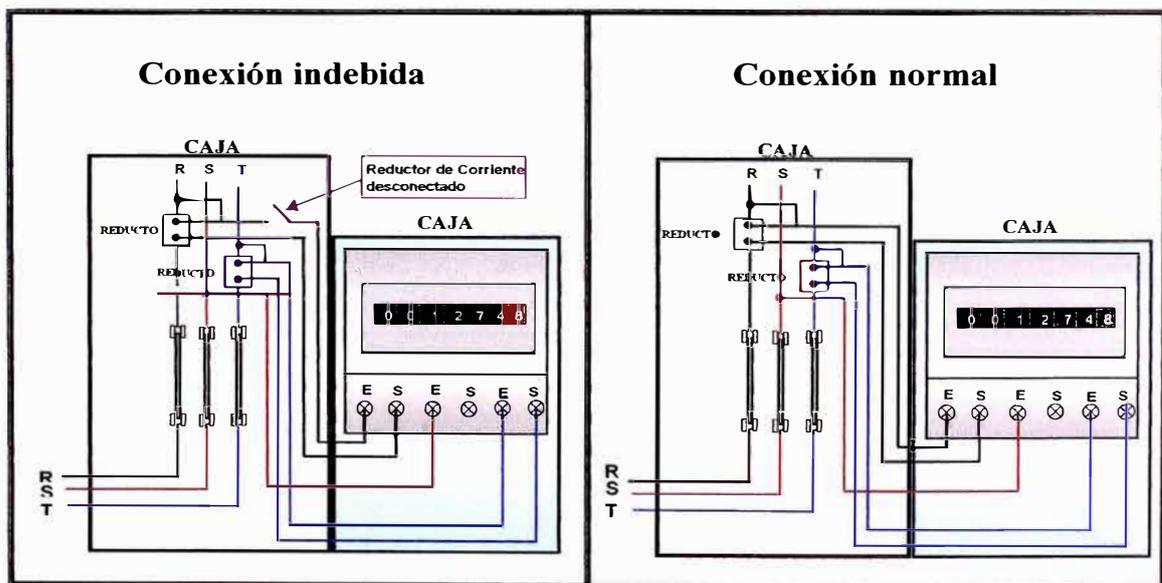


Figura N° 5. Reductores desconectados, la manipulación ocurre en la caja F1

3.1.1.4 Reductores de corriente que no cumplen su relación de transformación

Ocurre cuando la relación entre la corriente de entrada y la corriente de salida del reductor, es diferente a la relación de transformación de diseño del reductor.

En estos casos, se verifican las corrientes de entrada del reductor con las corrientes de salida del mismo y se observa que no cumplen la relación de transformación del diseño de los reductores por lo que se debe proceder a cambiar dichos elementos.

La figura N° 6, nos aclara lo descrito anteriormente.

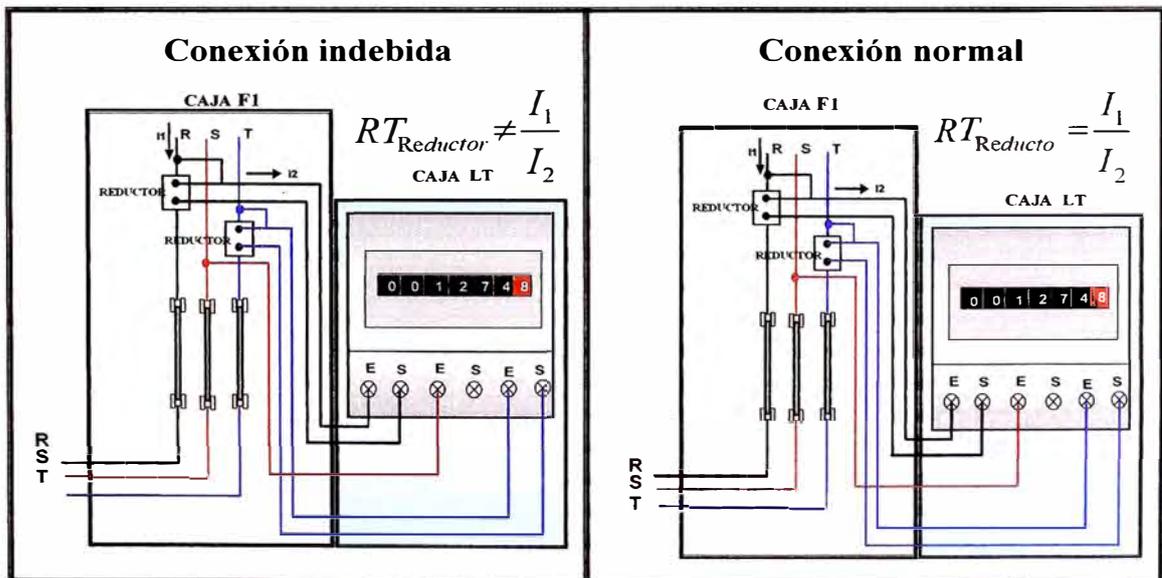


Figura N° 6. Reductores de corriente que no cumplen la relación , implica cambio de reductores.

3.1.1.5 Hurto a través de las fases de tensión

Este caso sucede en medidores trifásicos, el hurto es a través de la fase de tensión; es decir, la fase S del medidor, debido a que la corriente que circula a través de esta fase no es registrada.

Este tipo de hurto se da cuando se tienen 2 medidores de los cuales se saca la fase "S" que trae como consecuencia uso ilícito de la energía eléctrica.

La figura N° 7, muestra este tipo de irregularidad .

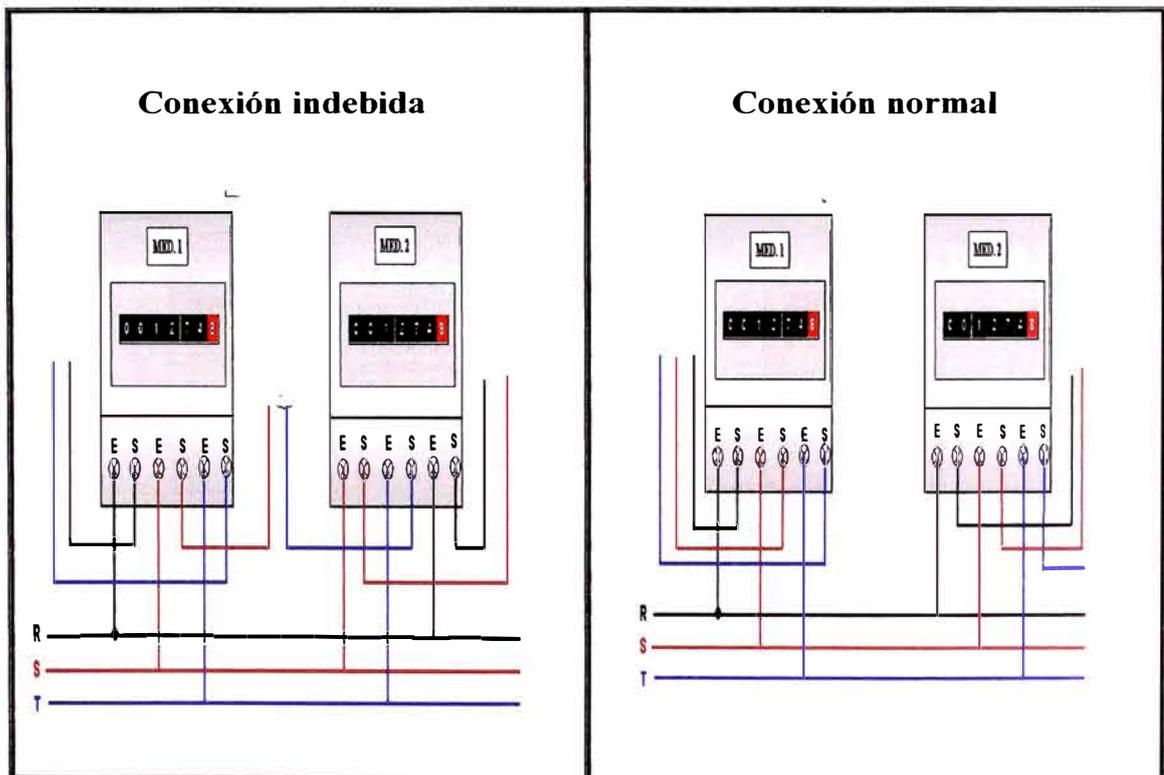


Figura N° 7. Hurto a través de la fase "S"

3.1.1.6 Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso

Ocurre cuando los sellos del medidor están conformes, pero el numerador del medidor se encuentra entrelazado.

Este tipo de irregularidad ocurre cuando se vulnera la cápsula del medidor y se procede a retroceder el numerador con la finalidad de pagar menos, esta modalidad de hurto se detecta de manera visual al estar el contómetro desfasado; motivo por el cuál se procede al cambio de medidor.

La figura N° 8, muestra la irregularidad que se ha descrito.

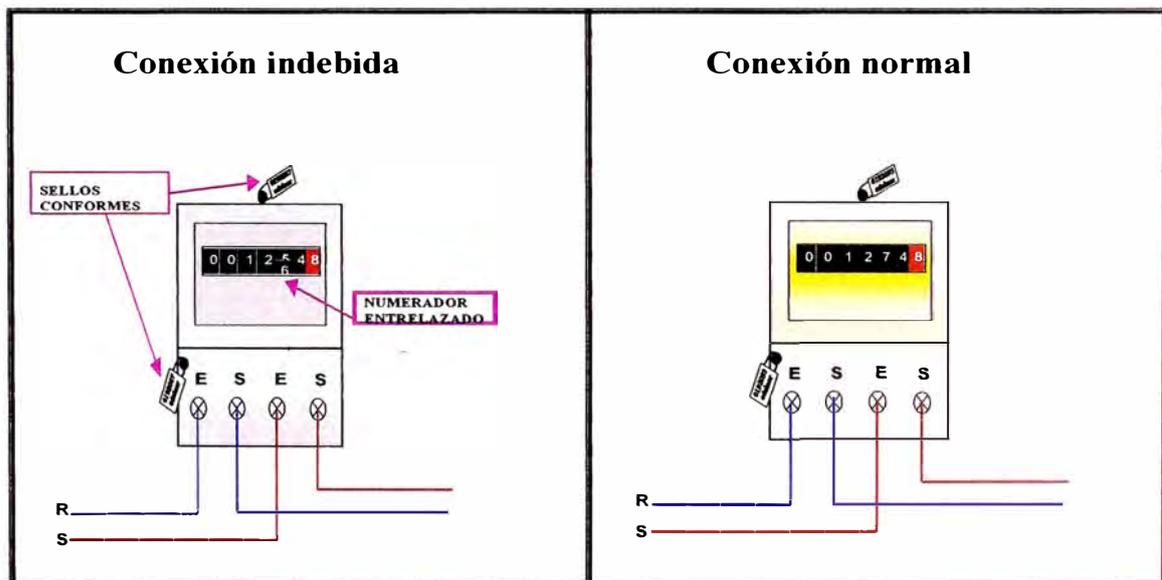


Figura N° 8. Sellos conformes y el numerador se encuentra entrelazado.

3.1.1.7 Sellos violados, medidor defectuoso

En el caso de sellos violados, pueden presentarse vulneraciones internas provocando que el medidor no registre correctamente la energía consumida.

En estos casos se debe cambiar el medidor.

El medidor está defectuoso cuando su disco no vence la inercia y permanece estático, y la carga que atraviesa la bobina de corriente es baja; sin embargo, a cargas intermedias, el medidor sí registra consumo. También se presenta a veces a cargas normales y/o altas lo que hace que el medidor ya no registre ni un solo kWh. aún a este nivel de corriente.

La figura N° 9, ilustra este tipo de irregularidad.

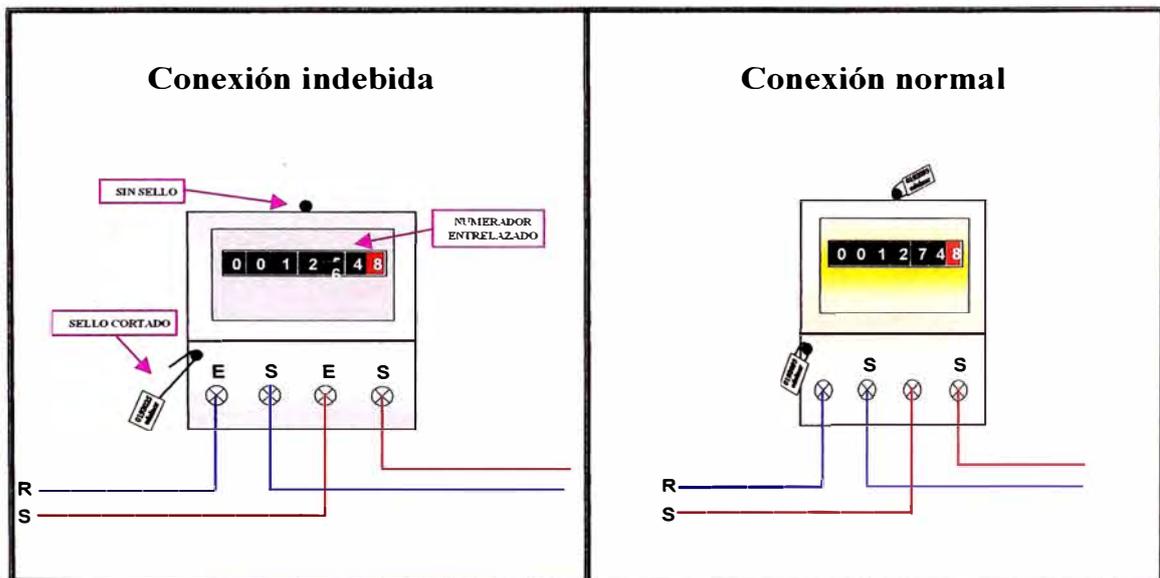


Figura N° 9. Sellos violados .Debe hacerse un contraste para verificar si el medidor se encuentra en buenas condiciones o no.

3.1.1.8 Sellos de medidor violados, medidor retrocedido

Ocurre vulnerando sutilmente los sellos del medidor ó perforando ligeramente la mica del medidor, se procede a retroceder internamente el numerador, de manera tal que el consumo del mes se aprecia homogéneo pero sin embargo lo que se está haciendo es hurtando energía. Esta anomalía se detecta con lecturas a medio período de facturación y proyecciones a 30 días.

Las medidas de lecturas se realizan en presencia de un efectivo policial (apoyo policial que interviene previo convenio entre Edelnor S.A.A. y la PNP), el cual constata la lectura, luego procede a asentar dichas lecturas en la comisaría de la jurisdicción. Para este caso de hurto, se debe cambiar el medidor.

La irregularidad descrita no las ilustra la figura N° 10.

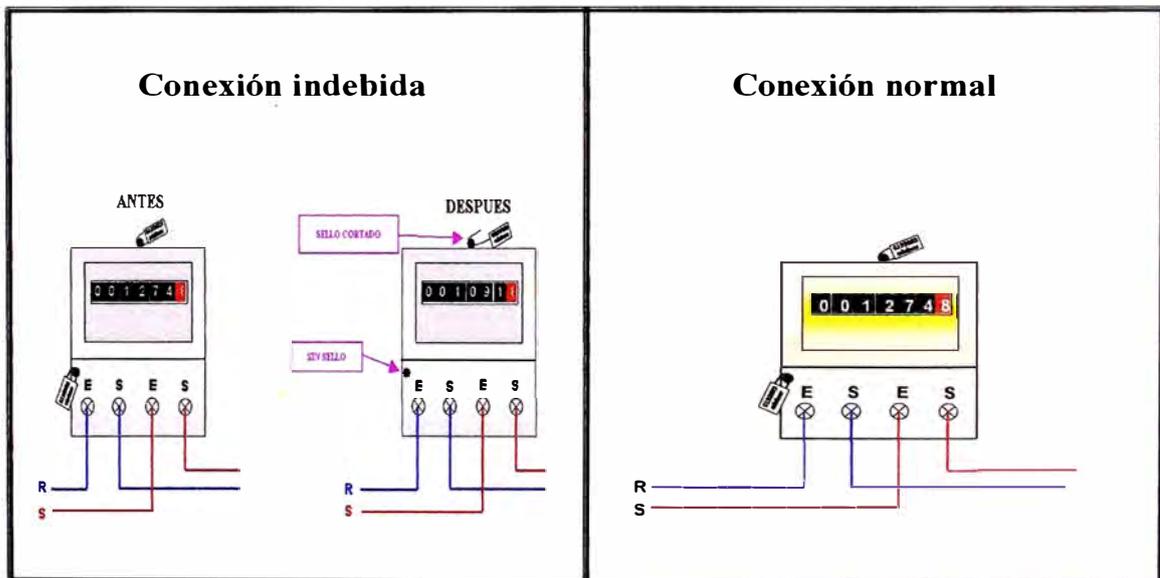


Figura N° 10. Numerador retrocedido, se detecta la irregularidad haciendo un seguimiento con constatación policial.

3.1.1.9 Línea directa en la bornera

En este caso la fase de salida del medidor se desconecta y se instala en la entrada de este, dejando sin funcionamiento la bobina de corriente, por lo que el medidor registra sólo el 50% de energía.

Al detectar la irregularidad se procede al corte de servicio por vulneración a las condiciones de suministro, posteriormente el cliente regulariza su situación y se procede a realizar el conexionado normal.

La figura N° 11 ilustra este tipo de vulneración.

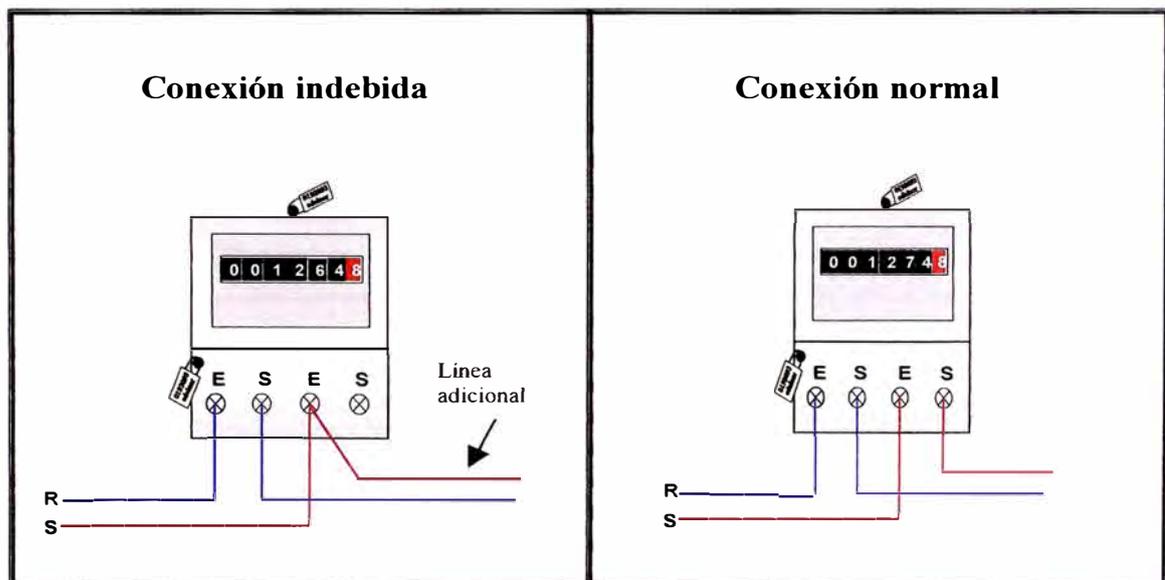


Figura N° 11. Línea directa a la bornera. Deja de registrarse el 50% de consumo

3.1.2 Conexiones irregulares en la red (Conexiones clandestinas)

3.1.2.1 *Conexión directa a la red matriz*

Conexiones realizadas por clientes que tienen o no suministro, conectándose de manera ilegal a la red aérea o subterránea.

Las siguientes figuras nos ilustran este tipo de irregularidad.

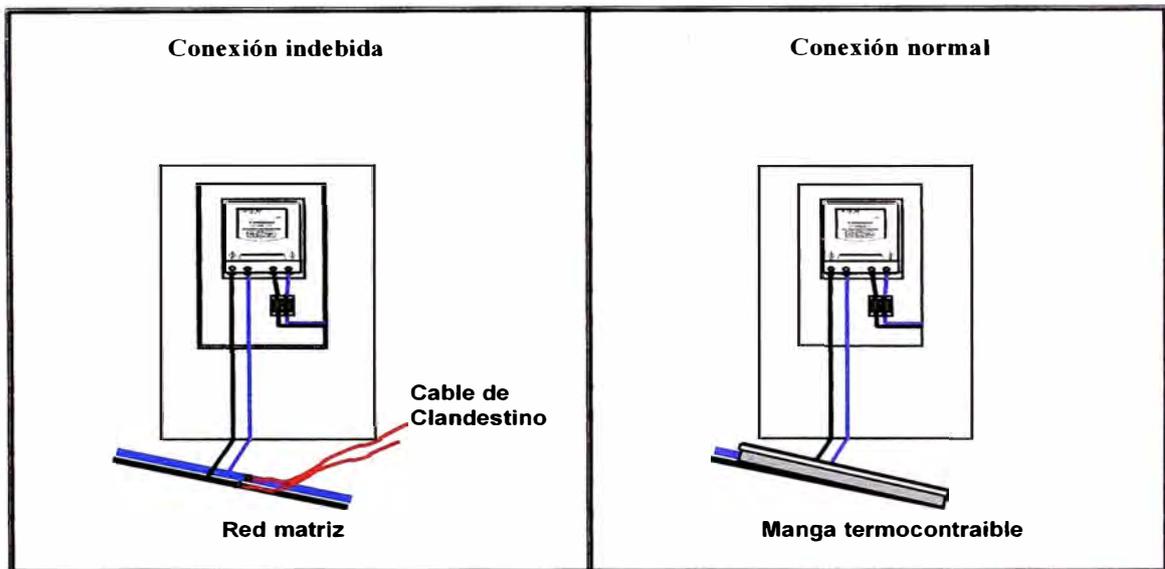


Figura N° 12.1. Conexión directa a la red matriz subterránea y su conexión normal

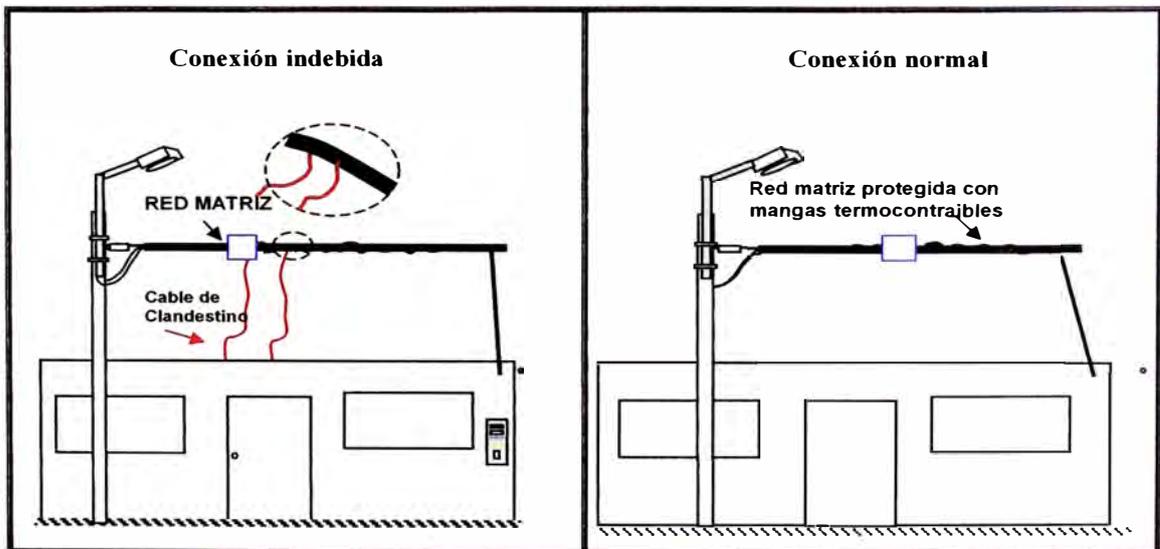


Figura N° 12.2. Conexión directa a la red matriz aérea y su conexión normal

3.1.2.2 *Conexión directa a la red de alumbrado público.*

Cable tendido desde la caja portafusible del poste de alumbrado publico al predio en caso que sea subterráneo la red de alumbrado público.

Cable conectado a los cables de alimentación de las luminarias en caso sea aérea la red de alumbrado público.

El 100 % de esta energía no es registrada por el medidor y por la tanto no se factura.

En la figura N° 13.1 y la figura N° 13.2 se ilustran la conexión clandestina y la conexión normal respectivamente.

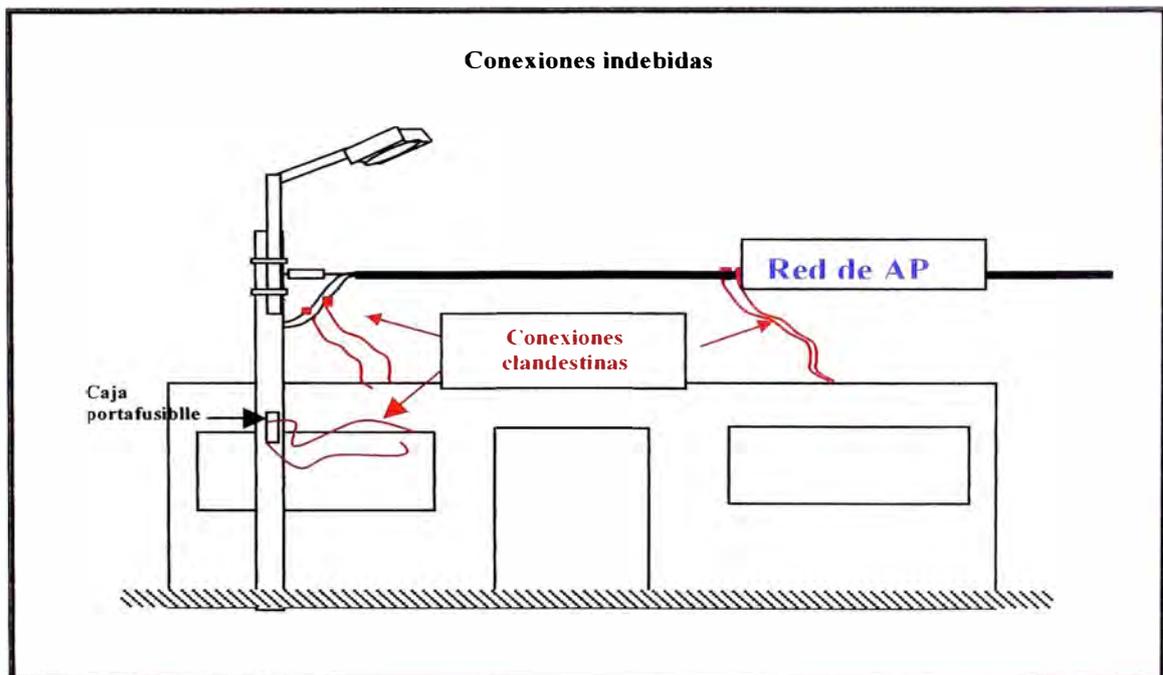


Figura N° 13.1. Conexiones clandestinas a la red de alumbrado público

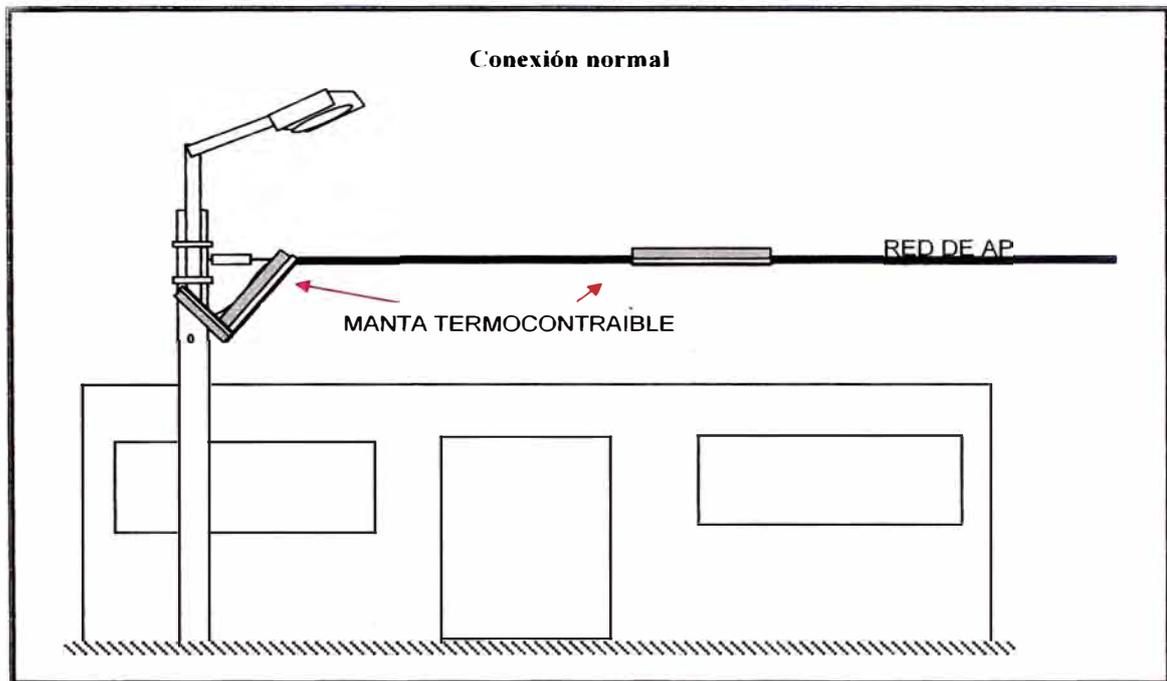


Figura N° 13.2. Protección que se coloca a la red ante las conexiones indebidas.

3.1.2.3 Conexión clandestina al cable de acometida

Este tipo de irregularidad ocurre cuando un cliente o no cliente, realiza una conexión irregular al cable de acometida, ya sea aérea o subterránea .

En estos casos, el servicio se corta y se le deja la respectiva notificación para que el cliente se acerque a realizar el descargo correspondiente; en casos de no clientes, se retira la conexión indebida y se les deja la notificación que será subsanada cuando se solicite el suministro para el predio donde se encontró la conexión clandestina.

Una vez llegado a un acuerdo, cliente–empresa, se reconecta el servicio , para ello se coloca una acometida nueva y se conecta de modo normal.

La figura N° 14.1 y la figura N° 14.2 nos muestra la irregularidad y su conexión normal tanto para red subterránea como para red aérea respectivamente.

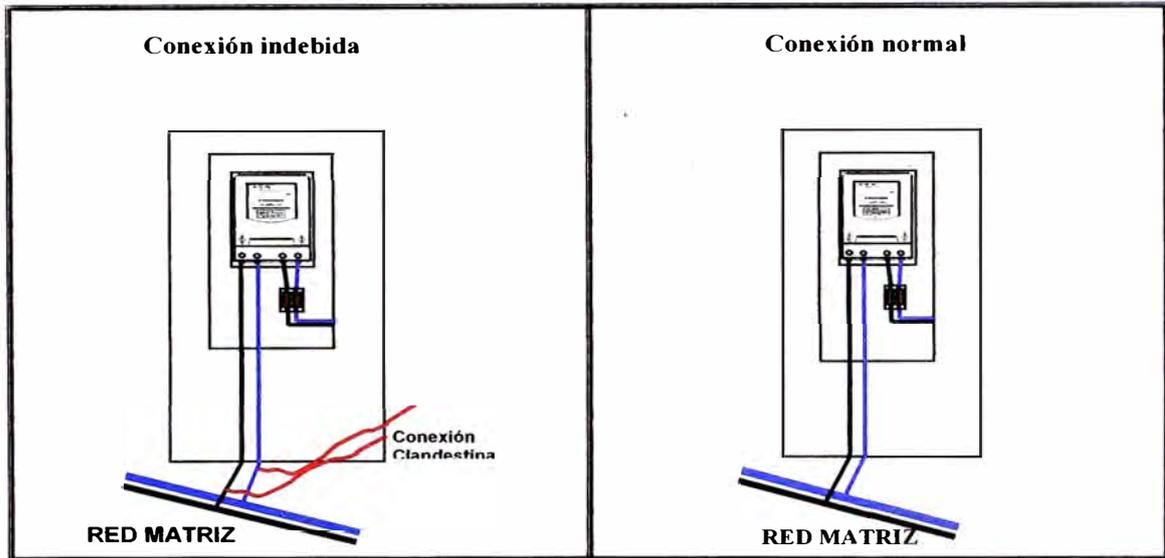


Figura N° 14.1 Conexión clandestina a la acometida subterránea y su conexión normal.

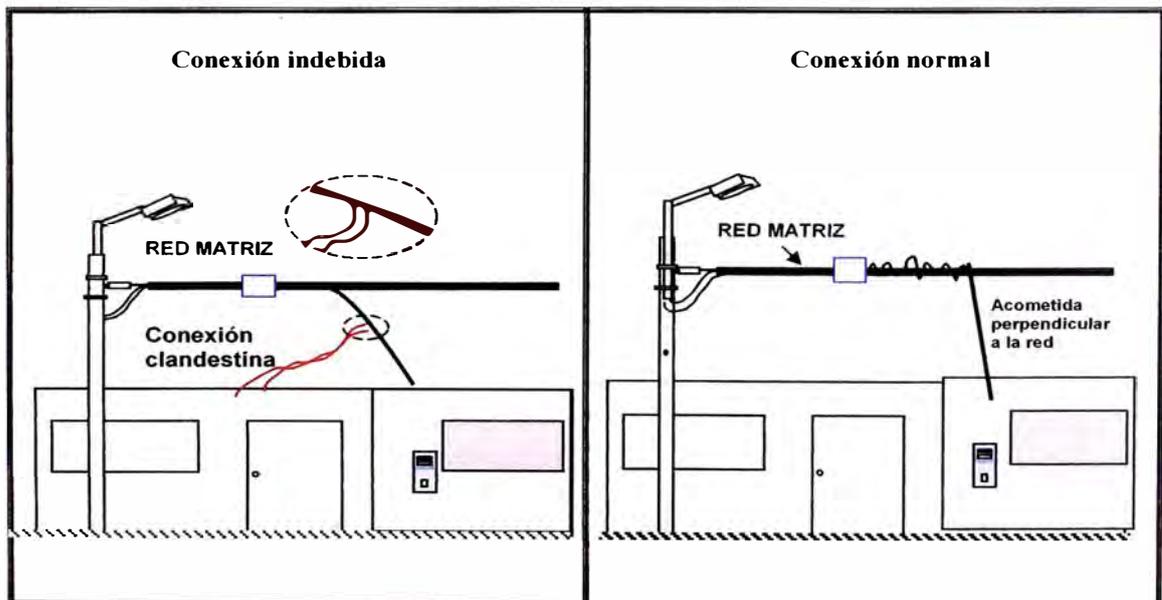


Figura N° 14.2. Conexión clandestina a la acometida aérea y su conexión normal.

3.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Las pérdidas técnicas, serán tocadas en este informe de manera superficial, debido a que se pondrá mayor énfasis en la reducción de pérdidas no técnicas mediante los suministros provisionales; no obstante, se ha conseguido material muy importante de los archivos de la empresa.

El cálculo de las pérdidas en las redes de baja tensión se realizó utilizando el programa de flujo de carga Cymdist.

La estimación de las pérdidas en la red de baja tensión se dió mediante la selección de una muestra representativa de subestaciones de distribución de acuerdo a modelos estadísticos, en las cuales se calculó sus pérdidas técnicas en la red de baja tensión para luego extrapolar los resultados a toda la población de subestaciones de Edelnor S.A.A.

Para la estimación de las pérdidas en baja tensión en la muestra se utilizó la siguiente información:

- Consumo de energía mensual de cada cliente de baja tensión .
- Mediciones de demanda en subestaciones de distribución.
- Factor de utilización en subestaciones de distribución.
- Diagrama de carga típico de cada subestación de distribución en función a los tipos de clientes que atiende.

Mediante la evaluación de la información se determinó la curva monótona de demanda de cada subestación de distribución evaluada para luego dividirlos en tres bloques: alto, medio y bajo. En cada bloque se calcula las pérdidas de potencia mediante la utilización del programa de flujo de carga. Finalmente,

integrando las pérdidas de potencia determinadas en cada bloque se obtuvieron las pérdidas de energía para el periodo de evaluación.

El porcentaje de pérdidas de energía en la red baja tensión respecto a la energía total que ingresa a la red de servicio particular fue de: 4,23%.

Para la evaluación de las pérdidas en los medidores y acometidas se utilizaron los consumos de energía de cada uno de los clientes monofásicos y trifásicos, datos físicos de las acometidas de cada cliente y los parámetros eléctricos representativo de los medidores.

El porcentaje de pérdidas de energía en medidores y acometidas respecto a la energía que ingresan a los clientes en baja tensión se obtuvo un valor de: 0,62%.

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de baja tensión, acometidas y medidores.

3.2.1 Pérdidas en la red de baja tensión

Para el cálculo de las pérdidas de energía en la red se procedió a modelar la red de baja tensión de la muestra seleccionada y posteriormente utilizando el programa de flujo de carga Cymdist se evaluaron las pérdidas de potencia para cada uno de los tres bloques considerados.

Finalmente, integrando estos bloques se evalúa las pérdidas técnicas de energía de la red de baja tensión.

3.2.1.1 Modelamiento de la red de baja tensión

La red de baja tensión de la muestra seleccionada se modeló levantando la base cartográfica de datos del CIPREBT-SDA, la cual se realizó mediante macros que tienen como función llevarlo a un formato que reconociera el Cymdist; se elaboraron macros para convertir lo siguiente:

- Secciones.
- Longitudes de red.
- Nodos
- Ubicación de clientes en la red.
- Ubicación de la subestación y sus llaves.
- Carga de los clientes asociados a la red de baja tensión.

3.2.1.2 Ajuste de longitud de red

La red en baja tensión utilizada fue levantada de un sistema cartográfico en el cual no necesariamente refleja la red real, por lo cual, se toma en consideración factores de expansión para el metrado de la red. Los factores que se consideran para el ajuste del metrado toman en cuenta factores de expansión preliminares que vienen siendo determinados por Edelnor S.A.A., considerando:

- Redes Subterráneas.
- Por salidas de subestaciones en media / baja tensión y recorrido urbano: 0,5%.
- Redes Aéreas.
- Por tensiones normales 2,19% para conductores de cobre concéntrico.

- Por tensiones normales 1,50% para conductores auto soportados.

3.2.1.3 Metodología de cálculo

El procedimiento que utiliza el programa de flujo de carga es determinar la participación de cada cliente en la demanda de la subestación de distribución, es un proceso iterativo en el que se ajusta la demanda de cada cliente con la demanda inyectada en la subestación de distribución en proporción a la energía de este.

3.2.1.4 Diagramas de carga

Para la determinación de las pérdidas de energía, se utilizaron diagramas de carga, los cuales se establecieron a partir de:

- Mediciones del diagrama de carga de la subestación de distribución.
- Medición de factor de utilización de la subestación de distribución y asignación de diagrama de carga a la subestación de distribución en función del tipo de consumo de los clientes que atiende.
- Energía de Clientes de la subestación de distribución y asignación de diagrama de carga a la subestación de distribución en función del tipo de consumo de los clientes que atiende.

3.2.1.5 Determinación de los bloques de carga

Una vez que se establecieron los diagramas de carga, se hallaron sus curvas monótonas para luego realizar la segmentación en tres bloques, después se determinó el valor promedio de potencia de cada bloque (alto, medio y bajo)

y finalmente se calculó las pérdidas de potencia utilizando el programa de flujo de carga Cymdist.

