

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“CONTROL DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA
EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN DE
EDELNOR”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

CÉSAR MOISÉS MAMANI CIENFUEGOS

PROMOCION 1998-II

LIMA-PERU

2006

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO.....	1
 CAPITULO 01: INTRODUCCIÓN.....	 3
1.1 Generalidades.....	3
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Alcance.....	7
1.4 Influencias y consecuencias de las pérdidas de la energía eléctrica.....	7
1.4.1 En la gestión técnico–económica de las empresas prestatarias.....	7
1.4.2 En el orden social.....	10
1.4.3 En el orden de la ética y la moral.....	12
1.4.4 En los aspectos de seguridad.....	13
1.5 Glosario de Términos.....	16
 CAPITULO 02: MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO.....	 21
2.1 Sistema Eléctrico.....	21
2.1.1 Generación.....	21
2.1.2 Transmisión.....	21
2.1.3 Distribución.....	22
2.1.4 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	22
2.2 Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica de Lima.....	24
2.2.1 Edelnor.....	24
2.2.2 Luz del Sur.....	25

2.3	Leyes y Normas Referidas.....	28
2.3.1	Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.....	28
2.3.2	Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento LCE.....	28
2.3.3	Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios eléctricos.....	28
2.3.4	Resolución Ministerial N° 496 - 2005 – MEM / DM – Norma DGE Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica.....	29
2.3.5	Resolución Ministerial N° 442 – 2004 – MEM / DM – Norma DGE Conexiones Eléctricas en baja tensión en zonas de concesión de distribución.....	29
2.3.6	Resolución Osinerg N° 236-2005-OS/CD – Norma opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.....	29
2.3.7	Resolución Ministerial N° 336-2001-EM/VME – Código Nacional de Electricidad – Suministro.....	30
2.4	Entidades Reguladoras y Fiscalizadoras que intervienen en el mercado eléctrico.....	30
2.4.1	Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad...	30
2.4.2	Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía.....	30
2.4.3	Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual.	31
2.4.4	Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú.....	31
2.4.5	Comité de Operación Económica del Sistema.....	31
2.5	Mercados Eléctricos del Perú.....	32
2.5.1	Mercado Libre.....	33
2.5.2	Mercado Regulado.....	33

III

2.5.3 Mercado de Oportunidad.....	33
2.5.4 Mercado Intergeneradores.....	34
2.6 Tarifas Eléctricas.....	34
2.6.1 Información general de las Tarifas eléctricas.....	34
2.6.2 Opciones Tarifarias.....	35
2.7 Facturación.....	36
2.7.1 Periodo de Facturación.....	36
2.7.2 Procesos de Facturación.....	37
2.7.3 Tipos de Facturación.....	37
2.8 El equipo de Medida.....	39
2.8.1 Definición y características.....	39
2.8.2 El medidor electromecánico.....	40
2.8.3 El medidor híbrido.....	42
2.8.4 El medidor electrónico multifunción.....	44
2.8.5 Conexión en equipos de medida con medición semi-directa.....	45
2.8.6 Medidores Pre-pago.....	46

CAPITULO 03: PERDIDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA Y METODOLOGÍA

DE CÁLCULO.....	48
3.1 Pérdidas de Energía Eléctrica.....	48
3.1.1 Pérdidas Técnicas.....	48
3.1.2 Pérdidas No Técnicas.....	52
3.1.3 Otras situaciones que afectan los índices de pérdidas de energía.....	53
3.2 Metodología para el cálculo de pérdidas de energía eléctrica.....	53

3.2.1 Balance de energía.....	53
3.2.2 Cálculo de las pérdidas de energía.....	56
3.2.3 Metodología de cálculo de la energía por leer en medidores (ELM)....	57
3.2.4 Desarrollo de las fórmulas para la estimación de la ELM considerando las compras de energía.....	59
3.3 Índice de Pérdidas de Edelnor.....	60
3.3.1 Estimación de Pérdidas Técnicas.....	60
3.3.2 Cálculo de Pérdidas de Edelnor.....	61
CAPITULO 04: DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES Y MÉTODOS DE DETECCIÓN Y CONTROL.....	62
4.1 Descripción de irregularidades y modalidades de hurto de energía.....	62
4.1.1 Errores de Procesos Administrativos.....	62
4.1.2 Inadecuada Medición.....	63
4.1.3 Manipulación o fraude del equipo de medida.....	63
4.1.4 Conexiones indebidas.....	64
4.1.5 Conexiones clandestinas.....	64
4.2 Procedimientos y pruebas operativas.....	65
4.2.1 Inspección visual de conexonado.....	65
4.2.2 Prueba de Contraste de Medidores.....	66
4.2.3 Prueba de Numerador (Verificación de constante).....	68
4.2.4 Detección de flujo de corriente.....	69
4.3 Métodos y algoritmos para la detección.....	70
4.3.1 Focalización.....	70

4.3.2 Quiebres de consumo.....	72
4.3.3 Giro de Negocio.....	72
4.3.4 Denuncias.....	73
4.3.5 Consumos Cero.....	73
4.3.6 OT's negativas.....	73
4.3.7 Claves de Lectura.....	74
4.3.8 Lestureas a medio periodo de facturación.....	74
4.4 Medidas de Control.....	75
4.4.1 Normalización de irregularidades.....	75
4.4.2 Medidas Técnicas y normalizaciones implementadas.....	75
4.4.3 Sistema de medición concentrada.....	76
4.4.4 Reforma de redes de distribución secundaria.....	77
4.4.5 Sistema de Telemedida.....	78
CONCLUSIONES.....	80
BIBLIOGRAFIA.....	82
ANEXOS.....	83

PRÓLOGO

Las pérdidas de energía en la red de distribución de baja tensión de Edelnor, tal como sucede en las redes eléctricas de otras concesionarias, resulta ser un problema latente en nuestro país, conllevando a fuertes pérdidas económicas a las empresas concesionarias. Es por ello que resulta relevante establecer métodos de detección y control para minimizar estas pérdidas. Justamente el presente informe de ingeniería trata esta problemática para las redes de distribución de baja tensión de Edelnor, la cual se encuentra dentro de una actividad regulada por la Ley de Concesiones Eléctricas y con exigencia de valores estándares (dentro de ellos la pérdida de energía eléctrica) para que no afecten sus índices económicos.

Geográficamente la concesión reúne todo tipo de zonas y debido a esto, existen redes de distribución tanto aéreas como subterráneas. Además se identifica las zonas altamente reincidentes de hurto, como lo son Los Barracones, Puerto Nuevo y Corongo del Callao; Barrios Altos, Bocanegra, entre otras, donde es necesario implementar medidas más drásticas para que sea posible la reducción de pérdidas.

Para una adecuada presentación del informe, se ha creído conveniente dividirlo en cuatro capítulos, que a continuación se pasa a detallar.

El Capítulo I describe el marco introductorio y las posibles causas y consecuencias que originan las pérdidas de energía no técnicas; asimismo se presentan los objetivos a alcanzar.

El Capítulo II refiere el contexto de la actividad eléctrica peruana, el mercado eléctrico, las entidades que lo regulan y las normas donde se fundamentan. Asimismo describe los procesos comerciales que se relacionan al Control de Pérdidas en la empresa.

Las definiciones de pérdidas de energía y los índices actuales se describen en el Capítulo III, además en este capítulo se realiza un detallado análisis de la metodología para el cálculo de las pérdidas de energía de una empresa distribuidora.

Finalmente en el Capítulo IV se describen las modalidades de hurto de energía, asimismo las técnicas para detectarlos y prevenirlos. Finalmente se concluye con la amplia variedad de medidas de control implementadas para obtener reducciones permanentes que involucren inclusive reformas de redes de distribución.

Para cumplir con el objetivo se adicionan normas, planos y anexos que complementan adecuadamente el tema expuesto.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades

En los últimos tiempos se puede identificar una gran cantidad de causas para el incremento de pérdidas no técnicas dado por el hurto de energía, como por ejemplo, la desinversión (o mínima inversión comparado con el alto crecimiento demográfico de Lima) en los sistemas de distribución y comercialización, agravado con la crisis económica, la caída del poder adquisitivo en los niveles sociales medio y bajo, la falta de una legislación adecuada que genera una conciencia de impunidad; originalmente características de las áreas marginales que se han ido extendiendo a poblaciones suburbanas e inclusive de buen nivel económico. Estos son algunos de los factores que han influido en el nivel de pérdidas registradas en los últimos años, cuya tendencia nos indica que se están elevando las conexiones indebidas, los medidores manipulados, los predios sin suministro eléctrico conectados ilícitamente, por citar las más comunes modalidades de hurto de energía que se detectan día a día. Hay que agregar que se suman, en algunos casos con mayor impacto, los hurtos de energía de entidades comerciales e industriales la gran mayoría informales y caracterizados por una degradación ético-moral., quienes apelando a obtener una ventaja competitiva desleal, además de la evasión fiscal que genera, logran vulnerar

las condiciones normales de suministro utilizando cada vez técnicas o artimañas más sofisticadas para evitar sean sorprendidos.

En menor proporción encontramos las irregularidades originadas por las propias áreas de las empresas distribuidoras, errores no intencionales que inevitablemente perjudican los índices de pérdidas de la empresa, tal es el caso como por ejemplo las conexiones directas dejadas por el área de emergencia para cumplir con el plazo legal de reconexión, este caso relacionado con la demora en la reposición o cambio del equipo de medida; la falta de idoneidad de algunos técnicos al realizar una conexión en los bornes del medidor y colocarlos conectados en contrafase; o los errores administrativos como no cargar al módulo del sistema comercial los clientes nuevos o errores al asignar el factor de medición indirecta a un número de suministro dado.

Si bien es cierto que las consecuencias inmediatas son las pérdidas económicas debido al consumo de energía no facturado, detrás de ellos existen factores que deberían tomarse en cuenta ya que perjudican de manera sistemática a las redes, los usuarios aledaños, los trabajadores de la empresa distribuidora, la calidad de la energía eléctrica, entre otros.