A partir de los bloques que se determinaron en media tensión para las familias A y B, los cuales provienen de diagramas de carga con características tipo residencial, se consideró definir los mismo bloques para baja tensión, es decir, bloque punta 25%, bloque medio 40% y bloque bajo 35% del periodo de evaluación.

3.2.1.6 Tensiones en baja tensión

Para la evaluación de las pérdidas en baja tensión con el programa de flujo de carga, se tomó en consideración un diagrama de tensión de salida de la Subestación representativa para Edelnor S.A.A. El diagrama de tensión representativo toma en cuenta los registros de 150 mediciones de tensión en baja tensión, el cual se muestra en la figura N° 15.



Figura N° 15. Diagrama de tensión de salida de la subestación representativa

En la figura N° 16 se representa el diagrama de tensión de salida promedio versus el diagrama de carga de una subestación, la cual nos permitirá asignar una tensión de referencia para cada bloque de carga en baja tensión (alto, medio y bajo).

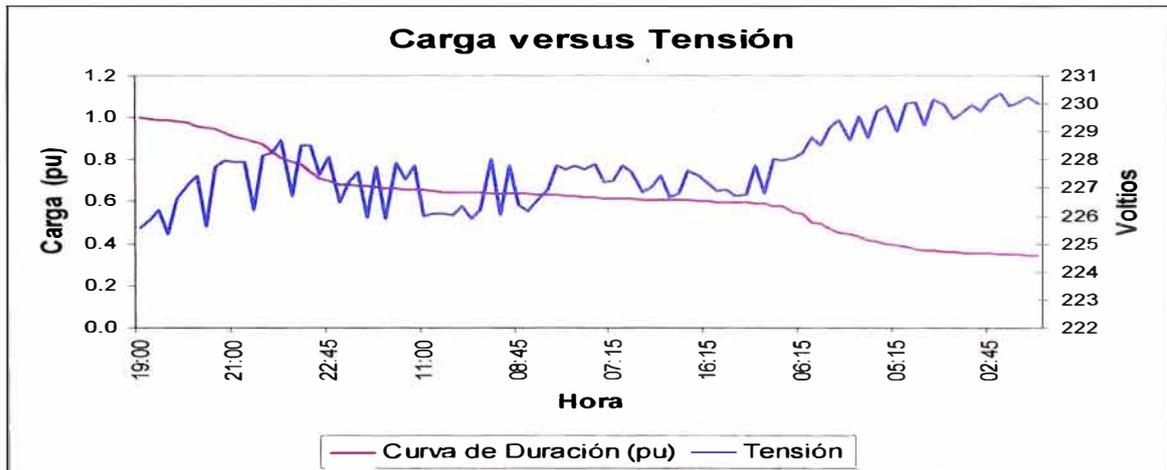


Figura N° 16. Diagrama de carga versus diagrama de tensión de una subestación representativa

El valor promedio de tensión en la salida de la subestación estimado con este procedimiento para cada uno de los bloques fue el siguiente:

- Bloque alto : 227 voltios.
- Bloque medio : 227 voltios.
- Bloque bajo : 229 voltios.

3.2.1.7 Integración de las pérdidas de potencia

Luego de que se asignó el valor de potencia de entrada de cada bloque, el programa de flujo de carga procedió a repartir esta potencia en cada cliente en proporción a la energía que consume, finalmente el programa calculó las pérdidas de potencia de cada bloque.

Las pérdidas de energía totales en la red de baja tensión (de servicio particular) modelada se calculan integrando las pérdidas de potencia obtenidas para cada bloque, en función de la duración en horas de los mismos.

La expresión de cálculo es la siguiente:

$$E_{total}=720(0,25X+0,4Y+0,35Z).....(1)$$

Donde:

E_{total} = Energía total en kWh. considerando 720 horas mensuales.

X = Potencia en kW. en el bloque alto.

Y = Potencia en kW. en el bloque medio.

Z = Potencia en kW. en el bloque bajo.

3.2.1.8 Selección de las redes de baja tensión a modelar

3.2.1.8.1 Introducción

Considerando la complejidad en modelar toda la red de baja tensión debido al gran número de subestaciones de distribución y cada una de ellas asociada a una red en particular, la evaluación de las pérdidas se realizó mediante la selección de una muestra estratificada de subestaciones representativas de toda la red de baja tensión. Los resultados obtenidos de esta muestra fueron extrapolados estadísticamente al total de la población. A continuación se describe el procedimiento seguido en la selección de la muestra.

3.2.1.8.2 Selección de la muestra.

El total de subestaciones que conforman la red de baja tensión, es nuestra población de estudio; estas fueron agrupadas en subconjuntos o estratos. En

cada estrato se agrupa las subestaciones en función de características homogéneas que más adelante se detalla.

Sobre estos estratos se procedió a la selección de la muestra utilizando un proceso de selección aleatorio basado en la teoría del muestreo estratificado.

La palabra estratificación proviene del vocablo latín *estratus* que significa “formar capas”, dividimos la población en “N” subpoblaciones llamadas estratos. Los estratos no se traslapan y conforman la población completa, de modo que cada unidad de muestreo pertenece exactamente a un estrato. Extraemos una muestra independiente de cada estrato y posteriormente reunimos la información para obtener los parámetros globales de la población.

Se utiliza el muestreo estratificado por las siguientes razones:

- Se quiere proteger la posibilidad de extraer muestra una no adecuada.
- El obtener datos de mayor precisión sobre los subconjuntos o estratos.
- Una muestra estratificada se puede administrar de manera más conveniente y con una mayor eficiencia a menor costo.
- La estratificación permite reducir la varianza, pues es frecuente que esta última en cada estrato sea menor que la varianza en toda la población.
- La división de la población se realizará basándose en una variable de estratificación que es definida de acuerdo a características propias de nuestra población.
- La estratificación es la división de una población en grupos o subpoblaciones, llamados estratos, mutuamente excluyentes y que no se superponen unos a otros. La estratificación permite incrementar la precisión de los estimados de la muestra y/o reducir el tamaño total de la

muestra, si los estratos resultantes son más homogéneos que la población total.

En el Anexo N°1 se adjunta algunos alcances sobre la estratificación.

3.2.1.8.3 Procedimiento de estratificación.

El proceso de estratificación incluye la determinación de:

- La variable con la cual se dividirá la población
- El número de estratos necesarios,
- Límite de los estratos.

3.2.1.8.4 Variable de estratificación

La división de la población se realizará basándose en la variable estratificación que para este análisis ha sido definida como el momento cuadrático unitario ($kW^2.m/K.$) de cada subestación.

El momento cuadrático unitario para un determinado punto de carga se determina mediante el producto del cuadrado de la demanda del punto de carga por la distancia de dicho punto (ubicación del cliente) a la subestación de distribución, dividido por la demanda de potencia en la subestación de distribución.

De esta manera el uso del momento cuadrático unitario permite cuantificar para cada red de baja tensión, la relación existente entre sus demandas respecto de su ubicación dentro de la misma, en la forma en que estas variables influyen en las pérdidas, dado que son proporcionales al producto del cuadrado de la corriente por la distancia. La división por la demanda de

potencia en la subestación de distribución se realizará con el fin de quitar el efecto que tiene en el cálculo las diferencias en los módulos de la potencia distribuida que hay entre las distintas subestaciones de distribución.

Considerando el caso de las redes de baja tensión correspondientes a cada subestación de distribución, el momento cuadrático unitario de una subestación de distribución esta dado por la suma de los momentos cuadráticos unitarios para cada uno de los clientes de baja tensión que están abastecidos por la subestación de distribución. El momento cuadrático unitario de un cliente de baja tensión está dado por el producto del cuadrado de su demanda de potencia por la distancia a la Subestación de distribución dividido por la demanda máxima de la subestación de distribución, esto es:

$$M = \frac{1}{kW_{SED}} \sum_{i=1}^n (kW_i^2 \cdot Long_i) \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

M: Momento cuadrático unitario de una determinada subestación.

kW_i : Demanda del cliente *i*

Long_i: Longitud entre el punto de carga "i" y la ubicación de la subestación

SED : Subestación eléctrica de distribución.

kW_{SED}: Demanda Máxima de la subestación.

n : Número total de clientes en la subestación.

Para la determinación de la potencia de cada cliente se empleó el consumo de energía de los mismos registrados durante el mes de noviembre del 2004 y el factor de carga típico asignado a cada cliente.

La determinación de la distancia entre cada cliente y su subestación de distribución es realizada a partir de las coordenadas (X,Y) del cliente y de la subestación de distribución, según la figura N° 17:

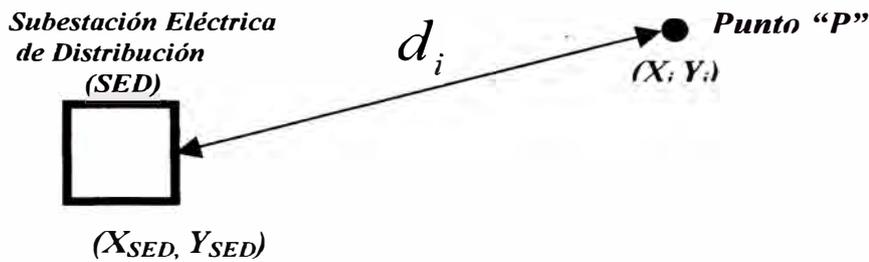


Figura N° 17. Determinación de la distancia entre el cliente y la subestación según sus coordenadas

La distancia a la subestación eléctrica de distribución de cada cliente se expresa de la siguiente manera:

$$d_i = \sqrt{\left((X_i - X_{SED})^2 + (Y_i - Y_{SED})^2 \right)} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

d_i : Distancia a la subestación eléctrica de distribución de cada cliente.

X_i, Y_i : Coordenadas del cliente "i".

X_{SED}, Y_{SED} : Coordenadas de una subestación cualquiera.

3.2.1.8.5 Número de estratos

Para la selección del número de estratos, en el presente estudio, se realizó un análisis de la cantidad de muestras que se obtendrían de la población en función a la cantidad de estratos seleccionados, lo cual se representa en el figura N°18.

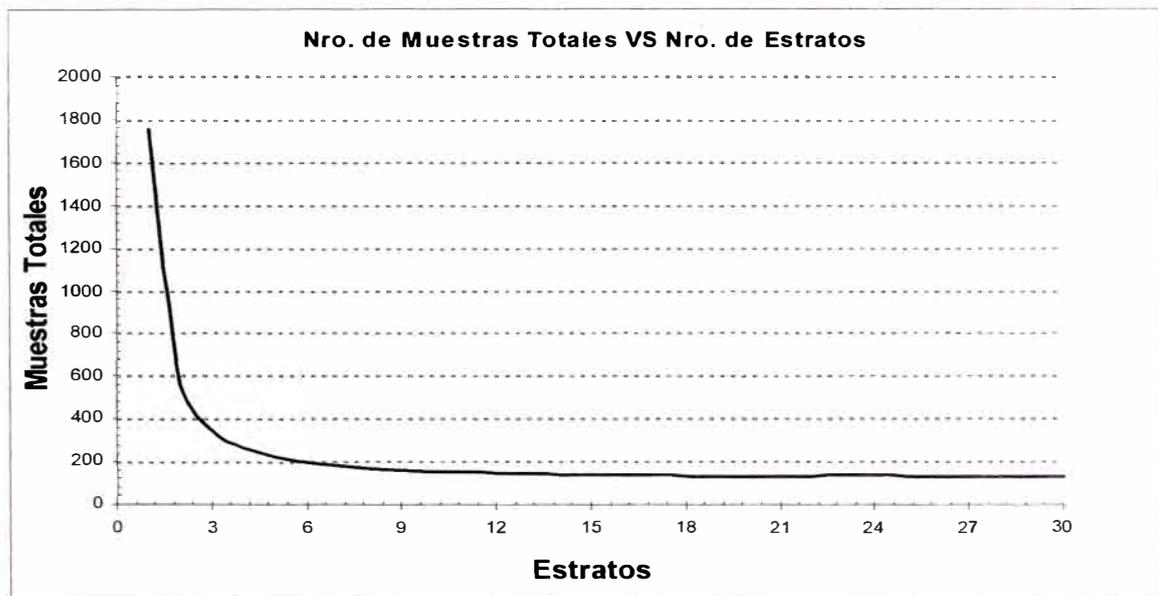


Figura N°18. Cantidad de muestras tomadas en función de la cantidad de estratos asociados

Se seleccionó seis estratos como el adecuado para la realización del presente estudio, considerando que al seleccionar una cantidad mayor de estratos el tamaño de la muestra de la población tiende a ser constante. Asimismo, la selección de una menor cantidad de estratos implicaba el manejo de una mayor cantidad de muestras, también podría implicar que la varianza de la muestra de cada estrato aumentara.

3.2.1.8.6 Límite de los estratos: Método Dalenious-Hodges

Para la determinación de los límites de los estratos se ha empleado el método de Dalenious-Hodges.

En este procedimiento la población es dividida en pequeños subintervalos, que son distintos a los estratos, esta división está basada en la variable de estratificación. Cada subintervalo tiene una frecuencia “f” (número de muestras dentro del subintervalo) y una longitud del subintervalo “u” (diferencia entre el valor superior e inferior de la variable de estratificación para el subintervalo). Se calcula el valor de \sqrt{uf} , se suma sobre todos los subintervalos y este valor acumulado de $\sum \sqrt{uf}$, se divide por el número de estratos (ne) obteniendo como resultado la longitud óptima de cada estrato (considerados en \sqrt{uf}):

$$Le = \frac{\sum \sqrt{u_j f_j}}{ne} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

Le : Longitud del estrato.

u : Longitud del subintervalo.

f : Frecuencia de cada subintervalo (número de muestras dentro del subintervalo).

ne : Número de estratos.

Los límites de los estratos corresponden aquellos valores de la variable de estratificación para los cuales se obtiene que $\sum \sqrt{uf}$ es igual a un múltiplo de Le .

3.2.1.8.7 Tamaño de la muestra por estrato.

Sobre el total de Subestaciones de Distribución que componen cada estrato se ha empleado procesos estadísticos para determinar el tamaño de muestra de cada estrato, utilizando las siguientes relaciones:

$$N_0 = Z^2 S^2 / e^2 \dots\dots\dots(5)$$

$$e = du \dots\dots\dots(6)$$

Donde:

N_0 : Número de muestras por estrato

Z : Variable independiente de distribución acumulativa normal $F(z)$

S : Desviación estándar

d : Error relativo máximo (Coeficiente de variación)

u : Promedio del variable de estratificación del estrato de estudio.

$$F(Z) = \int_{-\infty}^Z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz \dots\dots\dots(7)$$

En nuestro estudio se utilizó un nivel de confianza de 90% que equivale a un $Z=1,6449$.

Para el caso de estratos donde la subpoblación es relativamente pequeña se empleó la Norma “Military Estándar” MIL-STD 414. Esta norma es empleada para la aceptación o rechazo de un determinado lote, basado en el resultado

estadístico de una variable de inspección calculada sobre la muestra del lote.

La norma se emplea como un medio para determinar el tamaño de la muestra a partir del número de subestaciones que conforman el estrato.

Una vez determinado el tamaño de la muestra para cada estrato, se seleccionaron las subestaciones a modelarse siguiendo un sorteo aleatorio con base al código de la subestación.

3.2.1.8.8 Estratos

En el cuadro N°2 se presenta los estratos resultantes para las redes de baja tensión asociados a su subestación de distribución.

Estrato	Límite inferior	Límite superior	Cantidad de subestaciones
1	4611	16086	33
2	1813	4611	121
3	742	1813	315
4	272	742	703
5	74	272	1754
6	0	74	4382

Cuadro N° 2. Estratos resultantes para las redes de baja tensión asociados a su subestación.

3.2.1.8.9. Tamaño de la muestra.

Del total de las subestaciones a estudiar, siguiendo el procedimiento descrito anteriormente se tienen los siguientes resultados, con un nivel de confianza de 90% y un error relativo de 10% que se presentan en el cuadro N° 3:

Estrato	Límite inferior	Límite superior	Cantidad de subestaciones	Tamaño de muestra
1	4611	16086	33	5
2	1813	4611	121	19
3	742	1813	315	18
4	272	742	703	24
5	74	272	1754	40
6	0	74	4382	103

Cuadro N° 3. Resultados con un nivel de confianza del 90%

Se obtuvo un total de 209 subestaciones de distribución a modelar. En el caso del estrato 1, debido a que la población es pequeña se utilizó la Norma “Military Estándar” MIL-STD 414 para la selección del tamaño de la muestra.

Una vez determinado el tamaño de la muestra para cada estrato, se seleccionaron las subestaciones, cuya red de baja tensión será modelada siguiendo un sorteo aleatorio. Las subestaciones seleccionadas se presentan en el Anexo N°2.

3.2.1.9 Modelado de la red de baja tensión.

Determinada la muestra de subestaciones en las cuales se analizarán sus redes de baja tensión, se procedió a realizar el modelado de las mismas empleando el programa Cymdist.

El programa Cymdist permite representar las redes en forma cartográfica mediante el ingreso de la información en base de datos. Los parámetros que se ingresaron fueron los siguientes:

- Datos de las redes de baja tensión, mediante el ingreso de coordenadas geográficas de los nodos de inicio y fin de cada tramo de red, asimismo, la sección y longitud de cada tramo.
- Ubicación de los clientes en baja tensión asociados a cada tramo de la red.
- Ubicación de la subestación de distribución mediante sus coordenadas geográficas.

3.2.1.10 Evaluación de pérdidas de energía para cada muestra.

Concluido el modelado de las redes se procedió a evaluar las pérdidas de energía en la red de baja tensión de cada subestación de distribución seleccionada.

Para la evaluación de las pérdidas de energía en cada subestación, primero se determinaron las pérdidas de potencia para cada uno de los bloques establecidos (alto, medio y bajo), estos resultados se muestran en el Anexo N° 3.

Para el cálculo del porcentaje de pérdidas de energía de cada subestación de la muestra seleccionada, se determinó la energía de ingreso de cada subestación y sus pérdidas asociadas, mediante la integración de los bloques establecidos a través de las ecuaciones siguientes:

De la ecuación N° 1 tenemos que :

$$E_{total} = 720(0,25X + 0,4Y + 0,35Z) \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

E_{total} = Energía total en kWh. considerando 720 horas mensuales.

X = Potencia en kW. en el bloque alto.

Y = Potencia en kW. en el bloque medio.

Z = Potencia en kW. en el bloque bajo.

$$\text{Perd.total} = 720(0,25M + 0,4N + 0,35S) \dots \dots \dots (8)$$

Donde:

Perd.total = Pérdida de energía total en kWh. considerando 720 horas mensuales.

M = Pérdida de potencia en kW. en el bloque alto.

N = Pérdida de potencia en kW. en el bloque medio.

S = Pérdida de potencia en kW. en el bloque bajo.

Los resultados de pérdidas de energía en cada subestación de la muestra se aprecian en el Anexo N° 4.

3.2.1.11 Resultados de pérdidas por estrato

En cada uno de los estratos definidos se totalizaron tanto la energía ingresada como las pérdidas de energía de las subestaciones evaluadas, para luego determinar el porcentaje de pérdidas de cada estrato.

Se determinaron las pérdidas sobre el total de las redes de baja tensión, extrapolando los resultados de cada estrato obtenidos en la muestra. Este proceso consiste en multiplicar del total de energía distribuida por la subestación a sus clientes (no se considera alumbrado público) por el porcentaje de pérdidas de energía determinado para el estrato al que pertenece la subestación.

Una vez realizado esta expansión a todas las redes de baja tensión a los estratos, se totalizaron valores de pérdidas de energía correspondientes a toda

la red de baja tensión para así determinar los porcentajes totales de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía resultantes para las redes de baja tensión de cada una de las subestaciones modeladas se acumularon en cada uno de los estratos definidos, el resultado del porcentaje de pérdidas de energía por cada estrato es mostrada en el cuadro N° 4:

Estrato	% de Pérdidas
1	4.10
2	3.00
3	3.30
4	4.20
5	4.20
6	2.90

Cuadro N° 4. Porcentaje de pérdidas calculadas en cada estrato

Las pérdidas de energía en baja tensión se establecieron a partir de fijar tres bloques de carga (bloques punta, medio y bajo); sin embargo, se debe considerar un factor de corrección con respecto a la utilización de una mayor cantidad de bloques.

En figura N° 19 se muestra los distintos factores de corrección en función de la cantidad de bloques a utilizarse en la estimación de pérdidas, el cual está en función el diagrama de carga de baja tensión total de Edelnor S.A.A. En el presente estudio el valor de corrección considerado para tres bloques es de 2%.

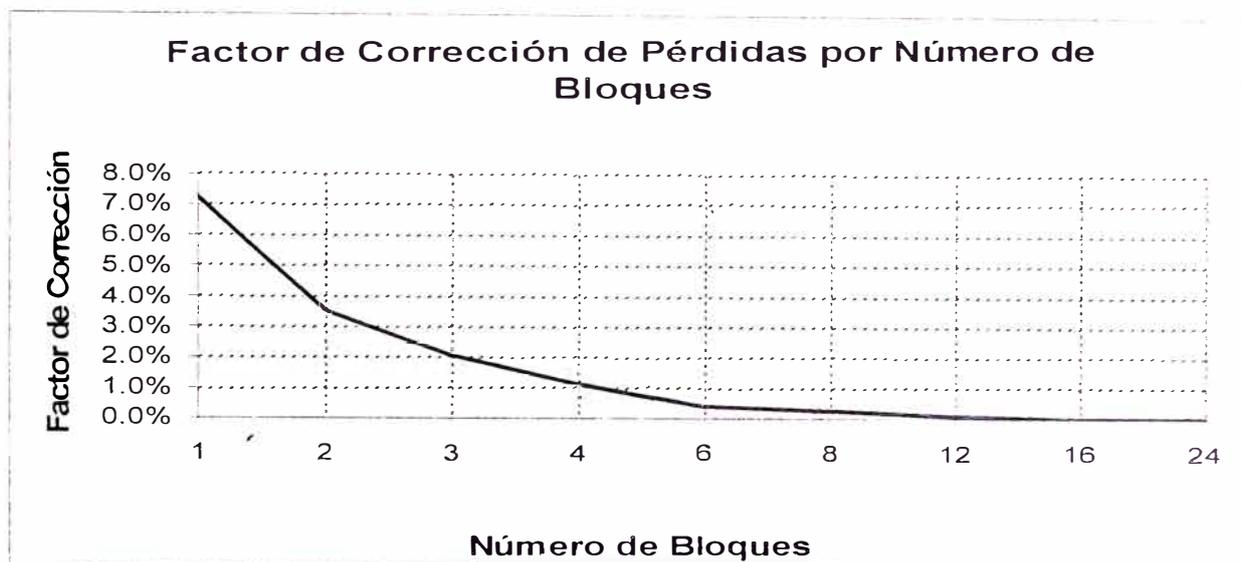


Figura N° 19. Factores de corrección por cantidad de bloques

3.2.1.12 Pérdidas mixtas

3.2.1.12.1 Efecto de máxímetros en las pérdidas de baja tensión.

La distribución de la carga para la evaluación de las pérdidas se realizó mediante la repartición de la carga en función de los consumos mensuales (en kWh.) de los clientes en baja tensión, sin embargo, los clientes con un consumo importante (máxímetros) tendrían un efecto en la determinación de las pérdidas de potencia. En el presente estudio se considera un factor de incremento de pérdidas en función de la participación de los máxímetros en baja tensión en un alimentador respecto al consumo total en baja tensión de todo el alimentador, tal como se muestra en la figura N° 20.

En el Anexo N° 5 se muestra la evaluación que realizada para la determinación de este factor. En general la contribución de estas pérdidas es de 2.5% para la red de baja tensión.

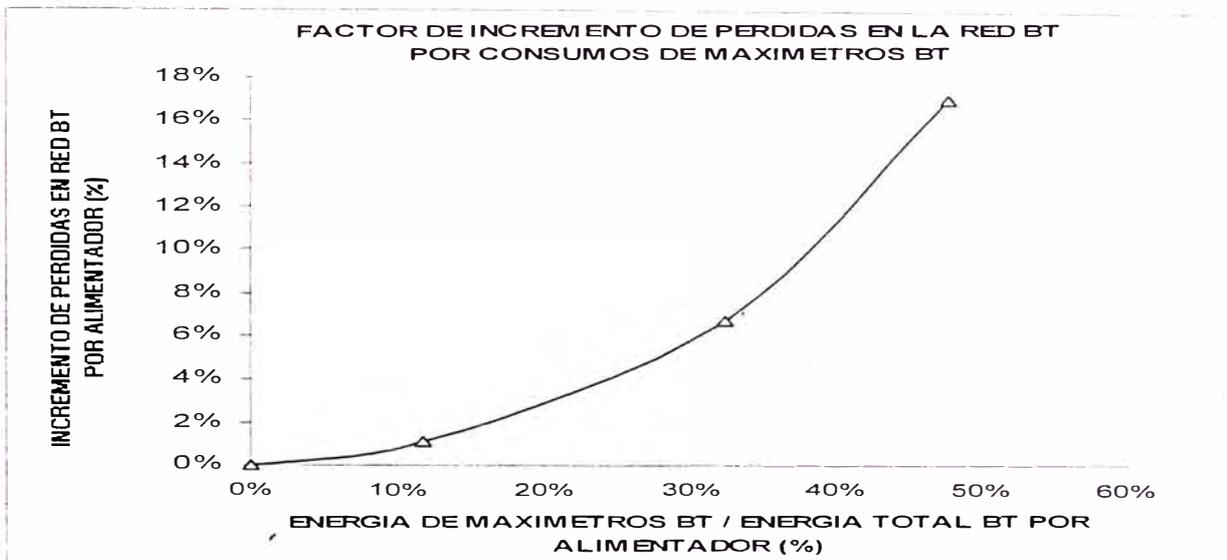


Figura N° 20. Factor de incremento de pérdidas por consumos de máxímetros.

3.2.1.12.2 Efecto de desbalance de fases

De las mediciones efectuadas se determinó un incremento de las pérdidas por desbalance de fases en baja tensión es de 4%. El procedimiento utilizado se muestra en el Anexo N° 6.

Por otra parte, existen una serie de componentes en el sistema que proporcionan valores de pérdidas relativamente pequeños y en muchos casos la validación de las pérdidas es bastante compleja, tal es el caso de efecto de armónicos, empalmes en las redes y acometidas, etc. En el presente estudio se considera una contribución de 3,5% por estas pérdidas adicionales. Finalmente, se obtiene una contribución por pérdidas mixtas de:

- Contribución de máxímetros: 2,5%
- Desbalance de fases : 4,0%
- Otros adicionales : 3,5%
- Total : 10%

Este valor total de pérdidas mixtas obtenido está de acuerdo a la sugerida por la CCON (Comité Coordinador de Operaciones Norte-Noreste, Brasil) de considerar un valor de estas pérdidas igual a 10% del valor de las pérdidas técnicas.

3.2.1.13 *Extrapolación de los resultados*

Estos resultados fueron extrapolados al resto de las redes de baja tensión, de esta manera se determinaron las pérdidas de energía correspondientes a toda la red de baja tensión, según la metodología descrita. Los resultados que se obtuvieron por subestación de transmisión se presentan en el cuadro N° 5 que se muestra a continuación:

Subestación de Transmisión	% de Pérdidas
Ancón	3,9
Barranca	3,66
Barsi	4,37
Canto Grande	4,07
Caudivilla	3,87
Chancay	4,07
Chavarría	4,3
Huacho	3,8
Huaral	3,76
Industrial	4,38
Infantas	4,08
Jicamarca	3,6
Maranga	4,58
Mirones	4,45
Naranjal	4,16
Oquendo	4,16
Pando	4,47
Pativilca	3,17
Pershing	4,47
Puente Piedra	4,14
Santa Marina	4,09
Santa Rosa	4,37
Supe	3,48
Tacna	4,29
Tomas Valle	4,27
Ventanilla	3,76
Zapallal	3,77
Total	4,23

Cuadro N° 5. Pérdidas calculadas en subestaciones de transmisión

Asimismo, en la figura N° 21 siguiente se muestra el plano cartográfico del área de concesión de Edelnor S.A.A. en Lima en la cual se observa las distribución de pérdidas en baja tensión por zonas, lo cual es representado por diversos colores:

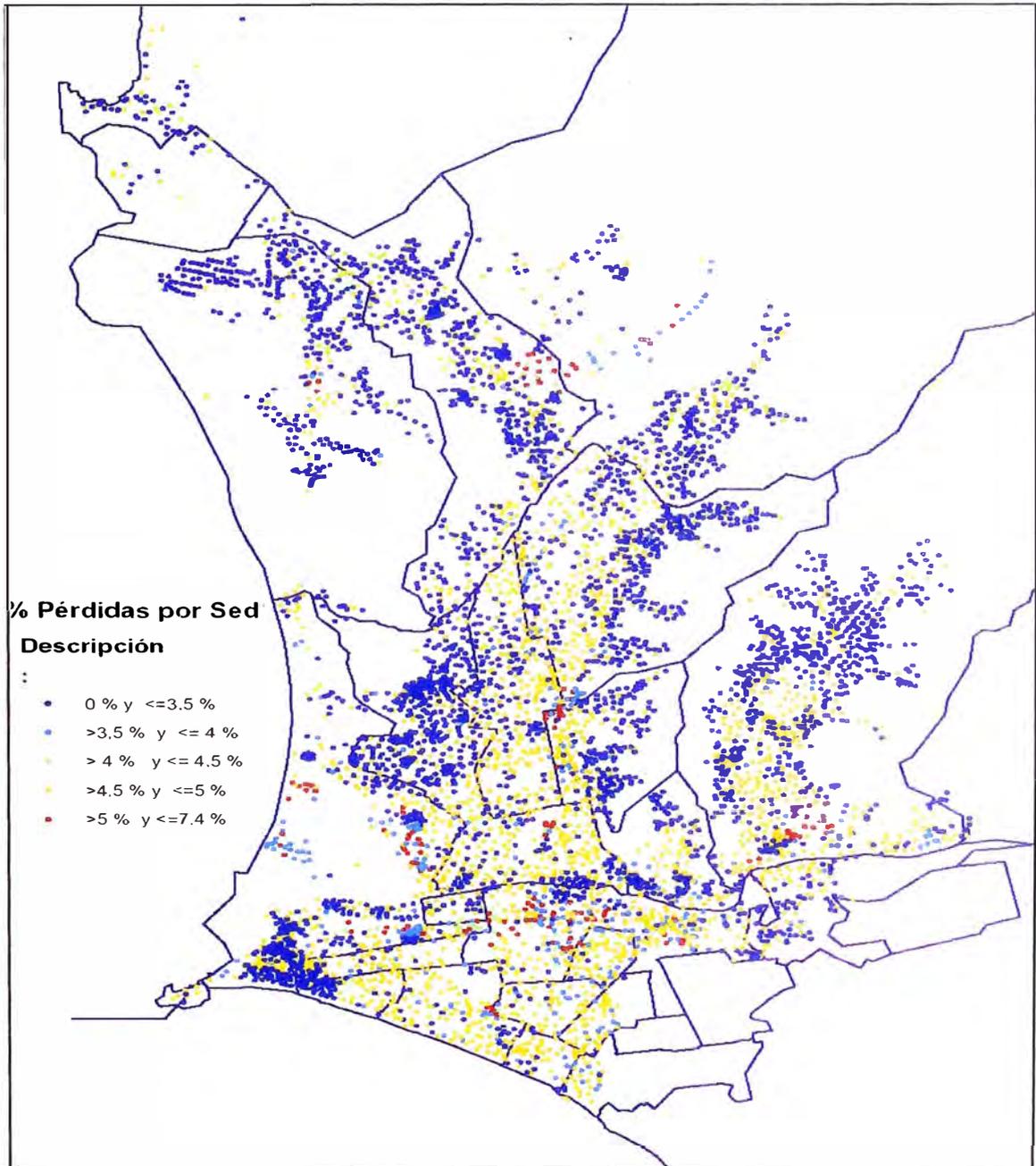


Figura N° 21. Distribución de pérdidas en la zona de concesión

3.2.2 Pérdidas en acometidas y medidores

El cálculo de las pérdidas en acometidas y medidores se efectuó tomando en cuenta la información del consumo de energía y tipo de conexión (monofásico ó trifásico) de todos los clientes de baja tensión. En el caso de las pérdidas en las acometidas se consideró la base de datos de la red de baja tensión (sección y longitud del conductor que alimenta al cliente).

3.2.2.1 Determinación de pérdidas en acometidas.

Para el cálculo de las pérdidas se elaboró una base de datos donde se relaciona al cliente con su corriente, tipo de conductor de la acometida, la resistencia de conductor y la longitud, así como el tipo de conexión (trifásico o monofásico).

El cálculo de las pérdidas en acometidas se tomó en cuenta la información de consumo de energía de cada cliente, asimismo, se le asignó un diagrama de carga unitario a cada uno en función a una clasificación previamente establecida para cada cliente.

Finalmente, con los datos utilizados se estimó la corriente que ingresa a la acometida de cada cliente.

Las pérdidas de energía en acometidas monofásicas:

$$Perd.Energ_{acometidasM} = 720 PP_{acometidasmonofásicas} FCP \dots\dots\dots(9)$$

$$PP_{acometidasmonofásicas} = I^2 R(2l) \dots\dots\dots(10)$$

La corriente que circula por la acometida monofásica es:

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} \dots\dots\dots(11)$$

Donde:

$Perd.Energ_{acometidasM}$ = Pérdidas de energía en acometidas monofásicas calculadas a 720 horas mensuales y expresadas en kW h.

$PP_{acometidas\ monofásicas}$ = Pérdidas de Potencia en acometidas monofásicas (kW.)

FCP : Factor de carga de las pérdidas obtenidos de la relación de Buller-Woodrow .

l : Longitud de la acometida expresada en metros.

R : Resistencia unitaria del conductor de la acometida (ohm/m).

I : Corriente que circula por la acometida monofásica..

Las pérdidas de energía en acometidas trifásicas:

$$Perd.Energ_{acometidas} = 720 PP_{acometidas\ Trifásicas} FCP \dots\dots\dots(12)$$

$$PP_{acometidas\ Trifásicas} = I^2 R(3l) \dots\dots\dots(13)$$

La corriente que circula por la acometida Trifásica es:

$$I_T = \frac{P}{1,73V \cos \phi} \dots\dots\dots(14)$$

Donde:

$Perd.Energ_{acometidasT}$ = Pérdidas de energía en acometidas trifásicas calculadas a 720 horas mensuales y expresadas en kWh.

$PP_{acometidas\ trifásicas}$ = Pérdidas de Potencia en acometidas trifásicas (kW.)

FCP : Factor de carga de las pérdidas obtenidos de la relación de Buller-Woodrow.

l : Longitud de la acometida expresada en metros

R : Resistencia unitaria del conductor de la acometida (ohm/m)

I_T : Corriente que circula por la acometida trifásica.

Para la determinación de las pérdidas de energía en las acometidas se determinó el factor de carga de las pérdidas (FCP) utilizando el factor que obtiene de la relación de Buller y Woodrow:

$$FCP = XF_c + (1-X)F_c^2 \dots\dots\dots(15)$$

Donde F_c , es el factor de carga del cliente, X es una constante que toma valores entre 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0,3.

3.2.2.2 *Determinación de pérdidas en medidores.*

El cálculo de las pérdidas de energía en los medidores se estimó tomando en cuenta las pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor, para lo cual se tomó valores representativos de pérdidas de estas bobinas para medidores monofásicos y trifásicos, la corriente que ingresa a cada medidor es la misma que se calculó para la estimación de las pérdidas en las acometidas.

Pérdidas de energía en medidores monofásicos:

$$PE_{Med_{monofásico}} = 936W \left(\left(\frac{I}{I_n} \right)^2 FCP + 1 \right) \dots\dots\dots(16)$$

Donde:

$PEMed_{monofásicos}$: Pérdida de energía en medidores monofásicos calculadas a 720 horas mensuales y expresadas en kWh.

I_n : nominal en el medidor equivalente a 10 amperios.

FCP : Factor de carga de las pérdidas obtenidos de la relación de Buller-Woodrow.

W : Potencia del medidor monofásico expresada en kW.

La corriente que circula por el medidor monofásico es:

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} \dots\dots\dots(17)$$

Pérdidas de energía en medidores trifásicos:

$$PEMed_{Trifásicos} = 720W \left(0,52FCP \left(\frac{I}{I_n} \right)^2 + 1,1 \right) \dots\dots\dots(18)$$

$$I = \frac{P}{V \cos \phi} \dots\dots\dots(19)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal en el medidor equivalente a 15 amperios.

I : Corriente que circula por el medidor expresada en amperios

FCP : Factor de carga de las pérdidas obtenidos de la relación de Buller-Woodrow.

W : Potencia del medidor trifásico expresada en kW.

3.2.3 Resultados del cálculo de las pérdidas de energía en acometidas y medidores

El cálculo de las pérdidas, en ambos casos, se realizó sobre el total de clientes de baja tensión. Los factores de carga utilizados para efectuar la asignación de la potencia consumida por cada cliente de baja tensión se muestran en el cuadro N° 6 :

Código	Descripción	Fc	FCP (Relación Buller- Woodrow)	FCP (Diagrama de carga unitario)
CFP	Comercial fuera de punta	0,62	0,46	0,43
CHP	Comercial hora punta	0,52	0,35	0,31
IFP	Industrial fuera de punta	0,67	0,52	0,49
IHP	Industrial hora punta	0,8	0,69	0,65
OFP	Otros fuera de punta	0,79	0,67	0,65
OHP	Otros hora punta	0,62	0,46	0,4
RA	Residencial alto	0,67	0,52	0,48
RM	Residencial medio	0,65	0,49	0,46
RB	Residencial bajo	0,53	0,36	0,33
RMB	Residencial muy bajo	0,49	0,32	0,29

Cuadro N° 6. FCP de la relación Buller-Woodrow y FCP del diagrama de carga unitario

Asimismo, en el cuadro anterior se muestra los factores de carga de pérdidas que se obtienen utilizando la relación de Buller y Woodrow (FCP-relación Buller y Woodrow) con el factor de carga de pérdidas que se obtiene del diagrama de carga unitario en cada sector típico (FCP), del cual podemos decir que la variación es mínima..

En el presente estudio para la evaluación de las pérdidas en medidores y acometidas se considerará los factores carga de pérdidas que se obtienen del diagrama de carga unitario (FCP).

3.2.3.1 Resultados de pérdidas de energía en acometidas

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en las acometidas y la energía que consumen los clientes de baja tensión.

En el cuadro N° 7 se muestran estos resultados

	Energía de clientes (MWh)	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas
Total	174 314	186,16	0,11

Cuadro N° 7. Pérdidas de energía en acometidas.

3.2.3.2 Resultados de pérdidas de energía en medidores

Se consideraron las siguientes pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor teniendo en cuenta las características típicas de los equipos lo cual se aprecia en el cuadro N° 8.

Pérdidas en Medidores	Tipo de medidor	
	Monofásico(*) (Watt)	Trifásico (**) (Watt)
Bobina voltimétrica	1,3	1,1
Bobina amperimétrica	1,3	0,52

Cuadro N° 8. Pérdida de energía en las bobinas de los medidores

(*) Medidor Monofásico SKAITEKS, modelo CO-U449M1

(**) Medidor Trifásico ABB, modelo D4S5H

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en los medidores y la energía que consumen los clientes de baja tensión mostrados en el cuadro N° 9 :

	Número de clientes	Energía de clientes (MWh)	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas
Total	868 407	174 314	889,3	0,51

Cuadro N° 9. Pérdidas de energía en medidores

3.2.4 Resumen del proceso de cálculo

El cálculo de las pérdidas en las redes de baja tensión se realizó utilizando en programa de flujo de carga Cymdist.

La estimación de las pérdidas en la red de baja tensión se realizó mediante la selección de una muestra representativa de subestaciones de distribución de acuerdo a modelos estadísticos, en las cuales se calculó sus pérdidas técnicas en la red de baja tensión para luego extrapolar los resultados a toda la población de subestaciones .

Para la estimación de las pérdidas en baja tensión en la muestra se utilizó la siguiente información:

- Consumo de Energía Mensual de cada cliente de baja tensión
- Mediciones de demanda en la subestación eléctrica de distribución.
- Factor de utilización en la subestación eléctrica de distribución.

- Diagrama de carga típico de cada subestación eléctrica de distribución en función a los tipos de clientes que atiende.

Mediante la evaluación de la información se determinó la curva monótona de demanda de cada subestación eléctrica de distribución evaluada para luego dividirlos en tres bloques: alto, medio y bajo. En cada bloque se calcula las pérdidas de potencia mediante la utilización del programa de flujo de carga. Finalmente, integrando las pérdidas de potencia determinadas en cada bloque se obtuvieron las pérdidas de energía para el periodo de evaluación.

El porcentaje de pérdidas de energía en la red de baja tensión respecto a la energía total que ingresa a la red de servicio particular se obtuvo un valor de: 4,23%.

Para la evaluación de las pérdidas en los medidores y acometidas se utilizaron los consumos de energía de cada uno de los clientes monofásicos y trifásicos, datos físicos de las acometidas de cada cliente y los parámetros eléctricos representativos. El porcentaje de pérdidas de energía en medidores y acometidas respecto a la energía que ingresan a los clientes de baja tensión se obtuvo un valor de: 0,62%

El periodo de evaluación que se consideró en el presente informe para la estimación de las pérdidas técnicas en baja tensión fue el mes de Noviembre del 2004.

En el presente estudio respecto al realizado el año anterior se agrega lo siguiente:

- En el cálculo de las pérdidas en media / baja tensión se adiciona las pérdidas que se producen en el cable de comunicación.

- En media tensión, media /baja tensión y baja tensión se considera un factor de corrección por la utilización de tres bloques en vez utilizar más bloques para calcular las pérdidas de energía.
- Los resultados que se obtuvieron en el mes de evaluación se extrapolaron para estimar las pérdidas de todo el 2004, los cuales se presentan en el Anexo N° 7.

CAPITULO 4

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE PROYECTOS PROVISIONALES

4.1 PROYECTO PROVISIONAL DE LA ASOCIACIÓN CIVIL GARCÍA VILLÓN

El proyecto de la Asociación Civil García Villón nace por la necesidad de eliminar el hurto de energía en la que incurrían un aproximado de 92 pobladores del mencionado lugar.

En tal sentido se me encargó la responsabilidad de controlar dicha zona, y procedí a entablar un diálogo directo con la dirigencia de la asociación civil.

En principio, ellos habían solicitado el servicio a la empresa, requerimiento que fue denegado porque no contaban con el título de propiedad del inmueble a electrificarse, solo presentaban con una constancia de posesión provisional emitido por Cofopri, documento que no era suficiente para ser atendidos debido a la política estricta que había impuesto la empresa en las solicitudes de suministros provisionales

Al ser denegada su petición les quedó el camino de delinquir, haciendo para esto conexiones clandestinas en la red matriz de la subestación N°8.

Luego de evaluaciones técnicas y del balance mensual que hace la empresa en cada subestación de su concesión, se llegó a la conclusión que se debía de atacar las subestaciones de altos índices de pérdidas de energía y así se llega a detectar las conexiones clandestinas de dicha asociación civil, solo siendo una

referencia de innumerables casos de conexiones clandestinas en los diferentes centros poblados de la zona de concesión y que para muestra en este informe se procederá a calcular y luego se verá el impacto obtenido en la reducción de la pérdida en la subestación en mención.

En la figura N° 22 se muestra el momento en que personal técnico de la empresa detecta la irregularidad , aclarando que fue una de las tantas intervenciones que tuvo el asentamiento antes de ser electrificado.



Figura N° 22. Personal técnico de Edelnor S.A.A. detectando la irregularidad

Al detectar la irregularidad se procede a notificar al predio que reparte la energía a todos los moradores del asentamiento humano.

Cabe anotar que este no fue el único punto de hurto que se detectó, pero solo se muestra este para ilustrar el tema.

En el Anexo N° 8 se muestra parte de la notificación que se emitió en presencia de un efectivo de la jurisdicción y de los dirigentes de la asociación.

La figura N° 23 nos muestra la toma panorámica de la asociación civil al detectarse la irregularidad.



Figura N°23. Vista panorámica de la Asociación Civil García Villón

Ante esta situación y al detectar la irregularidad surge la idea de electrificar asentamientos humanos que presentaban el mismo problema dentro de la zona de concesión de Edelnor S.A.A.; en tal sentido y con el afán de controlar las

pérdidas la gerencia de comercialización dio el visto bueno para ejecutar proyectos de suministros provisionales que no cumplían algunos de los requisitos que exigía la empresa.

Se llegó incluso, en un muchos casos, a donar cables que servirían de matriz a dichos asentamientos así como la ferretería eléctrica que se requería para la ejecución de estos proyectos, debido a su elevado costo, considerando que las familias eran de escasos recursos lo que hacía retrasar el proyecto.

También se les elaboró el plano de electrificación sin costo alguno y se les brindó asesoría técnica en el tendido de sus líneas internas; cabe resaltar que la dirigencia contrataba técnicos para la ejecución del proyecto y la mano de obra para el izado de los postes de madera.

4.2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

4.2.1 *Bases de cálculo*

Las Normas principales que se han tomado en cuenta son las siguientes:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001.
- Ley de Concesiones Eléctricas .
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas .
- Normas DGE/MEM, vigentes
- Normas RD-031-2003-EMDGE: Bases para el Diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural.
- Normas RD-025-2003-EMDGE: Especificaciones técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para electrificación rural

- Normas RD-020-2003-EMDGE: Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con conductor autoportante para electrificación rural.

4.2.2 Tensiones y sistemas de distribución secundaria normalizadas en el Perú

De conformidad con la regla 017.A. del Código Nacional de Electricidad Suministro referida a niveles de tensión, la tensión recomendada para sistemas de distribución secundaria es la siguiente:

- Sistema trifásico 380Y / 220 V , de cuatro conductores , neutro puesto a tierra de manera efectiva. De los cuatro conductores , tres son activos y el cuarto es neutro.

Sin embargo , el mismo Código Nacional de Electricidad señala que *“podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes”*. Los niveles de tensión existentes en el Perú son los siguientes:

- Sistema trifásico 220 V ,de tres conductores.

- Sistema monofásico 440/220 V , de tres conductores, dos activos y un neutro puesto a tierra de manera efectiva.

- Sistema monofásico 220V, de dos conductores.

En general, la tensión nominal del diseño dependerá de la tensión que tenga normalizada la Empresa Concesionaria, en la zona dentro de la cual se realizará el proyecto. El proyectista, a base de las coordinaciones que efectúe , definirá este parámetro que es fundamental para el desarrollo de todo el proyecto.

De los sistemas antes mencionados, el que más se ha usado en redes de distribución secundaria aéreas es el de 380/220 V trifásico, sobretodo en las grandes ciudades del interior del país y en el ámbito rural.

El sistema subterráneo de 220V trifásico, ha sido siempre utilizado en la ciudad de Lima, desde que existe el servicio eléctrico en el Perú. Sin embargo, luego de la privatización de la ex-empresa Electrolima en el año 1994 , los nuevos propietarios privados decidieron emplear el sistema aéreo para las ampliaciones de redes y para las nuevas electrificaciones debido al menor costo de este sistema con relación al subterráneo. Por lo tanto, hoy en día la tendencia en la ciudad capital es de usar redes aéreas en 220V trifásico de tres conductores.

Las conexiones domiciliarias de las redes de distribución secundaria en todos los sistemas son predominantemente monofásicas.

Para el caso del proyecto que mostraré se utilizó el sistema 220V trifásico.

4.2.3 Puntos de diseño

Para el proyecto de electrificación provisional de la Asociación Civil García Villón , se coordinó con la empresa Edelnor S.A.A. la ubicación de dos puntos de diseño para abastecer a 32 y 63 lotes respectivamente .

El punto que abastecería a 32 lotes se ubicó al pie de la subestación aérea biposte N° 02862 A ubicado entre las esquinas del Jr.García Villón y el Jr.

Huancavelica en el Cercado de Lima. Cabe anotar que en este punto la tensión en hora punta fue de 220V.

la Subestación Convencional N°8, llave que por estudios realizados por la gerencia técnica de Edelnor S.A.A. no tenía más que una carga y se ubicaba en la cola de la red matriz, se explica que nuestra carga a alimentar se encontraba antes de esta y la tensión en hora punta, en el punto que dio la empresa era de 220V.

Este punto está ubicado en la Av. Argentina entre el Jr. García Villón y el Jr. Ramón Cárcamo.

4.2.4 Cálculos eléctricos

4.2.4.1 Máxima caída de tensión (ΔV)

El artículo 64° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que el concesionario de distribución deberá garantizar calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

La Regla 017.D. del Código Nacional de Electricidad Suministro establece que : “ *La tolerancia admitida sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía a todo consumidor, en todos los niveles de tensión nominales, es hasta $\pm 5\%$ de las tensiones nominales en tales niveles . Tratándose de redes de baja tensión en zonas rurales (urbano rurales, rurales o ambas), dicha tolerancia es hasta el $\pm 7,5\%$ ”.*

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en el inciso 5.1.2. establece exactamente lo mismo que señala el Código Nacional de Electricidad Suministro en la Regla 017.D.

Por lo tanto, dependiendo del sistema a utilizar las máximas caídas de tensión admisibles en zonas urbanas son las que se muestran en el cuadro N° 10.

Sistema	$\Delta V_{\text{máx}} = 5\% V_n$
380/220 V, trifásico	19 volts
220 V, trifásico	11 volts
440/220 V monofásico 220V	22 volts
220 V, monofásico	11 volts

Cuadro N° 10., Máximas Caídas de Tensión Admisibles

De acuerdo a lo establecido por el Código Nacional de Electricidad Suministro, las secciones de los conductores alimentadores serán calculadas de tal forma que la caída de tensión no exceda el 5% de la tensión nominal entre el secundario del transformador de distribución y el último punto de empalme de una acometida con la red de distribución secundaria.

4.2.4.2 Cálculo de la caída de tensión (ΔV)

La fórmula para calcular la caída de tensión en las redes secundarias es la siguiente:

$$\Delta V = KIL \times 10^{-3} \text{ Volts} \dots \dots \dots (20)$$

Donde :

I = Corriente que recorre el circuito, (A)

L = Longitud del tramo, (m)

K = Factor de caída de tensión

Para circuitos trifásicos:

$$K = \sqrt{3} (R \cos\phi + X \text{Sen}\phi) \dots\dots\dots(21)$$

Para circuitos monofásicos:

$$K = 2 (R \cos\phi + X \text{Sen}\phi) \dots\dots\dots(22)$$

Donde :

R = Resistencia eléctrica del conductor a 40 °C

X = Reactancia inductiva del conductor

4.2.4.2.1 Cálculo de la resistencia (R)

El fabricante proporciona el valor de la resistencia a 20 °C, la cual debe corregirse a la temperatura de operación asumida igual a 50°C.

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha (\Delta t)] \dots\dots\dots(23)$$

$$R_{50^\circ\text{C}} = R_{20^\circ\text{C}} [1 + 0,00403 (50-20)] \dots\dots\dots(24)$$

Donde :

$R_{20^\circ\text{C}}$ = Resistencia a 20°C en ohm/Km.

α = Coeficiente térmico de resistencia equivalente a 0,00403/°C

Evaluando los datos mostrados en la ecuación N° 24 tenemos :

$$R_{50^\circ\text{C}} = 1,12 \cdot R_{20^\circ\text{C}} \dots\dots\dots(25)$$

4.2.4.2.2 Cálculo de la reactancia (X)

La reactancia X expresada en ohm/Km se calcula de la siguiente fórmula:

$$X = 0,1746 \log \frac{DMG}{RMG} \text{ ohm/Km} \dots \dots \dots (26)$$

Donde :

DMG = Distancia media geométrica.

RMG = Radio medio geométrico.

Para 7 hilos RMG = 0,726 r

Para 19 hilos RMG = 0,758 r

r = Radio del conductor cableado sin cubierta

Luego :

$$DMG = \sqrt[3]{D12 \cdot D23 \cdot D13} \dots \dots \dots (27)$$

Donde :

D12 = Distancia entre los centros de los conductores 1 y 2.

D13 = Distancia entre los centros de los conductores 1 y 3.

D23 = Distancia entre los centros de los conductores 2 y 3.

En la figura N° 24 se muestra la disposición de los conductores .

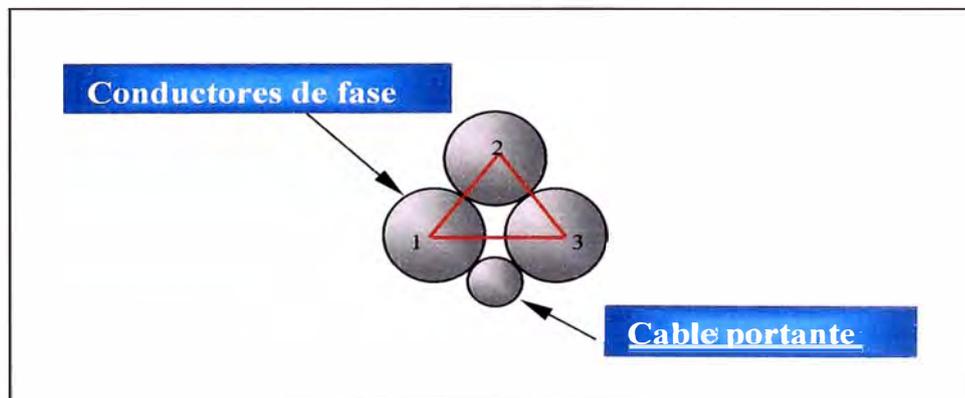


Figura N° 24. Disposición de los conductores en el cable autoportado.

En el Anexo N° 9 se muestran los factores de caídas de tensión “K” normalizados por Edelnor S.A.A. para cable auto- soportado, los cuales se usaron en el proyecto, además de especificaciones técnicas del fabricante.

En el Anexo N° 10 se muestra la ubicación de la Asociación Civil García Villón dentro de la ciudad y la disposición de lotes a electrificar.

El diagrama de carga se muestra en el Anexo N° 11 así como todas las tablas que implican el cálculo de la caída de tensión.

4.2.5 *Cálculo mecánico de conductores*

El cálculo mecánico de los conductores consiste en determinar el tiro o esfuerzo de los conductores, para comprobar si es menor al máximo admisible por el Código Nacional de Electricidad o normas aprobadas, para posteriormente calcular y dimensionar las estructuras de los soportes de los conductores (poste, aisladores y ferretería).

Para verificar los esfuerzos a los cuales quedará sometido el conductor cuando esté instalado y operando (a lo largo de su vida útil), se ha supuesto condiciones de funcionamiento u operación, estableciendo algunos parámetros climatológicos , tales como temperatura y presión del viento.

A cada combinación de temperatura y presión del viento , se le conoce como hipótesis de cálculo. A lo largo de su vida útil el conductor estará sometido a múltiples combinaciones de temperatura y presión del viento y en algunos casos hasta con presencia de hielo, pero será suficiente calcular las hipótesis más importantes.

4.2.5.1 Definiciones relevantes

4.2.5.1.1 Esfuerzo Mínimo de Rotura (E.M.R.)

Se define como :

$$E.M.R. = \frac{\text{Carga Mínima de Rotura}}{\text{Sección del conductor}} \dots\dots\dots(28)$$

Según el material del conductor el esfuerzo mínimo de rotura es el mostrado en la tabla N° 1 tomado del C.N.E. tomo IV en el acápite 2.2.1.1. conductores.

Material Conductor	Esfuerzo Mínimo de Rotura (E.M.R.) (Kg/mm²)
Cobre duro	42
Cobre semiduro	35
Aleación de aluminio	28

Tabla N° 1. Esfuerzos de rotura para conductores aéreos

La carga de rotura se define como la carga máxima que puede soportar un conductor al momento de ocurrencia de su rotura.

4.2.5.1.2 Esfuerzo máximo admisible (E.M.A.)

Es el máximo valor de esfuerzo al que puede quedar sometido el conductor cuando esté instalado. Se recomienda que el esfuerzo máximo admisible en ningún caso será mayor al 40 % del esfuerzo mínimo de rotura del conductor. Esto es equivalente a considerar un coeficiente de seguridad mínimo igual a 2,5.

Según esto los esfuerzos máximos admisibles para el cobre y aleación de aluminio se muestran en la tabla N° 2:

Material Conductor	Esfuerzo Máximo Admisible (E.M.A.) en conductores cableados(Kg./mm ²)
Cobre duro	16,8
Cobre semiduro	14
Aleación de aluminio	11,2

Tabla N° 2. Esfuerzo Máximo Admisible en conductores cableados

Estos valores han sido obtenidos dividiendo el E.M.R. de la tabla N° 1 entre el coeficiente mínimo de seguridad cuyo valor es de 2,5 .

4.2.5.1.3 Ecuación de cambio de estado

La figura N° 25 muestra un conductor suspendido por sus extremos:

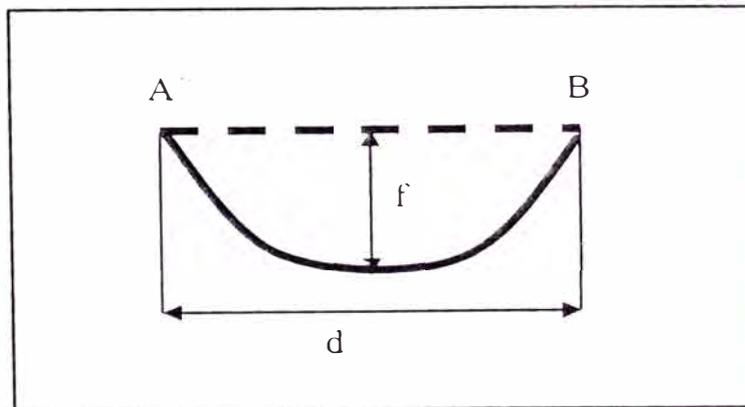


Figura N° 25. Conductor suspendido en terreno plano.

Donde :

f = Flecha

d = Distancia entre los puntos de apoyo o vano.

AyB =Puntos de apoyo del conductor

Se define como flecha a la distancia vertical entre la recta que une los puntos de apoyo del conductor y el punto más bajo del conductor medido a la mitad del vano.

La catenaria puede asumirse como una parábola sin cometer un error sensible para los vanos que se presentan en redes de distribución. Por lo tanto, la ecuación de la parábola está representada por :

$$f = \frac{wd^2}{8\sigma A} \dots\dots\dots(29)$$

$$\sigma = \frac{T_0}{A} \dots\dots\dots(30)$$

Donde :

f = Flecha en m.

d = Distancia entre los puntos de apoyo o vano en m.

w = Peso unitario del conductor en Kg/m.

σ = Esfuerzo en el conductor en Kg/mm².

T₀ = Tiro en la hipótesis 0 en Kg.

A = Sección del conductor.

La ecuación de cambio de estado es la que se muestra a continuación:

$$\sigma_2^2 \left[\sigma_2 + \alpha E \cos \varphi (t_2 - t_1) + \frac{W_{r1}^2 d^2 E \cos^3 \varphi}{24 A^2 \sigma_1^2} - \sigma_1 \right] = \frac{W_{r2}^2 d^2 E \cos^3 \varphi}{24 A^2} \dots\dots(31)$$

Denominando :

$$M = \frac{d^2 E \cos^3 \varphi}{24 A^2} ; P = W_{r2}^2 M ; N = \frac{M W_{r1}^2}{\sigma_1^2} ;$$

$$S = \alpha E \cos \varphi (t_2 - t_1) + N - \sigma_1$$

Reemplazando en la ecuación N° 31 obtenemos la siguiente expresión que será resuelta por tanteos:

$$\sigma_2^2 [\sigma_2 + S] = P \dots\dots\dots(32)$$

Donde:

A, es la sección del conductor, en mm².

E, es el módulo de elasticidad, en Kg./mm².

α , es el coeficiente de dilatación lineal a 20°C, en 1/°C.

W_r , es el peso unitario resultante, en Kg./m.

t, es la temperatura del conductor, en °C.

d, es el vano, en metros.

σ , es el esfuerzo del conductor, en Kg/m.

ψ , es el ángulo de desnivel.

El subíndice 1 identifica al estado 1 (condición 1).

El subíndice 2 identifica al estado 2 (condición 2).

Ante la presencia de viento hay un peso resultante lo que conlleva a realizar el análisis que se mostrará.

El peso producido por la fuerza que ejerce el viento sobre el conductor se calcula de la siguiente manera:

$$P_v = KV^2 \dots\dots\dots(33)$$

$K = 0,0042$ para superficies cilíndricas .

$$F_v = P_v \phi_c \dots\dots\dots(34)$$

Por lo que el peso resultante que se muestra en la figura será debido a la acción del peso del conductor y de la fuerza del viento , quedando expresado de la siguiente manera:

$$W_r = \sqrt{F_v^2 + W_c^2} \dots\dots\dots(35)$$

Donde :

P_v , es la presión del viento.

V , es la velocidad en Km/h, sacadas de dato tal como sugiere el C.N.E.

F_v , es la fuerza unitaria del viento sobre el conductor.

ϕ_c , es el diámetro del conductor en mm.

4.2.5.1.4 Hipótesis de cálculo

A continuación se plantearán las tres hipótesis de cálculo tradicionales y que son las mínimas necesarias para verificar el buen funcionamiento mecánico del conductor de una red de distribución. Paralelamente se mencionarán algunas consideraciones previas que son necesarias para el planteamiento de las hipótesis de cálculo.

4.2.5.1.4.1 *Hipótesis I : Tendido del conductor.*

En esta hipótesis se debe plantear las condiciones a las que será tendido el conductor. Siendo así se comprenderá que durante el tendido del conductor ocurrirá que:

- Temperatura Ambiente Promedio : el conductor se encontrará en vacío y en consecuencia su temperatura será igual a la temperatura ambiente.
- Presión del Viento Nula : es lógico suponer que no existirá viento, o que la velocidad del viento es mínima y despreciable.
- Esta hipótesis es la que predomina a lo largo de la vida útil del conductor, a diferencia de las otras dos que se presentarían esporádicamente.

Si deseamos plantear esta hipótesis como la de partida, será necesario definir el esfuerzo del conductor al que se conoce como EDS (iniciales de Every Day Stress que significa “Tensión de Cada Día”) también conocido como “esfuerzo de templado” , “esfuerzo de tendido” o “esfuerzo diario” del conductor. En la actualidad en el Perú y según prácticas en otros países del mundo, y considerando que las condiciones de esta hipótesis predominan a lo largo de su vida útil, se recomienda que el tendido del conductor se efectúe como máximo a un 18 % (a lo más 20%) del esfuerzo mínimo de rotura es decir :

$$\text{EDS} = 18\% \text{EMR} \dots\dots\dots(36)$$

Por lo tanto tomando de referencia la tabla N° 1 se construye la tabla N° 3

Material del conductor	EMR (Kg/mm ²)	EDS (Kg/mm ²)
Cobre duro	42	7.56
Cobre semiduro	35	6.3
Aleación de Aluminio	28	5.04

Tabla N° 3. Esfuerzos diarios del conductor

La limitación del EDS a un 18% (o 20%) tiene por finalidad evitar la fatiga prematura del conductor, tratando de aprovechar al máximo su vida útil.

4.2.5.1.4.2 *Hipótesis II : Tiro Máximo*

Esta hipótesis se plantea para verificar que el conductor sea capaz de soportar estas condiciones sin dañar su vida útil. Por lo tanto, se trata de dar seguridad al conductor y preservarse viuda útil. En esta hipótesis se plantean las condiciones mecánicas mas severas a las que estará sometido el conductor una vez que esté tendido o instalado, de modo que esto se traduzca en el máximo esfuerzo. Siendo así, se comprenderá que para establecer las condiciones más severas se deberá suponer las situaciones climatológicas más extremas que esfuercen al máximo al conductor, y estas son:

- Temperatura Ambiente Mínima: el tiro máximo se producirá cuando el conductor esté sometido a la menor temperatura . Tratándose de escoger el valor mínimo se deberá escoger la temperatura ambiente mínima, es decir se deberá asumir que el conductor estará en vacío ya que cualquier paso de corriente hará que la temperatura se incremente por encima de la ambiental.
- Presión de Viento Máxima : la velocidad del viento será la máxima que se presente en la zona, ya que a mayor presión del viento existirá mayor peso unitario que se traduce en mayor esfuerzo en el conductor.
- Esta hipótesis se presentará esporádicamente, ya que una combinación de temperatura ambiente mínima con presión de viento máxima es una condición que no se presenta todos los días

Si se desea plantear esta hipótesis como la de partida será necesario definir el esfuerzo máximo del proyecto (EMP), planteando un coeficiente de seguridad que se define como:

$$C.S. = \frac{\text{Carga de Rotura M\u00ednima}}{\text{Tiro M\u00e1ximo del Proyecto}} = \frac{\text{Esfuerzo M\u00ednimo de Rotura}}{\text{Esfuerzo M\u00e1ximo del Proyecto}} \dots\dots(37)$$

Donde el valor del EMR est\u00e1 definido y ser\u00e1 de nuestra responsabilidad definir un coeficiente de seguridad mayor o igual a 2,5 (que es el m\u00ednimo aceptable) y determinar el esfuerzo m\u00e1ximo del proyecto (EMP) como sigue:

$$\text{Esfuerzo M\u00e1ximo del Proyecto (EMP)} = \frac{EMR}{C.S} \dots\dots\dots(38)$$

En ning\u00fan caso el EMP ser\u00e1 mayor que el EMA definido anteriormente .

4.2.5.1.4.3 *Hip\u00f3tesis III : Flecha M\u00e1xima*

Esta hip\u00f3tesis se plantea para verificar que a\u00fan con flecha m\u00e1xima las distancias de seguridad establecidas por el C\u00f3digo Nacional de Electricidad ser\u00e1n respetadas.

Por lo tanto se trata de dar seguridad a las personas, bienes y animales respetando las distancias a la superficie del terreno.

En esta hip\u00f3tesis se debe plantear las condiciones climatol\u00f3gicas que har\u00e1n que el conductor presente la m\u00e1xima flecha cuando est\u00e9 operando y estas son:

- **Temperatura M\u00e1xima de Operaci\u00f3n:** la flecha m\u00e1xima se presentar\u00e1 cuando el conductor est\u00e9 sometido a la m\u00e1xima temperatura. Trat\u00e1ndose de escoger el valor m\u00e1ximo de temperatura se escoger\u00e1 la temperatura m\u00e1xima de operaci\u00f3n, ya que el paso de corriente har\u00e1 que la temperatura se incremente por encima de la ambiental.

- Presión de Viento Nula: ya que en esta condición el conductor permanece horizontal y no existe la inclinación que se presenta cuando hay presión de viento y hace que la flecha disminuya.
- Esta hipótesis también se presentará esporádicamente, porque una combinación de temperatura máxima de operación con presión de viento mínima es una condición que no se presenta todos los días.

Si se desea plantear esta hipótesis como la de partida será necesario definir la flecha máxima, considerando la altura de poste empleada y la distancia de seguridad mínima exigida por el Código Nacional de Electricidad.

En la figura N°26 se muestran las consideraciones a tener para calcular la flecha máxima:

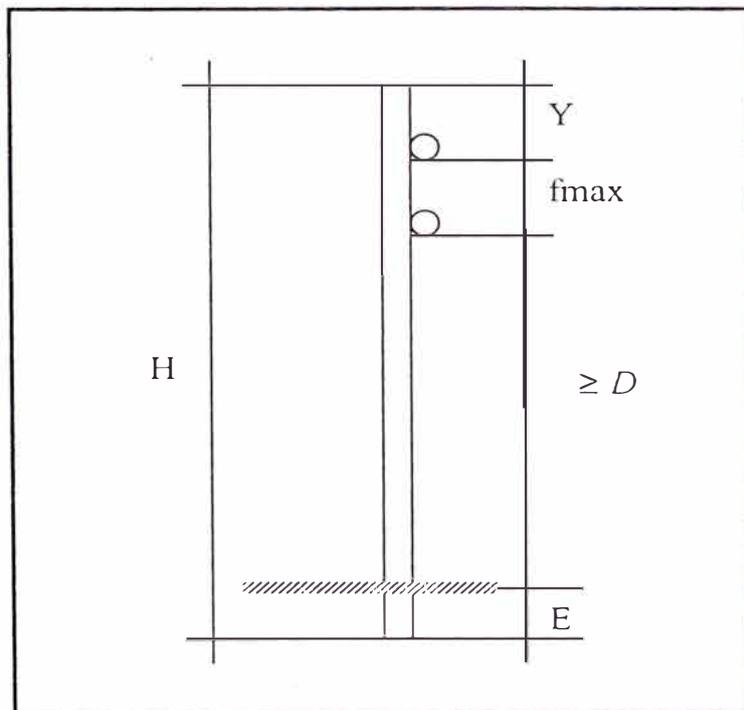


Figura N° 26. Distancias para el cálculo de flecha máxima

Donde:

Y , es la distancia desde la punta del poste al portante, en metros.

f_{\max} , es la distancia considerada como el punto mas bajo del conductor, en metros .

D , es la distancia mínima de seguridad establecida por el Código Nacional de Electricidad Suministro, en metros.

E , es la décima parte de la altura H total del poste, en metros.

H , es la altura total del poste.

Entonces :

$$f_{\max} = H - (Y + D + E) \dots \dots \dots (39)$$

Definida la flecha máxima el esfuerzo de partida será igual a:

$$\sigma = \frac{W_r^2 d^2}{8 f_{\max} A} \dots \dots \dots (40)$$

Donde:

σ , es el esfuerzo del conductor .

W_r , es el peso unitario resultante del conductor.

d , es el vano en análisis.

f_{\max} , es la flecha máxima.

A , es el área del conductor.

4.2.5.1.5 Vano Básico y tipos de estructuras

4.2.5.1.5.1 *Vano Básico*

El vano básico es el vano de diseño, que sirve de base para efectuar los cálculos mecánicos de conductores, garantizando de este modo que la

variación de los tiros de vanos de diferente longitud, será de modo tal que siempre se mantendrá un tiro uniforme a lo largo de la red secundaria entre dos estructuras de anclaje. Esta definición admite que el tiro en los conductores, iguales en todos los vanos, varían como lo haría el de un vano teórico llamado “vano básico”, el cuál se calcula con la relación siguiente:

$$d = \sqrt{\frac{d_1^3 + d_2^3 + d_3^3 + \dots + d_n^3}{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}} \dots \dots \dots (41)$$

Donde :

d es el vano básico expresado en metros.

$d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ son los vanos a lo largo de la red secundaria entre dos estructuras de anclaje expresadas en metros.

4.2.5.1.5.2 *Tipos de Estructuras*

Las estructuras pueden clasificarse como sigue:

- **De alineamiento:** Sirve básicamente para sostener la red en alineaciones rectas. También se considera como tal a aquellas situadas en ángulos de desviación pequeños (usualmente menores de cinco grados).
- **De ángulo:** Sirve básicamente para sostener la red en los vértices de los ángulos.
- **De anclaje:** Sirve para proporcionar puntos firmes en la red que limitan la propagación de la misma, de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional (también se les conoce como estructura de retención). Cuando una estructura de este tipo esta situada en el vértice de dos alineaciones distintas, se les denomina estructura de anclaje-ángulo.

- **De extremo de línea:** Sirve para resistir en el sentido longitudinal de la red el tiro máximo de todos los conductores de un mismo lado de la estructura .
- **Estructuras especiales:** Son aquellas que tienen un función diferente a las anteriores, por ejemplo una derivación.

4.2.5.1.6 Planteamiento de las hipótesis de cálculo

Basados en la “Normalización Básica del Sistema de Distribución –Aéreo Autosoportado”, de las Normas de Distribución de Edelnor S.A.A., se plantearán las siguientes condiciones para las hipótesis antes mencionadas. Se empleará la hipótesis I como hipótesis de partida por lo cual será necesario definir un valor de esfuerzo en esta hipótesis.

Hipótesis I : Condición Normal de Templado (EDS), el esfuerzo diario del conductor portante será de 6kg/mm^2 (σ_1). Edelnor S.A.A, exige para un portante de aleación de aluminio de 50mm^2 una carga de rotura mínima de 1500kg que representa un esfuerzo de rotura igual a 30kg/mm^2 (superior al mínimo de 28kg/mm^2 mencionado anteriormente), por lo tanto, el esfuerzo diario planteado representa un coeficiente de seguridad para el conductor igual a:

- $C.S. = 30/6 = 5$, por lo que $EDS = 20\%$
- Temperatura Promedio de 20°C .
- Velocidad del viento = 0
- Presión de Viento = 0

Hipótesis II : Condición de Tiro Máximo

- Temperatura Mínima = 10°C.
- Velocidad del Viento = 50 Km./h.
- Presión del Viento Máxima = 10,5 Kg/m² (obtenida de la ecuación N° 33).

Hipótesis III : Condición de Flecha Máxima

- Temperatura de Operación = 50°C.
- Presión del Viento = 0 .

En el Anexo N° 12 se muestran las tablas de cálculo mecánico de conductores realizados para el cable autoportado de $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{P}50 \text{mm}^2$, usado en el proyecto.

CAPITULO 5

RESULTADOS OBTENIDOS

De acuerdo a la metodología realizada en el capítulo anterior, se han elaborado numerosos proyectos de suministros provisionales, lográndose resultados muy satisfactorios en la disminución del hurto de energía a nivel de toda la zona de concesión de Edelnor S.A.A.

En el proyecto de la Asociación Civil García Villón la subestación eléctrica a la que se afectaba era la subestación N°8 llegando a perderse casi 59000 kWh, que representaba el 46,82% de pérdida de la subestación.

En la figura N° 27, se muestra como evoluciono la subestación eléctrica N°8 en relación a la pérdida que arrojaba.

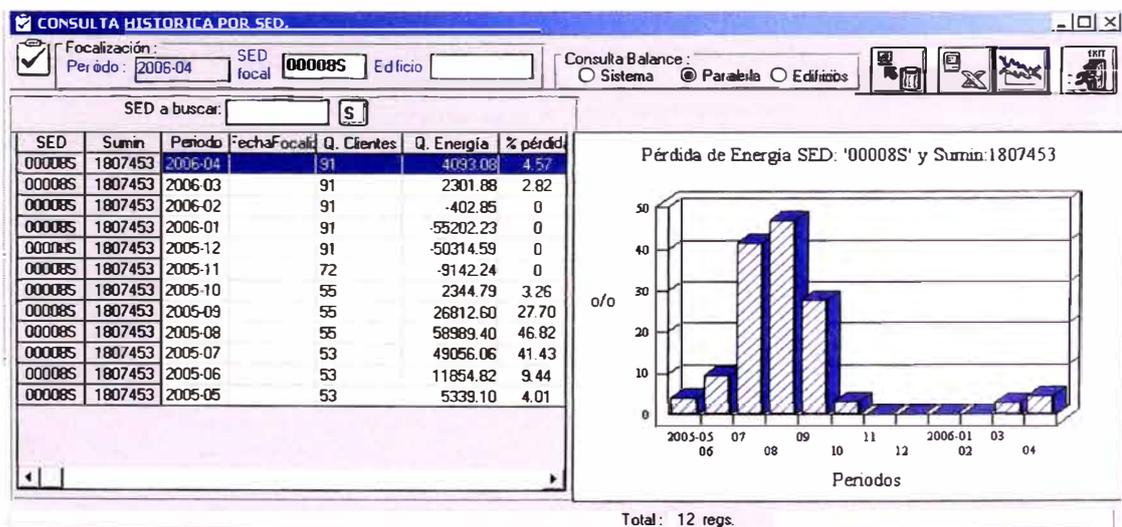


Figura N° 27. Pérdidas de la subestación eléctrica N° 8 a lo largo de 12 meses

Como se observa en la figura N° 27, la subestación en mención tuvo una caída brusca, debido al ingreso de estos clientes en el mes de setiembre y a un desfase de lecturas provocadas por el paso de un cliente a media tensión.

Cabe resaltar que en los meses posteriores a la ejecución del proyecto, la subestación lectura negativo; esto significa, que las tomas de lecturas no fueron las adecuadas y que luego de reportada la falla, se procedió a normalizar este hecho; es así como en marzo y abril del presente año, la subestación nos muestra la pérdida real que está acorde con lo que debería considerarse como pérdida técnica.

5.1 INCIDENCIA DE LOS PROYECTOS PROVISIONALES EN EL INDICADOR DE PÉRDIDAS

5.1.1 *Indicador de pérdidas*

El indicador de pérdidas de Edelnor S.A.A., es un índice estadístico de la variación de las pérdidas a lo largo de cada mes y año de cada una de las subestaciones que se encuentran medidas en la zona de concesión de Edelnor S.A.A.

No solo muestra el porcentaje de pérdidas de cada una de la subestaciones sino que también nos arroja el porcentaje de pérdidas global de todo Edelnor S.A.A.

Para este año se ha trazado la meta de llegar al 8,1% de pérdidas tratándose de bajar 0,5%, el año pasado se terminó con un indicador de 8,6% representando alrededor de 426 465 MWh perdidos anualmente contra 4 956 354 MWh comprados al año.

En el Anexo N° 13 se muestra la tabla que describe indicador de pérdidas de energía en el periodo 2005-2006 conjuntamente con la gráfica del mismo.

Cabe anotar que este indicador tiene un proceso de cálculo que no se mostrará en este informe pero que podría servir como un tema de tesis para otros compañeros que lo trabajen.

5.1.2 Incidencia de los proyectos de suministros provisionales

Como consecuencia de los buenos resultados obtenidos con los proyectos realizados a fines del año 2005, en los meses de enero y febrero se tomó la decisión de ejecutar masivamente estos proyectos provisionales notándose una disminución en el indicador mensual llegando en el mes de Abril a 7,63% con 32 557 MWh perdidos anualmente.

Además de ello se espera disminuir más las pérdidas con la ejecución de un proyecto especial para el Callao, que es la zona más crítica de la concesión de Edelnor S.A.A.

En el anexo N° 14 se muestran los suministros provisionales que se atenderán este año como consecuencia de los buenos resultados que se obtuvieron .

Finalmente en el anexo N° 15 se muestran los planos del proyecto .

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

I. CONCLUSIONES

1. Atendiendo las solicitudes de suministros provisionales que constantemente son rechazadas por el Área de Provisionales (valga la redundancia), previa inspección, se logra reducir pérdidas, ya que si estas no son atendidas, con seguridad los solicitantes se colgaran a la red eléctrica.
2. Brindar la información necesaria y otorgar facilidades de pago en los casos de que se otorgue la factibilidad del proyecto.
3. Asesorando técnicamente en la realización y ejecución del proyecto debido al riesgo que implica la electricidad, se logrará minimizar pérdidas.
4. La ejecución de proyectos provisionales no debe afectar la calidad de servicio de los clientes activos.

II. Recomendaciones

1. Invitar a la reflexión de los pobladores, haciéndoles saber que el hurto de energía es un delito y que la mala manipulación de la electricidad puede ocasionar pérdidas irreparables en sus vidas.