Podríamos indicar entre aquellos a la reducción de los niveles de voltaje debido a la caída de tensión generada por las cargas adicionales no consideradas en el diseño original de las redes; con perjuicio para la empresa por el incumplimiento de las normas vigentes (tal como la NTCSE) y sobretodo para los usuarios quienes no pueden utilizar sus equipos en horas punta, que sufren deterioros prematuros e inclusive sufriendo desperfectos o quemaduras.

Otra consecuencia preocupante es la existencia de conexiones sin norma técnica ni supervisión calificada, uniones manuales, conductores inadecuados, reducido nivel de aislamiento, borneras desgastadas originando en todos los casos focos de peligros potenciales cuyo riesgo no ha sido evaluado debido a la informalidad con que lo ejecutan.

Estas actividades afectan directamente las redes o vulneran las cajas porta medidores o de derivación, ocasionando reducida confiabilidad de redes precarias, fallas por interrupción o de intermitencia, cajas sin chapas o tapas de seguridad accesibles a cualquier transeúnte, equipos de medida obsoletos que pierden su precisión característica.

En el marco legal vigente existen reconocimiento de factores de pérdidas estándar (de acuerdo a un nivel de eficiencia establecido) que viene incluido en el Valor Agregado de Distribución (VAD) el cual intervienen el cálculo marginal de las tarifas eléctricas; y exige que las empresas deban mantener niveles estándares de pérdidas de energía. La naturaleza de estas pérdidas pueden ser técnicas o no técnicas y deben ser contemplados y diferenciados necesariamente en un Programa de Reducción de Pérdidas.

Las pérdidas técnicas que son inherentes a los sistemas eléctricos, también varían y se incrementan sobretodo porque integran las ineficiencias que se van produciendo a lo largo del tiempo, como consecuencia de criterios de diseño (comúnmente orientados en intereses económicos), obsolescencia, envejecimiento natural de los

sistemas eléctricos no renovados oportunamente, inadecuada calidad de mantenimiento, baja calidad de energía y crecimiento demográfico elevado.

Las pérdidas no técnicas o por hurto de energía, requieren un mayor análisis para la determinación de un Plan eficiente de Trabajo, los factores y las realidades de cada zona son múltiples, para lo cual es necesario el conocimiento de las herramientas, criterios y métodos existentes y utilizados en algunas empresas de distribución eléctrica.

1.2. Objetivos

Identificar las modalidades de hurto de los usuarios.

Definir métodos de detección más efectivas mediante un análisis de las distintas modalidades de hurto de energía.

Dar a conocer herramientas y medidas técnicas y operativas para controlar el aumento de las pérdidas no técnicas.

Analizar los motivos de la alta incidencia de hurto de energía y proponer las estrategias para reducirlo.

1.3. Alcance

El presente informe describe las modalidades de hurto de energía de clientes regulados, y alimentados en la red de distribución de Baja Tensión (0.22 KV) de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Esto quiere decir, se describe los hurtos desde la red matriz de distribución aérea, redes matriz de distribución subterráneo, acometidas aéreas y subterráneas, las cajas toma y las cajas porta medidor y los equipos de medida.

Asimismo debemos considerar que la aplicación de los métodos de detección y medidas de control propuestas corresponde al mismo entorno.

Para la aplicación de éstas propuestas en otras empresas de distribución eléctrica, previamente se deberá realizar un análisis de la situación existente, esto es, tomar en cuenta datos como el índice de pérdidas de energía, las pérdidas técnicas, la densidad demográfica, los tipos de redes de distribución, modalidades más comunes de hurto, segmentación por actividades de giro de negocio, análisis de los procesos comerciales de la empresa distribuidora (ventas, facturación, lectura, etc.).

1.4. Influencias y consecuencias de las pérdidas de la energía eléctrica

1.4.1. En la gestión técnico- económica de las empresas prestatarias

El valor de las pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la Empresa, por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico desde la producción hasta la entrega al usuario,

con el fin último de establecer criterios y políticas conducentes a lograr un control permanente de las mismas posibilitando su corrección.

La falta de control de las pérdidas de energía tiene un doble efecto sobre la gestión empresarial, ya que:

- Produce un rápido deterioro de las redes e instalaciones, obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones que luego no reeditúan adecuadamente pues deben ser sobredimensionadas para poder soportar el incremento indiscriminado de los recursos.
- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados, con un incremento de los gastos de venta o producción de energía, como de los de explotación, motivado en un mayor nivel de las reparaciones de redes e instalaciones y por una operación inadecuada de las mismas.

En general las empresas carecen de los recursos financieros suficientes para encarar proyectos y programas de reducción de pérdidas. Dado que para solucionar el crecimiento de la demanda se deben efectuar inversiones que también requieren recursos que son escasos, debido en parte a que un porcentaje importante de los ingresos se pierden en pérdidas de energía no registrada, lo que conduce a un círculo vicioso del cual resulta difícil salir.

Por otra parte mientras las inversiones muestran resultados visibles en el corto plazo, los programas de reducción de pérdidas en cambio

necesitan, para visualizar resultados, una persistencia en el tiempo de las acciones que se encaren.

En función de ello, el índice de pérdidas presenta generalmente una mayor aceleración de su tasa de crecimiento que el impacto de las acciones que se realizan, por lo cual la tendencia en los últimos años ha sido creciente.

En este mecanismo, que hasta cierto punto puede considerarse perverso, produce en la organización empresaria un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia, lo cual facilita la degradación de los procedimientos y los controles, que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a:

- Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en los responsables de la supervisión y control.
- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la organización ya sea en beneficio propio o de terceros, que perjudican económicamente a la empresa.
- Creación entre los usuarios de una sensación creciente de impunidad, que se traduce en un aumento permanentemente de la agresividad para hurtar energía o realizar todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumos y por ende el valor de la facturación.

1.4.2. En el orden social

Es indudable que el deterioro económico que produjo la crisis económica en la década anterior y aún persiste, ha llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica esté fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios y bajos.

La fuerte caída del poder adquisitivo de las clases media y baja han obligado a los usuarios a imaginar y poner en práctica nuevos recursos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo las redes e instalaciones que generalmente se encuentran en la vía pública, sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la Empresa prestataria.

La falta de una legislación adecuada tanto desde el punto de vista comercial-administrativo como en lo penal que ponga en manos de la administración de las empresas la herramienta jurídico-legal para enfrentar con éxito estos desbordes, como asimismo la insuficiencia de acción policial correctiva, han creado en la sociedad usuaria una conciencia de impunidad total ante estos hechos.

Esto lleva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pago de sus consumos, incitados por los que los rodean que se aprovechan indebidamente de las instalaciones a través de un uso

indiscriminado y gratuito de la energía, opten también por imitarlos y procedan a no pagar las facturas y solicitar el corte o retiro del medidor, para luego “colgarse” clandestinamente de las redes, o en su defecto motivarse para manipular las mediciones para evadir los registros reales, generalizándose así las situaciones irregulares.

Este fenómeno que en principio se producía solamente en algunas áreas marginales donde no existían redes legalmente instaladas, se fue extendiendo paulatinamente a núcleos de poblaciones suburbanas e inclusive se hizo práctica habitual en obras de construcción y barrios residenciales de buen nivel económico, donde el usuario solicitaba la conexión, pero luego por causas propias (falta de documentación o algún otro requisito) o por ineficiencia de la empresa, ésta no era resuelta en tiempo razonable y optaba por conectarse ilegalmente sin abonar los consumos correspondientes.

El crecimiento demográfico en poblaciones suburbanas, donde se fueron haciendo nuevos loteos, originó también una fuerte demanda en la ampliación del alumbrado público, condición indispensable para mejorar los niveles de seguridad de estas zonas.

La falta de respuesta fundamentalmente de los Municipios y la incapacidad técnico-financiera de las Empresas para satisfacer este requerimiento, llevó a la proliferación de los focos clandestinos

colocados por los propios usuarios directamente sobre la posterior de las redes sin ninguna norma técnica y cuyos consumos no son registrados y por lo tanto no se contabilizan ni se facturan.

1.4.3. En el orden de la ética y la moral

El robo de energía eléctrica a través de conexiones directas ilegítimas sobre las redes de distribución y el manoseo de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad, además de producir efectos económicos negativos sobre los ingresos de las Empresas, produce una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Sin bien no es justificable, sería comprensible que en las zonas periféricas, los habitantes de escasos recursos traten de apropiarse de la energía eléctrica mínima necesaria sin pagarla por ser un elemento indispensable para superar el primer eslabón de la marginalidad hacia un confort elemental.

No lo es tanto en las zonas residenciales o clubes privados, donde los habitantes poseen recursos suficientes, lo cual convierte este acto directamente en un delito totalmente penable.

En las industrias y comercios donde la modalidad característica del ilícito consiste en el manipuleo de las mediciones, es decir una

intervención ilícita técnicamente más calificada la degradación ético-moral es más injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego sobre la sociedad toda.

1.4.4. En los Aspectos de Seguridad

Para apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica, los usuarios producen verdaderas agresiones sobre las instalaciones que producen a un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad pública.

En el caso de redes secundarias de distribución en zonas residenciales periféricas, las conexiones ilícitas son realizadas generalmente por los propios residentes, sin ninguna norma técnica. Con uniones manuales, con conductores inadecuados, que llevan hasta los domicilios colgándolos de árboles, paredes, techos de otras casas, poste de pequeña altura, en un verdadero enjambre de cables que constituyen circuitos informales secundarios que por sus precarias condiciones son un constante peligro, contribuyendo fuertemente al aumento de las pérdidas.

El nivel de voltaje en los domicilios de los usuarios es en estas condiciones íntimo, con lo cual la utilización normal de aparatos

electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de los mismos.