2. Trabajo en equipo por parte de todos los miembros del área de control de pérdida con la finalidad de llegar al objetivo común.
3. No exponer al personal técnico que realiza los cortes de conexiones indebidas, tratar en lo posible de dialogar con el cliente o no cliente.
4. Motivar a todo el personal del área, especialmente al personal de campo, con la finalidad de llegar a la meta propuesta para este año y que ellos se sientan identificados con la empresa.
5. Desarrollar nuevas metodologías para la detección del hurto de energía.
6. Entablar diálogo con las personas que incurren en este delito a fin de hacerles entender que pasen a la formalidad mediante la ejecución de estos proyectos.
7. Crear un área exclusiva para los casos de poblaciones con bajos recursos y con alto índice de pérdida de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- ALBERT F. SPITTA.
Instalaciones Eléctricas.
Editorial Dossat La Madrid (España) – 1982.
- ING. CARLOS HUAYLLASCO MONTALVO.
Instalaciones Eléctricas II UNI – FIEE.
- ING. JOSÉ AGUIRRE RODRIGUEZ
Instalaciones Eléctricas II.
Primera edición – 1979
- ING. JORGE PONCE FLORES
Elaboración de proyectos de redes de distribución secundaria con redes
autoportadas. UNI – FIEE – NOVIEMBRE 2005.
- CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD-SUMINISTRO 2001.
- LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS.
- NORMAS DGE/MEM, VIGENTES.
- NORMAS INTERNAS DE EDELNOR S.A.A. 2005.
- NORMA MILITARY ESTANDAR MIL-STD 414.
Tamaño de muestras para estratos.
- NORMAS RD-031-2003-EMDGE
Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores
autoportantes para electrificación rural.
- REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCECIONES ELÉCTRICAS.
- Norma DGE 001-P-4/1990 S MINISTROS PROVISIONALES DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

ANEXO N°1

Método de Daleius-Hodges (1959) Construcción de los Estratos

(TÉCNICAS DE MUESTREO POR WILLIAM G. COCHRAN- (1ra edición en Castellano 1980)

NOTACIÓN:

El subíndice h denota el estrato, e i la unidad dentro del estrato.

Todos los símbolos siguientes se refieren al estrato h.

N_h es el número total de unidades.

n_h es el número de unidades en la muestra.

y_{hi} es el valor obtenido para la i-ésima unidad.

Donde la ponderación del estrato se calcula de la siguiente manera:

$$W_h = \frac{N_h}{N} \dots\dots\dots(1)$$

La media de muestra es calculada de la siguiente manera:

$$\bar{y}_h = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} y_{hi}}{n_h} \dots\dots\dots(2)$$

$V(\bar{y}_{st})$ es la varianza.

Para una sola característica o variable y, la mejor característica es, por supuesto, la distribución de frecuencia de “y”, la siguiente mejor es probablemente la distribución de frecuencia de alguna otra cantidad altamente correlacionada con “y”. Dado el número de estratos, las ecuaciones para determinar los mejores límites entre ellos bajo asignación

proporcional y de Neyman, han sido obtenidas por Dalenius (1957), otros investigadores han encontrando algunos métodos de aproximación más rápidos. Consideraremos la asignación de Neyman, puesto que generalmente es superior a la asignación proporcional en poblaciones donde se gana más al estratificar.

Se supone primero que los estratos se establecen al usar el valor en sí de “y”.

Sean y_0, y_L el valor menor y mayor de “y” en la población- el problema es encontrar límites intermedios entre estratos $y_1, y_2, y_3, \dots, y_{L-1}$ tales que:

$$V(\bar{y}_{st}) = \frac{1}{n} \left(\sum_{h=1}^L W_h S_h \right)^2 - \frac{1}{N} \sum_{h=1}^L W_h S_h^2 \dots\dots\dots(3)$$

Sea un mínimo. Si se ignora la cpf (corrección por poblaciones finitas), es suficiente con minimizar $\sum W_h S_h$. Dado que y_h aparece en esta suma solamente en los términos $W_h \cdot S_h$, y $W_{h+1} \cdot S_{h+1}$, tenemos:

$$\frac{\partial}{\partial y_h} (\sum W_h \cdot S_h) = \frac{\partial}{\partial y_h} (W_h \cdot S_h) + \frac{\partial}{\partial y_h} (W_{h+1} \cdot S_{h+1}) \dots\dots\dots(4)$$

Ahora, si $f(y)$ es la función de frecuencia de y ,

$$W_h = \int_{y_{h-1}}^{y_h} f(t) dt \dots\dots\dots(5)$$

$$\frac{\partial W_h}{\partial y_h} = f(h) \dots\dots\dots(6)$$

Además:

$$W_h \cdot S_h^2 = \int_{y_{h-1}}^{y_h} t^2 f(t) dt - \frac{\left[\int_{y_{h-1}}^{y_h} t f(t) dt \right]^2}{\int_{y_{h-1}}^{y_h} f(t) dt} \dots\dots\dots(7)$$

Al derivar obtenemos:

$$S_h^2 \frac{\partial W_h}{\partial y_h} + 2W_h S_h \frac{\partial S_h}{\partial y_h} = y_h^2 f(y_h) - 2y_h u_h f(y_h) + u_h^2 f(y_h) \dots\dots\dots(8)$$

Donde u_h es la media de "y" en el estrato h. Súmese $S_h^2 \frac{\partial W_h}{\partial y_h}$ al lado izquierdo y la

cantidad igual $S_h^2 f(y_h)$ al lado derecho. Esto da, al dividir por $2S_h$:

$$\frac{\partial(W_h S_h)}{\partial y_h} = S_h \frac{\partial W_h}{\partial y_h} + W_h \frac{\partial S_h}{\partial y_h} = \frac{1}{2} f(h) \frac{(y_h - u_h)^2 + S_h^2}{S_h} \dots\dots\dots(9)$$

Similarmente encontramos:

$$\frac{\partial(W_{h+1} S_{h+1})}{\partial y_h} = -\frac{1}{2} f(h) \frac{(y_h - u_{h+1})^2 + S_{h+1}^2}{S_{h+1}} \dots\dots\dots(10)$$

Por lo tanto, las ecuaciones de cálculo para y_h son:

$$\frac{(y_h - u_h)^2 + S_h^2}{S_h} = \frac{(y_h - u_{h+1})^2 + S_{h+1}^2}{S_{h+1}} \quad (h = 1, 2, 3, \dots, L-1) \dots\dots\dots(11)$$

Desafortunadamente, estas ecuaciones están mal adaptadas para cálculos prácticos, ya que tanto u_h como S_h dependen de y_h . Un Método rápido Aproximado, dado por

DALENIUS Y HODGES (1959) presentan para minimizar $\sum W_h S_h$. Sea:

$$Z(y) = \int_{y_0}^y \sqrt{f(t)} dt \dots\dots\dots(12)$$

Si los estratos son numerosos y estrechos, $f(y)$ debería ser aproximadamente constante (rectangular) dentro de un estrato dado. Por lo tanto:

$$W_h = \int_{y_{h-1}}^{y_h} f(t) dt = f_h (y_h - y_{h-1}) \dots \dots \dots (13)$$

$$S_h = \frac{1}{\sqrt{12}} (y_h - y_{h-1}) \dots \dots \dots (14)$$

$$Z_h - Z_{h-1} = \int_{y_{h-1}}^{y_h} \sqrt{f(t)} dt = \sqrt{f_h} (y_h - y_{h-1}) \dots \dots \dots (15)$$

Donde f_h es el valor constante de $f(y)$ en el estrato h . Al sustituir estas aproximaciones, encontramos:

$$\sqrt{12} \sum_{h=1}^L W_h S_h = \sum_{h=1}^L f_h (y_h - y_{h-1})^2 = \sum_{h=1}^L (Z_h - Z_{h-1})^2 \dots \dots \dots (16)$$

Ya que $(Z_L - Z_0)$ es fija, es fácil verificar que la suma en la derecha se minimiza al hacer $(Z_h - Z_{h-1})$ constante.

Dada, $f(y)$, la regla es formar la función acumulada $\sqrt{f(y)}$ y escoger las y_h de tal manera que éstas formen intervalos iguales en la escala de la acumulada acum $\sqrt{f(y)}$.

ANEXO N°2

Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
1	PUENTE PIEDRA	06206C	100	1
2	TOMAS VALLE	01139S	400	1
3	SANTA ROSA	00569S	220	1
4	MIRONES	05185C	400	1
5	BARSI	02871A	250	1
6	TACNA	00024S	1030	2
7	HUACHO	20690A	250	2
8	CANTO GRANDE	03966A	100	2
9	CHAVARRIA	00868S	640	2
10	SANTA MARINA	20411A	100	2
11	INFANTAS	01257S	400	2
12	MIRONES	00986S	550	2
13	INFANTAS	01569S	400	2
14	PANDO	00298S	630	2
15	MIRONES	00420S	640	2
16	TOMAS VALLE	00944S	630	2
17	MIRONES	00372S	1260	2
18	TACNA	00290S	400	2
19	MARANGA	01385S	400	2
20	SANTA ROSA	02246A	160	2
21	PANDO	00119S	400	2
22	MIRONES	00345S	275	2
23	TACNA	00050S	1400	2
24	SANTA MARINA	00782S	350	2
25	PERSHING	08937C	400	3
26	PANDO	00272S	700	3
27	BARSI	08156C	250	3
28	CHAVARRIA	04650A	250	3
29	TACNA	00286S	640	3
30	SANTA ROSA	00032S	630	3
31	CANTO GRANDE	20103A	250	3
32	CANTO GRANDE	03959A	250	3
33	BARSI	01054S	400	3
34	MIRONES	00038S	350	3
35	INFANTAS	00678S	890	3
36	PANDO	00402S	640	3
37	SANTA ROSA	00746S	550	3
38	TACNA	00467S	800	3
39	PERSHING	00114S	1100	3
40	PERSHING	00198S	640	3

**Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT
(Continuación)**

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
41	PERSHING	00164S	1190	3
42	MARANGA	00494S	550	3
43	TOMAS VALLE	04343A	250	4
44	HUACHO	20736A	160	4
45	TACNA	00280S	640	4
46	PUENTE PIEDRA	21469A	250	4
47	CANTO GRANDE	03636A	100	4
48	CHAVARRIA	00731S	630	4
49	BARSI	00815S	800	4
50	PANÓ	01505S	320	4
51	MIRONES	00274S	630	4
52	BARRANCA	04683A	250	4
53	SANTA MARINA	00159S	550	4
54	CHAVARRIA	05500C	315	4
55	SANTA ROSA	00716S	1260	4
56	INFANTAS	07425C	160	4
57	CHAVARRIA	01134S	350	4
58	MIRONES	07437C	200	4
59	MIRONES	00129S	440	4
60	PERSHING	00295S	1040	4
61	SANTA ROSA	00715S	915	4
62	PERSHING	00416S	1280	4
63	BARSI	01240S	350	4
64	PANDO	01084S	550	4
65	MIRONES	00388S	630	4
66	TACNA	00501S	630	4
67	NARANJAL	01680S	220	5
68	CHAVARRIA	06255C	400	5
69	TOMAS VALLE	05323C	160	5
70	SANTA ROSA	12518A	250	5
71	CHAVARRIA	06202C	100	5
72	BARRANCA	21952A	50	5
73	SANTA ROSA	07253C	250	5
74	NARANJAL	06400C	250	5
75	TACNA	02202A	250	5
76	CANTO GRANDE	06470C	110	5
77	TACNA	00669S	630	5
78	BARSI	00435S	350	5
79	PERSHING	03583A	160	5
80	NARANJAL	04341A	250	5

**Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT
(Continuación)**

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
81	VENTANILLA	00616S	400	5
82	PUENTE PIEDRA	02233A	100	5
83	BARSI	06481C	160	5
84	BARSI	00444S	400	5
85	TACNA	00173S	630	5
86	NARANJAL	03304A	250	5
87	PANDO	00279S	550	5
88	BARSI	03673A	160	5
89	MARANGA	01287S	160	5
90	CHAVARRIA	07973C	160	5
91	MIRONES	00604S	1040	5
92	HUARAL	20180A	160	5
93	MIRONES	00595S	630	5
94	MARANGA	00495S	550	5
95	CANTO GRANDE	03756A	160	5
96	MIRONES	00813S	640	5
97	PANDO	01486S	400	5
98	CHAVARRIA	22232A	160	5
99	CANTO GRANDE	07587C	250	5
100	MIRONES	05175C	400	5
101	CHANCAY	21254A	100	5
102	CHAVARRIA	00777S	400	5
103	PERSHING	00093S	1030	5
104	SANTA ROSA	00747S	400	5
105	MARANGA	07489C	160	5
106	PERSHING	00225S	630	5
107	ZAPALLAL	12241A	100	6
108	VENTANILLA	04996A	100	6
109	BARSI	08311C	250	6
110	TOMAS VALLE	08288C	160	6
111	NARANJAL	05046C	160	6
112	TOMAS VALLE	07364C	250	6
113	TACNA	08966C	250	6
114	NARANJAL	06396C	100	6
115	NARANJAL	04224A	220	6
116	HUACHO	21859A	100	6
117	BARRANCA	21343A	50	6
118	BARSI	06796C	160	6
119	INFANTAS	05205C	160	6
120	NARANJAL	04992A	100	6

**Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT
(Continuación)**

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
121	HUACHO	20099A	100	6
122	CAUDIVILLA	06723C	50	6
123	CHAVARRIA	05234C	100	6
124	CAUDIVILLA	07071C	50	6
125	ANCON	01198S	100	6
126	CHAVARRIA	08309C	400	6
127	CAUDIVILLA	07049C	50	6
128	HUACHO	20776A	100	6
129	HUACHO	20806A	50	6
130	VENTANILLA	00614S	400	6
131	INFANTAS	03482A	100	6
132	SUPE	20871A	100	6
133	INFANTAS	05031C	100	6
134	HUARAL	20961A	50	6
135	BARSI	06794C	75	6
136	SANTA ROSA	07306C	200	6
137	HUARAL	21080A	50	6
138	SANTA MARÍA	06818C	100	6
139	SANTA ROSA	04540A	100	6
140	CHAVARRIA	05087C	100	6
141	SANTA ROSA	03443A	100	6
142	CANTO GRANDE	01252S	160	6
143	INFANTAS	05070C	101	6
144	SANTA ROSA	04952A	100	6
145	HUACHO	20773A	160	6
146	CAUDIVILLA	06268C	75	6
147	CANTO GRANDE	05702C	160	6
148	SANTA ROSA	03494A	250	6
149	NARANJAL	05001C	100	6
150	INFANTAS	05009C	100	6
151	MARANGA	01323S	220	6
152	CHANCA Y	21245A	100	6
153	CAUDIVILLA	04004A	50	6
154	INFANTAS	05020C	101	6
155	SANTA ROSA	03444A	160	6
156	CANTO GRANDE	06839C	100	6
157	CAUDIVILLA	07065C	101	6
158	CANTO GRANDE	08077C	160	6
159	CAUDIVILLA	06729C	50	6
160	CANTO GRANDE	03980A	50	6

**Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT
(Continuación)**

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
161	CHAVARRIA	05227C	100	6
162	MIRONES	20440A	100	6
163	CAUDIVILLA	07060C	50	6
164	NARANJAL	02275A	250	6
165	CHAVARRIA	06835C	160	6
166	CAUDIVILLA	06712C	100	6
167	VENTANILLA	03380A	100	6
168	NARANJAL	05034C	100	6
169	PATIVILCA	20890A	100	6
170	TACNA	20537A	160	6
171	INFANTAS	07424C	160	6
172	CHAVARRIA	07416C	100	6
173	CAUDIVILLA	06744C	160	6
174	SANTA ROSA	06097C	160	6
175	CANTO GRANDE	03519A	160	6
176	CAUDIVILLA	07031C	75	6
177	PANDO	05201C	100	6
178	CANTO GRANDE	02643A	50	6
179	VENTANILLA	03341A	50	6
180	BARSI	01901S	100	6
181	CANTO GRANDE	03555A	100	6
182	HUARAL	20296A	160	6
183	INFANTAS	05022C	100	6
184	SANTA ROSA	02492A	160	6
185	CANTO GRANDE	01701S	275	6
186	INFANTAS	02693A	160	6
187	VENTANILLA	03900A	50	6
188	CHAVARRIA	03687A	160	6
189	CANTO GRANDE	02996A	50	6
190	INFANTAS	03735A	100	6
191	INFANTAS	05050C	100	6
192	CANTO GRANDE	03504A	250	6
193	INFANTAS	02947A	250	6
194	CANTO GRANDE	03545A	50	6
195	HUARAL	20999A	80	6
196	CANTO GRANDE	06837C	50	6
197	INFANTAS	03160A	100	6
198	SANTA ROSA	05126C	100	6
199	CANTO GRANDE	03547A	100	6
200	PUENTE PIEDRA	02361A	100	6

**Subestaciones Seleccionadas para el estudio de pérdidas en la Red de BT
(Continuación)**

Nro.	Subestación de transmisión	Subestación de distribución	KVA	Estrato
201	CHAVARRIA	02453A	100	6
202	TACNA	20278A	160	6
203	INFANTAS	05049C	100	6
204	CANTO GRANDE	03534A	100	6
205	CAUDIVILLA	06727C	50	6
206	BARRANCA	04366A	100	6
207	INFANTAS	05078C	100	6
208	CAUDIVILLA	04802A	100	6
209	INFANTAS	05215C	100	6

ANEXO N° 3

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd (ALTO)	% Pérd (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
1	PUEENTE PIEDRA	06206C	100	1	88.9	7	7.80%	26.80%	62.7	3.5	5.50%	40.20%	36.9	1.2	3.20%
2	TOMAS VALLE	01139S	400	1	101.4	6.5	6.40%	23.70%	66.5	2.8	4.20%	51.50%	51.8	1.6	3.20%
3	SANTA ROSA	00569S	220	1	208.7	12	5.70%	23.70%	136.7	5.1	3.70%	51.50%	106.4	3	2.80%
4	MIRONES	03185C	400	1	154	9	5.80%	23.70%	100.9	3.8	3.80%	51.50%	78.5	2.3	2.90%
5	BARSI	02871A	250	1	166.8	5.7	3.40%	23.70%	109.3	2.4	2.20%	51.50%	85	1.4	1.70%
6	TACNA	00024S	1030	2	307.3	7	2.30%	23.70%	227.6	3.9	1.70%	52.60%	126.9	1.2	0.90%
7	HUACHO	20690A	250	2	105.3	10.9	10.40%	23.70%	69	4.5	6.60%	51.50%	53.7	2.7	5.00%
8	CANTO GRANDE	03966A	100	2	47.5	1.2	2.40%	22.70%	38.1	0.7	1.90%	48.50%	22.6	0.3	1.10%
9	CHAVARRIA	00866S	640	2	163.6	6.4	3.90%	23.70%	123.4	3.5	2.80%	52.60%	68.8	2.1	3.10%
10	SANTA MARINA	20411A	100	2	25.4	1.9	7.60%	25.80%	21.3	1.4	6.30%	41.20%	16.3	0.8	4.70%
11	INFANTAS	01257S	400	2	170.8	8	4.70%	22.70%	136.7	5	3.70%	48.50%	81.3	1.7	2.10%
12	MIRONES	00986S	550	2	177.2	12.8	7.20%	23.70%	116.5	5.5	4.70%	51.50%	90.7	3.3	3.60%
13	INFANTAS	01569S	400	2	90.3	6.7	7.40%	23.70%	59.1	2.7	4.60%	51.50%	46	1.6	3.40%
14	PANDO	00298S	630	2	177.6	7.7	4.30%	23.70%	116.3	3.3	2.80%	51.50%	90.5	1.9	2.10%
15	MIRONES	00420S	640	2	298.2	11	3.70%	23.70%	220.8	6	2.70%	52.60%	123	1.8	1.50%
16	TOMAS VALLE	00944S	630	2	226.8	11.7	5.20%	23.70%	148.5	4.9	3.30%	51.50%	115.5	2.9	2.50%
17	MIRONES	00172S	1260	2	613.2	25.1	4.10%	23.70%	401.6	10.6	2.60%	51.50%	312.5	6.2	2.00%
18	TACNA	00290S	400	2	235.7	9.1	3.90%	23.70%	174.5	5	2.90%	52.60%	97.3	1.5	1.60%
19	MARANGA	01185S	400	2	191.8	6.9	3.60%	26.80%	135.2	3.4	2.50%	40.20%	79.5	1.1	1.40%
20	SANTA ROSA	02246A	160	2	141.3	5.5	3.90%	22.70%	113.1	3.5	3.10%	48.50%	67.2	1.2	1.80%
21	PANDO	00119S	400	2	139.5	3.5	2.50%	26.80%	98.3	1.7	1.70%	40.20%	57.9	0.6	1.00%
22	MIRONES	00345S	275	2	194.2	4.3	2.20%	26.80%	136.9	2.1	1.50%	40.20%	80.6	0.7	0.90%
23	TACNA	00050S	1400	2	401.3	8.5	2.10%	26.80%	282.9	4.2	1.50%	40.20%	166.5	1.4	0.90%
24	SANTA MARINA	00782S	350	2	151.1	5.2	3.50%	23.70%	111.9	2.9	2.50%	52.60%	62.3	0.9	1.40%
25	PERSHING	08917C	400	3	125.7	3	2.40%	22.70%	100.6	1.9	1.90%	48.50%	59.8	0.7	1.10%
26	PANDO	00272S	700	3	369.1	24.4	6.60%	23.70%	273.3	13.3	4.90%	52.60%	152.2	4	2.60%

ANEXO N° 3

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
1	PUENTE PIEDRA	06206C	100	1	88.9	7	7.80%	26.80%	62.7	3.5	5.50%	40.20%	36.9	1.2	3.20%
2	TOMAS VALLE	01139S	400	1	101.4	6.5	6.40%	23.70%	66.5	2.8	4.20%	51.50%	51.8	1.6	3.20%
3	SANTA ROSA	00569S	220	1	208.7	12	5.70%	23.70%	136.7	5.1	3.70%	51.50%	106.4	3	2.80%
4	MIRONES	05185C	400	1	154	9	5.80%	23.70%	100.9	3.8	3.80%	51.50%	78.5	2.3	2.90%
5	BARSI	02871A	250	1	166.8	5.7	3.40%	23.70%	109.3	2.4	2.20%	51.50%	85	1.4	1.70%
6	TACNA	00024S	1030	2	307.3	7	2.30%	23.70%	227.6	3.9	1.70%	52.60%	126.9	1.2	0.90%
7	HUACHO	20690A	250	2	105.3	10.9	10.40%	23.70%	69	4.5	6.60%	51.50%	53.7	2.7	5.00%
8	CANTO GRANDE	03966A	100	2	47.5	1.2	2.40%	22.70%	38.1	0.7	1.90%	48.50%	22.6	0.3	1.10%
9	CHAVARRIA	00866S	640	2	163.6	6.4	3.90%	23.70%	123.4	3.5	2.80%	52.60%	68.8	2.1	3.10%
10	SANTA MARINA	20411A	100	2	25.4	1.9	7.60%	25.80%	21.3	1.4	6.30%	41.20%	16.3	0.8	4.70%
11	INFANTAS	01257S	400	2	170.8	8	4.70%	22.70%	136.7	5	3.70%	48.50%	81.3	1.7	2.10%
12	MIRONES	00986S	550	2	177.2	12.8	7.20%	23.70%	116.5	5.5	4.70%	51.50%	90.7	3.3	3.60%
13	INFANTAS	01569S	400	2	90.3	6.7	7.40%	23.70%	59.1	2.7	4.60%	51.50%	46	1.6	3.40%
14	PANDO	00298S	630	2	177.6	7.7	4.30%	23.70%	116.3	3.3	2.80%	51.50%	90.5	1.9	2.10%
15	MIRONES	00420S	640	2	298.2	11	3.70%	23.70%	220.8	6	2.70%	52.60%	123	1.8	1.50%
16	TOMAS VALLE	00944S	630	2	226.8	11.7	5.20%	23.70%	148.5	4.9	3.30%	51.50%	115.5	2.9	2.50%
17	MIRONES	00372S	1260	2	613.2	25.1	4.10%	23.70%	401.6	10.6	2.60%	51.50%	312.5	6.2	2.00%
18	TACNA	00290S	400	2	235.7	9.1	3.90%	23.70%	174.5	5	2.90%	52.60%	97.3	1.5	1.60%
19	MARANGA	01385S	400	2	191.8	6.9	3.60%	26.80%	135.2	3.4	2.50%	40.20%	79.5	1.1	1.40%
20	SANTA ROSA	02246A	160	2	141.3	5.5	3.90%	22.70%	113.1	3.5	3.10%	48.50%	67.2	1.2	1.80%
21	PANDO	00119S	400	2	139.5	3.5	2.50%	26.80%	98.3	1.7	1.70%	40.20%	57.9	0.6	1.00%
22	MIRONES	00345S	275	2	194.2	4.3	2.20%	26.80%	136.9	2.1	1.50%	40.20%	80.6	0.7	0.90%
23	TACNA	00050S	1400	2	401.3	8.5	2.10%	26.80%	282.9	4.2	1.50%	40.20%	166.5	1.4	0.90%
24	SANTA MARINA	00782S	350	2	151.1	5.2	3.50%	23.70%	111.9	2.9	2.50%	52.60%	62.3	0.9	1.40%
25	PERSHING	08937C	400	3	125.7	3	2.40%	22.70%	100.6	1.9	1.90%	48.50%	59.8	0.7	1.10%
26	PANDO	00272S	700	3	369.1	24.4	6.60%	23.70%	273.3	13.3	4.90%	52.60%	152.2	4	2.60%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
27	BARSI	08156C	250	3	133.2	7.5	5.60%	22.70%	113.4	5.4	4.80%	48.50%	66.8	1.8	2.80%
28	CHAVARRIA	04650A	250	3	75.3	2.1	2.80%	22.70%	47.3	0.8	1.80%	48.50%	24.2	0.2	0.90%
29	TACNA	00286S	640	3	204.3	6.4	3.10%	26.80%	115.7	2	1.80%	40.20%	54.1	0.4	0.80%
30	SANTA ROSA	00032S	630	3	392	8.5	2.20%	23.70%	290.6	4.6	1.60%	52.60%	154.9	1.3	0.80%
31	CANTO GRANDE	20103A	250	3	122.6	2.6	2.10%	23.70%	80.3	1.1	1.40%	51.50%	62.5	0.7	1.10%
32	CANTO GRANDE	03939A	250	3	151	4.7	3.10%	26.80%	101.4	2.1	2.10%	40.20%	56.5	0.6	1.10%
33	BARSI	01054S	400	3	277.2	19.2	6.90%	23.70%	205.3	10.5	5.10%	52.60%	114.3	3.2	2.80%
34	MORONES	00038S	350	3	154	5.9	3.80%	23.70%	114.1	3.2	2.80%	52.60%	63.6	1	1.50%
35	INFANTAS	00678S	890	3	446.3	23.2	5.20%	22.70%	357.3	14.7	4.10%	48.50%	212.4	5	2.40%
36	PANDO	00402S	640	3	388.1	15.4	4.00%	22.70%	310.7	9.8	3.10%	48.50%	184.7	3.3	1.80%
37	SANTA ROSA	00746S	550	3	373.2	16.5	4.40%	23.70%	276.3	8.9	3.20%	52.60%	153.9	2.6	1.70%
38	TACNA	00467S	800	3	379.9	16	4.20%	26.80%	276.6	8.3	3.00%	40.20%	130.8	1.8	1.40%
39	PERSHING	00114S	1100	3	555.5	22.8	4.10%	23.70%	411.4	12.4	3.00%	52.60%	229.3	3.8	1.60%
40	PERSHING	00198S	640	3	381.7	14.3	3.70%	22.70%	305.6	9.1	3.00%	48.50%	181.7	3.1	1.70%
41	PERSHING	00164S	1190	3	592.6	24.2	4.10%	22.70%	474.5	15.4	3.20%	48.50%	282	5.3	1.90%
42	MARANGA	00494S	550	3	332.9	13.6	4.10%	22.70%	266.5	8.7	3.30%	48.50%	158.4	3	1.90%
43	TOMAS VALLE	04343A	250	4	47	1.6	3.30%	26.80%	22.7	0.4	1.60%	40.20%	7.6	0	0.50%
44	HUACHO	20716A	160	4	44.4	1.1	2.60%	23.70%	32.9	0.6	1.90%	52.60%	18.3	0.2	1.00%
45	TACNA	00280S	640	4	344.7	14.8	4.30%	23.70%	235.7	6.9	2.90%	52.60%	160.4	3.1	1.90%
46	PUENTE PIEDRA	21469A	250	4	171.6	9.1	5.30%	23.70%	123.9	4.7	3.80%	52.60%	56	0.9	1.70%
47	CANTO GRANDE	01636A	100	4	32.5	0.9	2.70%	23.70%	21.3	0.4	1.80%	51.50%	16.6	0.2	1.30%
48	CHAVARRIA	00731S	630	4	308.4	18.9	6.10%	23.70%	228.4	10.2	4.40%	52.60%	127.2	3	2.40%
49	BARSI	00815S	800	4	435.4	31.3	7.20%	23.70%	322.5	17	5.30%	52.60%	179.6	5.1	2.80%
50	PANDO	01505S	320	4	193.1	10.8	5.60%	23.70%	143	5.9	4.10%	52.60%	79.6	1.8	2.20%
51	MORONES	00274S	630	4	322.7	16.3	5.00%	23.70%	239	8.9	3.70%	52.60%	133.1	2.7	2.00%
52	BARRANCA	04683A	250	4	74.2	1	1.40%	26.80%	52.3	0.5	1.00%	40.20%	30.8	0.2	0.60%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
53	SANTA MARINA	00159S	550	4	276.7	10.2	3.70%	22.70%	230.6	7	3.00%	48.50%	131.7	2.2	1.70%
54	CHAVARRIA	05500C	315	4	218	12.8	5.90%	23.70%	161.4	6.9	4.30%	52.60%	89.9	2.1	2.30%
55	SANTA ROSA	00716S	1260	4	430.9	21.9	5.10%	23.70%	319.1	11.9	3.70%	52.60%	177.7	3.6	2.00%
56	INFANTAS	07425C	160	4	81.9	4.5	5.50%	23.70%	60.6	2.4	4.00%	52.60%	33.8	0.7	2.20%
57	CHAVARRIA	01134S	350	4	216.4	11.3	5.20%	22.70%	173.2	7.2	4.20%	48.50%	102.9	2.5	2.40%
58	MIRONES	07437C	200	4	115.4	5.7	4.90%	23.70%	85.4	3.1	3.60%	52.60%	47.6	0.9	1.90%
59	MIRONES	00129S	440	4	146.2	5.2	3.50%	26.80%	103	2.6	2.50%	40.20%	60.6	0.9	1.40%
60	PERSHING	00295S	1040	4	456.5	22.3	4.90%	23.70%	338	12.1	3.60%	52.60%	188.3	3.7	1.90%
61	SANTA ROSA	00715S	915	4	489.9	23.8	4.80%	23.70%	362.8	13	3.60%	52.60%	202.1	3.9	1.90%
62	PERSHING	00416S	1280	4	442.2	20.3	4.60%	22.70%	354	13	3.70%	48.50%	210.4	4.5	2.10%
63	BARSI	01240S	350	4	257.6	16.7	6.50%	23.70%	190.8	9.1	4.80%	52.60%	106.3	2.8	2.60%
64	PANDO	01084S	550	4	287.9	12.9	4.50%	23.70%	213.2	7.1	3.30%	52.60%	118.8	2.1	1.80%
65	MIRONES	00388S	630	4	285.7	12.7	4.40%	23.70%	211.5	6.8	3.20%	52.60%	117.9	2.1	1.70%
66	TACNA	00501S	630	4	362.4	37.1	10.20%	23.70%	268.7	19.8	7.40%	52.60%	149.6	5.8	3.90%
67	NARANJAL	01680S	220	5	131.1	14.8	11.30%	23.70%	99.6	8.3	8.30%	52.60%	55.5	2.4	4.40%
68	CHAVARRIA	06255C	400	5	260	15.2	5.80%	23.70%	182.1	7.4	4.10%	52.60%	123.5	3.3	2.70%
69	TOMAS VALLE	05123C	160	5	92.8	1.9	2.10%	23.70%	58.9	0.8	1.30%	52.60%	44.4	0.4	1.00%
70	SANTA ROSA	12518A	250	5	166.1	5.7	3.40%	22.70%	128.3	3.4	2.60%	48.50%	71.5	1	1.40%
71	CHAVARRIA	06202C	100	5	183.9	8.3	4.50%	22.70%	119.6	3.5	2.90%	48.50%	76	1.4	1.80%
72	BARRANCA	21952A	50	5	18.7	0.2	1.20%	26.80%	10.8	0.1	0.70%	51.50%	7.2	0	0.40%
73	SANTA ROSA	07253C	250	5	97.6	8.3	8.50%	23.70%	72.3	4.5	6.20%	52.60%	40.3	1.3	3.30%
74	NARANJAL	06400C	250	5	104	7.5	7.20%	23.70%	77	4.1	5.30%	52.60%	42.9	1.2	2.80%
75	TACNA	02202A	250	5	128.2	4.6	3.60%	23.70%	93.6	2.4	2.60%	52.60%	50.2	0.7	1.40%
76	CANTO GRANDE	06470C	110	5	114.7	3.9	3.40%	23.70%	70	1.4	2.00%	52.60%	54.1	0.8	1.60%
77	TACNA	00669S	630	5	316.4	19.8	6.30%	23.70%	234.3	10.8	4.60%	52.60%	130.5	3.3	2.50%
78	BARSI	00435S	350	5	123.9	6.5	5.30%	23.70%	91.7	3.5	3.90%	52.60%	51.1	1.1	2.10%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
79	PERSHING	03583A	160	5	67.8	4.7	6.90%	23.70%	50.2	2.4	4.80%	52.60%	27.9	0.7	2.50%
80	NARANJAL	04341A	250	5	145.5	9.3	6.40%	23.70%	107.7	5.1	4.70%	52.60%	60	1.5	2.60%
81	VENTANILLA	00616S	400	5	172.8	12.4	7.20%	23.70%	128	6.6	5.20%	52.60%	71.2	2	2.80%
82	PUENTE PIEDRA	02233A	100	5	17.9	0.4	2.00%	23.70%	13.2	0.2	1.40%	52.60%	7.4	0.1	0.80%
83	BARSI	06481C	160	5	90.6	6.4	7.10%	23.70%	67.1	3.5	5.20%	52.60%	37.4	1.1	2.80%
84	BARSI	00444S	400	5	284.8	18.1	6.40%	23.70%	210.9	9.9	4.70%	52.60%	117.5	3	2.50%
85	TACNA	00173S	630	5	303.1	7.5	2.50%	23.70%	212.1	3.7	1.70%	52.60%	107.9	0.9	0.90%
86	NARANJAL	03304A	250	5	113.8	7	6.10%	22.70%	91.1	4.4	4.90%	48.50%	54.1	1.5	2.80%
87	PANDO	00279S	550	5	283.2	15.2	5.40%	23.70%	209.7	8.3	3.90%	52.60%	116.8	2.5	2.10%
88	BARSI	03673A	160	5	68.5	4.5	6.60%	23.70%	50.7	2.5	4.90%	52.60%	28.2	0.8	2.70%
89	MARANGA	01287S	160	5	109.6	7.1	6.50%	23.70%	81.2	3.9	4.80%	52.60%	45.2	1.2	2.60%
90	CHAVARRIA	07973C	160	5	118.2	6.7	5.70%	23.70%	87.5	3.7	4.20%	52.60%	48.8	1.1	2.30%
91	MIRONES	00604S	1040	5	363.2	17.8	4.90%	23.70%	269	9.7	3.60%	52.60%	149.8	2.9	1.90%
92	HUARAL	20180A	160	5	24.9	0.4	1.50%	23.70%	18.5	0.2	1.10%	52.60%	10.3	0.1	0.60%
93	MIRONES	00595S	630	5	352.7	21.7	6.10%	23.70%	261.2	11.7	4.50%	52.60%	145.5	3.5	2.40%
94	MARANGA	00495S	550	5	387.4	22.5	5.80%	23.70%	286.9	12.3	4.30%	52.60%	159.8	3.7	2.30%
95	CANTO GRANDE	03756A	160	5	93.1	3.6	3.90%	23.70%	44.4	0.8	1.80%	52.60%	20.2	0.2	0.80%
96	MIRONES	00813S	640	5	419	24.4	5.80%	23.70%	310.3	13.2	4.30%	52.60%	172.8	4	2.30%
97	PANDO	01486S	400	5	212.8	12	5.60%	23.70%	157.6	6.5	4.10%	52.60%	87.8	2	2.30%
98	CHAVARRIA	22232A	160	5	97.5	4.8	5.00%	22.70%	78.1	3.1	3.90%	48.50%	46.4	1.1	2.30%
99	CANTO GRANDE	07587C	250	5	89.6	4	4.50%	23.70%	53.8	1.4	2.70%	52.60%	37.7	0.7	1.80%
100	MIRONES	05175C	400	5	125	4.3	3.50%	22.70%	70.8	1.3	1.90%	48.50%	25.4	0.2	0.60%
101	CHANCAY	21254A	100	5	19.3	0.4	2.00%	26.80%	11.2	0.1	1.20%	51.50%	7.4	0.1	0.70%
102	CHAVARRIA	00777S	400	5	191.8	19	9.90%	23.70%	141.1	10.2	7.20%	52.60%	78.6	3.1	3.90%
103	PERSHING	00091S	1030	5	527.8	28.6	5.40%	23.70%	390.9	15.3	3.90%	52.60%	217.7	4.5	2.10%
104	SANTA ROSA	00747S	400	5	255.6	13.4	5.20%	23.70%	189.3	7.3	3.90%	52.60%	105.4	2.2	2.10%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
105	MARANGA	07489C	160	5	118.6	2.8	2.40%	22.70%	70.8	1	1.40%	48.50%	25.8	0.1	0.50%
106	PERSHING	00221S	630	5	389.8	12.8	3.30%	23.70%	288.7	7	2.40%	52.60%	160.9	2.1	1.30%
107	ZAPALLAL	12241A	100	6	20.9	1.8	8.50%	26.80%	12.1	0.6	4.90%	51.50%	8	0.3	3.20%
108	VENTANILLA	04996A	100	6	80	2.8	3.40%	26.80%	51.4	1.1	2.20%	51.50%	39.1	0.6	1.60%
109	BARSI	08311C	250	6	70.9	6.1	8.60%	22.70%	56.8	3.9	6.80%	48.50%	33.7	1.3	3.90%
110	TOMAS VALLE	08288C	160	6	66.8	2.7	4.10%	23.70%	39.4	0.9	2.40%	52.60%	28.6	0.5	1.70%
111	NARANJAL	05046C	160	6	70.2	5.8	8.30%	23.70%	52	3.1	6.00%	52.60%	29	0.9	3.20%
112	TOMAS VALLE	07364C	250	6	127.6	7.7	6.00%	23.70%	89.5	3.7	4.20%	52.60%	66.5	2	3.00%
113	TACNA	08966C	250	6	90.3	2.5	2.80%	23.70%	63.9	1.3	2.00%	52.60%	16.5	0.1	0.50%
114	NARANJAL	06396C	100	6	37.3	1.1	3.00%	23.70%	24.9	0.5	2.00%	52.60%	16.4	0.2	1.30%
115	NARANJAL	04224A	220	6	72.7	4.3	5.90%	23.70%	53.8	2.3	4.30%	52.60%	30	0.7	2.30%
116	HUACHO	21859A	100	6	31.7	0.5	1.70%	23.70%	23.5	0.3	1.20%	52.60%	13.1	0.1	0.70%
117	BARRANCA	21343A	50	6	21.6	0.5	2.10%	26.80%	12.5	0.2	1.20%	51.50%	8.3	0.1	0.80%
118	BARSI	06796C	160	6	42.3	2.2	5.30%	23.70%	31.3	1.2	3.90%	52.60%	17.4	0.4	2.10%
119	INFANTAS	05205C	160	6	86.9	5.2	6.00%	23.70%	64.3	2.4	3.80%	52.60%	35.7	0.9	2.40%
120	NARANJAL	04992A	100	6	65.1	4.1	6.30%	26.80%	37.6	1.3	3.50%	51.50%	25	0.6	2.30%
121	HUACHO	20099A	100	6	40.2	1	2.40%	26.80%	23.3	0.3	1.40%	51.50%	15.5	0.1	0.90%
122	CAUDIVILLA	06723C	50	6	33.8	0.9	2.60%	26.80%	18.3	0.3	1.40%	51.50%	13.2	0.1	1.00%
123	CHAVARRIA	05234C	100	6	37.7	2.1	5.60%	23.70%	27.8	0.7	2.60%	52.60%	15.5	0.2	1.40%
124	CAUDIVILLA	07071C	50	6	42.9	1.2	2.90%	26.80%	26.3	0.5	1.70%	51.50%	17	0.2	1.10%
125	ANCON	01198S	100	6	15.2	0.6	3.70%	26.80%	8.8	0.2	2.10%	51.50%	5.8	0.1	1.40%
126	CHAVARRIA	08309C	400	6	135	6.3	4.70%	23.70%	100	3.4	3.40%	52.60%	55.7	1	1.90%
127	CAUDIVILLA	07049C	50	6	39.9	1.1	2.80%	23.70%	20.5	0.3	1.50%	52.60%	15.2	0.2	1.10%
128	HUACHO	20776A	100	6	32	0.6	1.80%	23.70%	23.7	0.3	1.30%	52.60%	13.2	0.1	0.70%
129	HUACHO	20806A	50	6	6.5	0.1	1.20%	23.70%	4.8	0	0.80%	52.60%	2.7	0	0.40%
130	VENTANILLA	00614S	400	6	144.6	6.2	4.30%	23.70%	107.1	3.4	3.10%	52.60%	59.6	1	1.70%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd (ALTO)	% Pérd (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
131	INFANTAS	01482A	100	6	55.7	2.4	4.30%	23.70%	41.3	1.3	3.20%	52.60%	23	0.4	1.70%
132	SUPE	20871A	100	6	16.2	0.3	1.90%	27.80%	7.8	0.1	0.90%	53.60%	5.8	0	0.70%
133	INFANTAS	05031C	100	6	51.8	4.2	8.10%	23.70%	38.3	2.3	5.90%	52.60%	21.3	0.7	3.20%
134	HUARAL	20961A	50	6	28.5	0.5	1.60%	26.80%	16.5	0.2	0.90%	51.50%	11	0.1	0.60%
135	BARSI	06794C	75	6	48.7	2.1	4.20%	23.70%	36.1	1.1	3.10%	52.60%	20.1	0.3	1.70%
136	SANTA ROSA	07306C	200	6	64.6	3.1	4.80%	23.70%	47.8	1.7	3.60%	52.60%	26.6	0.5	1.90%
137	HUARAL	21080A	50	6	32	0.6	1.90%	26.80%	18.5	0.2	1.10%	51.50%	12.3	0.1	0.70%
138	SANTA MARINA	06818C	100	6	46.8	2.1	4.40%	23.70%	34.7	1.1	3.30%	52.60%	19.3	0.3	1.80%
139	SANTA ROSA	04540A	100	6	34.1	1	2.90%	26.80%	19.7	0.3	1.70%	51.50%	13.1	0.1	1.10%
140	CHAVARRIA	05087C	100	6	33.7	1.5	4.40%	23.70%	24.9	0.8	3.20%	52.60%	13.9	0.2	1.70%
141	SANTA ROSA	01443A	100	6	49.4	1.8	3.70%	23.70%	36.6	1	2.80%	52.60%	20.4	0.3	1.50%
142	CANTO GRANDE	01252S	160	6	87.6	3.9	4.40%	23.70%	64.8	2.1	3.30%	52.60%	36.1	0.6	1.80%
143	INFANTAS	05070C	101	6	32.1	1.6	5.00%	23.70%	23.8	0.9	3.70%	52.60%	13.3	0.3	2.00%
144	SANTA ROSA	04952A	100	6	29.6	0.8	2.80%	26.80%	17.1	0.3	1.60%	51.50%	11.4	0.1	1.10%
145	HUACHO	20773A	160	6	55.6	2	3.60%	26.80%	32.1	0.7	2.00%	51.50%	21.4	0.3	1.30%
146	CAUDIVILLA	06268C	75	6	41.3	1.6	3.90%	26.80%	23.9	0.5	2.20%	51.50%	15.9	0.2	1.40%
147	CANTO GRANDE	05702C	160	6	64.9	2.7	4.10%	23.70%	48.1	1.5	3.10%	52.60%	26.8	0.5	1.70%
148	SANTA ROSA	01494A	250	6	76.8	3.1	4.00%	23.70%	56.9	1.7	2.90%	52.60%	31.7	0.5	1.60%
149	NARANJAL	05001C	100	6	63.2	2.5	4.00%	23.70%	46.8	1.4	2.90%	52.60%	26.1	0.4	1.60%
150	INFANTAS	05009C	100	6	30.4	1	3.40%	23.70%	22.5	0.6	2.50%	52.60%	12.6	0.2	1.40%
151	MARANGA	01323S	220	6	97.9	3.6	3.70%	23.70%	72.5	2	2.70%	52.60%	40.4	0.6	1.50%
152	CILANCAY	21245A	100	6	26.8	0.5	1.70%	26.80%	15.5	0.2	1.00%	51.50%	10.3	0.1	0.70%
153	CAUDIVILLA	04004A	50	6	34.2	1.2	3.40%	26.80%	19.8	0.4	2.00%	51.50%	13.1	0.2	1.30%
154	INFANTAS	05020C	101	6	31	0.6	2.10%	23.70%	23	0.4	1.50%	52.60%	12.8	0.1	0.90%
155	SANTA ROSA	01444A	160	6	73.4	2.8	3.80%	23.70%	54.4	1.5	2.80%	52.60%	30.3	0.5	1.60%
156	CANTO GRANDE	06839C	100	6	41.7	1.6	3.80%	23.70%	30.9	0.9	2.80%	52.60%	17.2	0.3	1.50%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd (MEDIO)	% Pérd (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd (BAJO)	% Pérd (BAJO)
157	CAUDIVILLA	07063C	101	6	25.6	1	3.90%	23.70%	19	0.6	2.90%	52.60%	10.6	0.2	1.60%
158	CANTO GRANDE	08077C	160	6	76.6	3.1	4.00%	23.70%	56.7	1.7	2.90%	52.60%	31.6	0.5	1.60%
159	CAUDIVILLA	06729C	50	6	40.7	1.3	3.30%	23.70%	24.2	0.5	1.90%	52.60%	16.5	0.2	1.30%
160	CANTO GRANDE	03980A	50	6	34.8	1.9	5.50%	23.70%	25.8	1	4.00%	52.60%	14.3	0.3	2.20%
161	CHAVARRIA	05227C	100	6	35.2	1.3	3.80%	23.70%	26.1	0.7	2.80%	52.60%	14.5	0.2	1.50%
162	MIRONES	20440A	100	6	75.4	2.2	2.90%	23.70%	55.9	1.2	2.20%	52.60%	31.1	0.4	1.20%
163	CAUDIVILLA	07060C	50	6	25.2	0.9	3.50%	23.70%	18.6	0.5	2.60%	52.60%	10.4	0.2	1.40%
164	NARANJAL	02275A	250	6	104	10.6	10.10%	23.70%	77.1	5.7	7.40%	52.60%	42.9	1.7	4.00%
165	CHAVARRIA	06813C	160	6	42.6	4.9	11.60%	23.70%	31.5	2.7	8.40%	52.60%	17.6	0.8	4.60%
166	CAUDIVILLA	06712C	100	6	33.4	1.1	3.30%	23.70%	24.8	0.6	2.50%	52.60%	13.8	0.2	1.30%
167	VENTANILLA	03380A	100	6	20.2	0.2	1.00%	27.80%	9.7	0.1	0.50%	53.60%	7.2	0	0.40%
168	NARANJAL	05034C	100	6	50.9	1.6	3.20%	23.70%	37.7	0.9	2.30%	52.60%	21	0.3	1.30%
169	PATIVILCA	20890A	100	6	30	0.5	1.50%	26.80%	17.4	0.2	0.90%	51.50%	11.6	0.1	1.20%
170	TACNA	20537A	160	6	103.7	3.3	3.20%	23.70%	76.8	1.8	2.40%	52.60%	42.8	0.6	1.30%
171	INFANTAS	07424C	160	6	91.6	2.7	3.00%	23.70%	67.8	1.5	2.20%	52.60%	37.8	0.5	1.20%
172	CHAVARRIA	07416C	100	6	69.8	2.3	3.40%	23.70%	51.7	1.3	2.50%	52.60%	28.8	0.4	1.40%
173	CAUDIVILLA	06744C	160	6	47.5	1.5	3.10%	23.70%	35.2	0.8	2.30%	52.60%	19.6	0.2	1.20%
174	SANTA ROSA	06097C	160	6	77.7	2.1	2.80%	23.70%	57.5	1.2	2.00%	52.60%	32.1	0.4	1.10%
175	CANTO GRANDE	03519A	160	6	45.1	1.3	2.90%	26.80%	26.1	0.4	1.70%	51.50%	17.4	0.2	1.10%
176	CAUDIVILLA	07031C	75	6	31.2	1	3.10%	23.70%	23.1	0.5	2.30%	52.60%	12.9	0.2	1.20%
177	PANDO	05201C	100	6	53.1	1.6	3.00%	23.70%	39.3	0.9	2.20%	52.60%	21.9	0.3	1.20%
178	CANTO GRANDE	02643A	50	6	30.1	0.8	2.80%	23.70%	22.3	0.5	2.10%	52.60%	12.4	0.1	1.10%
179	VENTANILLA	03341A	50	6	10.9	0.1	0.60%	26.80%	6.3	0	0.30%	51.50%	4.2	0	0.20%
180	BARSI	01901S	100	6	33.3	3.3	9.80%	23.70%	24.7	1.8	7.20%	52.60%	13.7	0.5	3.90%
181	CANTO GRANDE	03555A	100	6	43.1	1.1	2.60%	26.80%	24.9	0.4	1.50%	51.50%	16.6	0.2	1.00%
182	HUARAL	20296A	160	6	40.7	0.5	1.30%	23.70%	30.2	0.3	0.90%	52.60%	16.8	0.1	0.50%