Al aumento de las pérdidas en el sistema se suma una disminución del nivel de tensión y confiabilidad en los servicios a los usuarios normales que reciben suministro de las redes donde se derivan estas conexiones clandestinas, a tal punto que:

- No pueden usar ningún electrodoméstico en las horas pico de mayor demanda.
- Ante la menor contingencia climática adversa (viento, tormenta, lluvias, etc.) la confiabilidad de las redes se vuelve precaria, produciendo fallas en el servicio como su interrupción o intermitencia en la prestación.

Asimismo, la permanente agresión por personas inexpertas sobre los conductores, aislaciones y/o sostenes produce un prematuro deterioro sobre los mismos que ocasiona ante condiciones climáticas severas la rotura y caída de estos sobre la vía pública con el consiguiente peligro que ello representa para la circulación de las personas y animales.

De la misma manera, el manejo por personas no idóneas de partes sustancialmente sensibles de las instalaciones como elementos de maniobra y protección, transformadores, bomeras y medidores, produce

sobre los mismos un deterioro prematuro, con el aumento de las fallas posteriores y una fuerte disminución de las condiciones de seguridad, que aumentan el peligro permanente para la operación tanto por parte del personal de la empresa que debe normalizarlo como de los propios infractores que lo manipulan.

Así es frecuente por ejemplo los hechos fatales con graves consecuencias (quemaduras y aún muertes) en usuarios ilícitos que manipulan conductores clandestinos conductores clandestinos o que por desconocimiento actúan sobre redes de media tensión (10 kv o más) pretendiendo hacer conexiones sobre la misma para obtener suministro para sus domicilios.

Lo mismo ocurre con la acción permanente sobre las borneras de los medidores y/o transformadores de medición, que producen el recalentamiento de las mismas y por lo tanto la inutilización del elemento correspondiente, que provocan los recambios o reparaciones necesarias para normalizarlos.

1.4.5. Glosario de Términos

Acometida: Cable de derivación que parte de la red de distribución del concesionario (punto de entrega) hasta el inicio del sistema de medición instalado.

Balance de Energía: Es el diferencial de energía en cada subsistema eléctrico de la distribuidora, calculado a partir de las entradas y salidas de energía en el sistema eléctrico de la empresa.

CNR: Consumo No Registrado. Cargo correspondiente a la energía que no fue registrada dentro del proceso normal de facturación, en un período de tiempo anterior.

Concesionario: Es el titular de una concesión definitiva de distribución, otorgada al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Contrastación: Proceso técnico que permite determinar los errores del sistema de medición mediante su comparación con Sistema Patrón. Incluye las pruebas o ensayos a los transformadores de corriente.

Consumo: Cantidad de energía (KWH y KVARH) y/o demanda de potencia (KW) absorbida durante un periodo de tiempo por las cargas (o equipos) instaladas en el predio.

Energía entregada y registrada: Corresponde a la cuantificación física de la energía entregada al total de los clientes de la empresa, ajustada a un período de tiempo. Equivale a la suma de la energía facturada por ventas de energía, refacturaciones, energía entregada por peaje y consumos no facturados, más la variación de energía pendiente de leer en medidores.

Energía comprada: Corresponde a la energía comprada a las empresas generadoras, al mercado spot y/o excedentes de otras distribuidoras, en un mismo período de tiempo.

Energía facturada: Corresponde a la cuantificación física de la facturación por venta de energía del total de los clientes del Mercado Regulado y No Regulado de la empresa distribuidora para un período de tiempo, sujeto a un calendario de lectura definido por una agenda de facturación.

Energía generada: Es la producción propia que corresponde a la energía generada internamente en el sistema eléctrico de la distribuidora, en un período de tiempo.

Energía ingresada: Total de energía física que ingresa al sistema eléctrico de la empresa distribuidora en un período de tiempo.

Corresponde a la suma de energía ingresada por compras de energía, energía ingresada por peajes y la generación propia.

Energía por leer en medidores: Corresponde a la energía estimada para los días del mes que no son contenidos por el sector de facturación, dado que el intervalo de tiempo que abarca un sector de facturación no coincide con el período calendario de un mes cualquiera.

Energía por peaje: Es la energía transferida que corresponde a la energía que ingresa a las redes de la empresa distribuidora para ser suministrada a clientes que, estando en la zona de concesión de la empresa, pertenecen como clientes a otra empresa distribuidora. También se consideran las transferencias de energía hacia otras distribuidoras o comercializadoras externas, en un mismo período de tiempo.

Horas de Punta (HP) y horas fuera de punta (HFP): Se entenderá por horas de punta (HP), el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año. El resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta se entenderán por horas fuera de punta (HFP).

Inspección: Actividad realizada por el concesionario que permite determinar la lectura del contador, evaluar el estado general de las conexiones del suministro de energía, el estado del sistema de

protección y el estado general del sistema de medición sin la apertura de los precintos de seguridad.

Intervención: Son acciones de carácter técnico que realiza el concesionario en el sistema de medición, efectuando desconexiones o abriendo los precintos de seguridad del contador, o en la acometida.

Recupero o refacturación: Importe que el concesionario cobra al usuario por los consumos (propios de su suministro) no registrados en su sistema de medición o por errores en el proceso de facturación. También se refiere al cobro de los consumos no autorizados por el concesionario.

Sistema de medición (o equipo de medición): Es todo el conjunto de equipamiento requerido para la medición del consumo. Podrá ser de medición directa (empleando únicamente contadores de energía activa y reactiva, y registradores de máxima demanda) o, medición indirecta (empleando transformadores de medición).

Suministro: Conjunto de instalaciones que permiten el uso de la energía eléctrica, en un solo predio, en forma segura y, que se inicia en el punto de entrega, cuyas características y condiciones de operación pueden ser identificadas mediante un número o código dado por el concesionario.

Usuario: Persona natural o jurídica que hace uso legal del suministro eléctrico correspondiente y, es la responsable por el cumplimiento de las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.

Usuarios en Media Tensión (MT) y baja tensión (BT): Son usuarios en MT aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 KV (Kilovoltio) y menor a 30 KV. Son usuarios de BT aquellos que están conectados a redes cuya tensión es igual o inferior a 1 KV.

Venta de energía: Es la energía real suministrada para el periodo en análisis, que consiste en la suma de todos los ítems correspondiente a suministro ya descritos.

Vulneración del suministro: Cualquier intervención al sistema de medición, o a su conexión externo, realizada por persona distinta del concesionario, que modifique el registro normal de los consumos. La existencia de una vulneración al suministro no implica necesariamente la responsabilidad del usuario en la realización de la misma.

CAPITULO II

MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

2.1 Sistema Eléctrico

2.1.1 Generación

Es el proceso inicial del sistema eléctrico, en esta etapa se transforma la energía hidráulica, térmica, solar, nuclear y eólica en energía eléctrica.

Entre los principales generadores hidráulicos tenemos C.H. Antunez de Mayolo, Restitución, Huinco, Cañon del Pato y generadores térmicos tenemos C.T. Aguaytia, Santa Rosa, Ilo 1.

2.1.2 Transmisión

Corresponde a la etapa en la cual se traslada la corriente eléctrica desde el punto de generación hasta los distintos puntos de distribución.

El transporte se efectúa a través de conductores aéreos, los cuales son soportados por torres de alta tensión, así como, postes auto soportados.

En el mundo existen, entre otros, redes de transmisión de 500 kV, 440 kV, 220 kV, 60 kV, 30 kV. En el Perú los niveles de tensión para redes de transmisión están en el orden 220 kV, 60 kV y 30 kV.

2.1.3 Distribución

Etapa final del sistema eléctrico, en la cual, se distribuye la energía desde los centros de transformación, en donde se reduce el nivel de tensión de Alta a Media, hasta el usuario final que está representado por un simple domicilio, pequeña o mediana industria.

Dentro de la variedad de niveles de tensión comúnmente utilizados tenemos 110 V, 220 V y 380V.

2.1.4 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

En el Perú se ha venido diferenciando dos sistemas interconectados: El Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS). A partir del mes de octubre del año 2000, estos sistemas conforman el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Es conformado por líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, sistemas de compensación reactiva y cargas, cuya finalidad principal es la de transferir energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo sin interrupción y manteniendo los estándares de calidad.

El Sistema Interconectado Nacional Peruano hoy en día, cubre una extensión geográfica importante que abarca desde Tumbes por el norte y hasta Tacna por el sur, en el nivel de tensión de 220 kV. En el norte del país, las líneas de transmisión recorren la costa en forma radial; en el centro las líneas anilladas pero con una fuerte concentración hacia Lima (principal consumidor de energía del país); y finalmente en el sur,

existe una mixtura de líneas, donde en el este prevalece aún el nivel de tensión de 138 kV mientras que en el oeste el nivel de tensión de las principales está cambiando a 220 kV.

Mediante la construcción y puesta en operación de una línea de transmisión de 220 kilovoltios en doble terna, que se extiende a lo largo de 605 kilómetros para conectar la Central Hidroeléctrica del Mantaro con la Subestación Eléctrica de Socabaya, en Arequipa; finalmente se ha logrado concretar el antiguo anhelo de contar con un Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Cerca de 7,300 km. de cables de transmisión —que equivalen a tres veces y media el largo del territorio nacional, de Norte a Sur—, sostenidos por 245 torres de alta tensión forman parte de esta obra que, con una inversión de 179 millones de dólares, ha sido llevada a efecto por el Consorcio Transmantaro, empresa privada que lidera la canadiense Hydro Québec International.

Al conectarse los dos sistemas se ha logrado redistribuir las reservas, con lo cual se ve incrementada la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional, al disminuir los riesgos de un eventual desabastecimiento tanto como los problemas causados por la dependencia estacional en el caso de fuentes de generación hidroeléctricas.

- Anexo A
- Mapa de Principales Centrales Eléctricas del Perú
 - Mapa de Líneas de Transmisión Eléctrica del Perú
 - Mapa de Venta Energía Eléctrica y Nro de Cientes del Perú
 - Concesiones definitivas de distribución
 - Evolución de Pérdidas a Nivel Nacional

2.2 Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica de Lima

2.2.1 Edelnor

En el marco del proceso de promoción de la inversión privada en el Estado Peruano, se constituyeron la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte (Edelnor S.A.) y la empresa de distribución eléctrica de Chancay (Edechancay S.A.) el 10 de marzo de 1994 y el 15 de junio de 1995 respectivamente. Inversiones Distrilima S.A. adquirió el 60% del capital de ambas empresas en agosto de 1994 y enero de 1996 respectivamente.

El 26 de Agosto de 1996, Edelnor S.A. fue absorbida por Edechancay S.A., la que cambió su denominación social a Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor S.A.).

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

Edelnor es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la provincia constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En la zona metropolitana, la concesión de Edelnor 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.

Los clientes de Edelnor representan más de la mitad de clientes de Lima Metropolitana. A diciembre de 2004, los clientes totalizan 912 096.

El objeto social de Edelnor S.A.A. de acuerdo a sus estatutos es “dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto por la legislación vigente. Para realizar su objeto y practicar las actividades vinculadas a él, la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos de las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas, incluyendo la adquisición de acciones, participaciones u otros títulos de sociedades o entidades, cualquiera sea su objeto o actividad”.

En Edelnor se reúne la experiencia y solidez del Grupo Endesa con el valioso aporte de importantes empresas peruanas como las AFP's y el grupo Crédito.

Principales Accionistas de Edelnor:

Inversiones Distrilima S.A.

AFP's Integra, Unión Vida, Horizonte, Pro Futuro.

2.2.2 Luz del Sur

Luz del Sur (antes Edelsur) fue creada el 1° de enero de 1994. El 18 de agosto de 1994 Ontario Quinta A.V.V. adquirió el 60% de las acciones

de la Empresa del Estado. El Estado Peruano ha vendido al sector privado la totalidad de las acciones que mantenía en Luz del Sur.

En agosto de 1996 la empresa se escindió creándose la actual Luz del Sur a la que se le transfirió la concesión de distribución de energía eléctrica. Durante ese mismo año se incorporaron dos empresas subsidiarias:

La Empresa Eléctrica de Cañete, al adquirir el 100% de su propiedad al Estado Peruano e Inmobiliaria Luz del Sur, en la que Luz del Sur participa en un 99,99%.

En noviembre de 1997 se constituyó en Aruba, Antillas Holandesas la subsidiaria Luz del Sur Internacional A.V.V. teniendo como objetivo canalizar inversiones en las que participe Luz del Sur.

El objeto social de Luz del Sur es realizar actividades de distribución de energía eléctrica. Para ello nuestra empresa podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

Luz del Sur es una empresa privada de distribución de electricidad que atiende a más de 723 mil clientes en la zona sur-este de Lima, capital del Perú.

Las ventas superan los 385 millones de dólares anuales, convirtiéndonos en una de las más importantes empresas del país, y en una de las principales distribuidoras eléctricas de América Latina.

Dentro de los principales avances de gestión de los últimos 10 años, destacan:

- Electrificación del 100% de la zona de concesión.
- Incorporación de más de 228 mil nuevos clientes, beneficiando a más de un millón de personas.
- Pérdidas de energía de 8.59%.
- Más de US\$ 350 millones de inversión que ha permitido modernizar el sistema eléctrico para poder entregar un servicio continuo y confiable.
- Construcción de 7 sub-estaciones eléctricas con la tecnología más avanzada del mundo y ampliación de la red eléctrica a más sectores de la ciudad.
- Instalación de más de 50 mil luminarias.
- Plataforma computacional de última generación.
- Mayor eficiencia en el servicio: Reclamos atendidos en menos de un mes, reclamos de alumbrado público en menos de 3 días, nuevas conexiones domiciliarias en menos de 5 días, entre otros ejemplos.

En Luz del Sur se cuenta con una zona de 3.000 km², que incluye 30 de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los 3 millones de habitantes.

En esta zona, que se extiende a lo largo de 120 km. de costa, se concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país.

2.3 Leyes y Normas referidas

Mencionamos a continuación las leyes más importantes que regulan el tema desarrollado.

2.3.1 Decreto Ley 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)

En vigencia desde el año de 1992. Norma lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

2.3.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE)

Vigente desde el año 93. Corresponde a la Reglamentación de la LCE.

2.3.3 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

Vigente desde el año 1997. La cual tiene el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operen bajo el régimen de la LCE.

2.3.4 Resolución Ministerial N° 496-2005-MEM/DM – Norma DGE
Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica

En enero del 2003 se aprobó la norma técnica de contraste, y el 2006 entró en vigencia esta nueva norma; la cual tiene como objetivo reglamentar el proceso de contrastación del sistema de medición.

2.3.5 Resolución Ministerial N° 442-2004-MEM/DM Norma DGE
Conexiones Eléctricas en baja tensión en zonas de concesión de distribución

Actualmente suspendida y en proceso de revisión, establece los procedimientos, características técnicas y las disposiciones de seguridad para las conexiones eléctricas alimentadas desde la red de Baja Tensión. La norma vigente en estos momentos es DGE 011-CE-1 de 1978.

2.3.6 Resolución Osinerg N° 236-2005-OS/CD – Norma Opciones Tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final

En vigencia desde el 1° de noviembre del 2005. Norma que tiene por objeto establecer las opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas, comprendidas entre las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios del servicio público de electricidad.

2.3.7 Resolución Ministerial N° 336-2001-EM/VME - Código Nacional de Electricidad - Suministro

En vigencia desde el 1° de julio del 2002. Reemplaza al Código Eléctrico Nacional, trata básicamente aspectos de seguridad, no es manual de diseño, ni de especificaciones técnicas. Da reglas para la instalación, operación y mantenimiento. Este código se complementa con el Código Nacional de Electricidad – Utilización.

2.4 Entidades reguladoras y fiscalizadoras que intervienen en el mercado eléctrico

2.4.1 Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad (MINEM - DGE)

Ente Rector del Sector Electricidad. Implementación del marco normativo para que el mercado sea atendido en forma eficiente y competitiva. Responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción y la normalización.

2.4.2 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Organismo Regulador y fiscalizador que vela por el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del subsector eléctrico y de las referidas a la protección del medio ambiente. Absorbió a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), organismo técnico y descentralizado responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a criterios

establecidos (denominado Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART).

2.4.3 Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

En el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados.

2.4.4 Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN)

Promueve la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población. Además, busca identificarse como una agencia reconocida por los inversionistas y por la población como un eficaz aliado estratégico para el desarrollo de inversiones en el Perú.

2.4.5 Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

El COES está constituido por las empresas generadoras y transmisoras de un mismo sistema interconectado, tiene como objetivo el despacho de la energía al mínimo costo.

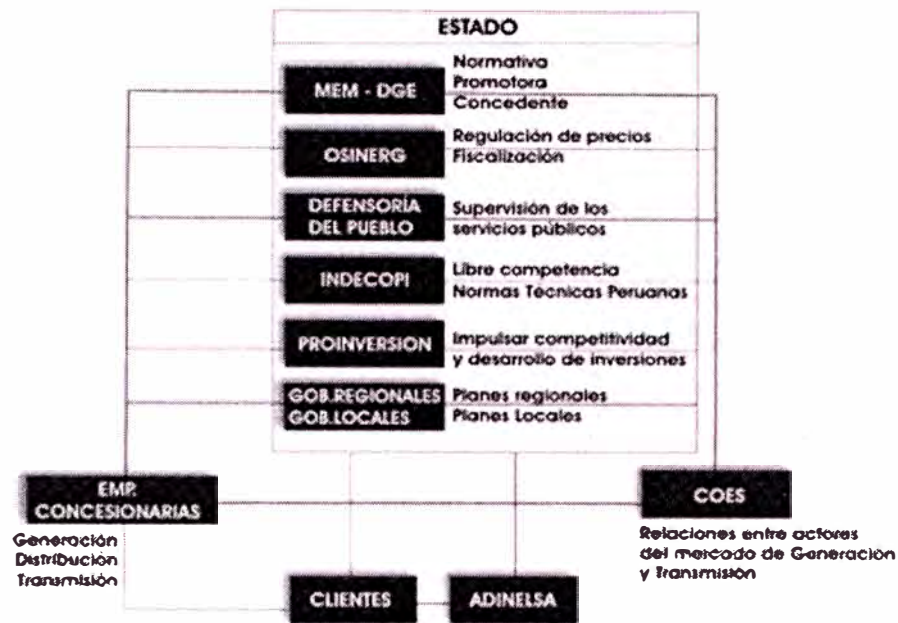


Fig. 01 - Entidades que intervienen en el mercado eléctrico peruano.

2.5 Mercados Eléctricos del Perú

Las leyes peruanas promueven la participación del empresariado privado en el sector bajo la concepción de negocios eléctricos, en generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, regidas por las reglas de libre mercado y sin restricción alguna. En el caso de suministros para el servicio público de electricidad, definido actualmente como aquellos consumos con una demanda máxima menor de 1 MW, la Ley establece un sistema de precios regulados basado en costos marginales, en el reconocimiento de costos eficientes y en el nivel de los precios libres, reconociendo una tasa de actualización.

La ley de Concesiones Eléctricas, promulgada en noviembre de 1992, define varios tipos de transacciones en el mercado eléctrico entre las que destacan:

2.5.1 Mercado Libre

Para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW, y las empresas suministradoras de electricidad que pueden ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del estado.

2.5.2 Mercado Regulado

Es el mercado de servicio público destinando actualmente a clientes con consumos menores de 1 MW. Los precios máximos son fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado transmisión y distribución de los correspondientes sistemas económicamente adaptados.

2.5.3 Mercado de Oportunidad

Para transacciones puntuales, realizadas en circunstancias de demanda y/u oferta no previstas. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del estado. Este tipo de mercado no está definido en la normatividad, sin embargo es por lo tanto permitido.