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga (alto, medio, bajo)

(Continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	kW TOTAL (ALTO)	kW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	kW TOTAL (MEDIO)	kW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (BAJO)	kW TOTAL (BAJO)	kW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)
183	INFANTAS	05022C	100	-6	61.4	1.6	2.60%	23.70%	45.5	0.9	1.90%	52.60%	25.4	0.3	1.10%
184	SANTA ROSA	02492A	160	6	105.7	2.9	2.80%	23.70%	78.3	1.6	2.10%	52.60%	43.6	0.5	1.10%
185	CANTO GRANDE	01701S	275	6	116.5	3.3	2.80%	23.70%	86.3	1.8	2.10%	52.60%	48.1	0.5	1.10%
186	INFANTAS	02693A	160	6	53.5	1.4	2.50%	26.80%	30.9	0.5	1.50%	51.50%	20.6	0.2	1.00%
187	VENTANILLA	03900A	50	6	33.1	0.7	2.20%	26.80%	19.1	0.2	1.30%	51.50%	12.7	0.1	0.80%
188	CHIVARRIA	03687A	160	6	89.3	2.5	2.80%	23.70%	66.2	1.4	2.00%	52.60%	36.9	0.4	1.10%
189	CANTO GRANDE	02996A	50	6	20.1	0.5	2.50%	27.80%	9.7	0.1	1.20%	53.60%	7.2	0.1	0.80%
190	INFANTAS	03735A	100	6	51.1	1.7	3.30%	23.70%	37.9	0.9	2.50%	52.60%	21.1	0.3	1.30%
191	INFANTAS	05050C	100	6	53.1	1.4	2.60%	23.70%	39.3	0.8	1.90%	52.60%	21.9	0.2	1.00%
192	CANTO GRANDE	03504A	250	6	45.9	0.9	2.00%	23.70%	34	0.5	1.50%	52.60%	19	0.2	0.80%
193	INFANTAS	02947A	250	6	54.1	1.5	2.80%	26.80%	31.3	0.5	1.60%	51.50%	20.8	0.2	1.10%
194	CANTO GRANDE	03545A	50	6	39.2	0.9	2.20%	26.80%	22.6	0.3	1.30%	51.50%	15.1	0.1	0.90%
195	HUARAL	20999A	80	6	25.2	0.6	2.40%	26.80%	14.6	0.2	1.40%	51.50%	9.7	0.1	0.90%
196	CANTO GRANDE	06837C	50	6	23.8	0.5	2.10%	23.70%	17.6	0.3	1.50%	52.60%	9.8	0.1	0.80%
197	INFANTAS	03160A	100	6	36.1	0.8	2.20%	26.80%	20.9	0.3	1.30%	51.50%	13.9	0.1	0.90%
198	SANTA ROSA	05126C	100	6	30.1	0.8	2.70%	26.80%	17.4	0.3	1.60%	51.50%	11.6	0.1	1.00%
199	CANTO GRANDE	03547A	100	6	49.6	1.1	2.20%	26.80%	28.7	0.4	1.30%	51.50%	19.1	0.2	0.80%
200	PUENTE PIEDRA	02361A	100	6	38.3	1.1	2.80%	23.70%	28.4	0.6	2.10%	52.60%	15.8	0.2	1.10%
201	CHIVARRIA	02453A	100	6	30.2	0.5	1.70%	26.80%	17.5	0.2	1.00%	51.50%	11.6	0.1	0.60%
202	TACNA	20278A	160	6	95.2	2.2	2.30%	23.70%	70.5	1.2	1.70%	52.60%	39.3	0.4	0.90%
203	INFANTAS	05049C	100	6	43.5	1	2.40%	23.70%	32.2	0.6	1.70%	52.60%	18	0.2	0.90%
204	CANTO GRANDE	03534A	100	6	49.9	1.1	2.30%	26.80%	28.9	0.4	1.30%	51.50%	19.2	0.2	0.90%
205	CAUDIVILLA	06727C	50	6	24.3	0.5	2.20%	23.70%	18	0.3	1.60%	52.60%	10	0.1	0.90%
206	BARRANCA	04366A	100	6	49.3	1.3	2.60%	23.70%	36.5	0.7	1.90%	52.60%	20.4	0.2	1.00%
207	INFANTAS	05078C	100	6	40.4	1	2.40%	23.70%	29.9	0.5	1.80%	52.60%	16.7	0.2	1.00%
208	CAUDIVILLA	04802A	100	6	52.5	1.2	2.30%	23.70%	38.9	0.7	1.70%	52.60%	21.7	0.2	0.90%
209	INFANTAS	05215C	100	6	50.8	1.1	2.10%	23.70%	37.7	0.6	1.60%	52.60%	21	0.2	0.90%

ANEXO N°4

Cálculo de pérdidas de energía para cada una de las Subestaciones de la muestra en Baja Tensión

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
1	PUENTE PIEDRA	06206C	100	1	44054	2620	5.95%
2	TOMAS VALLE	01139S	400	1	51219	2419	4.72%
3	SANTA ROSA	00569S	220	1	105318	4465	4.24%
4	MIRONES	05185C	400	1	77721	3361	4.32%
5	BARSI	02871A	250	1	84178	2121	2.52%
6	TACNA	00024S	1030	2	160288	2859	1.78%
7	HUACHO	20690A	250	2	53133	4023	7.57%
8	CANTO GRANDE	03966A	100	2	25743	502	1.95%
9	CHAVARRIA	00868S	640	2	86385	2783	3.22%
10	SANTA MARINA	20411A	100	2	14908	942	6.32%
11	INFANTAS	01257S	400	2	92488	3407	3.68%
12	MIRONES	00986S	550	2	89651	4817	5.37%
13	INFANTAS	01569S ✓	400	2	45531	2426	5.33%
14	PANDO	00298S	630	2	89596	2872	3.21%
15	MIRONES	00420S	640	2	155495	4445	2.86%
16	TOMAS VALLE	00944S	630	2	114414	4314	3.77%
17	MIRONES	00372S	1260	2	309395	9304	3.01%
18	TACNA	00290S	400	2	122906	3698	3.01%
19	MARANGA	01385S	400	2	95057	2563	2.70%
20	SANTA ROSA	02246A	160	2	76508	2356	3.08%
21	PANDO	00119S	400	2	69114	1296	1.87%
22	MIRONES	00345S	275	2	96263	1600	1.66%
23	TACNA	00050S	1400	2	198899	3178	1.60%
24	SANTA MARINA	00782S	350	2	78783	2119	2.69%
25	PERSHING	08937C	400	3	68063	1292	1.90%
26	PANDO	00272S	700	3	192455	9872	5.13%
27	BARSI	08156C	250	3	75193	3490	4.64%
28	CHAVARRIA	04650A	250	3	33826	686	2.03%
29	TACNA	00286S	640	3	85759	1928	2.25%
30	SANTA ROSA	00032S	630	3	203357	3424	1.68%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
31	CANTO GRANDE	20103A	250	3	61884	972	1.57%
32	CANTO GRANDE	03959A	250	3	71886	1661	2.31%
33	BARSI	01054S	400	3	144531	7770	5.38%
34	MIRONES	00038S	350	3	80315	2377	2.96%
35	INFANTAS	00678S	890	3	241683	9964	4.12%
36	PANDO	00402S	640	3	210128	6615	3.15%
37	SANTA ROSA	00746S	550	3	194583	6627	3.41%
38	TACNA	00467S	800	3	184459	5909	3.20%
39	PERSHING	00114S	1100	3	289734	9225	3.18%
40	PERSHING	00198S	640	3	206724	6161	2.98%
41	PERSHING	00164S	1190	3	320916	10396	3.24%
42	MARANGA	00494S	550	3	180273	5875	3.26%
43	TOMAS VALLE	04343A	250	4	17440	417	2.39%
44	HUACHO	20736A	160	4	23138	462	2.00%
45	TACNA	00280S	640	4	175437	5647	3.22%
46	PUENTE PIEDRA	21469A	250	4	85775	3497	4.08%
47	CANTO GRANDE	03636A	100	4	16409	330	2.01%
48	CHAVARRIA	00731S	630	4	160801	7583	4.72%
49	BARSI	00815S	800	4	227047	12644	5.57%
50	PANDO	01505S	320	4	100673	4374	4.34%
51	MIRONES	00274S	630	4	168284	6593	3.92%
52	BARRANCA	04683A	250	4	36781	394	1.07%
53	SANTA MARINA	00159S	550	4	153008	4575	2.99%
54	CHAVARRIA	05500C	315	4	113650	5168	4.55%
55	SANTA ROSA	00716S	1260	4	224689	8842	3.94%
56	INFANTAS	07425C	160	4	42705	1815	4.25%
57	CHAVARRIA	01134S	350	4	117155	4871	4.16%
58	MIRONES	07437C	200	4	60154	2289	3.81%
59	MIRONES	00129S	440	4	72424	1942	2.68%
60	PERSHING	00295S	1040	4	238049	9015	3.79%
61	SANTA ROSA	00715S	915	4	255474	9632	3.77%
62	PERSHING	00416S	1280	4	239430	8757	3.66%
63	BARSI	01240S	350	4	134336	6769	5.04%
64	PANDO	01084S	550	4	150153	5245	3.49%
65	MIRONES	00388S	630	4	148971	5104	3.43%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
66	TACNA	00501S	630	4	189134	14829	7.84%
67	NARANJAL	01680S	220	5	69571	6063	8.72%
68	CHAVARRIA	06255C	400	5	134388	5952	4.43%
69	TOMAS VALLE	05323C	160	5	45710	687	1.50%
70	SANTA ROSA	12518A	250	5	86759	2328	2.68%
71	CHAVARRIA	06202C	100	5	87564	2851	3.26%
72	BARRANCA	21952A	50	5	8764	79	0.90%
73	SANTA ROSA	07253C	250	5	50909	3338	6.56%
74	NARANJAL	06400C	250	5	54243	3022	5.57%
75	TACNA	02202A	250	5	65885	1812	2.75%
76	CANTO GRANDE	06470C	110	5	55321	1345	2.43%
77	TACNA	00669S	630	5	164990	8035	4.87%
78	BARSI	00435S	350	5	64603	2634	4.08%
79	PERSHING	03583A	160	5	35339	1842	5.21%
80	NARANJAL	04341A	250	5	75871	3784	4.99%
81	VENTANILLA	00616S	400	5	90099	4954	5.50%
82	PUENTE PIEDRA	02233A ✓	100	5	9321	142	1.52%
83	BARSI	06481C	160	5	47248	2604	5.51%
84	BARSI	00444S	400	5	148503	7329	4.94%
85	TACNA	00173S	630	5	150465	2828	1.88%
86	NARANJAL	03304A	250	5	61615	3000	4.87%
87	PANDO	00279S	550	5	147661	6142	4.16%
88	BARSI	03673A	160	5	35694	1836	5.14%
89	MARANGA	01287S	160	5	57144	2871	5.02%
90	CHAVARRIA	07973C	160	5	61646	2735	4.44%
91	MIRONES	00604S	1040	5	189413	7198	3.80%
92	HUARAL	20180A	160	5	13006	149	1.15%
93	MIRONES	00595S	630	5	183922	8708	4.73%
94	MARANGA	00495S	550	5	202012	9109	4.51%
95	CANTO GRANDE	03756A	160	5	36153	957	2.65%
96	MIRONES	00813S	640	5	218508	9833	4.50%
97	PANDO	01486S	400	5	110967	4857	4.38%
98	CHAVARRIA	22232A	160	5	52790	2074	3.93%
99	CANTO GRANDE	07587C	250	5	42093	1344	3.19%
100	MIRONES	05175C	400	5	50385	1196	2.37%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
101	CHANCA Y	21254A	100	5	9032	129	1.43%
102	CHAVARRIA	00777S	400	5	99585	7635	7.67%
103	PERSHING	00093S	1030	5	275255	11440	4.16%
104	SANTA ROSA	00747S	400	5	133292	5436	4.08%
105	MARANGA	07489C	160	5	49412	830	1.68%
106	PERSHING	00225S	630	5	203331	5202	2.56%
107	ZAPALLAL	12241A	100	6	9780	603	6.17%
108	VENTANILLA	04996A	100	6	40591	1050	2.59%
109	BARSI	08311C	250	6	38412	2615	6.81%
110	TOMAS VALLE	08288C	160	6	31168	904	2.90%
111	NARANJAL	05046C	160	6	36614	2341	6.39%
112	TOMAS VALLE	07364C	250	6	67029	3056	4.56%
113	TACNA	08966C	250	6	42399	914	2.15%
114	NARANJAL	06396C	100	6	18603	418	2.25%
115	NARANJAL	04224A	220	6	37893	1728	4.56%
116	HUACHO	21859A	100	6	16548	216	1.30%
117	BARRANCA	21343A	50	6	10103	155	1.54%
118	BARSI	06796C	160	6	22035	906	4.11%
119	INFANTAS	05205C	160	6	45290	1960	4.33%
120	NARANJAL	04992A	100	6	30400	1372	4.51%
121	HUACHO	20099A	100	6	18802	328	1.74%
122	CAUDIVILLA	06723C	50	6	15369	281	1.83%
123	CHAVARRIA	05234C	100	6	19615	674	3.44%
124	CAUDIVILLA	07071C	50	6	20696	438	2.11%
125	ANCON	01198S	100	6	7078	187	2.65%
126	CHAVARRIA	08309C	400	6	70392	2553	3.63%
127	CAUDIVILLA	07049C	50	6	17162	332	1.94%
128	HUACHO	20776A	100	6	16688	230	1.38%
129	HUACHO	20806A	50	6	3381	31	0.90%
130	VENTANILLA	00614S	400	6	75386	2508	3.33%
131	INFANTAS	03482A	100	6	29057	974	3.35%
132	SUPE	20871A	100	6	7037	94	1.34%
133	INFANTAS	05031C	100	6	26990	1692	6.27%
134	HUARAL	20961A	50	6	13345	155	1.16%
135	BARSI	06794C	75	6	25420	838	3.29%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
136	SANTA ROSA	07306C	200	6	33676	1263	3.75%
137	HUARAL	21080A	50	6	14953	212	1.42%
138	SANTA MARINA	06818C	100	6	24400	839	3.44%
139	SANTA ROSA	04540A	100	6	15958	337	2.11%
140	CHAVARRIA	05087C	100	6	17564	600	3.42%
141	SANTA ROSA	03443A	100	6	25773	749	2.91%
142	CANTO GRANDE	01252S	160	6	45657	1569	3.44%
143	INFANTAS	05070C	101	6	16748	654	3.91%
144	SANTA ROSA	04952A	100	6	13816	279	2.02%
145	HUACHO	20773A	160	6	25989	671	2.58%
146	CAUDIVILLA	06268C	75	6	19292	545	2.83%
147	CANTO GRANDE	05702C	160	6	33843	1093	3.23%
148	SANTA ROSA	03494A	250	6	40070	1234	3.08%
149	NARANJAL	05001C	100	6	32951	1015	3.08%
150	INFANTAS	05009C	100	6	15872	422	2.66%
151	MARANGA	01323S	220	6	51074	1454	2.85%
152	CHANCA Y	21245A ✓	100	6	12526	155	1.24%
153	CAUDIVILLA	04004A	50	6	15974	397	2.49%
154	INFANTAS	05020C	101	6	16176	261	1.61%
155	SANTA ROSA	03444A	160	6	38272	1136	2.97%
156	CANTO GRANDE	06839C	100	6	21725	638	2.94%
157	CAUDIVILLA	07065C	101	6	13345	410	3.07%
158	CANTO GRANDE	08077C	160	6	39937	1234	3.09%
159	CAUDIVILLA	06729C	50	6	18914	443	2.34%
160	CANTO GRANDE	03980A	50	6	18132	774	4.27%
161	CHAVARRIA	05227C	100	6	18357	535	2.92%
162	MIRONES	20440A	100	6	39337	904	2.30%
163	CAUDIVILLA	07060C	50	6	13120	358	2.73%
164	NARANJAL	02275A	250	6	54272	4260	7.85%
165	CHAVARRIA	06835C	160	6	22198	1983	8.94%
166	CAUDIVILLA	06712C	100	6	17438	451	2.59%
167	VENTANILLA	03380A	100	6	8755	63	0.72%
168	NARANJAL	05034C	100	6	26525	656	2.47%
169	PATIVILCA	20890A	100	6	14057	170	1.21%
170	TACNA	20537A	160	6	54082	1357	2.51%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
171	INFANTAS	07424C	160	6	47751	1114	2.33%
172	CHAVARRIA	07416C	100	6	36406	951	2.61%
173	CAUDIVILLA	06744C	160	6	24759	593	2.40%
174	SANTA ROSA	06097C	160	6	40512	870	2.15%
175	CANTO GRANDE	03519A	160	6	21086	450	2.13%
176	CAUDIVILLA	07031C	75	6	16268	392	2.41%
177	PANDO	05201C	100	6	27673	638	2.31%
178	CANTO GRANDE	02643A	50	6	15690	341	2.18%
179	VENTANILLA	03341A	50	6	5109	22	0.44%
180	BARSI	01901S	100	6	17357	1319	7.60%
181	CANTO GRANDE	03555A	100	6	20131	388	1.93%
182	HUARAL	20296A	160	6	21237	210	0.99%
183	INFANTAS	05022C	100	6	32032	654	2.04%
184	SANTA ROSA	02492A	160	6	55137	1195	2.17%
185	CANTO GRANDE	01701S	275	6	60758	1323	2.18%
186	INFANTAS	02693A	160	6	25014	461	1.84%
187	VENTANILLA	03900A	50	6	15474	246	1.59%
188	CHAVARRIA	03687A	160	6	46581	1003	2.15%
189	CANTO GRANDE	02996A	50	6	8730	157	1.79%
190	INFANTAS	03735A	100	6	26654	692	2.60%
191	INFANTAS	05050C	100	6	27700	566	2.04%
192	CANTO GRANDE	03504A	250	6	23942	372	1.55%
193	INFANTAS	02947A	250	6	25290	507	2.01%
194	CANTO GRANDE	03545A	50	6	18302	298	1.63%
195	HUARAL	20999A	80	6	11783	204	1.73%
196	CANTO GRANDE	06837C	50	6	12421	200	1.61%
197	INFANTAS	03160A	100	6	16868	273	1.62%
198	SANTA ROSA	05126C	100	6	14050	277	1.97%
199	CANTO GRANDE	03547A	100	6	23192	369	1.59%
200	PUENTE PIEDRA	02361A	100	6	19970	444	2.22%
201	CHAVARRIA	02453A	100	6	14114	174	1.24%
202	TACNA	20278A	160	6	49652	906	1.82%
203	INFANTAS	05049C	100	6	22688	417	1.84%
204	CANTO GRANDE	03534A	100	6	23334	388	1.66%
205	CAUDIVILLA	06727C	50	6	12660	217	1.72%

Cálculo de pérdidas de energía (continuación)

Nro	Subestación de Transmisión	Subestación de Distribución	Potencia (KVA)	Estrato	Energía total (kWh)	Energía Perdida (kWh)	% Pérdidas de Energía
206	BARRANCA	04366A	100	6	25725	519	2.02%
207	INFANTAS	05078C	100	6	21055	394	1.87%
208	CAUDIVILLA	04802A	100	6	27363	489	1.79%
209	INFANTAS	05215C	100	6	26521	444	1.67%

ANEXO N°5

Factor de Desbalance

El factor de desbalance cuantifica el aumento de pérdidas producto de la desigualdad de las corrientes por las fases.

Las pérdidas en las redes son calculadas por el flujo de carga para una operación balanceada, lo que nos da la siguiente expresión:

$$P_b = 3I^2 R \dots\dots\dots(1)$$

donde:

P_b = Pérdidas de potencia con operación balanceada

I = Corriente por cada fase

R = Resistencia del conductor

Cuando existe desbalance la expresión a usar es:

$$P_d = R(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) \dots\dots\dots(2)$$

donde:

P_d , pérdidas de potencia con operación desbalanceada (corrientes por fases diferentes)

I_k , corriente por la fase k con $k = A, B, C$

Teniendo en cuenta que para niveles de desequilibrio moderados, se cumple que:

$$I = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3} \dots\dots\dots(3)$$

Remplazando la ecuación (3) en (1) tenemos:

$$P_b = R \frac{(I_A + I_B + I_C)^2}{3} \dots\dots\dots(4)$$

El factor de balance se define como la relación entre las pérdidas desbalanceadas y las pérdidas balanceadas

$$F_d = 3 \left[\frac{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{(I_A + I_B + I_C)^2} \right] \dots\dots\dots(5)$$

ANEXO N° 6

Evaluación de la incidencia de los máxímetros de baja tensión en las pérdidas de las redes de baja tensión

Se determinaron las pérdidas mediante el método de distribución de la carga por la energía de los clientes en baja tensión (sin máxímetros), asimismo, se evaluó la misma red considerando la carga de cada cliente con máxímetro fija, es decir, la potencia con que contribuye cada cliente en cada bloque (alta, media y baja). Estos se muestra en el cuadro N° 1.

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	P14	4	00032S	212096	3754	1.77%
	P14	1	00033S	266678	14513	5.44%
	P14	1	00259S	161765	3700	2.29%
	P14	1	05106C	32163	381	1.18%
SIN MAXIMETROS	P14	4	00032S	209499	3617	1.73%
	P14	1	00033S	266644	14273	5.35%
	P14	1	00259S	160044	3601	2.25%
	P14	1	05106C	31744	458	1.44%
CON MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%		
		672702	22347	3.32%		
SIN MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%		
		667932	21949	3.29%		
					Varlacion	
					1.08%	
					% Energía máxímetros	
					11.60%	

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	M11	6	00372S	364945	12580	3.45%
	M11	5	00419S	200102	8119	4.06%
	M11	1	02399A	70101	1220	1.74%
	M11	1	04847A	87999	256	0.29%
	M11	1	21391A	12408	12	0.10%
SIN MAXIMETROS	M11	6	00372S	364698	12667	3.47%
	M11	5	00419S	199948	6589	3.30%
	M11	1	02399A	70069	1302	1.86%
	M11	1	04847A	87908	103	0.12%
	M11	1	21391A	12408	12	0.10%
CON MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas	%		
		735554	22186	3.02%		
SIN MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas	%		
		735030	20674	2.81%		
					Varlacion	
					6.75%	
					% Energía máxímetros	
					32.29%	

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	T14	7	00017S	210185	4362	2.08%
	T14	6	00192S	238810	4787	2.00%
	T14	8	00529S	298464	4724	1.58%
SIN MAXIMETROS	T14	7	00017S	209990	4213	2.01%
	T14	6	00192S	238578	3596	1.51%
	T14	8	00529S	298188	3686	1.24%
CON MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas	%		
		747459	13873	1.86%		
SIN MAXIMETROS		TOTAL kWh	Pérdidas	%		
		746756	11495	1.54%		
					Varlacion	
					17.06%	
					% Energía máxímetros	
					47.65%	

Cuadro N° 1. Consumos de máxímetros en la red y sus respectivas pérdidas de energía

La evaluación se realizó por alimentador, considerando el porcentaje de energía en baja tensión que representan los máxímetros respecto a la energía total en baja tensión del alimentador. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico N° 1, en el cual se observa que mientras mayor sea el consumo de los máxímetros BT en el alimentador el porcentaje de pérdidas en BT tendería a aumentar.

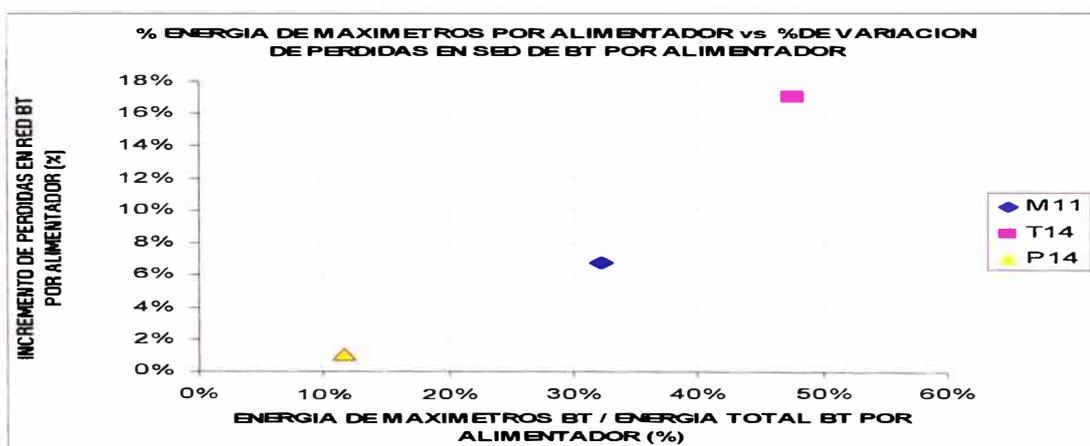


Gráfico N°1. Energía de los máxímetros versus pérdidas por alimentador

De los resultados se obtuvo una curva aproximada cuya ecuación represente la misma tendencia que se muestra en el gráfico N° 2.

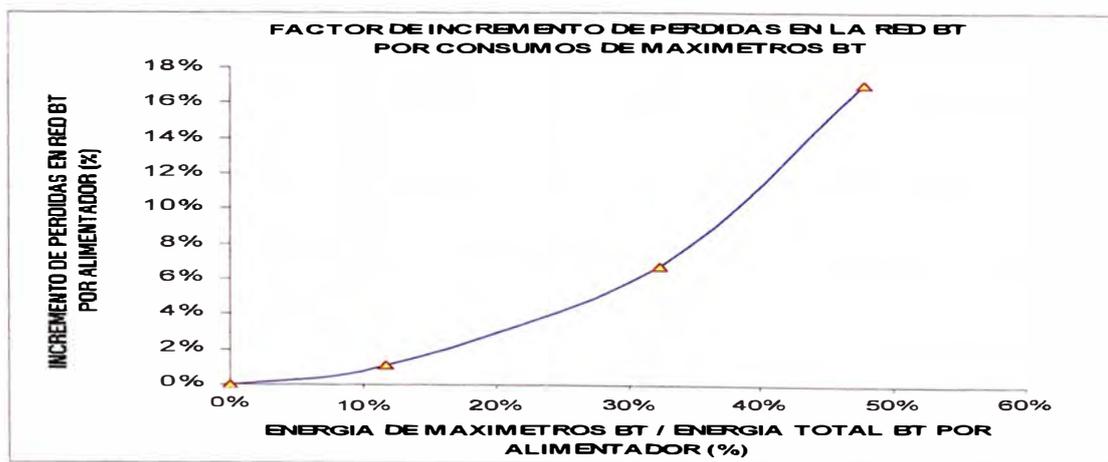
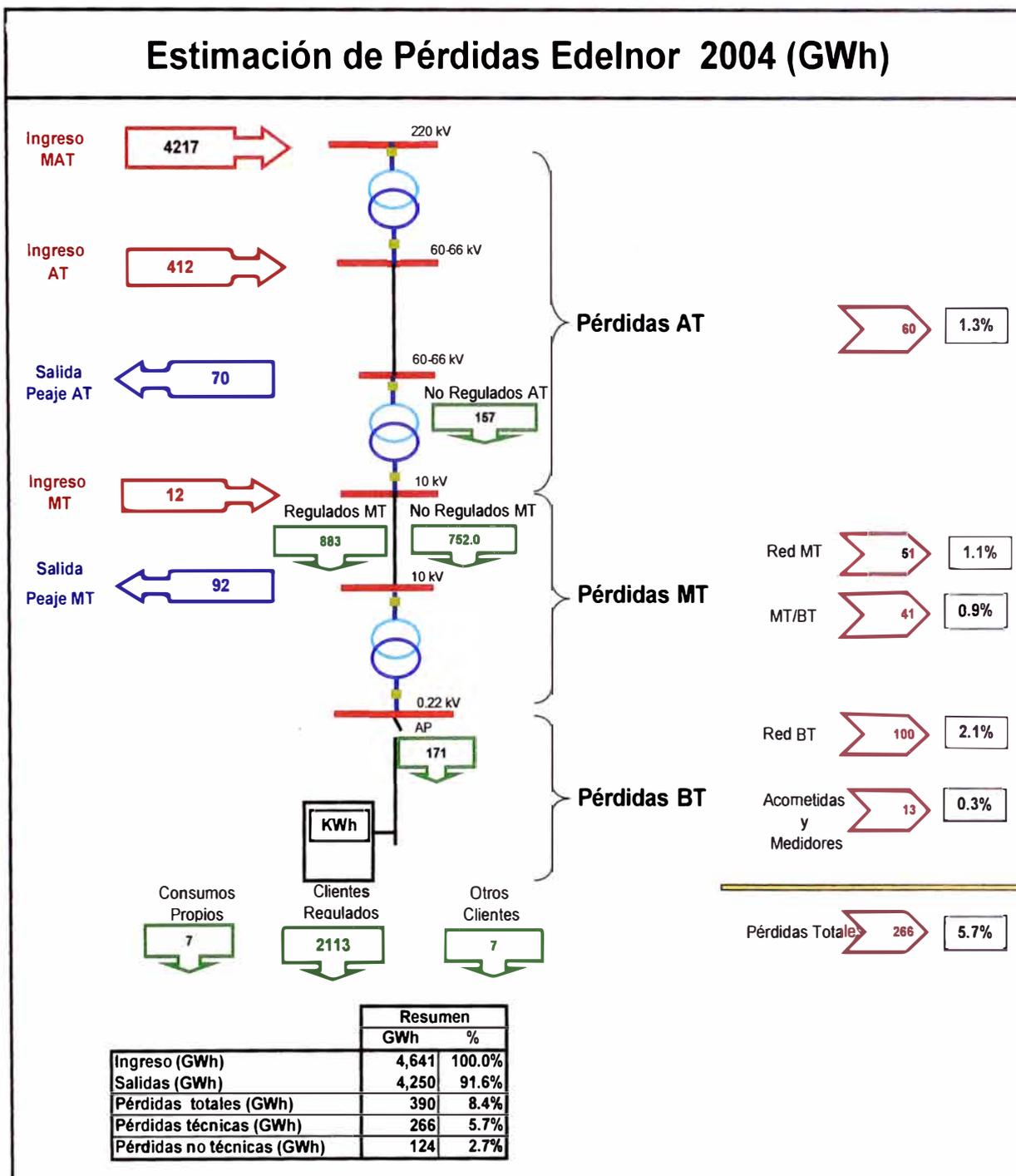


Gráfico N° 2. Factor de incremento de pérdidas por consumos de máxímetros

ANEXO N°7

Resumen de las Pérdidas Técnicas



Cuadro Resumen de las pérdidas técnicas calculadas en Edelnor S.A.A.