- Empresas Distribuidoras: Participación en tarifa final al cliente: 35%

La última fijación tarifaria efectuada por la GART, afecta a las empresas distribuidoras de electricidad al fijárseles las tarifas más bajas del continente.

Como demostración de esto, a continuación se presenta una comparación de tarifas eléctricas domésticas en las capitales de países similares, desagregando los valores de generación, transmisión y distribución.

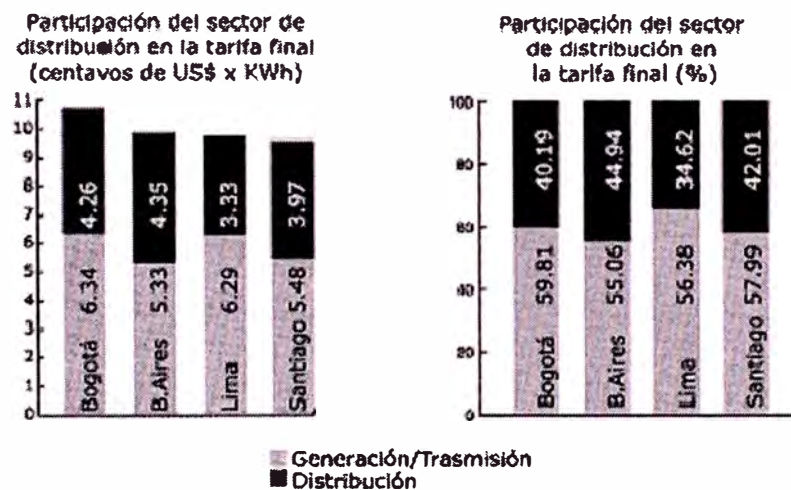


Fig. 02 – Participación del sector distribución en las tarifas eléctricas.

El gráfico muestra cómo en los demás países las empresas de distribución eléctrica participan del precio final de la electricidad en no menos del 40%.

2.6.2 Opciones Tarifarias

Con fecha 23 de Agosto de 2005 se aprueba la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas de Usuario Final”

donde se identifica la necesidad de incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden mejores señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica.

Las opciones tarifarias en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son:

MT2, MT3, MT4

BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C, BT6, BT7

Diferenciándose por los sistemas y parámetros de medición como la energía activa en horas de punta y fuera de punta, la potencia activa en horas de punta y fuera de punta, energía reactiva, etc.

Anexo B – Norma Opciones Tarifarias y condiciones de aplicación
– Tarifas para la Venta de Energía Eléctrica

2.7 Facturación

2.7.1 Periodo de Facturación

El periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni exceder los treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de 12 facturaciones al año. Excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, podrá aplicarse un periodo de facturación no mayor a 45 días, ni menor a 15 días.

2.7.2 Procesos de Facturación

Los procesos de facturación consisten en el diseño de un cronograma mensual de facturación (lectura, verificación de lectura, cálculo de facturación y generación e impresión de boletas de pago) para los clientes de la empresa distribuidora, respetando las normas tarifarias.

De acuerdo a la distribución geográfica se agrupan los suministros por sectores y zonas de facturación, y se les asigna un nro. correlativo.

Sector: Agrupa aquellos suministros que serán leídos el mismo día.

Zona: Agrupa los suministros que se asignan a cada lectorista.

Correlativo: Define el orden para la lectura en campo.

2.7.3 Tipos de Facturación

Debido a los procesos de facturación, existen tipos de facturación de acuerdo a la información que recogen los lectoristas.

- Facturación normal: El consumo facturado en el mes se ha realizado sin inconvenientes, es decir se basa en la lectura real del medidor tomada por el contratista de lectura oportunamente. El consumo normal se obtiene multiplicando la diferencia de las lecturas actual y anterior por el factor del medidor, es decir:

$$\text{Consumo normal} = (\text{Lectura actual} - \text{Lectura anterior}) \times \text{factor}$$

- Facturación promedio: Se realiza este tipo de facturación cuando no fue posible tomar la lectura del medidor (medidor interno, cliente ausente, cliente no permite, etc.). Es por ello que la facturación se realiza basándose en el promedio de los consumos anteriores del cliente o en

referencia a la potencia contratada (Art. 172º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas).

La cantidad de kw/h facturados como promedio va a quedar registrado en Historia de Refacturaciones (Consumos Provisionados) a la espera que se tome una lectura real, con la cual el sistema procede a liquidar este consumo promedio refacturándose automáticamente.

El sistema de facturación a promedio (causas imputables al cliente) podrá efectuarse por un periodo máximo de 6 meses, al cabo del cual y previa notificación al cliente con 30 días de anticipación, se procederá a efectuar el corte del servicio a efectos de verificar y proceder a liquidar los consumos. (Art. 172º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)

- Facturación cerrada: Se realiza este tipo de facturación cuando al momento de tomar la lectura el contratista en el terreno encuentra datos que no corresponden al suministro tales como: No se realizó una actualización de datos por un cambio de medidor, la ruta de lectura asignada al suministro es incorrecta, el servicio no cuenta con medidor. Se recomienda al ejecutivo de servicios generar una orden de inspección para verificar estos datos.

En este caso el consumo facturado es cero, la liquidación del consumo se realizará automáticamente al tomarse una lectura real.

- Facturación con cálculo manual: Como su nombre lo indica esta facturación se realiza manualmente, es decir por un analista del área de facturación. Este tipo de facturación se realiza cuando se encuentra un

error en el proceso de facturación que realiza automáticamente el sistema, ya sea por que no se actualizó los datos de un medidor cambiado en el sistema, o cuando el consumo facturado excede los límites superior o inferior de una variación considerada como normal.

Anexo C - Agenda de Facturación Tipo.

2.8 El Equipo de Medida

2.8.1 Definición y características

Es el conjunto de componentes que permite medir y registrar las variables eléctricas que pasan por un determinado punto. Es un dispositivo que mide el consumo de energía de un circuito eléctrico o un servicio eléctrico. Pudiendo ser estos:

- Equipos de medición Directa.- Son aquellos equipos que trabajan con el voltaje y corriente de la red eléctrica sin transformadores en el intermedio, en nuestro caso es 220 voltios, 60 Hz.
- Equipos de medición Semi-directa.- Son aquellos equipos que trabajan con el voltaje nominal de la red eléctrica (220 voltios) y con transformadores de corriente antes de ingresar al equipo de medida.
- Equipos de medición Indirecta.- Son aquellos equipos que trabajan con transformadores de tensión y transformadores de corriente, los cuales reducen la tensión y la corriente primaria a unos valores ya definidos los cuales el equipo de medida pueda tolerar.

Las características de los equipos de medida:

- Por el voltaje de medición.- Son de rango definido (100 v, 220 v, etc.) ó multirango de 63 a 380 voltios fase-fase y 440 ó 520 voltios fase-neutro.
- Por la corriente.- Son de gran capacidad (medidores directos) que pueden funcionar con 200 Amperios y de baja capacidad (medidores indirectos) para rangos de 1 a 20 amperios.
- Por el número de sistemas que lo conforman.- Pueden ser de 1,2 y 3 sistemas.
- Por el tipo de equipo.- Son electromecánicos (de inducción), híbridos y electrónicos.
- Por su clase de exactitud.- Pueden ser de clase 2, 1, 0.5, 0.2 según norma IEC (Internacional Electrotechnical Comisión). Representando este valor el grado de error que el equipo de medida posee.

2.8.2 El Medidor Electromecánico

Es un equipo de medida que esta constituido por piezas mecánicas; en su mayoría metales como el aluminio, fierro fundido, latón, cobre, etc, que permiten el funcionamiento del medidor mediante la inducción de la corriente eléctrica (electromagnetismo).

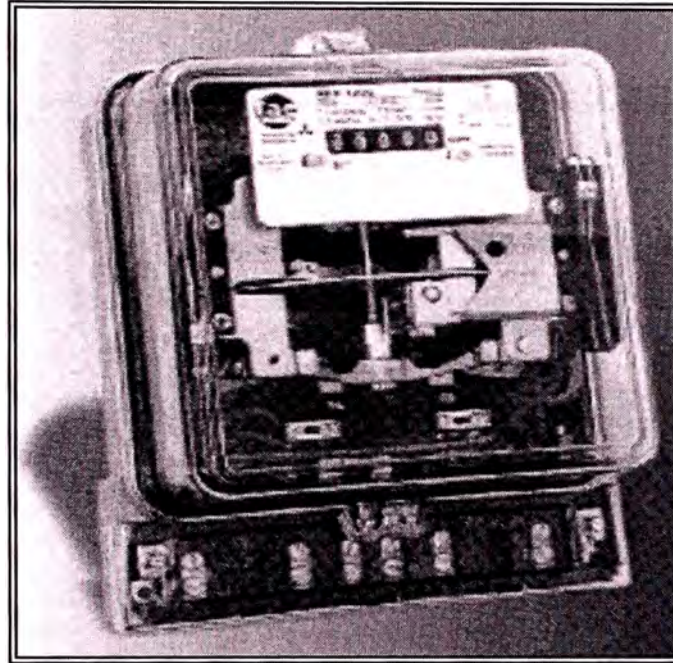


Fig. 03 - Medidor Electromecánico trifásico

El funcionamiento del medidor electromecánico tiene como fundamento el principio de Ferrari, el mismo que consiste en el sometimiento de un elemento móvil a fuerzas electromagnéticas (par motor). En el caso del medidor el par motor es generado por la bobina de tensión y de corriente que interactúan en el disco, dándole el giro, cuya velocidad dependerá de la intensidad de la corriente que circule por la bobina de corriente, finalmente transmitiendo este giro a un numerador que reflejara el consumo de energía del suministro. Sus partes principales son:

- El sistema motriz.- incluye bobinas amperimétricas, voltimétricas y el disco.
- El sistema de frenado.- incluye el imán de frenado.