ANEXO N° 8

Hoja de notificación de la Asociación Civil García Vilion

Giro del Predio:

Vivienda	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Taller	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Edificio	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
Comercio	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Industria	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Institucional	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO

Especifique INVACION DE CARCANO

Vivienda:

Casa Ocupada	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Casa Alquilada	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Casa Desocupada	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
Casa Abandonada	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Terreno Baldío	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO			

Equipos o maquinas del predio:

Especifique Iluminación, etc.

Datos del Equipo de Medida Encontrados:

Estado	<input checked="" type="checkbox"/>	Factor	<input checked="" type="checkbox"/>	Sellos Candado 1	<input checked="" type="checkbox"/>
N° de Medidor	<input checked="" type="checkbox"/>	Todo	<input checked="" type="checkbox"/>	Sellos Candado 2	<input checked="" type="checkbox"/>
N° de Serie	<input checked="" type="checkbox"/>	Amperaje	<input checked="" type="checkbox"/>	Sellos de Borrera	<input checked="" type="checkbox"/>
Marca	<input checked="" type="checkbox"/>	Contraste	<input checked="" type="checkbox"/>	Amp. Termomag	<input checked="" type="checkbox"/>

Revisión del Equipo de Medida:

Precintos Alterados	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Mica Rota	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
Precintos Rotos	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Caja sin Tapa	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
Luna de Medidor Rota	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Conexión Directa	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
Luna de Medidor Opaca	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Tapa de caja en mal estado	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO

Registro de Cargas:

Carga Registrada al Ingreso del Medidor	<input checked="" type="checkbox"/>	R	<input checked="" type="checkbox"/>	S	<input checked="" type="checkbox"/>	T	<input checked="" type="checkbox"/>
Carga Registrada a la Salida del Medidor	<input checked="" type="checkbox"/>	35		30		36	
Carga Registrada en la Conexión Clandestina	<input checked="" type="checkbox"/>						
Carga Registrada en el Primario	<input checked="" type="checkbox"/>						
Carga Registrada en el Secundario	<input checked="" type="checkbox"/>						
Corriente Homopolar	<input checked="" type="checkbox"/>						

Informe Técnico (Obligatorio):

El lugar se encuentra con conexión clandestina al cable matriz 3 líneas. se notifica con suministro Mediano # 99139 el clandestino al momento a ella una invacion de carcano, se deja cortado a 10m de la matriz y se asento en la Comisaria Rosseirat

INVACION CARCANO

AV ARGENTINA
CASA 6

conexión clandestina al cable
MATRIZ 3 LINEAS

La figura nos muestra parte de la notificación realizada por el personal de Edeiner S.A.A. a la Asociación Civil García Villón

Anexo N° 9

Características eléctricas del cable autoportado utilizados en Edelnor S.A.A.

Secciones	2x16+P25	3x25+2x16+P50	3x35+2x16+P50	3x50+2x16+P50	3x70+2x16+P50
Diámetro con cubierta (mm)	6,4	7,5	8,8	10,3	12,4
Diámetro sin cubierta (mm)	4,4	5,5	6,8	7,9	9,6
Diámetro de cada hilo (mm)	1,55	1,96	2,47	1,68	2,13
Diámetro exterior del conjunto (mm)	16	29	31	35	38
Número de hilos	7	7	7	19	19
Resistencia a 20°C (ohm/Km.)	1,91	1,2	0,868	0,641	0,443
Resistencia a 50°C (ohm/Km.)	2,141	1,345	0,973	0,7185	0,4966
DMG Trifásico (mm)		7,5	8,8	10,3	12,4
RMG Trifásico (mm)		1,9965	2,4684	2,9941	3,6384
DMG Monofásico (mm)	6,4	13,9	15,2	16,7	18,8
RMG Monofásico (mm)	1,5972	1,5972	1,5972	1,6676	1,6676
X Trifásica (ohm/Km.)		0,1	0,09639	0,09369	0,09298
X Monofásica (ohm/Km.)	0,1053	0,1641	0,1708	0,1747	0,1837
Ktrif. a 50°C (ohm/Km.)		2,336	1,693	1,255	0,875
Kmon.a 50°C (ohm/Km.)	4,287	4,294	4,295	4,296	4,298
Capacidad de corriente del conductor principal (A)	74	97	118	141	180
Peso total (kg/m)	0,24	0,62	0,71	0,85	1,05
Tensión de ruptura del portante (Kg)	755	1500	1500	1500	1500
Módulo de elasticidad del portante (kg/mm ²)	6320	6320	6320	6320	6320
Coefficiente de dilatación lineal del portante (1/°C)	0,000023	0,000023	0,000023	0,000023	0,000023

Cuadro de características eléctricas del cable autoportado que se utiliza según las normas internas de Edelnor S.A.A.

ANEXO N°10

Ubicación de la Zona de Trabajo y disposición de los lotes a electrificar

En la figura N° 1 se muestra la ubicación de la Asociación Civil García Villón en la ciudad capital.

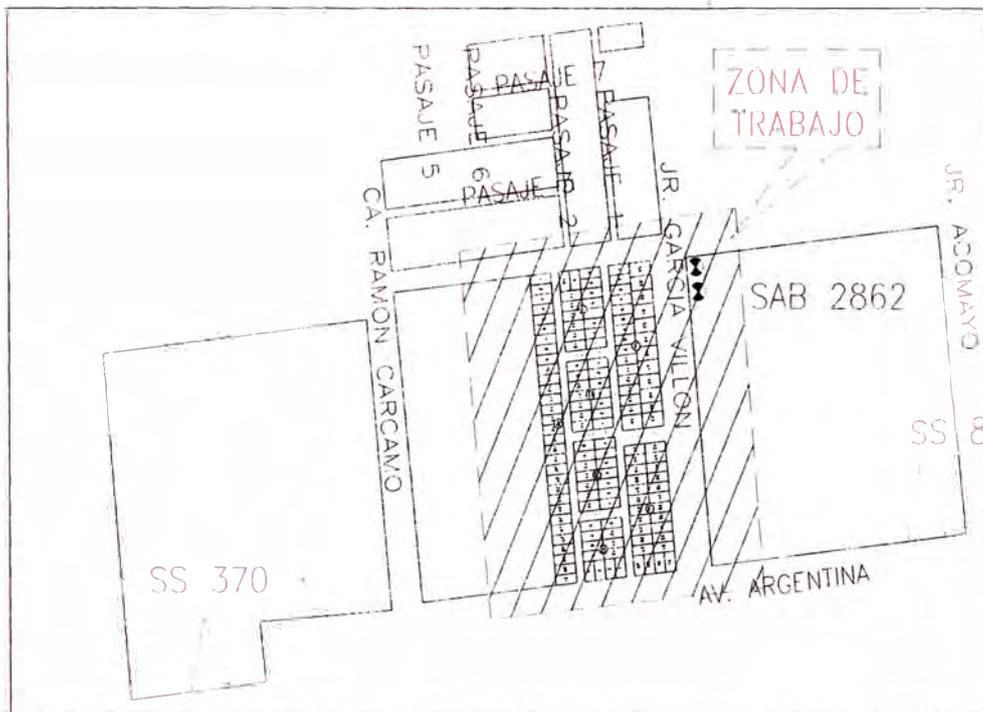


Figura N° 1. Ubicación de la zona de trabajo.

En la parte sombreada de la figura N° 1 se realizó el proyecto de electrificación provisional de la Asociación Civil García Villón que es uno de los tantos proyectos pilotos realizados por el área de control de pérdidas de Edelnor S.A.A.

Cabe resaltar que para la ejecución del proyecto los pobladores del lugar colaboraron en todo momento con el personal que ellos contrataron para montar la obra.

En la figura N° 2 se muestra la disposición de los lotes en la Asociación Civil García Villón, siendo los lotes que aparecen sombreados en la figura los que se electrificaron finalmente.

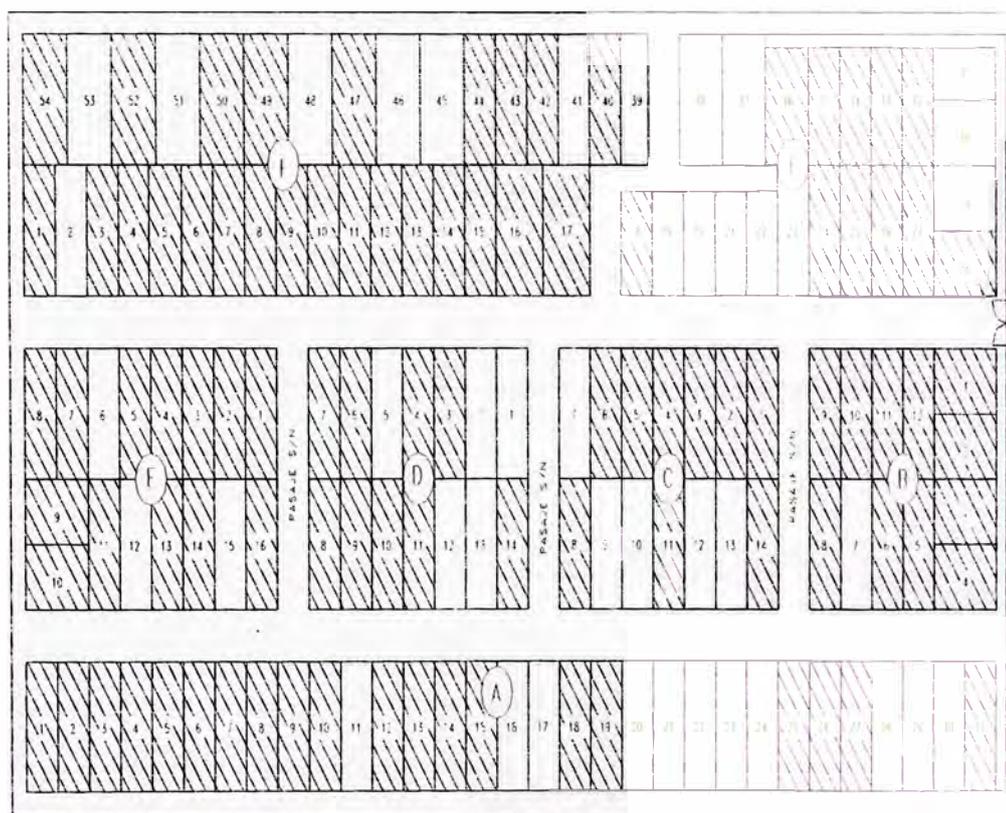


Figura N° 2. Disposición de lotes en la asociación Civil García Villón

Anexo N° 11

Cálculo de Caída de Tensión

De acuerdo con lo mencionado en el capítulo 4, con respecto a la caída de tensión, se han elaborado las diferentes tablas, tanto para el circuito N°1 como para el circuito N° 2. Cabe mencionar que Edelnor S.A.A., se basa en los parámetros eléctricos mostrados en el anexo N° 9 en relación al cable autoportado.

1. Diagramas de carga de los circuitos

1.1 Diagrama de carga del circuito N°1

El punto de entrega del circuito N°1 se ubica en la subestación N° 2862 y de dicho punto nace el mencionado circuito. La figura N°1 mostrada a continuación nos ilustra el recorrido del circuito así como las cargas a alimentar, que son exclusivamente viviendas.

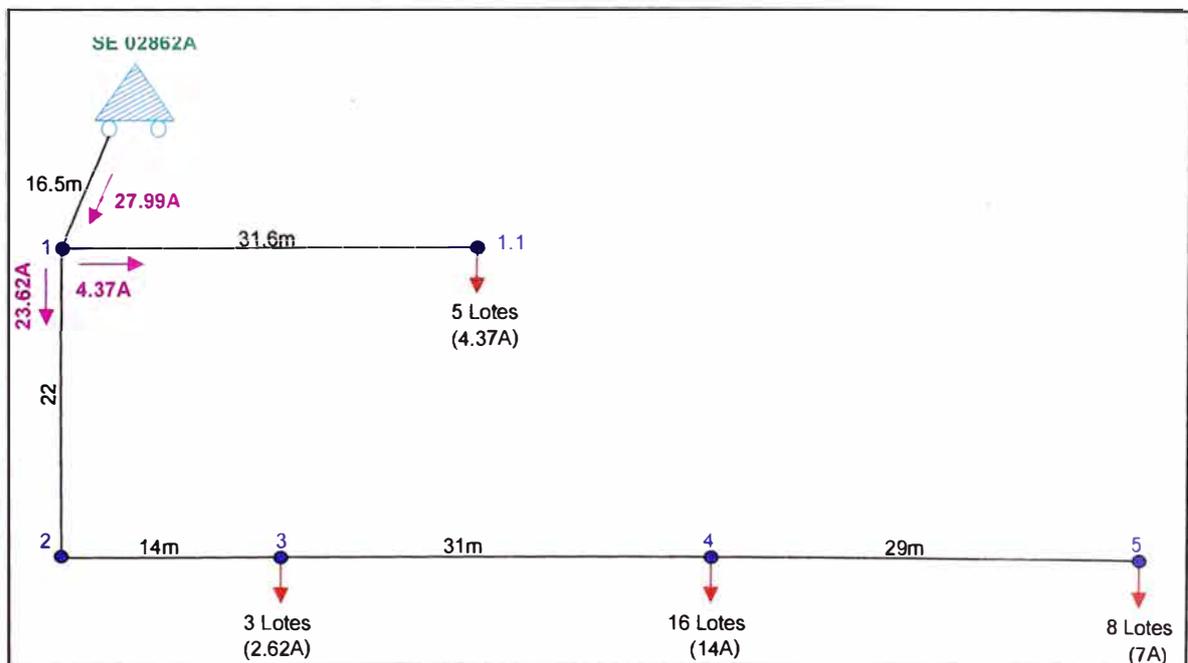


Figura N°1. Diagrama de cargas del circuito N°1 y su recorrido

A continuación, en la tabla N° 1, de cómo se calculó las diferentes cargas que aparecen en la figura N°1 .

Nodo	Potencia por lote (W)	Voltaje (V)	Factor de simultaneidad	Factor de Potencia	Número de lotes	Carga por nodo (Amp)
SE	600.00	220	0.500	0.900	32	27.99
1	600.00	220	0.500	0.900	0	0.00
2	600.00	220	0.500	0.900	0	0.00
3	600.00	220	0.500	0.900	3	2.62
4	600.00	220	0.500	0.900	16	14.00
5	600.00	220	0.500	0.900	8	7.00
Total amp.						23.62

Derivación						
Nodo	Potencia por lote (W)	Voltaje (V)	Factor de simultaneidad	Factor de Potencia	Número de lotes	Carga por nodo (Amp)
1.1	600.00	220	0.500	0.900	5	4.37
Total amp.						4.37

Tabla N°1. Cálculos de las cargas existentes en los nodos del circuito.

1.2 Diagrama de carga del circuito N°2

De manera similar al circuito anterior se realizaron los cálculos para el circuito N°2.

El punto de entrega en este caso, fue en un tramo de la llave N°8 proveniente de la subestación N° 8; cabe resaltar que fue la Gerencia Técnica de Edelnor S.A.A. la encargada de proporcionar, en ambos casos, el punto de entrega de acuerdo a estudios que realizaron.

En la figura N°2 y en la tabla N° 2 se muestran el recorrido y los cálculos de cargas respectivamente.

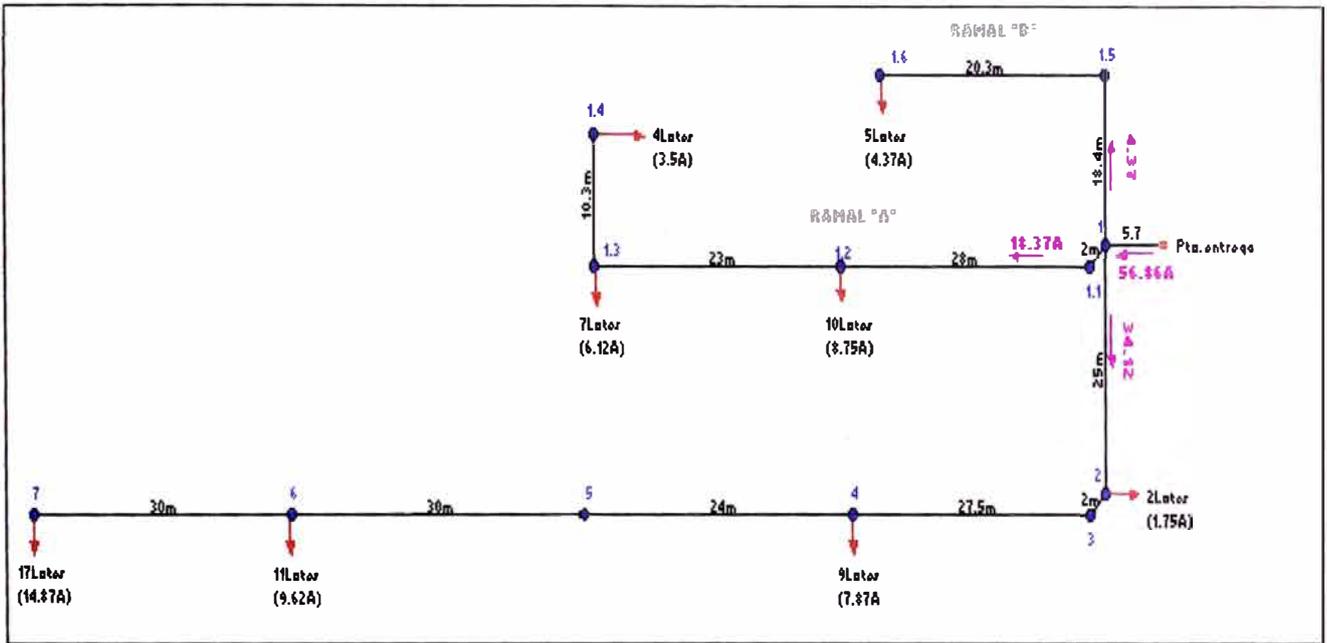


Figura N°2. Detalle del recorrido del circuito N°2 y las cargas a alimentar.

Nodo	Potencia por lote (W)	Voltaje (V)	Factor de simultaneidad	Factor de Potencia	Número de lotes	Carga por nodo (Amp)
Pto.entrega	600	220	0.5	0.9	65	56.86
1	600	220	0.5	0.9	0	0.00
2	600	220	0.5	0.9	2	1.75
3	600	220	0.5	0.9	0	0.00
4	600	220	0.5	0.9	9	7.87
5	600	220	0.5	0.9	0	0.00
6	600	220	0.5	0.9	11	9.62
7	600	220	0.5	0.9	17	14.87
Total amp.						34.12

Derivación ramal "A"						
Nodo	Potencia por lote (W)	Voltaje (V)	Factor de simultaneidad	Factor de Potencia	Número de lotes	Carga por nodo (Amp)
1.1	600	220	0.5	0.9	0	0.00
1.2	600	220	0.5	0.9	10	8.75
1.3	600	220	0.5	0.9	7	6.12
1.4	600	220	0.5	0.9	4	3.50
Total amp.						18.37

Derivación ramal "B"						
Nodo	Potencia por lote (W)	Voltaje (V)	Factor de simultaneidad	Factor de Potencia	Número de lotes	Carga por nodo (Amp)
1.5	600	220	0.5	0.9	0	0.00
1.6	600	220	0.5	0.9	5	4.37
Total amp.						4.37

Tabla N°2. Cálculos de las cargas existentes en los nodos del circuito

A continuación se muestran las tablas N°3 y N°4 con los respectivos cálculos de caída de tensión; se notará que se ha cumplido con la caída de tensión permisible.

Nodo	I (A)	L (m)	S (mm ²)	K (Ω/Km.)	ΔV (V)	ΣΔV (V)	V (V)	%ΔV
1	27.99	16.5	35	1.693	0.78	0.78	219.22	0.36
2	23.62	22	35	1.693	0.88	1.66	218.34	0.76
3	23.62	14	35	1.693	0.56	2.22	217.78	1.01
4	21	31	35	1.693	1.10	3.32	216.68	1.51
5	7	29	35	1.693	0.34	3.67	216.33	1.67

Derivación 1								
Nodo	I (A)	L (m)	S (mm ²)	K (Ω/Km.)	ΔV (V)	ΣΔV (V)	V (V)	%ΔV
1.1	27.99	31.6	35	1.693	1.50	2.07	217.93	0.94

Tabla N°3. Cálculo de la caída de tensión en el circuito N°1.

Nodo	I (A)	L (m)	S (mm ²)	K (Ω/Km.)	ΔV (V)	ΣΔV (V)	V (V)	%ΔV
1	56.86	5.7	35	1.693	0.55	0.55	219.45	0.25
2	34.21	25	35	1.693	1.45	2.00	218.00	0.91
3	34.21	2	35	1.693	0.12	2.11	217.89	0.96
4	32.36	27.5	35	1.693	1.51	3.62	216.38	1.65
5	32.36	24	35	1.693	1.31	4.93	215.07	2.24
6	24.49	30	35	1.693	1.24	6.18	213.82	2.81
7	14.87	30	35	1.693	0.76	6.93	213.07	3.15

Derivación "A"								
Nodo	I (A)	L (m)	S (mm ²)	K (Ω/Km.)	ΔV (V)	ΣΔV (V)	V (V)	%ΔV
1	56.86	5.7	35	1.693	0.55	0.55	219.45	0.25
1.1	18.37	2	35	1.693	0.06	0.61	219.39	0.28
1.2	18.37	28	35	1.693	0.87	1.48	218.52	0.67
1.3	9.7	23	35	1.693	0.38	1.86	218.14	0.85
1.4	3.5	10.3	35	1.693	0.06	1.92	218.08	0.87

Derivación "B"								
Nodo	I (A)	L (m)	S (mm ²)	K (Ω/Km.)	ΔV (V)	ΣΔV (V)	V (V)	%ΔV
1	56.86	5.7	35	1.693	0.55	0.55	219.45	0.25
1.5	4.37	18.4	35	1.693	0.14	0.14	219.86	0.06
1.6	4.37	20.3	35	1.693	0.15	0.15	219.85	0.07

Tabla N°4. Cálculo de la caída de tensión en el circuito N°2.

Anexo N° 12

1.Cálculo Mecánico del conductor autoportado de $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{P}50 \text{mm}^2$

Para la elaboración del proyecto se utilizó el cable autoportado de aleación de aluminio de $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{P}50 \text{mm}^2$.

Las consideraciones técnicas asumidas en las hipótesis de cálculo se han mencionado en el capítulo 4 y que se muestran en el acápite 4.2.5.1.5 planteamiento de las hipótesis de cálculo.

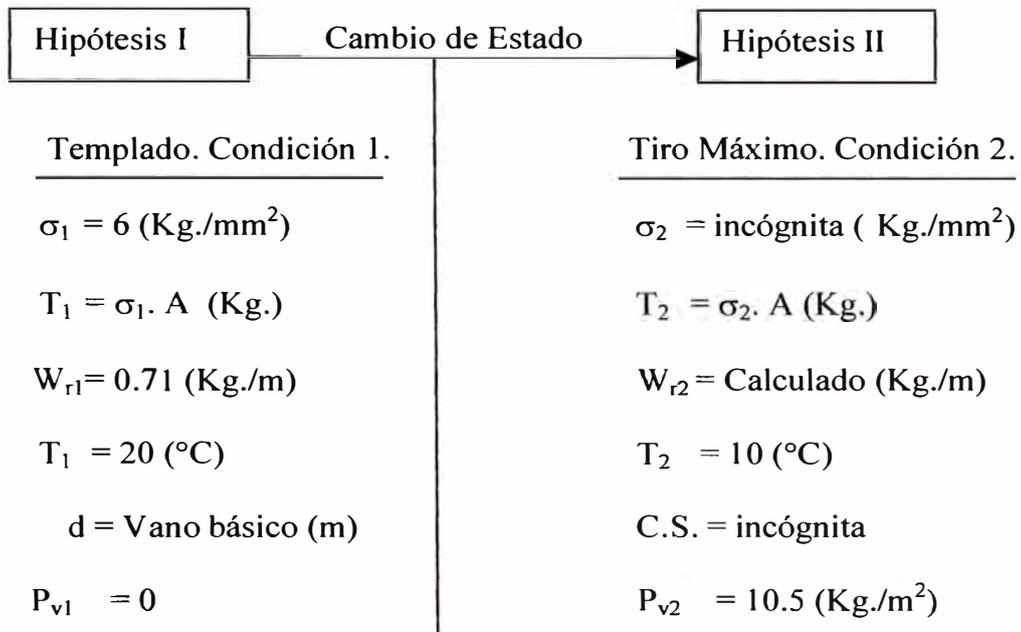
De acuerdo a ello y las especificaciones técnicas del cable autoportado de aleación de aluminio de $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{P}50 \text{mm}^2$ se procede a elaborar las tablas par el cálculo mecánico mostradas a continuación:

Datos del cable portante	
A(mm²)	50
E(kg/mm²)	6320
α (1/°C)	0.000023
Wc(kg/m)	0.71
ϕc(mm)	31
Cosϕ	1

Tabla N°1. Características del cable autoportado de aleación de aluminio de $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{P}50 \text{mm}^2$

1.1 Análisis de esfuerzos según la hipótesis II

En primer lugar se debe verificar cual es el comportamiento del conductor en la condición de tiro máximo (para determinar el coeficiente de seguridad) cuando el conductor se instale con un esfuerzo de 6kg/mm^2 en la condición de templado . Para ello se efectuará un cambio de estado de la hipótesis I a la hipótesis II.



1.1.1 Cálculos Previos para completar la tabla

De la ecuación N° 41 que se muestra a continuación:

$$d = \sqrt{\frac{d_1^3 + d_2^3 + d_3^3 + \dots + d_n^3}{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}}$$

Se procede a calcular el vano básico teniendo en cuenta los vanos para el primer circuito mostrado en la figura N°1.

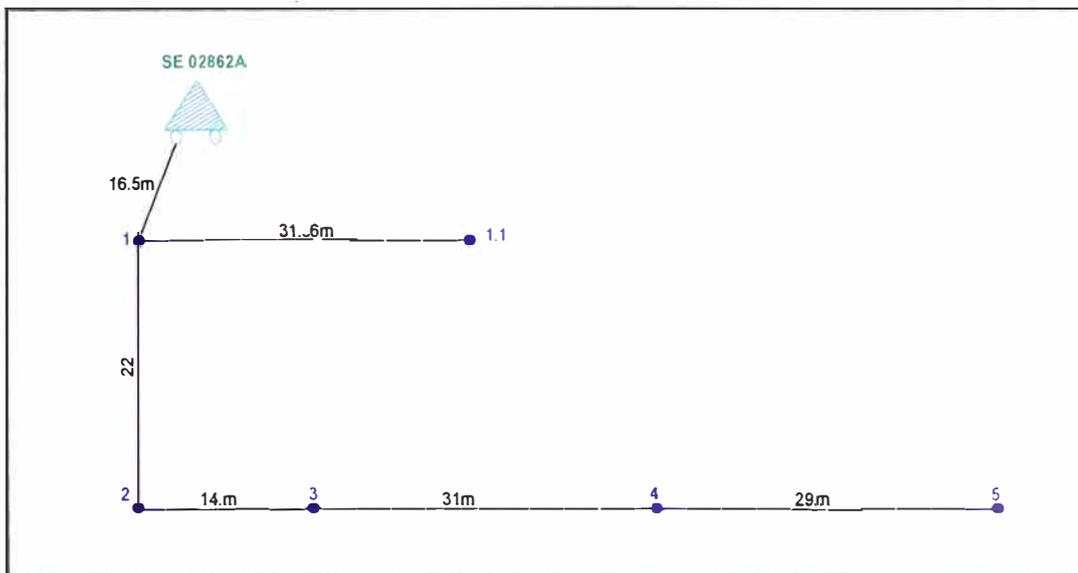


Figura N° 1. Circuito N° 1 , donde se muestran los puntos de apoyo de la red matriz

El vano básico será calculado entre la estructura 1 y la estructura 5. Entonces reemplazando valores en la ecuación 41 se tiene un vano básico de 26.53m.

El valor de $T_1 = \sigma_1 \cdot A$ (Kg.) se obtiene reemplazando valores en la ecuación N° 30 y resulta un valor de 300 Kg.

El valor de W_{r2} será calculado utilizando la fórmula N° 35 que es la siguiente:

$$W_r = \sqrt{F_v^2 + W_c^2}$$

La fuerza F_v se calcula utilizando la fórmula 34

$$F_v = P_v \cdot \phi_c = 10.5 \times 0.031 = 0.3255$$

Con lo cual resulta $W_{r2} = 0.78$ Kg./m.

Luego de la condición de templado calculamos la flecha para esta condición utilizando la ecuación N° 29 mostrada a continuación:

$$f = \frac{w \cdot d^2}{8 \cdot \sigma \cdot A}$$

$$f = \frac{0.78 \times 26.53^2}{8 \times 6 \times 50} = 0.229m$$

Procedemos a calcular los parámetros de la ecuación de cambio de estado:

$$M = \frac{d^2 \cdot E \cdot \cos^3 \varphi}{24 \cdot A^2} ; P = W_{r2}^2 \cdot M ; N = \frac{M \cdot W_{r1}^2}{\sigma_1^2} ; S = \alpha \cdot E \cdot \cos \varphi \cdot (t_2 - t_1) + N - \sigma_1$$

Reemplazando valores tenemos que :

$$M = \frac{26.53^2 \times 6320 \times 1}{24 \times 50^2} = 74.138$$

$$P = 0.78^2 \times 74.138 = 45.106$$

$$N = \frac{74.138 \times 0.71^2}{6^2} = 1.038$$

$$S = 2.3 \times 10^{-5} \times 6320 \times (10 - 20) + 1.038 - 6 = -6.416$$

Luego en la ecuación N°32 de cambio de estado :

$$\sigma_2^2 \cdot [\sigma_2 + S] = P$$

$$\sigma_2^2 \cdot [\sigma_2 - 6.416] = 45.106$$

Resolviendo la ecuación tenemos que:

$$\sigma_2 = 7.270 \text{ Kg./mm}^2$$

Con lo cual el tiro T_2 será:

$$T_2 = 7.270 \times 50 = 363.5 \text{ Kg.}$$

Cálculo de la flecha en la hipótesis de tiro máximo según la ecuación:

$$f_2 = \frac{W_{r2} \cdot d^2}{8 \cdot \sigma_2 \cdot A}$$

$$f_2 = \frac{0.78 \times 26.53^2}{8 \times 7.270 \times 50} = 0.189m$$

Cálculo del coeficiente de seguridad según la ecuación N° 37:

$$\text{C.S.} = \frac{\text{Carga de Rotura mínima}}{\text{Tiro Máximo del Proyecto}} = \frac{\text{Esfuerzo Mínimo de Rotura}}{\text{Esfuerzo máximo del Proyecto}}$$

$$\text{C.S.} = 30/7.270 = 4.127 \text{ valor que resulta aceptable}$$

De acuerdo a esto procedemos a elaborar la tabla N° 2 y el gráfico N° 1 para los diferentes vanos del circuito y así determinar los esfuerzos en cada vano como también el coeficiente de seguridad:

Cálculo mecánico para el cable autoportado de 3x35mm²+P50mm²

Datos del cable portante

A(mm ²)	50
E(kg.mm ²)	6320
$\alpha(1/^{\circ}C)$	0.000023
Wc(kg.m)	0.71
ϕ (mm)	31
Cos ϕ	1

Vano (m)	Variables				Esfuerzo Máximo según Hipótesis II	Tiro Máximo T2 (kg.)	Flecha f2(m)	C.S.
	M	N	P	S				
16.5	28.677	0.4016	17.447	-7.052	7.373	368.650	0.072	4.069
31.6	105.182	1.4728	63.993	-5.981	7.211	360.550	0.270	4.160
22	50.981	0.7139	31.017	-6.740	7.319	365.950	0.129	4.099
14	20.645	0.2891	12.561	-7.165	7.395	369.750	0.052	4.057
31	101.225	1.4174	61.585	-6.036	7.218	360.900	0.260	4.156
29	88.585	1.2404	53.895	-6.213	7.241	362.050	0.226	4.143

Tabla N° 2. Cálculo mecánico del circuito N° 1 según la hipótesis de Tiro Máximo

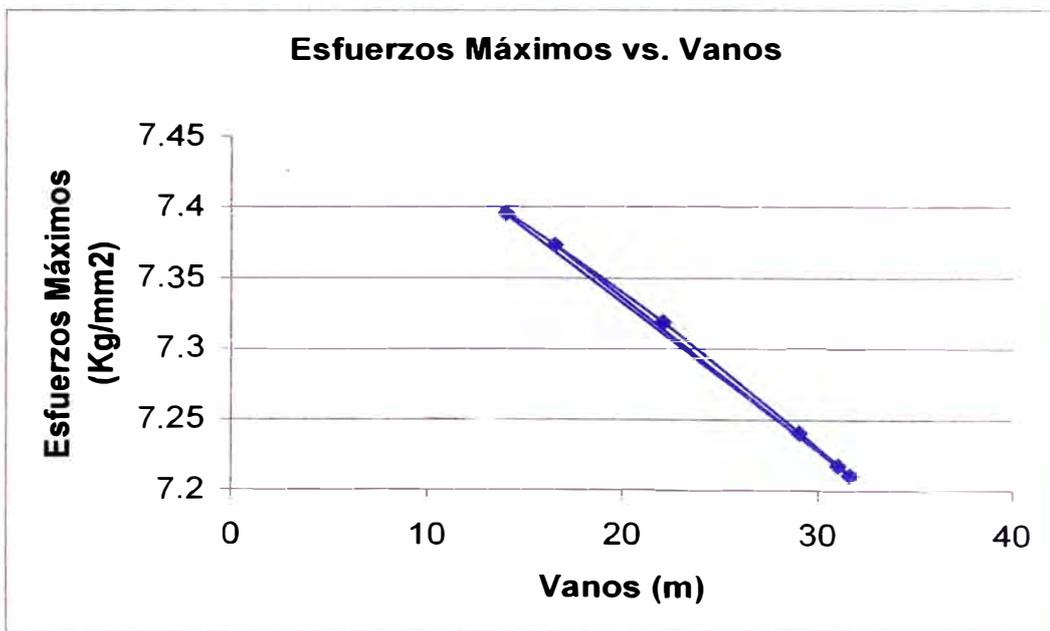


Gráfico N° 1. Esfuerzos máximos versus vanos del circuito N°1.

Para el circuito N° 2 que se muestra en la figura N° 2 se procede a realizar los cálculos de la misma manera que para el circuito N° 1 y estos cálculos se muestran en la tabla N° 3 y gráfico N° 2.

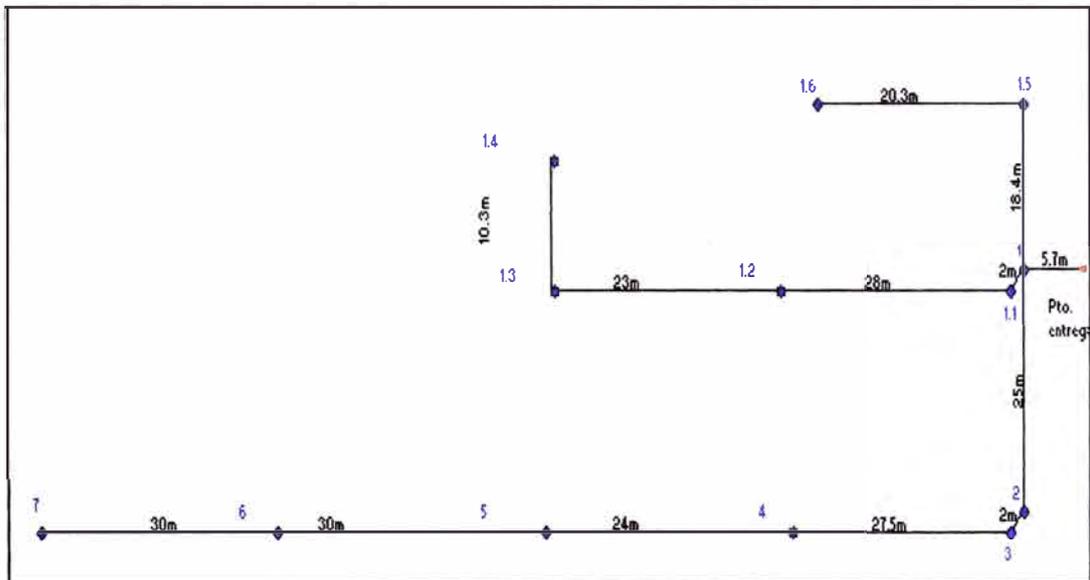


Figura N° 2. Circuito N° 2 ,donde se muestran los puntos de apoyo de la red matriz

Cálculo mecánico para el cable autosoportado de 3x35mm ² +P50mm ²								
Datos del cable portante:								
A(mm ²)	50							
E(kg/mm ²)	6320							
α(1/°C)	0.000023							
Wc(kg.m)	0.71							
φc(mm)	31							
Cosφ	1							
Vano (m)	Variables				Esfuerzo Máximo según Hipótesis II	Tiro Máximo T2 (kg.)	Flecha f2(m)	C.S.
	M	N	P	S				
25	65.833	0.9218	40.053	-6.532	7.286	364.300	0.152	4.117
2	0.421	0.0059	0.256	-7.448	7.453	372.650	0.001	4.025
27.5	79.658	1.1154	48.464	-6.338	7.258	362.900	0.185	4.133
24	60.672	0.8496	36.913	-6.604	7.297	364.850	0.140	4.111
30	94.800	1.3275	57.676	-6.126	7.230	361.500	0.221	4.149
28	82.581	1.1564	50.242	-6.297	7.252	362.600	0.192	4.137
23.000	55.721	0.780	33.901	-6.673	7.308	365.400	0.128	4.105
10.300	11.175	0.156	6.799	-7.297	7.420	371.000	0.025	4.043

Tabla N° 3. Cálculo mecánico del circuito N° 2 según la hipótesis de Tiro Máximo

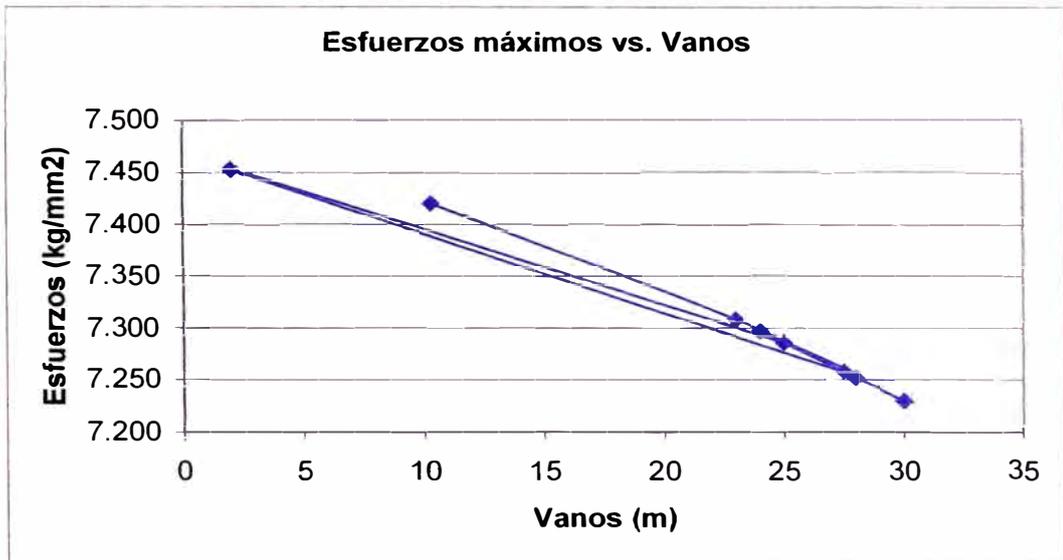
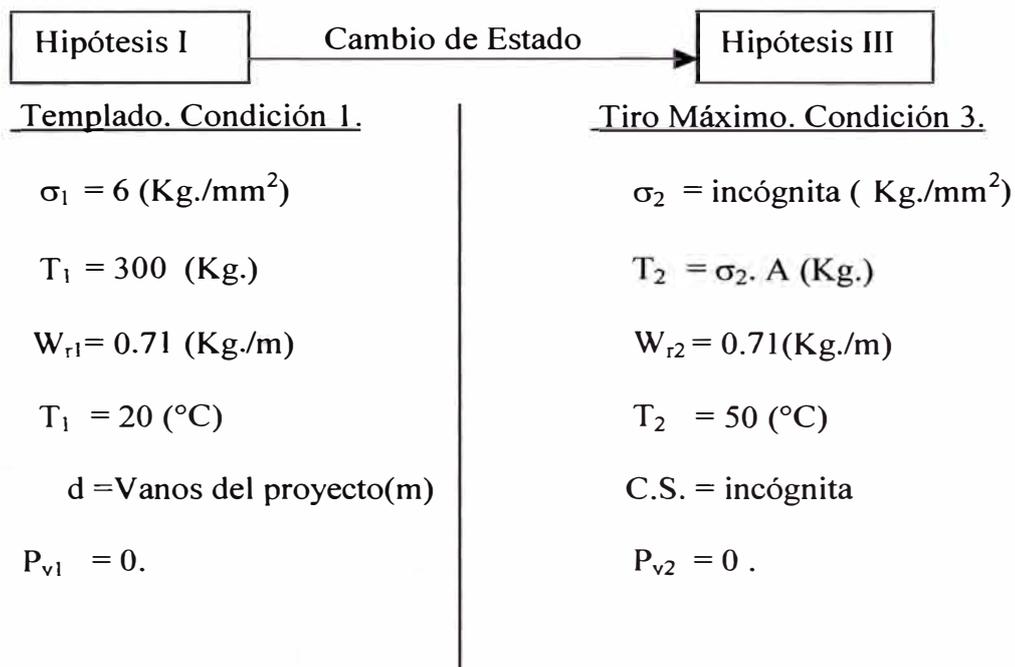


Gráfico N° 2. Esfuerzos Máximos versus Vanos del circuito N° 2.