- El numerador integrador.- incluye engranajes y tambor del contómetro.

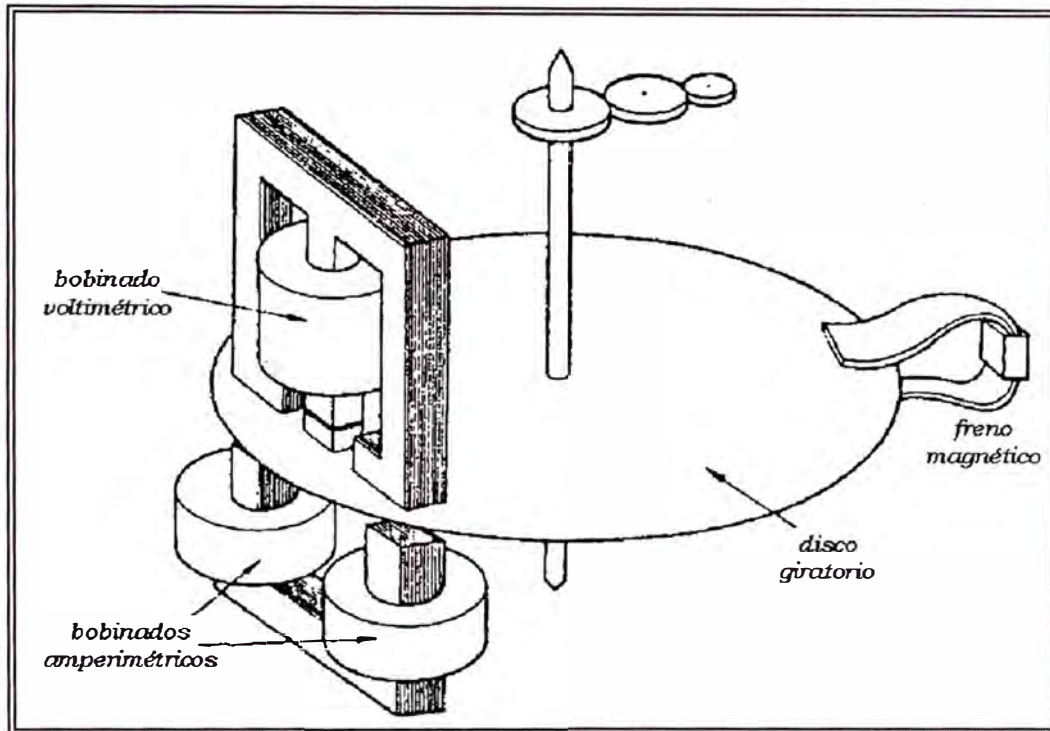


Fig. 04 – Partes del Medidor Electromecánico

2.8.3 El Medidor Híbrido

Es un equipo de medida que está constituido en un 90 % de componentes electrónicos pero que cuenta con un contador ciclo métrico el cual funciona bajo el movimiento de unos engranajes.

Este medidor tiene componentes electrónicos y mecánicos. Es decir que el proceso de la medición de energía eléctrica se realiza en la etapa electrónica, quedando como componente mecánico para el registro, el numerador o contómetro.

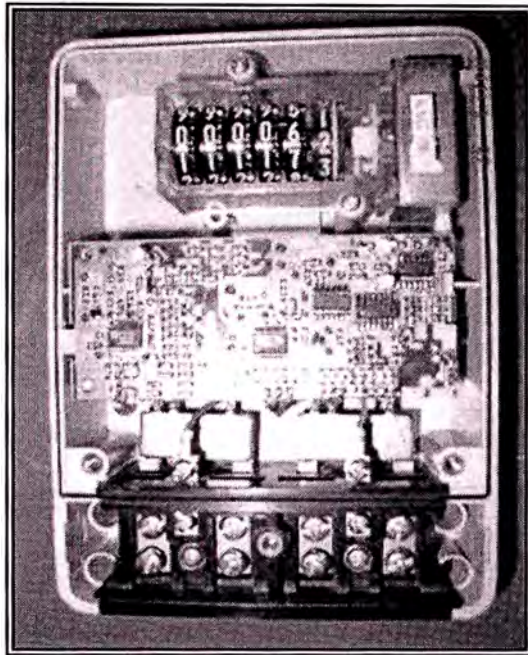


Fig.05 – Aspecto interno del Medidor Híbrido

El proceso de los parámetros de tensión y corriente previamente transformados en señales digitales, son ejecutados por un microprocesador (cálculos matemáticos), resultados que serán enviados a una interfase la que emitirá pulsos que serán recibidos por el contador numérico de energía.

Los beneficios y características principales son:

- Mejora la clase de exactitud (se encuentra entre 0.5 y 1).
- Las pérdidas de potencia de trabajo son inferiores a las originadas por los medidores electromecánicos.
- Mejor tolerancia a los impactos, dado a que no tiene componentes electromecánicos que se descalibren.
- Con contómetro mecánico no es necesario que el suministro esté con servicio.

2.8.4 El Medidor Electrónico Multifunción

Es un equipo de medición eléctrica de estado sólido poli fase, el cual registra, analiza, procesa y almacena valores de energía, potencia, voltaje y corriente y variables eléctricas como Frecuencia, armónicas, factor de potencia, etc.; este equipo está compuesto de dispositivos puramente electrónicos y digitales.



Fig. 06 - Medidores electrónicos multifunción

Este tipo de medidor consta netamente de componentes electrónicos. La etapa de funcionamiento tiene como principio en que las señales de tensión y corriente (señales analógicas) que ingresan al microprocesador son transformados en señales digitales, dichas señales se reflejan en el display, la cual manifiestan en el consumo y led de pulsos para el contraste correspondiente.



Fig. 07– Secuencia del display

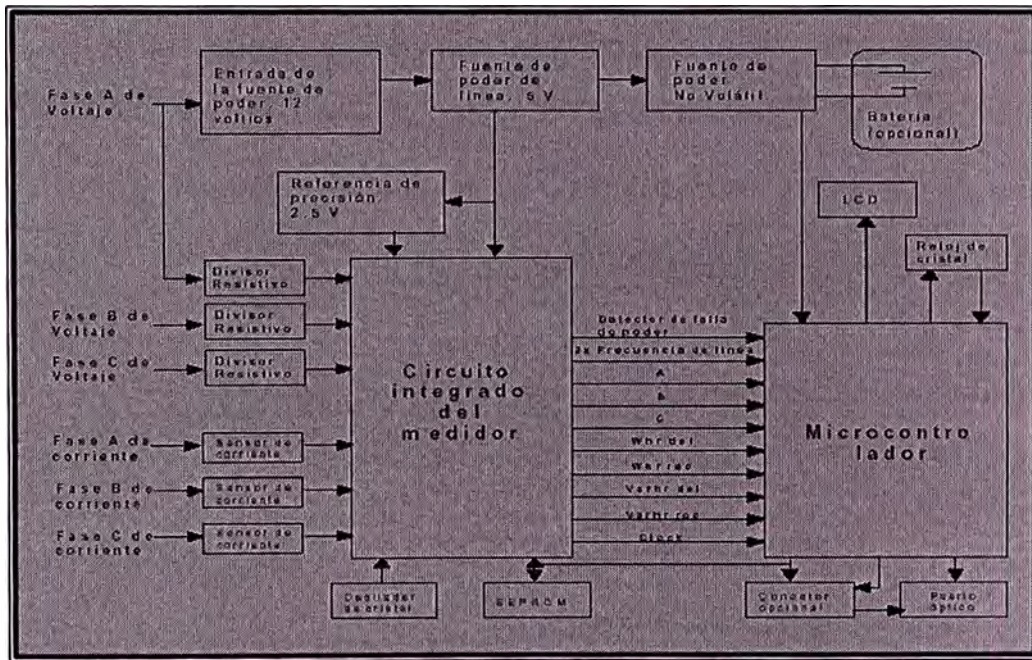


Fig. 08 – Esquema de funcionamiento del medidor electrónico multifunción

2.8.5 Conexión en equipos de medida con medición Semi-directa

El sistema de medida está compuesto principalmente por el equipo de medida, el conexionado secundario, los transformadores de corriente y tensión así como los dispositivos auxiliares que se consideren al instalar estos principales. Se presentan 02 tipos de controles de carga.

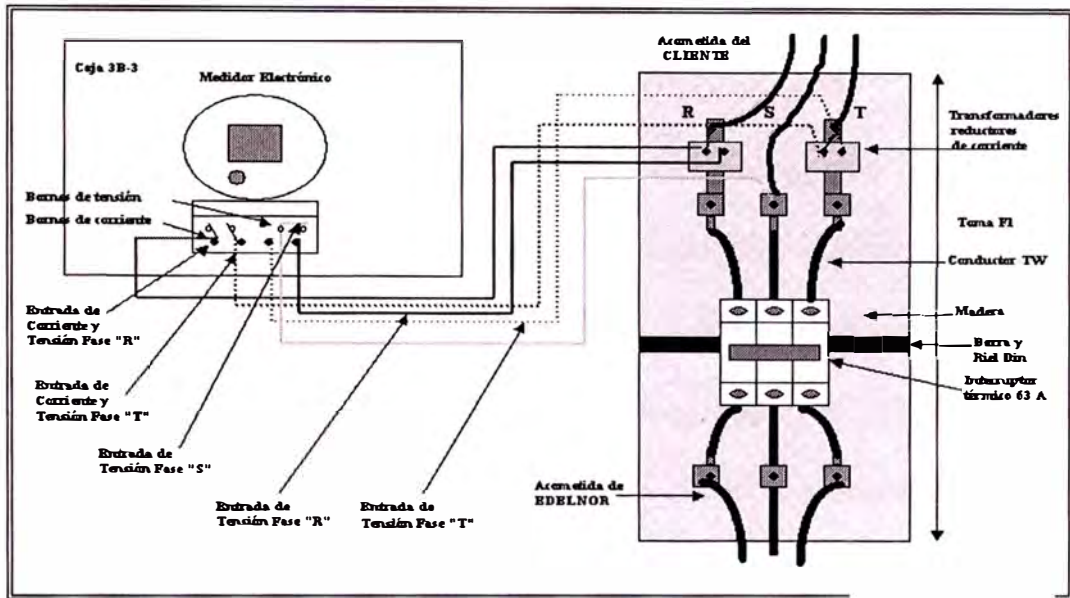


Fig. 09 – Conexión Secundaria en medición semi – directa Tipo 1

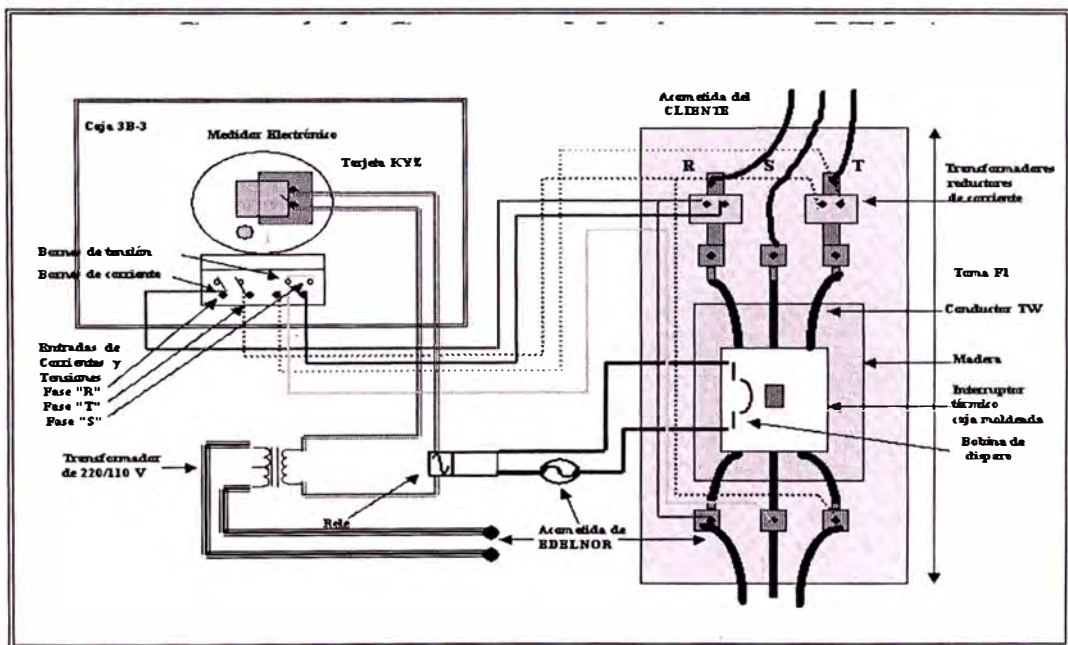


Fig. 10 – Conexión Secundaria en medición semi – directa Tipo 2

2.8.6 Medidores Pre-pago

Son medidores electrónicos que permiten el paso de cierta cantidad de energía eléctrica por un determinado periodo de tiempo el cual es proporcional al valor monetario de la energía consumida. Para el

funcionamiento de este equipo es necesario que se active una serie de códigos en el medidor mediante una tarjeta prepago.

Este medidor tiene componentes electrónicos en su totalidad el principio de funcionamiento es igual a cualquier medidor electrónico.

La única diferencia es que este medidor cuenta con un procesador que guarda en su memoria no volátil una cantidad aproximada al millón de códigos que serán digitados y permitirá el funcionamiento del mismo.

La transferencia de datos desde el punto de venta se realiza por medio de una tarjeta numérica. Los datos residen en un número de dígitos generados por un protocolo de técnicas de encriptación. El código es insertado dentro del medidor a través del teclado del mismo.



Fig. 11 - Medidor Pre-pago

CAPITULO III

PERDIDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO

3.1 Pérdidas de Energía Eléctrica

La energía eléctrica al ser transportada de un punto a otro sufre un porcentaje de pérdidas debido a las condiciones físicas del medio en que se transporta, estas pérdidas se denominan PERDIDAS TECNICAS.

En cuanto las condiciones de entrega y medios de transporte de la energía sean adulteradas, esta variación incide en un mayor o menor pérdida de la misma y debido a que no son causadas por efectos “físicos naturales” son denominadas PERDIDAS NO TECNICAS.

3.1.1 Pérdidas Técnicas

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta.

Estas pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios, o sea en los transformadores primarios, las líneas de

transmisión, subtransmisión, de distribución, bajadas o acometidas a clientes y mediciones.

Cada componente del sistema (líneas, subestación, conductores, transformadores, medidores) tienen una resistencia asociada a sus características técnicas y tipo de material componente. En forma general la relación entre las pérdidas (P) la corriente (I) y la resistencia (R) se expresa por:

$$P = I^2 \times R$$

Donde la corriente I depende de la carga o demanda del sistema y la resistencia R de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de la energía, la temperatura ambiente, etc.

La ecuación muestra que las pérdidas crecen geométricamente con la demanda y que son directamente proporcionales a la resistencia del medio material que conduce la energía desde la producción al consumo.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según el tipo y según la causa que la produce:

a) Por el tipo de pérdida: Según la parte y proceso del sistema donde se producen, correspondiendo a las siguientes:

▪ Pérdidas por transporte: Son las que se producen en las redes y conductores que transportan la energía desde las barras de las centrales hasta el lugar de consumo, a saber:

- En las líneas de transmisión.
- En las líneas de subtransmisión.
- En circuitos de distribución primaria.
- En circuitos de distribución secundaria.

▪ Pérdidas por transformación: Son las que se producen en los transformadores. Dependen de la calidad técnica de los aparatos, y del factor de carga de los mismos, y son:

- En transformadores de potencia AT/AT (transmisión / subtransmisión) y AT/MT (subtransmisión / distribución).
- En transformadores de distribución (MT/BT).

▪ Pérdidas en las mediciones: Son las que se producen en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los elementos de transformación (transformadores de tensión y corriente) en el caso de mediciones indirectas.

b) Por causa de pérdidas: Según la causa que origina las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por corrientes parásitas o histéresis.

c) Pérdidas “fijas” o “variables”: Esta clasificación permite definir la variación de las pérdidas en función a ciertos parámetros. Así existen pérdidas tanto de potencia como de energía que varían con la demanda, mientras que otras son independientes de la variación de la misma, lo cual resulta de utilidad para identificar cuales son función de la demanda y cuales se mantienen fijas con la misma.

▪ Las pérdidas “fijas” incluyen las siguientes:

- Efecto Corona.

- Pérdidas por histéresis y corrientes parasitas.

Las pérdidas fijas se presentan por el solo hecho de energizar la línea y/o el transformador en el cual se producen y ocurren igualmente aunque la carga sea nula, y su variación depende en segundo orden de la demanda.

Así por ejemplo las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros técnicos de éste y del voltaje en que opera. Dado que este solo varía en un pequeño porcentaje con la demanda (generalmente no supera el 5%) puede considerarse que estas pérdidas son “fijas”.

▪ Las pérdidas “variables” son las que dependen de la demanda, como por ejemplo las producidas por efecto Joule.

En el cuadro siguiente se resume la clasificación de las pérdidas según los criterios expuestos:

P E R D I D A S	POR TIPO			POR CAUSA		
	T E C N I C A S	TRANSPORTE	TRANSMISION	JOULE	VARIABLES	
SUBTRANSMISION						
DISTRIBUCIÓN PRIMARIA						
DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA						
MEDICIONES		MEDIDORES	CORONA			
		EQUIPOS DE MEDIDA				
TRANSFORMACION		TRANSMISION AT/AT	PARASITAS O			FIJAS
		SUBTRANSMISION AT/MT				
		DISTRIBUCION MT/BT	HISTERESIS			

3.1.2 Pérdidas No Técnicas

También conocidas como pérdidas comerciales, vienen a ser pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Desde el punto de vista macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.

No obstante para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

Existen distintos criterios para clasificar estas pérdidas. Uno de ellos es hacerlo según el origen de estas pérdidas, donde se agrupan según lo siguiente:

- Por robo o hurto, pudiendo ser conexiones clandestinas o directamente a la red.

- Por fraude, donde a pesar de tener medición, los usuarios manipulan con el fin de registrar consumos inferiores a los reales.

- Por administración, corresponde a energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria como errores en la medición de los consumos.

Este tema será más ampliamente descrito en capítulos posteriores.

3.1.3 Otras situaciones que afectan los índices de pérdidas de energía

Falta de registro adecuado de los consumos propios.

Falta de registro adecuado de los servicios provisionales (puntos de alimentación temporal).

Error en el registro de los consumos de A.P.

Fugas a tierra en la red de distribución subterránea y/o Aérea.

3.2 Metodología para el cálculo de pérdidas de energía eléctrica

3.2.1 Balance de energía

El Balance de Energía se debe efectuar según el cuadro ejemplo, al final de este cuadro se podrá indicar el desglose de cada ítem, por ejemplo separar la compra de energía por generadores; así como también, se podrá separar la energía facturada de los clientes regulados por nivel de tensión, al igual que los no regulados. Este balance se debe efectuar

para ambos tipos de energía en períodos de tiempo equivalentes para calcular las pérdidas de energía.

Se adjunta el balance de energía descrito gráficamente.