1.2 Análisis de los esfuerzos según la hipótesis III

También se verificará cual es el comportamiento del conductor en la condición de flecha máxima , cuando el conductor se instale con un esfuerzo de 6kg/mm^2 en la condición de templado . Para ello se efectuará un cambio de estado de la hipótesis I a la hipótesis III.

De acuerdo a las consideraciones previas establecidas en el capítulo 4 acerca del planteamiento de las hipótesis tenemos:



Realizando los mismos cálculos que se han realizado en la hipótesis II se ha elaborado la tabla N° 4 y el gráfico N° 3 para el circuito N°1 mostrados a continuación:

Cálculo mecánico para el cable autoportado de 3x35mm²+P50mm²

Datos del cable portante

A(mm ²)	50
E(kg·mm ²)	6320
α(1/°C)	0.000023
Wc(kg·m)	0.71
φc(mm)	31
Cosφ	1

Vano (m)	Variables				Esfuerzo Máximo según Hipótesis II	Tiro Máximo T2 (kg.)	Flecha f2(m)	C.S.
	M	N	P	S				
16.5	28.677	0.4016	14.456	-1.238	2.926	146.300	0.165	10.253
31.6	105.182	1.4728	53.022	-0.166	3.830	191.500	0.463	7.833
22	50.981	0.7139	25.700	-0.925	3.293	164.650	0.261	9.110
14	20.645	0.2891	10.407	-1.350	2.738	136.900	0.127	10.957
31	101.225	1.4174	51.028	-0.222	3.785	189.250	0.451	7.926
29	88.585	1.2404	44.656	-0.399	3.686	184.300	0.405	8.139

Tabla N° 4. Cálculo de la hipótesis de flecha máxima del circuito N° 1.

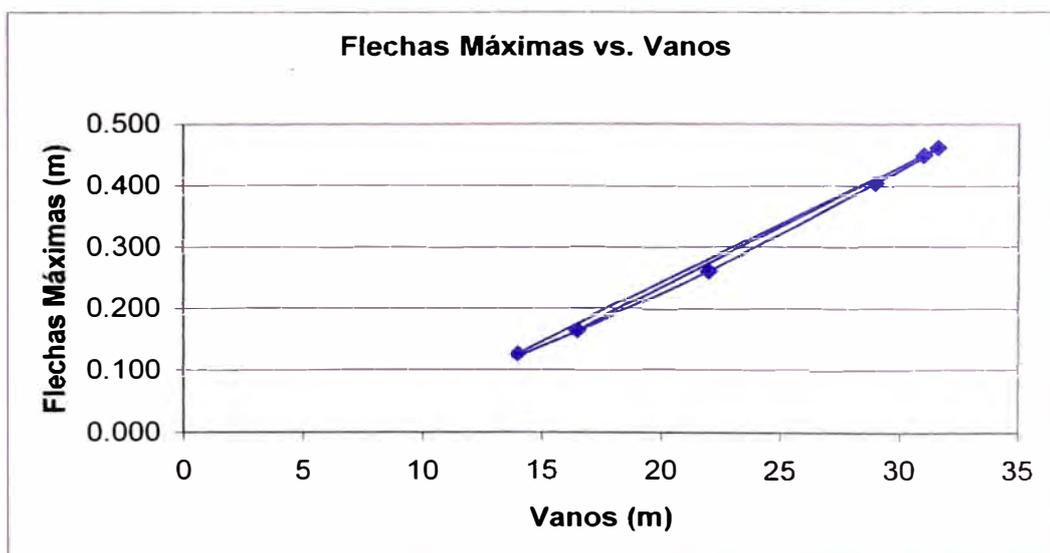


Gráfico N° 3. Flechas máximas versus longitud de vanos del circuito N° 1.

De la misma manera procedemos a elaborar la tabla N° 5 y el gráfico N° 4 para el circuito N° 2 en la hipótesis de flecha máxima.

Calculo mecánico para el cable autosoportado de 3x35mm²+P50mm²

Datos del cable portante

A(mm ²)	50
E(kg/mm ²)	6320
α (1/°C)	0.000023
Wc(kg/m)	0.71
Δc (mm)	31
Cos ϕ	1

Vano (m)	Variables				Esfuerzo Máximo según Hipótesis II	Tiro Máximo T2 (kg.)	Flecha f2(m)	C.S.
	M	N	P	S				
25	65.833	0.9218	33.187	-0.717	3.471	173.550	0.320	8.643
2	0.421	0.0059	0.212	-1.633	1.706	85.300	0.004	17.585
27.5	79.658	1.1154	40.156	-0.524	3.608	180.400	0.372	8.315
24	60.672	0.8496	30.585	-0.790	3.414	170.700	0.299	8.787
30	94.800	1.3275	47.789	-0.312	3.736	186.800	0.428	8.030
28	82.581	1.1564	41.629	-0.483	3.634	181.700	0.383	8.255
23.000	55.721	0.780	28.089	-0.859	3.355	167.750	0.280	8.942
10.300	11.175	0.156	5.633	-1.483	2.434	121.700	0.077	12.325

Tabla N° 5. Cálculo de la hipótesis de flecha máxima del circuito N° 2.

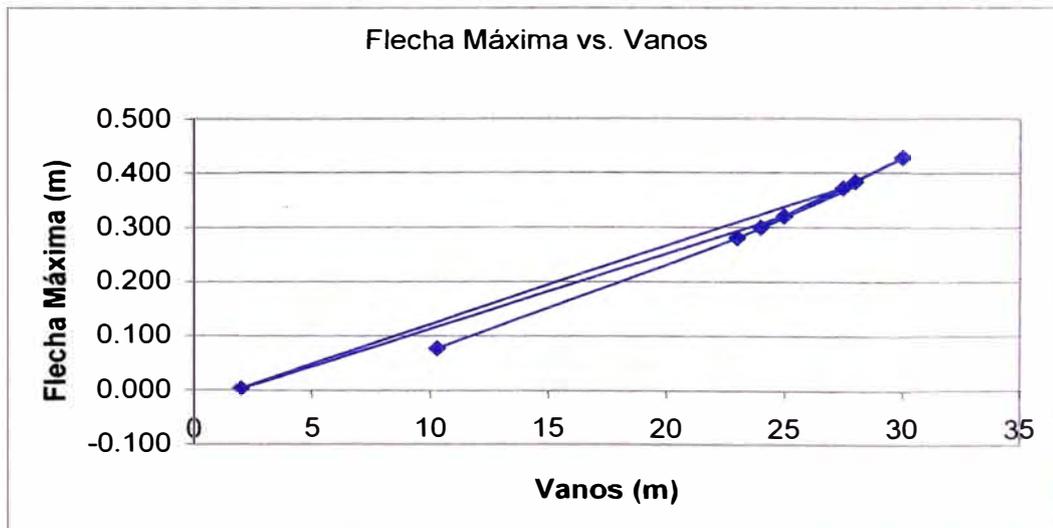


Gráfico N° 4. Flechas máximas versus longitud de vanos del circuito N°2.

2.Estructuras

Las estructuras utilizadas para la ejecución del proyecto fueron postes de eucalipto, cuyas dimensiones fueron de 8m de altura, con un diámetro de base de 6 pulgadas y un diámetro en la punta de 4 pulgadas.

Estas estructuras fueron recomendadas por el área técnica de Edelnor S.A.A., que ha ejecutado numerosos proyectos con este tipo de postes.

Cabe resaltar que la base del poste, que se iba a enterrar, se pinto con alquitrán líquido para preservarlo de la acción destructora de agentes biológicos.

En la siguiente tabla, se muestran los postes de madera tratados y que son recomendados por la Norma DGE 015-PD-1 Norma de postes, crucetas, mensulas de madera y concreto armado para redes de distribución.

Debido a la escasa economía de los moradores, se optó por utilizar los postes de eucalipto, descrito párrafos arriba, los cuales poseen una gran resistencia y que fueron recomendados por el área técnica.

Los armados D1, D5, D7 y D9 utilizados en el proyecto, son mostrados en las figuras 3, 4, 5 y 6 que han sido extraídas de las Normas Internas de Edelnor S.A.A.

Clase Carga de rotura kg	Grupo	Diámetro mínimo en la punta (mm)	Long. total (m) Long. emp. (m)	8*	9*	10*	11*	12*	13*	14*	15*
				1.40	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00	2.10
1	A	175	D	2.35	2.68	2.77	2.86	2.96	3.05	3.12	3.22
	B	184	I	2.64	2.77	2.86	2.90	3.08	3.16	3.24	3.34
	C	194	A	2.74	2.93	3.02	3.15	3.24	3.34	3.44	3.50
	D	203	M	2.96	3.12	3.21	3.34	3.44	3.58	3.66	3.72
	E	215	E	3.19	3.34	3.47	3.59	3.72	3.82	3.94	4.04
2040	A	166	T	2.39	2.46	2.59	2.67	2.77	2.86	2.95	2.99
	B	175	R	2.48	2.61	2.70	2.80	2.89	2.90	3.05	3.12
	C	181	O	2.61	2.74	2.83	2.93	3.02	3.12	3.21	3.28
	D	191	M	2.77	2.90	3.02	3.12	3.24	3.34	3.40	3.50
	E	200	I	2.99	3.12	3.24	3.37	3.50	3.59	3.80	3.79
1680	A	159	N	2.23	2.33	2.43	2.51	2.58	2.67	2.73	2.80
	B	165	J	2.39	2.42	2.51	2.61	2.67	2.77	2.83	2.96
	C	171	M	2.45	2.55	2.64	2.73	2.85	2.93	2.99	3.05
	D	176	O	2.58	2.71	2.83	2.93	3.02	3.12	3.18	3.28
	E	191	O	2.80	2.93	3.02	3.13	3.24	3.34	3.44	3.53
3	A	143	DE	2.07	2.17	2.26	2.32	2.38	2.48	2.54	2.61
	B	149	LA	2.13	2.26	2.32	2.42	2.48	2.58	2.64	2.71
	C	156	S	2.27	2.36	2.45	2.54	2.64	2.70	2.77	2.96
	D	162	C	2.49	2.52	2.61	2.70	2.80	2.89	2.96	3.02
	E	171	C	2.61	2.71	2.83	2.93	3.02	3.12	3.18	3.28
4	A	130	I	1.91	2.01	2.07	2.16	2.23	2.29	2.35	2.39
	B	136	E	1.97	2.07	2.16	2.23	2.29	2.39	2.45	2.51
	C	145	C	2.10	2.20	2.26	2.35	2.42	2.51	2.59	2.64
	D	149	I	2.23	2.33	2.42	2.51	2.58	2.67	2.73	2.80
	E	159	Ó	2.45	2.52	2.61	2.70	2.80	2.86	2.96	3.02
860	A	108	N	1.75	1.85	1.91	1.97	2.03	2.10	2.16	2.23
	B	114	DE	1.85	1.91	2.00	2.07	2.15	2.19	2.26	2.32
	C*	121	E	1.94	2.04	2.10	2.18	2.26	2.32	2.38	2.45
	D*	127	M	2.07	2.17	2.23	2.32	2.38	2.45	2.51	2.58
	E	136	P	2.23	2.35	2.42	2.51	2.56	2.64	2.73	2.96
680	A	101	O	1.66	1.72	1.76	1.84	1.91	1.97	2.00	2.10
	B	108	T	1.72	1.78	1.84	1.91	1.97	2.03	2.10	2.16
	C*	114	R	1.81	1.88	1.97	2.03	2.10	2.16	2.23	2.26
	D*	121	A	1.91	2.01	2.07	2.16	2.23	2.29	2.35	2.42
	E	127	M	2.07	2.17	2.26	2.32	2.42	2.48	2.54	2.61
550	A	92	I	1.52	1.59	1.68	1.72	1.78			
	B	98	A	1.59	1.69	1.75	1.81	1.84			
	C	100	M	1.69	1.75	1.84	1.91	1.97			
	D	114	I	1.76	1.88	1.94	2.00	2.07			
	E	121	E	1.94	2.01	2.10	2.16	2.26			
450	A	86	N	1.40	1.47						
	B	89	T	1.46	1.53						
	C	95	O	1.52	1.59						
	D	105		1.62	1.72						
	E	114		1.75	1.88						
340	A	86									
	B	89									
	C	95									
	D	105									
	E	114									
G	A	MAYOR DE	800 kg/cm ²								
	B	701 - 800									
	C	601 - 700									
	D	501 - 600									
	E	400 - 500									

(Esfuerzos de flexión)

* Clases, grupos y alturas de postes que se encuentran normalmente en el mercado nacional

Tabla N°6. Postes de madera para uso en redes de distribución aérea.

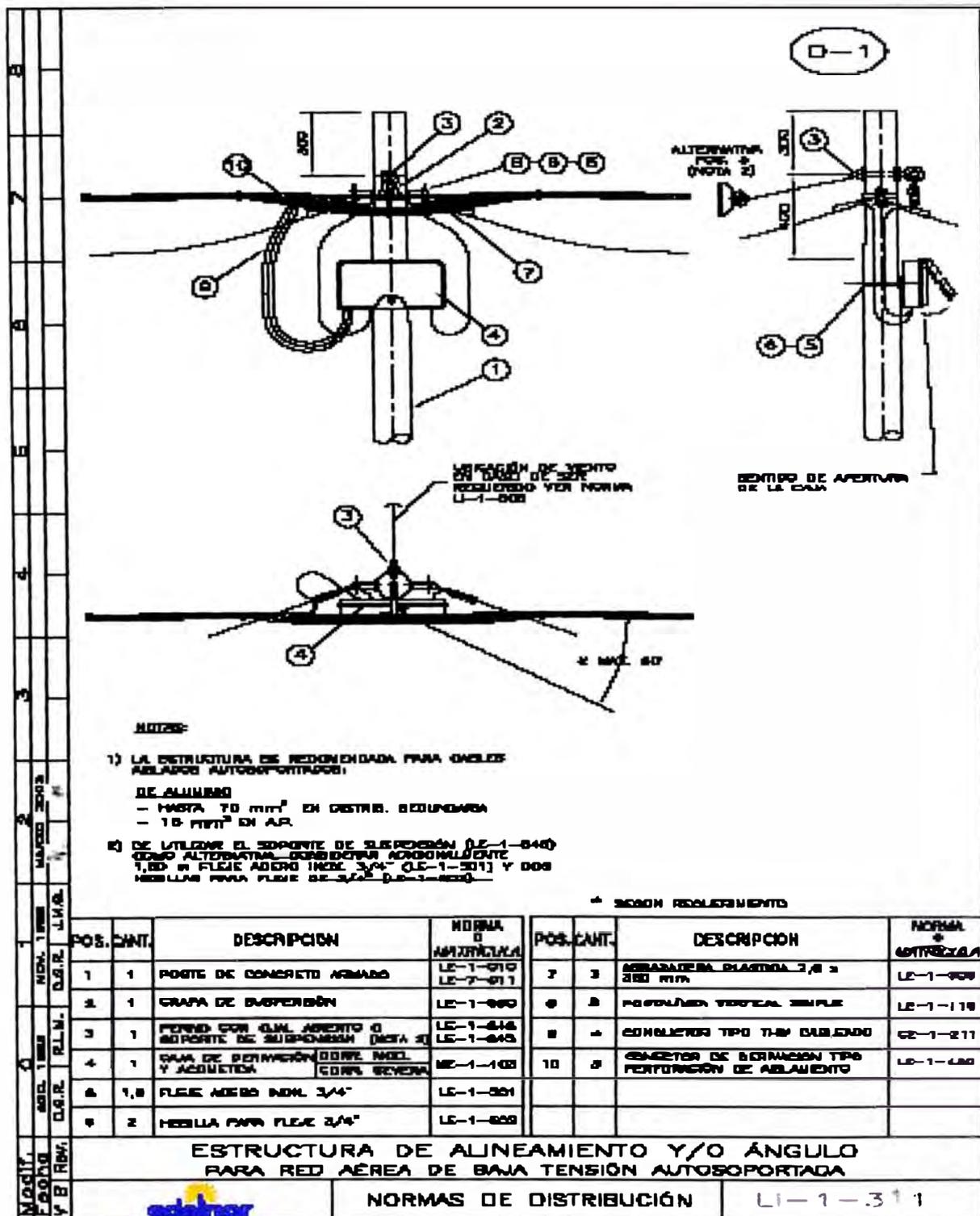


Figura N°3. Estructura de alineamiento y/o ángulo para red aérea de baja tensión autoportada - D1

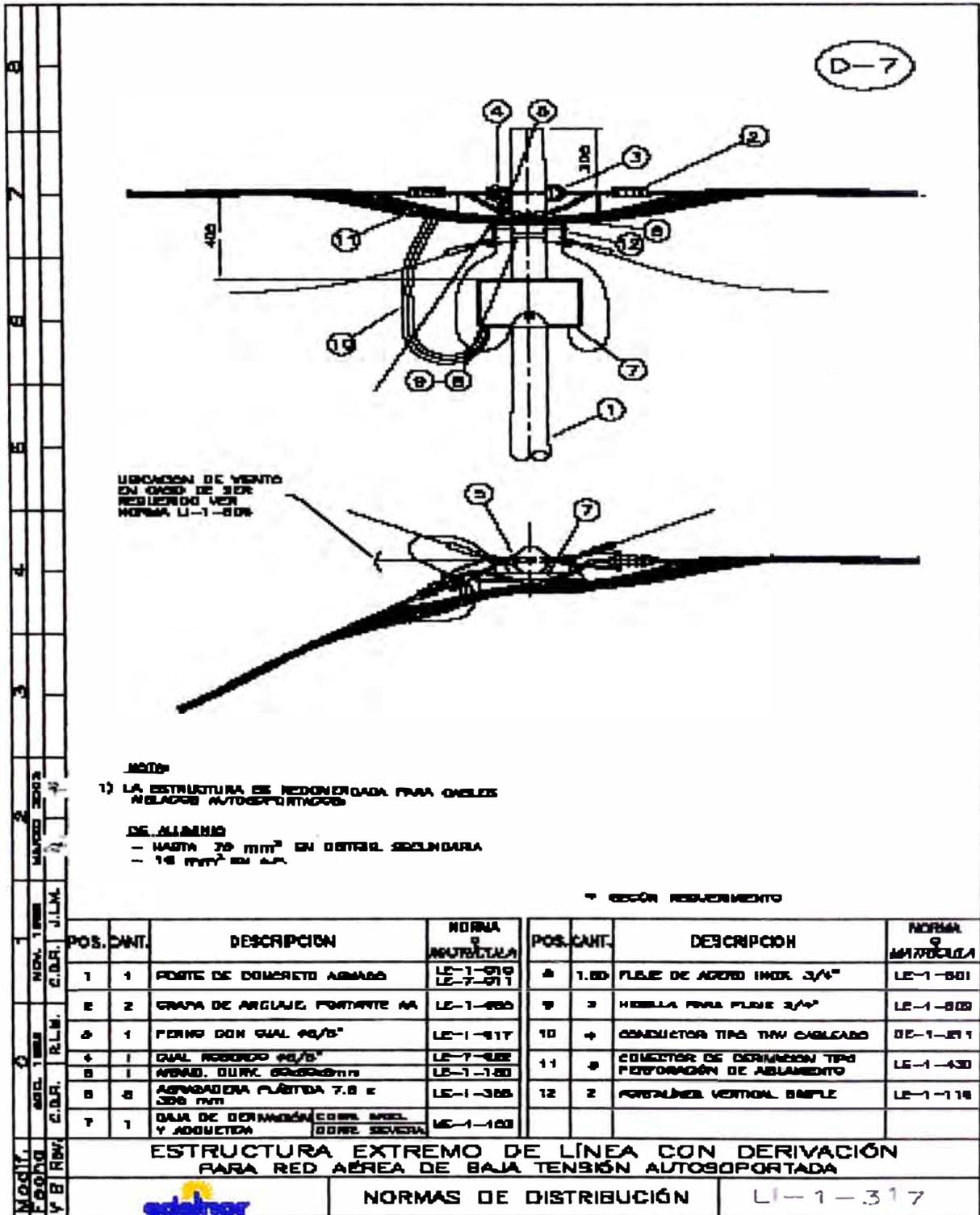


Figura N°5. Estructura de extremo de línea con derivación para red aérea de baja tensión autoportada – D7

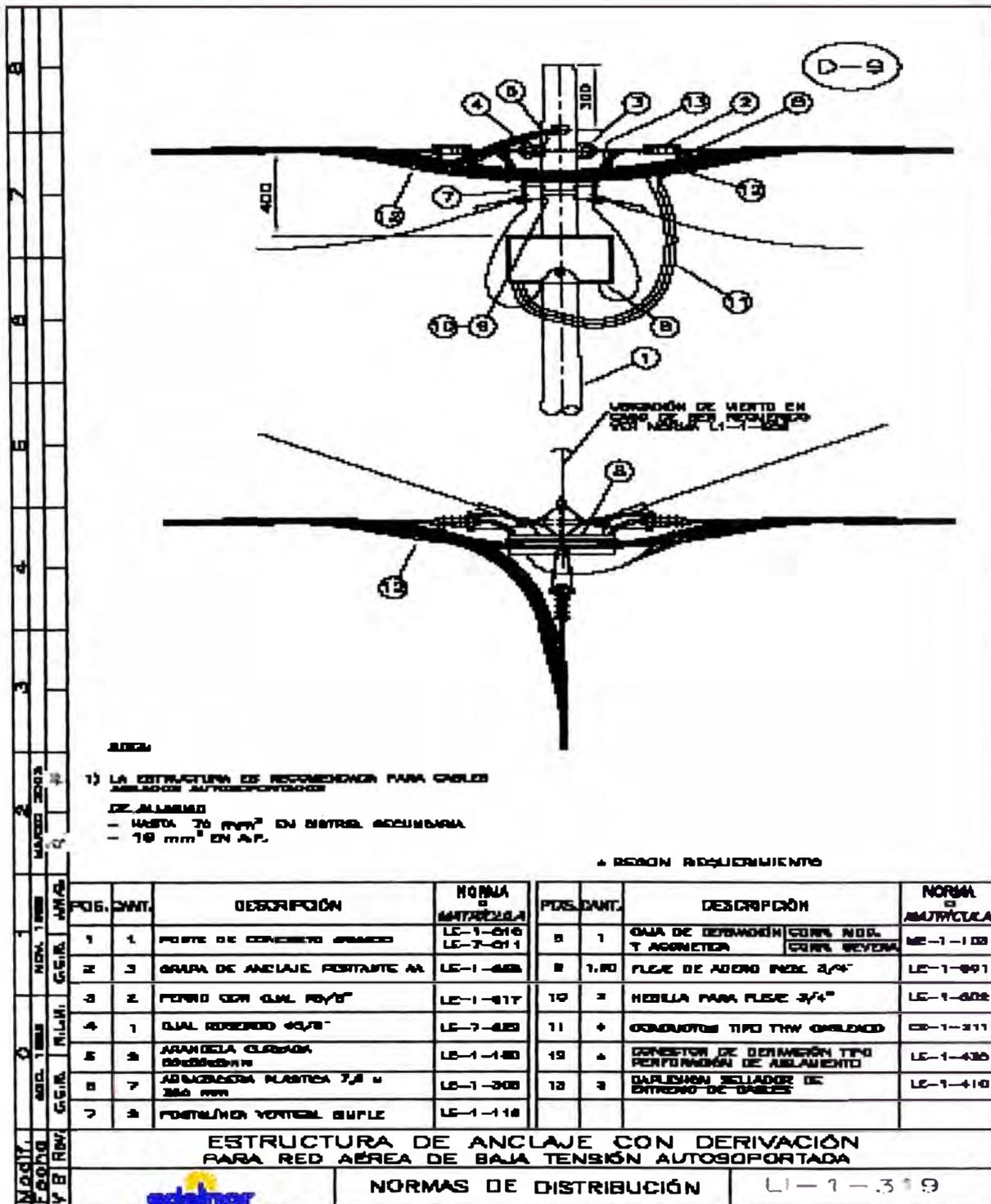
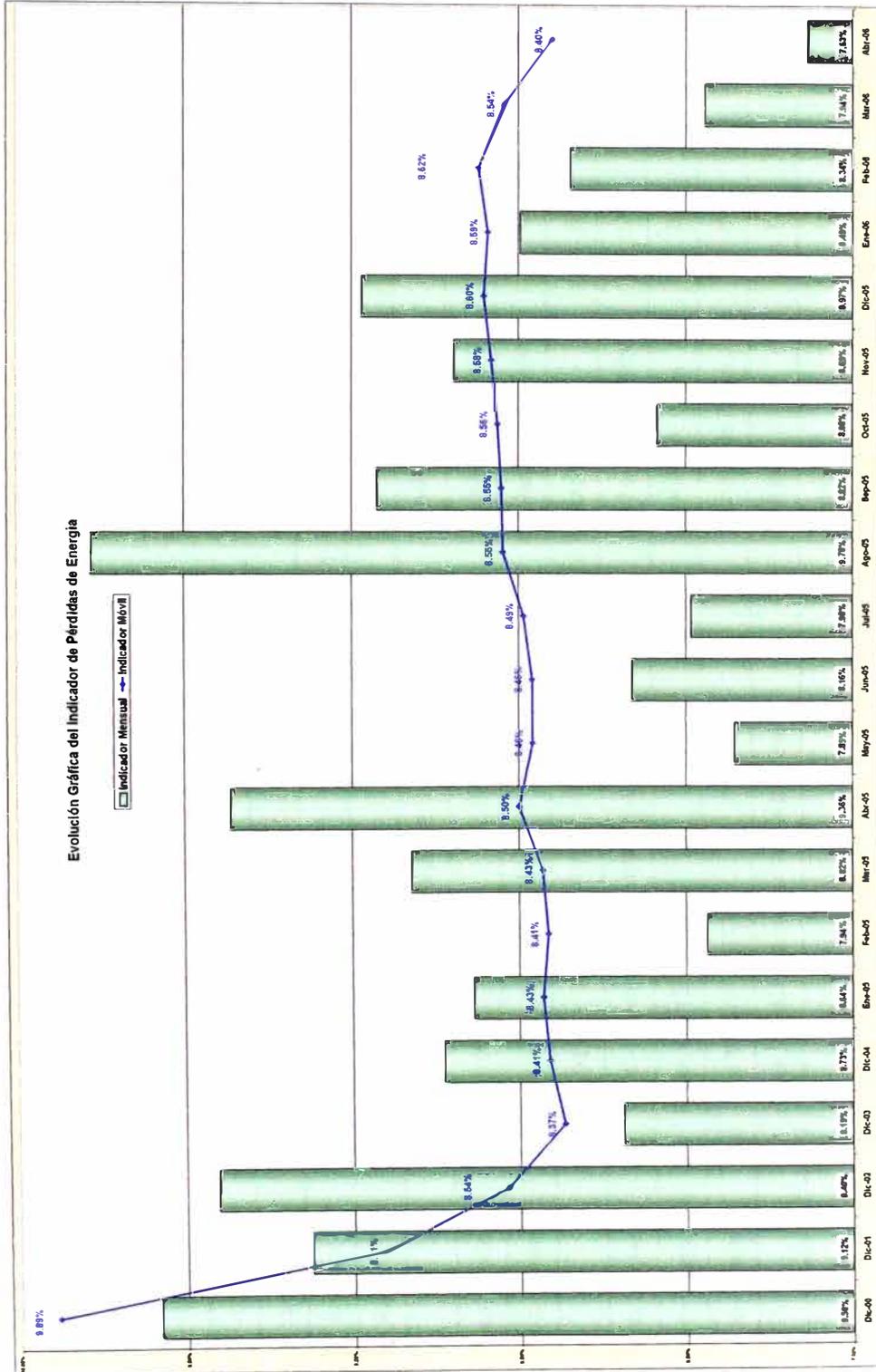


Figura N°6. Estructura de anclaje con derivación para red aérea de baja tensión autoportada – D9

ANEXO N° 13
INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA - AÑO 2005-2006
Compra y Venta de Energía en MWh

MES	DÍAS		ENERGÍA INGRESADA				CLIENTES			CONSUMOS FACTURADOS				CONSUMOS NO FACTURADOS				CONSUMOS FACTURADOS Y NO FACTURADOS						PERDIDAS EN MWH SIN CNR'S			INDICADOR DE PÉRDIDAS SIN CNR'S										
	CALENDR.	FACTUR.	ENERGÍA COMPRADA	ENERGÍA GENERADA	ENERGÍA POR PÉRDIDA	TOTAL ENERGÍA BOMBEEADA			S.T.	M.T.	FACT. REGULADOR	FACT. NO REGULADOS	FACT. POR PÉRDIDA	TOTAL REFACTUR.	TOTAL CONSUM. FACTURADOR	OTROS CLIENTES	ALAMB. PÚBLICO	CONSUM. PROPIOS	TOTAL NO FACTURADOR	TOTAL SIN AJUSTES			AJUSTES POR DÍAS			TOTAL CORREGIDO CON AJUSTES			MES	ANUAL	NOV. 12	MES	ANUAL	NOV. 12	MES	ANUAL	NOV. 12
						MES	ANUAL	NOV. 12												MES	ANUAL	NOV. 12	MES	ANUAL	NOV. 12	MES	ANUAL	NOV. 12									
Dic-00	31	29.48				337 397	3 967 156	3 967 156			201400	60 650	- 079	261 520	241	14 012	641	16 094	286 614	3 581 786	3 861 756	9 821	- 8 800	- 8 800	306 435	3 874 989	3 374 988	30 962	392 169	392 169	9.56%	9.89%	9.89%				
Dic-01	31	29.42	326 851	302	11 061	338 064	4 045 677	4 045 677	129 362	79 870	208 332	65 893	11 394	254	285 673	284	12 492	667	13 543	299 016	3 879 240	3 879 240	8 695	7 138	7 139	307 671	3 495 378	3 685 376	30 983	360 298	360 298	9.12%	9.91%	9.91%			
Dic-02	31	29.87	343 803	378	12 110	356 091	4 233 498	4 233 498	136 851	86 785	224 638	64 083	11 939	624	301 782	308	12 642	630	13 480	315 267	3 886 691	3 885 961	7 340	6 407	6 407	322 807	3 972 080	3 972 080	33 484	361 410	361 410	9.40%	9.84%	9.84%			
Dic-03	31	29.89	351 132	387	19 384	370 613	4 330 839	4 330 839	143 880	90 361	234,219	60 083	19 167	1 185	314 629	918	12 817	649	13 991	328 306	3 893 776	3 893 776	12 241	14 542	14 542	340 547	3 868 318	3 868 318	30 967	362 321	362 321	8.19%	8.37%	8.37%			
Dic-04	31	30.13	400 616	387	7 670	408 678	4 640 728	4 640 728	158 884	102 616	298 412	86 245	7 674	- 830	351 302	608	13 983	680	14 561	365 853	4 243 233	4 243 233	7 088	7 172	7 172	372 919	4 260 405	4 260 405	35 684	398 323	398 323	8.73%	9.41%	9.41%			
Ene-05	31	31.72	388 266	378	10 678	410 417	4 410 417	4 410 417	170 080	88 316	288 375	82 311	10 558	- 1 850	389 295	628	13 720	565	14 833	374 227	3 74 227	4 272 083	745	745	7 990	374 673	3 74 673	4 280 058	35 445	35 445	384 022	8.84%	8.84%	8.83%			
Feb-05	28	29.18	367 439	379	9 730	377 548	3 787 986	4 888 090	107 380	87 810	254 989	75 561	9 623	- 1 301	338 842	832	13 088	529	14 150	362 892	3 727 219	4 285 029	- 9 458	- 4 858	8 678	347 588	3 722 961	4 293 807	29 960	65 405	384 483	7.94%	8.30%	8.41%			
Mar-05	31	28.03	404 484	412	11 136	416 032	1 203 898	4 704 495	151 889	106 646	258 635	80 733	11 012	- 1 323	348 958	529	12 860	687	14 056	383 013	1 090 233	4 303 009	16 318	11 650	8 504	379 331	1 101 893	4 311 513	36 701	102 105	388 982	8.62%	8.48%	8.43%			
Abr-05	30	31.82	401 733	418	12 321	414 456	1 818 487	4 739 276	171 805	102 329	273 933	85 839	12 107	- 1 078	370 662	554	14 751	541	15 848	386 397	1 476 630	4 325 752	- 10 734	828	10 692	375 864	1 477 558	4 336 443	38 605	140 911	402 832	8.36%	8.71%	8.50%			
May-05	31	29.80	411 632	418	12 718	424 664	2 043 131	4 773 070	168 834	109 728	288 561	91 177	12 537	- 1 380	370 910	680	14 451	556	15 697	386 807	1 883 237	4 347 064	4 712	5 829	12 201	381 319	1 888 518	4 389 265	33 344	174 250	403 808	7.65%	8.63%	8.48%			
Jun-05	30	30.31	391 634	431	11 673	403 838	2 447 089	4 799 273	159 885	102 791	282 466	83 443	11 428	- 1 034	358 323	621	15 306	520	16 388	372 719	2 235 956	4 388 666	- 1 743	3 886	5 862	370 978	2 239 692	4 380 238	32 992	207 217	406 037	8.16%	8.41%	8.46%			
Jul-05	31	30.41	398 718	423	11 648	410 781	2 887 866	4 828 308	158 323	103 223	282 545	87 381	11 509	- 990	360 638	542	15 242	456	16 238	377 077	2 613 033	4 412 028	917	4 613	4 206	377 994	2 617 845	4 418 734	32 794	240 011	409 671	7.86%	8.46%	8.46%			
Ago-05	31	30.90	389 213	456	11 732	411 401	3 289 287	4 853 342	157 921	86 942	256 853	82 638	11 602	- 990	350 308	532	15 176	581	16 266	388 678	2 979 809	4 427 084	4 804	9 417	10 618	371 180	2 868 026	4 438 502	40 221	280 232	414 840	9.78%	8.67%	8.56%			
Sep-05	30	31.24	366 980	460	16 407	402 417	3 871 674	4 873 182	84 070	1 03 330	267 441	76 378	15 233	- 669	358 482	513	15 067	533	16 113	374 684	3 354 203	4 451 671	- 6 084	1 333	4 552	388 010	3 355 535	4 466 425	35 907	316 139	416 758	8.82%	8.61%	8.56%			
Oct-05	31	31.19	480 478	411	18 213	419 103	4 090 777	4 890 702	184 804	10 9 308	210 182	82 646	16 006	- 808	370 309	527	14 630	528	15 662	388 801	3 740 083	4 471 637	- 668	868	4 617	385 228	3 740 761	4 478 454	33 677	300 018	419 247	9.08%	8.68%	8.56%			
Nov-05	30	30.86	408 046	418	18 048	427 614	4 516 280	4 928 663	162 212	107 036	289 748	90 207	16 796	- 830	377 918	640	14 050	516	15 112	380 028	4 133 122	4 498 974	- 2 870	- 2 708	6 058	380 362	4 131 114	4 504 033	37 181	367 177	422 631	8.99%	8.57%	8.58%			
Dic-05	31	30.05	419 821	410	17 732	438 063	4 896 364	4 896 364	164 106	108 226	272 382	84 679	17 628	- 437	374 162	631	13 408	602	14 492	388 644	4 621 786	4 621 786	10 131	9 123	8 123	388 778	4 629 889	4 629 889	38 288	426 463	426 463	8.97%	8.80%	8.80%			
Ene-06	31	30.64	424 316	403	17 283	442 002	4 482 002	4 987 836	174 770	110 231	280 002	82 258	17 087	- 963	383 384	518	13 027	608	14 634	397 958	3 97 958	4 546 638	6 480	6 480	13 838	404 458	4 546 638	37 544	37 544	428 584	8.49%	8.49%	8.59%				
Feb-06	28	30.30	388 499	405	16 284	415 167	6 023 567	176 482	107 917	283 410	79 912	16 079	- 887		378 504	467	13 428	678	14 488	392 892	7 900 880	4 586 557	- 12 455	- 6 006	8 777	380 628	784 865	4 692 513	34 840	72 164	433 244	8.34%	8.42%	8.62%			
Mar-06	31	28.51	442 228	421	16 098	460 747	1 317 916	5 070 272	187 548	116 919	284 458	86 846	17 888	- 656	380 534	517	12 840	687	13 924	404 407	1 195 448	4 626 991	19 706	13 700	10 163	424 692	1 209 147	4 637 144	38 685	108 768	433 129	7.94%	8.25%	8.54%			
Abr-06	30	32.20	408 572	423	17 487	426 494	1 744 410	5 082 236	184 168	109 417	293 586	86 901	17 290	- 888	388 828	437	14 926	858	15 981	412 700	1 608 237	4 633 373	19 852	- 5 153	2 044	383 937	1 593 084	4 635 417	12 537	141 326	426 879	7.63%	8.10%	8.43%			

EVOLUCIÓN GRÁFICA DEL INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



ANEXO N° 14

Solicitudes por atender el 2006

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	N° de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	N° de alimentador	Subestación de distribución
Asentamiento Humano	UNION PROGRESISTA DE LA ESPERANZA SCT. AMPL. BELEN	San Juan de Lurigancho	27	CG	02	12148A
Agrupación	VECINAL NUEVO AMANECER DEL PARAISO SAN ANTONIO	Huachipaipi	30	CG	03	10454A
Agrupación Familiar	Las Terrazas 3° zona Bayobar	San Juan de Lurigancho	15	CG	04	03512A
Agrupación Familiar	VIRGEN DE FATIMA	San Juan de Lurigancho	18	CG	05	03122A
Agrupación Familiar	MUNDO NUEVO	San Juan de Lurigancho	33	CG	06	21545A
Agrupación	NUEVO ANEXO LAS CASUARINAS DE JICAMARCA	San Antonio de Huachipaipi	17	CG	06	04081A
Asentamiento Humano	Juán Pablo II 5° Etapa	San Juan de Lurigancho	32	CG	09	02985A
Asentamiento Humano	AMPL. NUEVA JUVENTUD HUASCAR	San Juan de Lurigancho	40	CG	10	02990A
Asociación	VICTOR RAUL HAYA DE LA TORRE	Independencia	10	CG	10	22050A
Asentamiento Humano	NUEVO AMANECER SECTOR NUEVO PARAISO AMPL.	San Juan de Lurigancho	17	CG	11	04014A
Asentamiento Humano	BUENA VISTA SAN GERMAN	San Martín de Porres	25	CH	13	04721A
Asentamiento Humano	12 DE AGOSTO III SECTOR	San Martín de Porres	10	CH	23	20629A
Comité	Comité Vecinal Ampliación del AA.HH El Paraiso	Carabaylo	35	CV	00	02690A
Comité	AMPL. RAMIRO PRIALE PRIALE	Carabaylo	72	CV	03	04680A
Asociación	Asoc. De Familias Renacer	Carabaylo	45	CV	03	04680A
Asentamiento Humano	Las Brisas Nueva Esperanza III Zona de Collique	Comas	11	CV	04	08875C
Asentamiento Humano	LA ROCA DE JESUS	Comas	12	CV	04	03278A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitacion	Nombre de la habilitacion	Distrito	Nº de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	Nº de alimentador	Subestación de distribución
Asentamiento Humano	LAS LOMAS DE SANTA ROSA VI ZONA COLLIQUE	Comas	28	CV	04	03454A
Comité	38 AH MILAGRO DE JESUS 3ERA.ZONA COLLIQUE	Comas	14	CV	04	07745C
Asentamiento Humano	Sector Ampl. Villa Polvorín	Carabaylo	0	CV	05	02932A
Comité	52 AMPL. RAUL PORRAS BARRENECHEA	Carabaylo	19	CV	05	07071C
Agrupación	Agup.Viv. Bella Vista	Carabaylo	20	CV	05	02249A
Programa de Vivienda	EL BOSQUE DE CARABAYLLO (INMOB.LOPEZ)	Los Olivos	10	CV	05	02223A
Programa Residencial	Los Cedros (Inmob.Invers.Contr.Gen.Panamericana)	Carabaylo	10	CV	05	02223A
Asentamiento Humano	30 DE MAYO MZ. I	Carabaylo	10	CV	05	04917A
Programa de Vivienda	El Olivar III	Carabaylo	12	CV	05	21978A
Asociación	Unión de Prop.de Terrenos de La Quebrada Torre Bla	Carabaylo	48	CV	05	04626A
Anexo	CASA HUERTA ECOS DE CHILLON	Comas	24	CV	06	03109A
Agrupación	DE VIVIENDA BELLAVISTA	Carabaylo	20	CV	08	02249A
Comité	VECINAL Nº 31 IV SECTOR DEL PROGRESO	Carabaylo	33	CV	08	07054C
Agrupación	Grupo de Moradores Eliane Karp de Toledo	Carabaylo	30	CV	08	21683A
Asentamiento Humano	HIROSHIMA AMPLIACION	Carabaylo	50	CV	08	03273A
#N/A	Las Asambleas de Dios del Perú Reg. Lima Norte Cal	Carabaylo	1	CV	08	21464A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habitacion	Nombre de la habitacion	Distrito	Nº de lotes sollicitantes	Subestación de Transmisión	Nº de alimentador	Subestación de distribución
Asentamiento Humano	Sol Naciente De Carabayllo	Carabayllo	13	CV	08	02249A
Asociación de Vivienda	Villa Lastenia	Comas	14	H	05	20654A
Asociación	MICROEMPRESARIOS MUEBLES AMIPEN-FELIPE CASTILLO AL	Los Olivos	48	I	02	04407A
Asentamiento Humano	SEÑOR DE LA MISERICORDIA	Comas	17	I	13	02472A
Asociación	LADERAS DE CHILLON AMELCH	Puente Piedra	11	I	17	03508A
Asentamiento Humano	Laderas Del Río Chillón	Puente Piedra	12	I	17	3508A
Asentamiento Humano	Las Laderas de Chillón 6º zona	Puente Piedra	120	I	17	03508A
Asentamiento Humano	LOS OLIVOS DE LAS LADERAS DE CHILLON	Puente Piedra	13	I	17	03415A
Asociación de Propietarios	Las Casuarinas de La Ensenada	Puente Piedra	23	I	18	12415A
Asentamiento Humano	Las Lomas Del Valle De La Ensenada	Puente Piedra	30	I	18	04502A
Asociación de Vivienda Residencial	REVERENDO PADRE FILIBERTO STEUX	Puente Piedra	26	I	18	03700A
Asociación de Vivienda Residencial	Valle Azul de San Diego (Constr.Inmob. Monte Azul)	San Martín de Porres	12	I	18	12166A
Agrupación	Agrupación Familiar 14 de Febrero	San Juan de Lurigancho	89	J	05	04210A
Asentamiento Humano	Proy. Integral Nueva Alianza Sector Los Angeles II	San Juan de Lurigancho	54	J	05	03243A
Centro Poblado	AA.HH Ampliación Centro Poblado 10 de Octubre	San Juan de Lurigancho	21	J	06	04477A
Agrupación Familiar	LA PRIMAVERA DE JOSE CARLOS MARIATEGUI	San Juan de Lurigancho	41	J	06	04782A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	Nº de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	Nº de alimentador	Subestación de distribución
Asentamiento Humano	AMPL.V ETP. 3ER.SECTOR V5 J.C.MARIATEGUI	San Juan de Lurigancho	17	J	06	12373A
Asentamiento Humano	INTEGRACION NUEVO PERU SEC.EL PROGRESO	San Juan de Lurigancho	51	J	06	04360A
Agrupación Familiar	LAS LOMAS DE MOTUPE	San Juan de Lurigancho	40	J	06	21714A
Asentamiento Humano	José Carlos Mariategui Ampl. W7A, W7B, W7C 5º Etap	San Juan de Lurigancho	34	J	06	04784A
Agrupación Familiar	NUEVA JUVENTUD DE LAS LOMAS DE CASABLANCA	San Juan de Lurigancho	42	J	06	12236A
Agrupación Familiar	Q26 - A Ampliación José Carlos Mariategui	San Juan de Lurigancho	10	J	06	04323A
Agrupación	FAMILIAR JULIO C. TELLO	San Juan de Lurigancho	31	J	07	03240A
Agrupación Familiar	AMPL. 27 DE MARZO III ETP.	San Juan de Lurigancho	25	J	07	12608A
Asentamiento Humano	Virgen De Las Mercedes De Palao - Mz A y B	San Martín de Porres	5	M	12	02783A
Asociación de Propietarios	El Olivar del Naranjal	San Martín de Porres	6	NJ	07	04329A
Asociación	DE POSESIONARIOS EX FUNDO TABOADA	Callao	16	O	09	03315A
Asociación de Vivienda Residencial	LA TABOADA	Callao	15	O	09	03315A
Programa de Vivienda	RESID. BUENA VISTA	Callao	10	O	10	02254A
Asociación de Vivienda	Las Orquideas De Oquendo	San Martín de Porres	18	O	10	12511A
Asociación de Propietarios	LAS TERRAZAS DE LAS FLORES DE SAN JUAN DE LURIGANC	San Juan de Lurigancho	10	P	13	04334A
Asociación de Vivienda	Santa Rosa de Pocitos	El Cercado de Lima	30	P	21	22256A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	N° de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	N° de alimentador	Subestación de distribución
Asociación	El Edén de Carabaylo	Carabaylo	3	PP	02	22071A
Asentamiento Humano	Proy. Int. Las Lomas Cruz del Norte II	Carabaylo	150	PP	02	12615A
Asociación de Vivienda	Residencial Los Crisantemos	Puente Piedra	49	PP	05	12460A
Asentamiento Humano	SAN PEDRO DE CHOQUE MZ. U-V	Puente Piedra	9	PP	05	02567A
Asentamiento Humano	AA.HH. Santa Rosa Comité 3	Puente Piedra	14	PP	06	03218A
Programa de Vivienda	Los Jazmines de Copacabana	Puente Piedra	3	PP	06	10561A
Asentamiento Humano	SANTA ROSA	Puente Piedra	20	PP	06	03218A
Asociación	DE POBLADORES PARTE ALTA EL ALTILLO	Rímac	47	T	22	05143C
Asentamiento Humano	LAS COLINAS DE SAN JUAN DE AMANCAES MZ. A-B-F	Rímac	17	T	25	03639A
Asentamiento Humano	MUNICIPAL N° 3 SECTOR HORACIO ZEVALLOS	Rímac	17	T	25	04806A
Asentamiento Humano	VIRGEN DE GUADALUPE PACHACUTEC	Ventanilla	10	V	02	12168A
Asentamiento Humano	La Unión Pachacutec	Ventanilla	103	V	02	12403A
Asociación	DE MICROS Y PEQUEÑOS EMPRESARIOS LOS ANDES	Ventanilla	0	V	02	12305A
Asentamiento Humano	LOS CUATRO SUYOS PACHACUTEC	Ventanilla	196	V	02	12400A
Asociación de Propietarios	Adj. Proy. Esp. 30 de Agosto Sta. Rosa de Lima	San Martín de Porres	0	V	02	12305A
Asentamiento Humano	LAS BRISAS II DE PACHACUTEC	Ventanilla	30	V	02	12403A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitacion	Nombre de la habilitacion	Distrito	Nº de lotes solciltantes	Subestación de Transmisión	Nº de allmentador	Subestación de dlstrubución
Residencial	AMPERSUB-AVIMAPA SCT.F BARRIO XII GPO.RES.3 PACHAC	Ventanilla	12	V	02	12305A
Asentamiento Humano	COSTA AZUL PROYECTO ESPECIAL CIUDAD PACHACUTEC	Ventanilla	88	V	02	12797A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS Mz.E PACHACUTEC	Ventanilla	30	V	02	12400A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS Mz. A PROYECTO ESP. CIUDAD PACHACUTEC	Ventanilla	30	V	02	12400A
Cooperativa de Vivienda	LIBERTAD LTDA' - MERCADO - PACHACUTEC	Ventanilla	0	V	02	12788A
Cooperativa de Vvlenda	COSMOVISION	Ventanilla	19	V	02	12396A
Asociación	RESIDENTES COSMOVISION MZ. J y K CIUDAD PACHACUTEC	Ventanilla	12	V	02	12396A
Asociación de Propietarios	De Vivienda Cosmovisión Ciudad Pachacutec	Ventanilla	30	V	02	12396A
Asentamiento Humano	Costa Azul Sect. D IX Grup.Residencial Pachacutec	Ventanilla	130	V	02	12797A
Asentamiento Humano	4 Suyos-Pachacutec	Ventanilla	124	V	02	12400A
Asentamiento Humano	COSTA AZUL - COLEGIO CRISTIANO JIREH	Ventanilla	35	V	02	12797A
Asentamiento Humano	LOS CUATRO SUYOS MZ. J - L	Ventanilla	61	V	02	12790A
Asociación de Comerclantes	MERCADO 4 DE FEBRERO	Ventanilla	114	V	02	12113A
Institución	CENTRO EDUCATIVO 5130	Ventanilla	1	V	02	12081A
Asociación de Comerclantes	MERCADO UNIFICADO 3 DE FEBRERO	Ventanilla	0	V	02	12087A
Asentamiento Humano	FAMILIAS UNIDAS 4 DE SET. PROY.ESP.CIUD.PACHACUTEC	Ventanilla	16	V	02	12379A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	Nº de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	Nº de alimentador	Subestación de distribución
#N/A	Gremio de Micro-Empresarios Productivos Pachacutec	Ventanilla	1	V	02	12048A
Empresa	Industria Ruyeh SAC	Ventanilla	1	V	02	12791A
Asentamiento Humano	PEDRO LABARTHE TERCER GRUPO - PACHACUTEC	Ventanilla	26	V	02	12396A
Asentamiento Humano	PEDRO LABARTHE - PYTO. ESP. CIUDAD PACHACUTEC	Ventanilla	45	V	02	12396A
Persona Natural	LOURDES BACA BUITRON (Depósito Helados Nestlé)	Ventanilla	1	V	02	12111A
Urbanización	Popular La Chalaca Proy. Esp. Ciud. Pachacutec	Ventanilla	50	V	02	12788A
Asentamiento Humano	MERCADO CENTRAL SECTOR H BARRIO XVI PACHACUTEC	Ventanilla	17	V	02	12397A
Asentamiento Humano	URB.POPULAR MERCADO CENT. PRY.ESP.CIUD.PACHACUTEC	Ventanilla	15	V	02	12399A
Asociación de Comerciantes	MERCADO MAYORISTA JOSE CARLOS MARIATEGUI LA CHIRA	Ventanilla	0	V	02	12399A
Asociación	RESIDENTES NUEVA COSMOVISION	Ventanilla	20	V	02	12396A
Persona Natural	NILDA HUARICANCHA DE TORIBJO	Ventanilla	1	V	02	12082A
Proyecto	PILOTO NUEVO PACHACUTEC SECTOR A	Ventanilla	11	V	02	12073A
Asentamiento Humano	Oasis de Pachacutec	Ventanilla		V	02	12792A
Asociación de Vivienda	SAN PEDRO DE VENTANILLA	Ventanilla	0	V	02	12305A
Asociación Programa de Vivienda	PROFAM PERU (AA.HH. 4 SUYOS	Ventanilla	40	V	02	12790A
Asentamiento Humano	PAZ Y UNION Mz. C PACHACUTEC	Ventanilla	18	V	02	12788A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	Nº de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	Nº de alimentador	Subestación de distribución
Asociación	PROT. ANIMA.Y RESERVAS ECOLOG.OTILIA MAKI D OTIMAK	Ventanilla	1	V	02	00614S
Asentamiento Humano	PAZ Y UNION PACHACUTEC Mz. D	Ventanilla	22	V	02	12788A
Asentamiento Humano	PAZ Y UNION Mz. B, K, L PACHACUTEC	Ventanilla	22	V	02	12788A
Asentamiento Humano	Pesquero II Segundo Sector Pachacutec	Ventanilla	48	V	02	12798A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS GRUPO 4 (DANTE CALDERON ESPINOZA)	Ventanilla	15	V	02	12400A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS PACHACUTEC (ZENOBIO VERGARAY PAULINO)	Ventanilla	50	V	02	12400A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS PACHACUTEC (ELVIS PACHECO RODRIGUEZ)	Ventanilla	147	V	02	12400A
Asentamiento Humano	SAN CARLOS PYTO.CIUDAD PACHACUTEC(D. RIVERA GOMEZ)	Ventanilla	25	V	02	12789A
Asociación de Vivienda	SAN PEDRO DE ISRAEL	Ventanilla	90	V	02	12305A
Asentamiento Humano	TUPAC AMARU PROYECTO ESPECIAL PACHACUTEC	Ventanilla	45	V	02	12306A
Asentamiento Humano	LA VICTORIA I PACHACUTEC	Ventanilla	50	V	02	12305A
Asentamiento Humano	La Victoria Sector I Mz.A-B-C-D-J Pachacutec	Ventanilla	30	V	02	12305A
Asentamiento Humano	VIRGEN DE GUADALUPE	Ventanilla	60	V	02	12400A
Empresa	GREMIO DE CALZADO Y AFINES DE PACHACUTEC	Ventanilla	21	V	02	12798A
Asociación	DE VIVIENDA INDOAMERICA CIUDAD PACHACUTEC	Ventanilla	27	V	02	12791A
Asociación de Propietarios	EX INSTITUTO NACIONAL DE PLANIFICACION PACHACUTEC	Ventanilla	26	V	02	12788A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitación	Nombre de la habilitación	Distrito	N° de lotes solicitantes	Subestación de Transmisión	N° de alimentador	Subestación de distribución
Asentamiento Humano	Viñas De Angamos - Ampliación	Ventanilla	16	V	06	02265A
Asociación de Vivienda	VILLA DEL MAR	Ventanilla	11	V	06	12602A
Asociación	DE POBL.DE VENT. ALTA III SECTOR ZONA B EX MILENIO	Ventanilla	30	V	07	04012A
Agrupación	POBLACIONAL CESAR VALLEJO ZONA B VENT.ALTA	Ventanilla	28	V	07	04194A
Asentamiento Humano	CERRO GORDO	Puente Piedra	77	W	02	03406A
Residencial	Av. El Triunfo Mz A El Dorado	Puente Piedra	9	W	03	02257A
Asentamiento Humano	Buenos Aires Perú	Puente Piedra	68	W	03	02181A
Asociación Agropecuaria	LOMAS EL DORADO	Puente Piedra	15	W	03	10836A
Residencial	SANTA ENMA	Puente Piedra	20	W	03	03292A
Asociación de Comerciantes	Fam. Damnifica. por el Terrorismo Valle Hermoso II	Carabaylo	30	W	03	20604A
Asentamiento Humano	LAS BRISAS I SECT.G BARRIO XV GR5 PACHACUTEC	Ventanilla	40	W	04	12263A
Asentamiento Humano	AA.HH Mramar	Ventanilla	38	W	04	12261A
Asentamiento Humano	LOS JARDINES DEL MIRADOR - PACHACUTEC	Ventanilla	13	W	05	21533A
Asentamiento Humano	LOS JARDINES DEL MIRADOR - PROY. ESP. CIUDAD PACHA	Ventanilla	48	W	05	21533A
Centro Poblado	Los Girasoles	Puente Piedra	10	W	05	21486A
Asentamiento Humano	Los Girasoles - Las Lomas de Zapallal	Puente Piedra	10	W	05	21483A

Solicitudes por atender el 2006 (Continuación)

Tipo de habilitacion	Nombre de la habilitacion	Distrito	Nº de lotes solciltantes	Subestación de Transmisión	Nº de allmentador	Subestación de distribución
Asociación de Comerciantes	MIXTOS UNIDOS SIGLO XXI PROYECTO PILOTO PACHACUTEC	Ventanilla	25	V	02	12091A
Asociación de Propietarios	Y ADJUD.PROY. ESP.CIUDAD PACHACUTEC 30 DE AGOSTO	Ventanilla	27	V	02	12305A
Asociación	De Pequeños y Micro Empresarios Alejandro Toledo	Ventanilla	30	V	02	12790A
Asentamiento Humano	LOS JARDINES DE MI PERU	Ventanilla	43	V	04	02542A
Asentamiento Humano	Confraternidad Mi Perú Mz B	Ventanilla	17	V	04	02346A
Persona Natural	EDWIN OSCAR PERALTA SANCHEZ	Ventanilla	1	V	04	02346A
Asentamiento Humano	HEROES DEL CENEP	Ventanilla	50	V	04	21435A
Asociación	De Pequeños y Microempresarios Inca Pachacutec	Ventanilla	45	V	04	12594A
Asociación	CENTRO COMERCIAL 12 DE MAYO MI PERU	Ventanilla	49	V	04	04072A
Asentamiento Humano	15 DE JULIO	Ventanilla	50	V	04	03011A
Comité	AMPL. HIJOS DE VENTANILLA ALTA ZONA A MZ. E2	Ventanilla	19	V	05	04995A
Asentamiento Humano	COSTA AZUL AMPL. PROY. INT. PUEBLOS UNIDOS	Ventanilla	18	V	06	12202A
Asentamiento Humano	ANGAMOS III SECTOR PARTE ALTA	Ventanilla	0	V	06	02544A
Asentamiento Humano	COSTA AZUL DE ANGAMOS MZ. N	Ventanilla	9	V	06	12202A
Asentamiento Humano	PROY. INT. PUEBLOS UNIDOS COSTA AZUL MZ. P	Ventanilla	13	V	06	12203A
Asentamiento Humano	Proy.Integ. Pueblos Unidos Costa Azul Mz. N	Ventanilla	8	V	06	12203A

ANEXO N°15

PLANOS

Finalmente en este anexo se muestran los planos que se realizaron para la ejecución del proyecto.

En el cuadro N° 1 se muestra la sucesión de planos y a continuación los planos en mención.

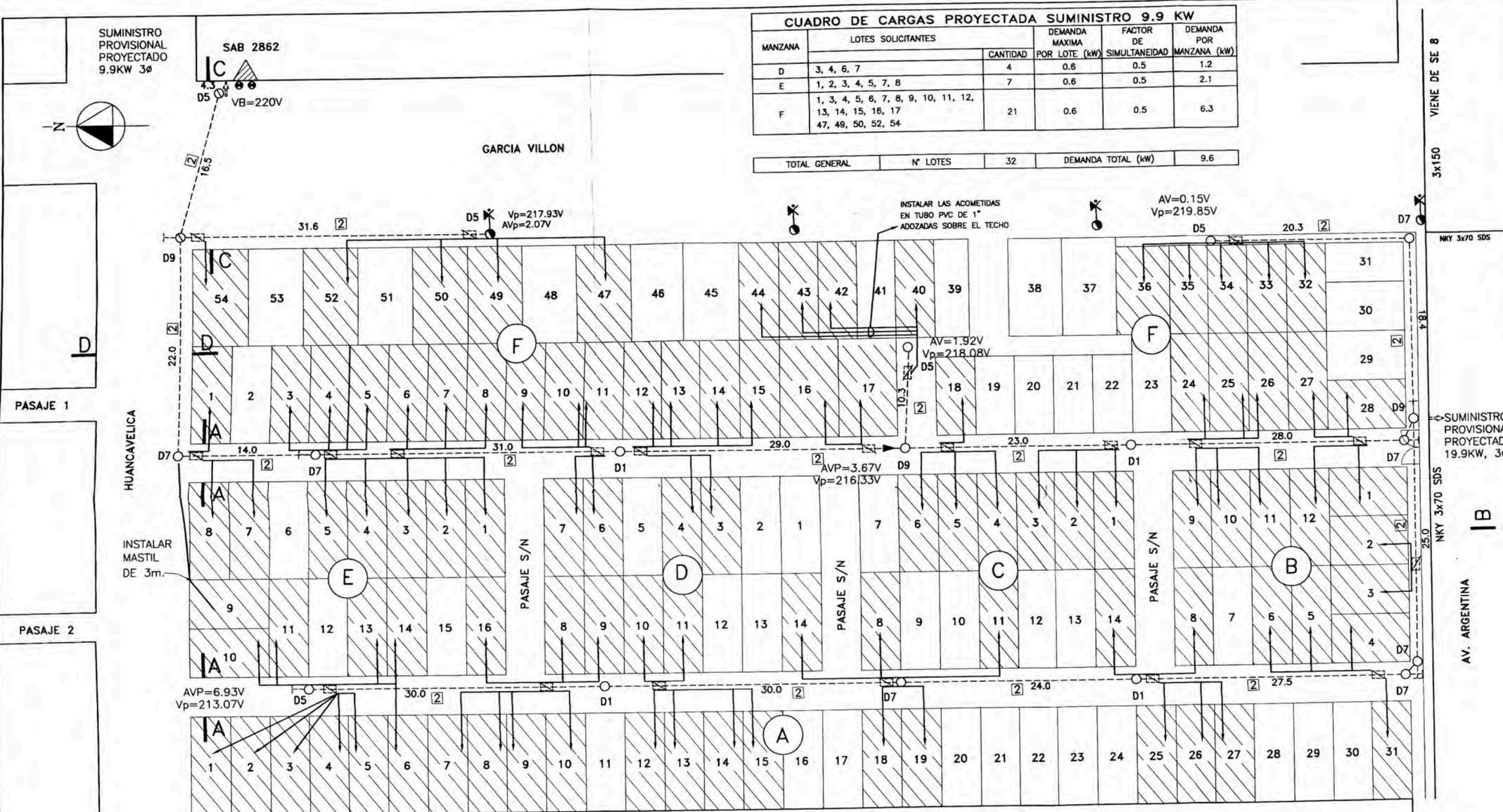
N° Plano	Descripción del plano
1	Plano Provisional de la Asociación Civil García Villón
2	Ubicación de la zona de trabajo en Lima
3	Detalles del proyecto
4	Armados usados en el proyecto

Cuadro N° 1. Descripción de los planos del proyecto

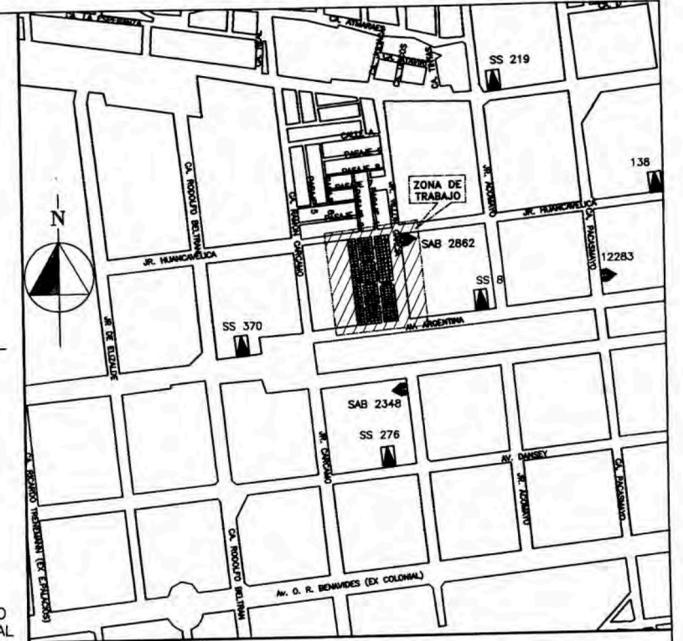
GARCIA VILLON



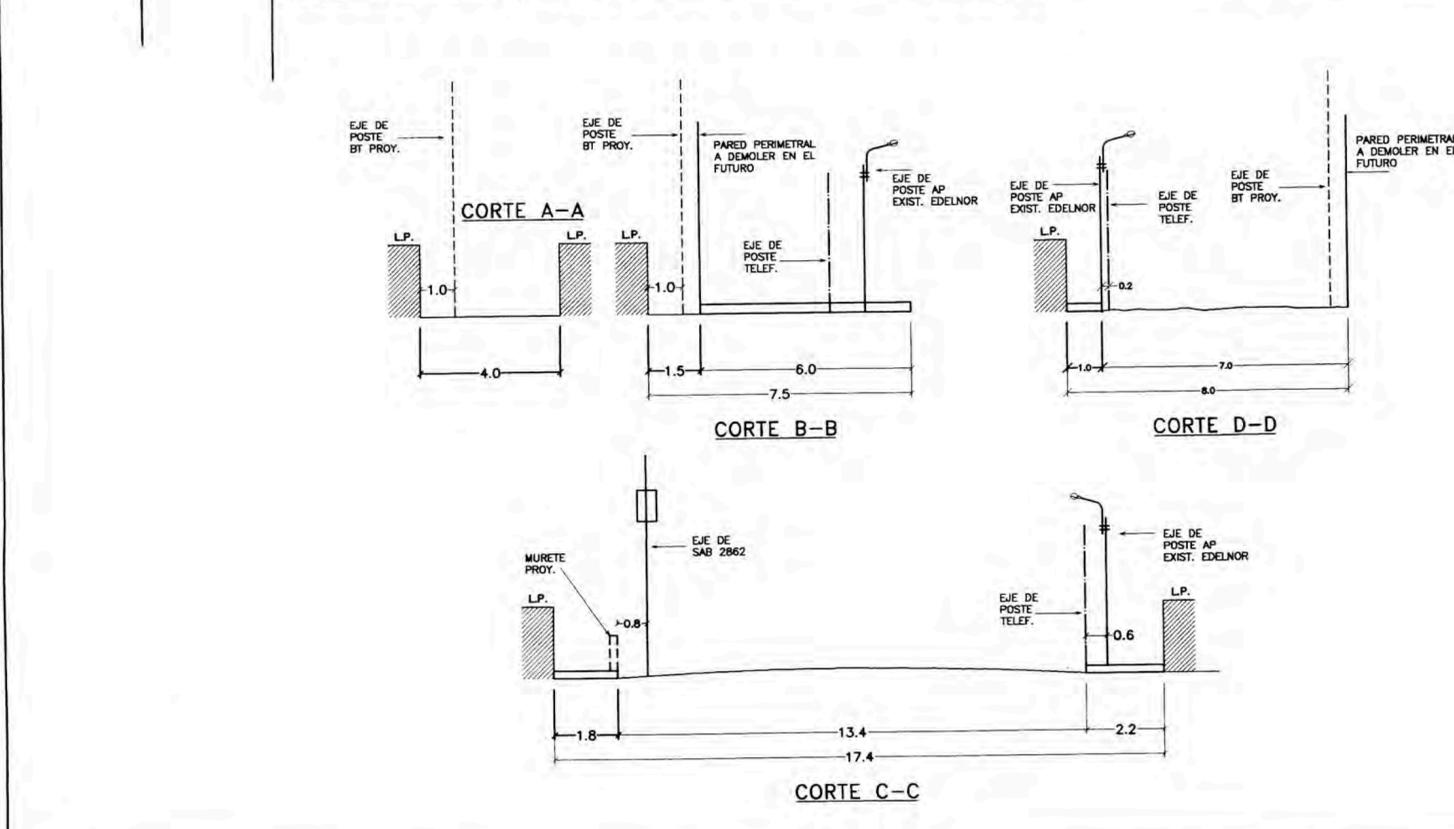
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
	Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón Lima		
	Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón		
			Piano: N° 1
			Departamento: Lima
			Provincia: Lima
INFORME SE SUFICIENCIA			Districto: Cercado de Lima
Responsable: Ronald T. Reyes Méndez			Fecha: Agosto 2005
Proy: Electrificación Provisional	Asesor: Ing. Gregorio Aguilar	Dibujó: Ronald Reyes	Escala: 1:250



MANZANA	LOTES SOLICITANTES	CANTIDAD	DEMANDA	FACTOR	DEMANDA
			MAXIMA POR LOTE (kW)	DE SIMULTANEIDAD	POR MANZANA (kW)
D	3, 4, 6, 7	4	0.6	0.5	1.2
E	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8	7	0.6	0.5	2.1
F	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 47, 49, 50, 52, 54	21	0.6	0.5	6.3
TOTAL GENERAL		N° LOTES	32	DEMANDA TOTAL (kW)	9.6



PLANO DE UBICACION
ESCALA : 1/5000



MANZANA	LOTES SOLICITANTES	CANTIDAD	DEMANDA	FACTOR	DEMANDA
			MAXIMA POR LOTE (kW)	DE SIMULTANEIDAD	POR MANZANA (kW)
A	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 18, 19, 25, 26, 27, 31	20	0.6	0.5	6.0
B	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12	11	0.6	0.5	3.3
C	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 11, 14	9	0.6	0.5	2.7
D	8, 9, 10, 11, 14	5	0.6	0.5	1.5
E	9, 10, 11, 13, 16	5	0.6	0.5	1.5
F	18, 24, 25, 26, 27, 28, 33, 34, 35, 36, 40, 42, 43, 44	15	0.6	0.5	4.5
TOTAL GENERAL		N° LOTES	65	DEMANDA TOTAL (kW)	19.5

- NOTAS:
- SE COORDINO EN CAMPO CON LOS POBLADORES, SR. VICENTE GARCIA (PRESIDENTE DE LA ASOC.)
 - PARA EFECTOS DE CALCULO SE REALIZO CON UNA D.M: 0.6 kW/LT. Y CON F.S: 0.5
 - ESTE PROYECTO SE HIZO EN BASE A LA INSPECCION DE CAMPO Y AL PLANO PROPORCIONADO POR LOS INTERESADOS
 - LA INSTALACION DE LOS POSTES SE REALIZARA DE ACUERDO A LOS DETALLES MOSTRADOS
 - LOS POSTES SE INSTALARAN SEGUN LOS CORTES REFERENCIALES EN EL PLANO
 - LOTES SOLICITANTES :

Proy.	Exist.	DESCRIPCION
→		FIN DEL CIRCUITO
→		CONECTOR CUÑA
→		ACOMETIDA AEREA CABLE CONCENTRICO 2x4 mm2
→		SUMINISTRO 3Ø
→		RETENIDA TIPO VIOLIN
○		POSTE DE MADERA DE 9.0M/4" CIMA/6" BASE
○		POSTE DE MADERA DE EUCALIPTO 8.0/4m CIMA 6" BASE
→		CABLE AEREO AJUATOSPORTADO DE ALUMINIO 3X35+P
→		CABLE SUBTERRANEO EDELNOR DE EDELNOR
→		POSTE DE CONCRETO 8/200/120/240 a A.P.

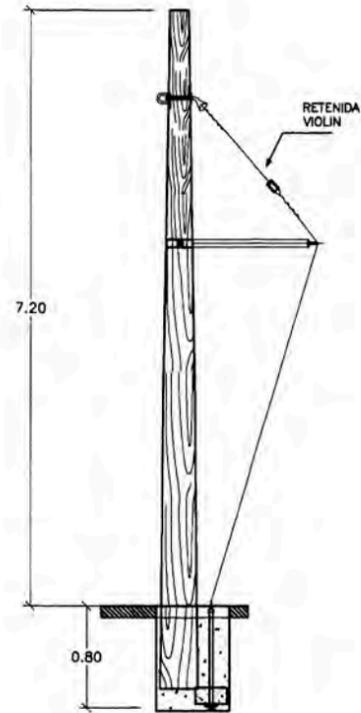
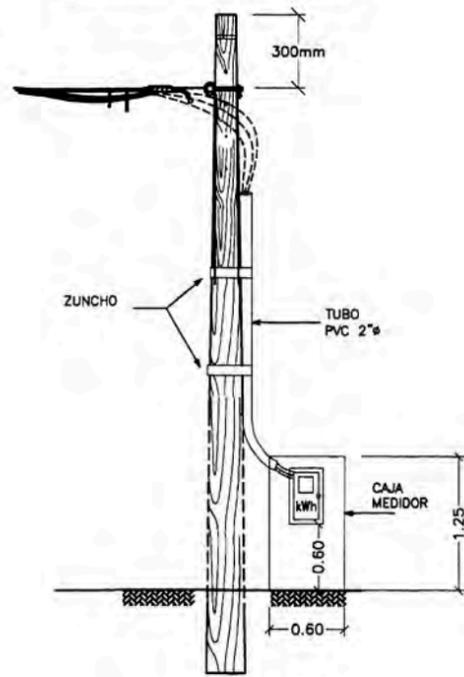
LEYENDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

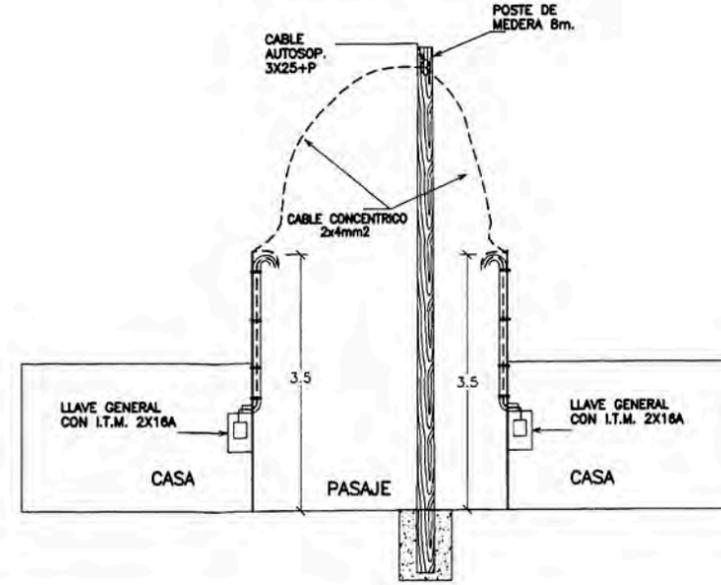
Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón
Lima

Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón	Plano: N° 3
	Departamento: Lima
INFORME SE SUFICIENCIA	Provincia: Lima
	Districto: Cercado de Lima
Responsable: Ronald T. Reyes Méndez	Fecha: Agosto 2005
Proy. Electrificación Provisional	Asesor: Ing. Gregorio Aguilar
	Dibujó: Ronald Reyes
	Escala: 1:250

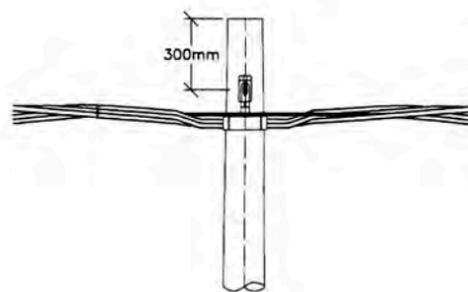
DETALLE DE SALIDA DEL MEDIDOR A LA RED AUTOSOPORTADA 3x25+P



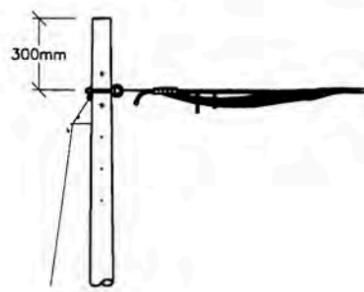
DETALLE TIPICO DE CONEXION



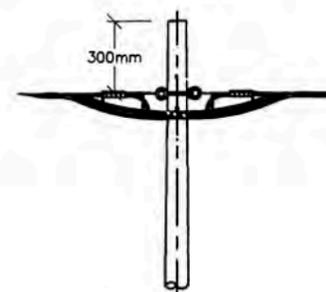
DETALLE DE ARMADO D1



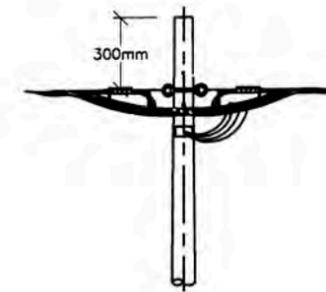
DETALLE DE ARMADO D5



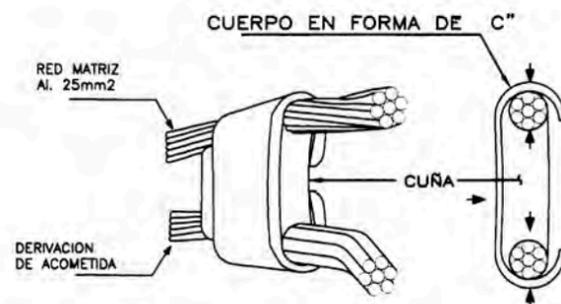
DETALLE DE ARMADO D7



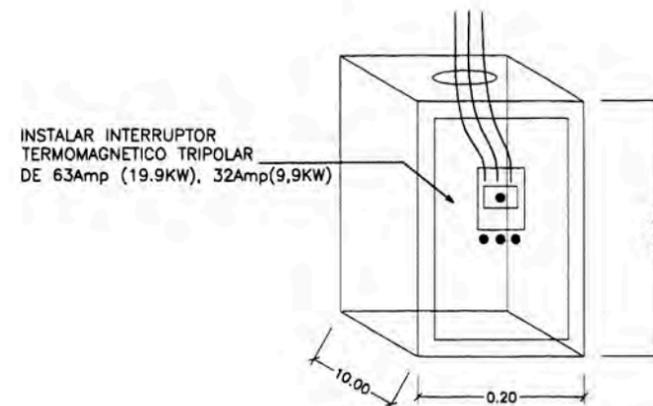
DETALLE DE ARMADO D9



DETALLE DE CONECTORES TIPO CUÑA



DETALLE TABLERO GENERAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
		Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón Lima	
Proyecto de Electrificación Provisional de la Asociación Civil García Villón		Plano:	N° 4
		Departamento:	Lima
INFORME SE SUFICIENCIA		Provincia:	Lima
		Distrito:	Cercado de Lima
Responsable:		Ronald T. Reyes Méndez	
Proy. Electrificación Provisional	Asesor Ing. Gregorio Agular	Dibujo: Ronald Reyes	Fecha: Agosto 2005
			Escala: 1:250