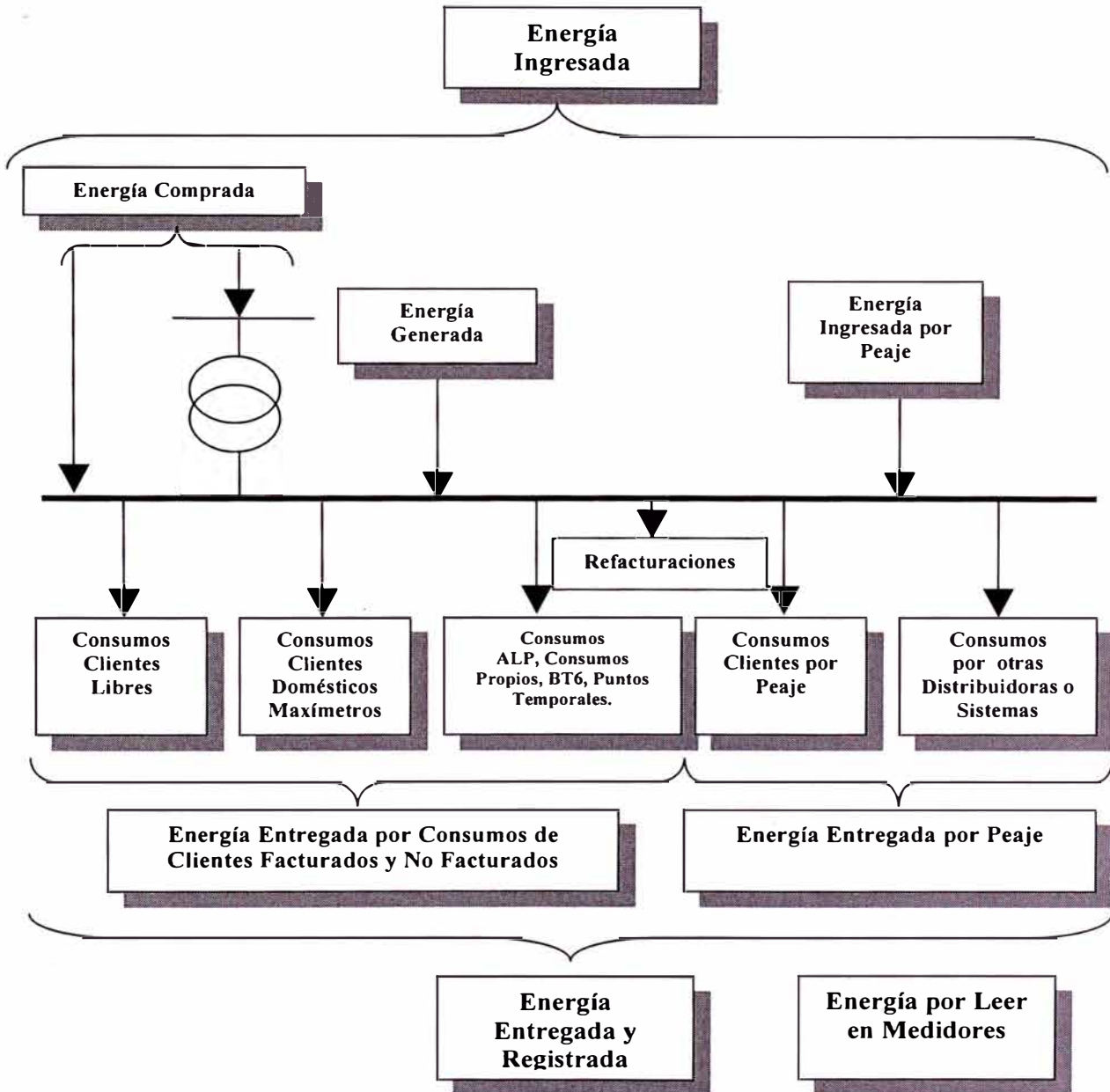


Fig. 12 – Balance de Energía para el cálculo de pérdidas

Cuadro de Ejemplo para el Cálculo de Balance de Energía:

ITEM	CONCEPTO	Enero	Diciembre
1	Energía Comprada	613,23		
2	Energía Generada	75,42		
3	Energía Ingresada por Peaje	25,18		
4	Energía Ingresada (Entrada)	713,83		
5	Energía Facturada a clientes regulados	340,20		
6	Energía Facturada a clientes no regulados	305,60		
7	Refacturaciones	-5,41		
8	Consumos No Facturados	1,50		
9	Energía Egresada por Peaje	24,75		
10	Energía Reversa	6,41		
	ELM mes actual = 402,53			
	ELM mes anterior = -396,12			
11	Ventas Energía (Salida)	673,05		
12	Energía Perdida	40,78		
13	Índice de Pérdidas	5,71%		

Todas las variables indicadas en el cuadro adjunto, salvo el ítem 10,12 y 13, resultan de la recopilación de la información desde las áreas encargadas de su gestión.

A diferencia de la energía ingresada que corresponde al registro de un mes calendario; en el caso de la energía facturada no siempre concuerdan los días facturados con los días del mes calendario, debido a que la lectura para la facturación de los clientes a tarifa (Residenciales y Maxímetros) se efectúa a través de un plan de lectura en distintos días del mes, dicho plan está conformado por “sectores de facturación”, que son agrupaciones de clientes por zona geográfica.

Por lo tanto, los días que abarca la lectura para los clientes a tarifa, puede incluir parte del registro de energía de un mes anterior para el cual se desea calcular el índice de pérdidas físico y no estar incluyendo parte de los días de lectura del mes en curso, por lo que las energías contabilizadas (entregada y registrada) no son comparables con la energía ingresada.

Para corregir esta situación, es necesario el cálculo de la variación de energía pendiente de leer en medidores; esta metodología de cálculo será descrita en el apartado 3.2.3.

3.2.2 Cálculo de las pérdidas de energía

El cálculo de las pérdidas de energía (E_{perd}) se basa en determinar la diferencia entre la energía ingresada y la energía total vendida (entregada y registrada) en un mismo período de tiempo. Esta diferencia incluye tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas.

$$E_{\text{perd}} \text{ (MW.h)} = \text{ENERGÍA INGRESADA} - \text{ENERGÍA VENDIDA}$$

El Índice de Pérdidas ($IP_{\text{perd}}\%$) se evalúa como el porcentaje de las pérdidas de energía con respecto del total de la energía ingresada al sistema eléctrico de la distribuidora. De esta forma, la expresión general a usar es la siguiente:

$$IP_{\text{perd}} [\%] = \frac{\text{ENERGÍA INGRESADA} - \text{ENERGÍA VENDIDA}}{\text{ENERGÍA INGRESADA}} \times 100 [\%]$$

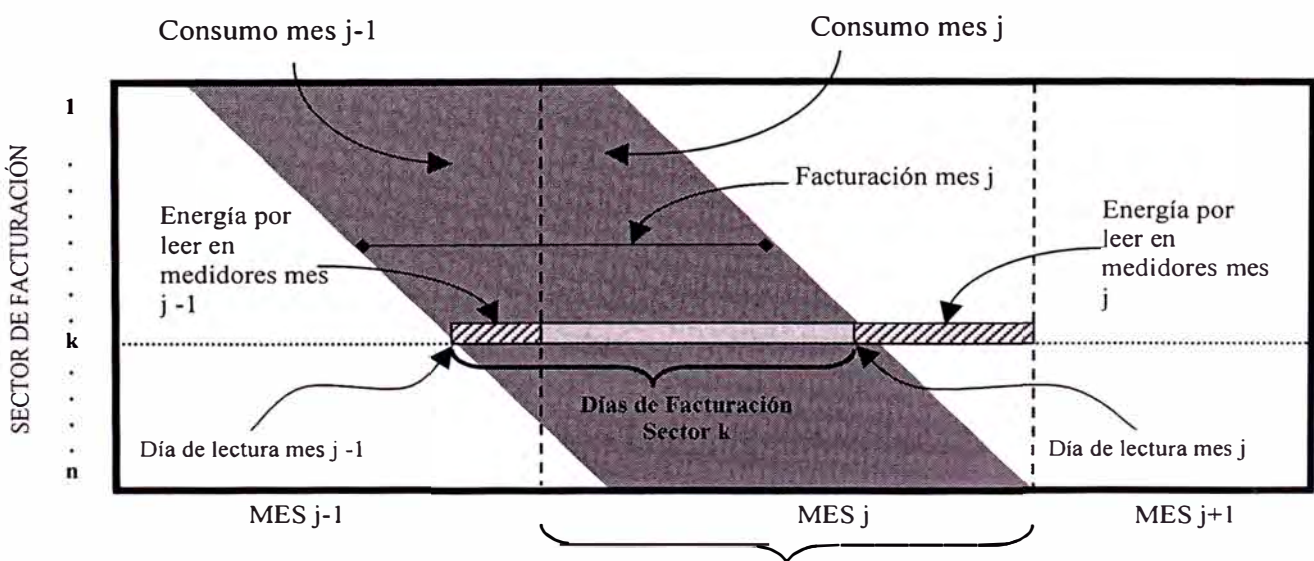
3.2.3 Metodología de cálculo de la energía por leer en medidores (ELM)

Para poder ajustar la energía facturada al mes calendario se estima la energía por facturar según los días faltantes para completar el mes y se elimina la estimación del mes anterior.

La energía pendiente de leer en medidores se calcula para cada sector de facturación, siendo su agregación la energía pendiente de leer en medidores.

Al agregar la energía pendiente de leer en medidores del mes en curso y restar la del mes anterior a la energía facturada, se obtiene una aproximación de la energía vendida en el mes (a esta variación se le denomina energía por leer en medidores o energía pendiente de facturar).

ESQUEMA N° 1: Energía por leer en medidores por sector



Del esquema N° 1, se observa que los consumos de energía de algunos sectores pueden corresponder en parte a consumos realizados durante el mes anterior.

Las expresiones generales para obtener la variación de energía por leer en medidores del sector k en el mes j son las siguientes:

$$\text{Energía Reversa } S_k = \text{ELM}_{\text{mes } j} - \text{ELM}_{\text{mes } j-1}$$

Donde:

$$\text{ELM}_{\text{mes } j} = \frac{\text{Facturación } S_k}{\text{Días Facturación } S_k} \times (\text{Días Calendario}_{\text{mes } j} - \text{Día de Lectura}_{\text{mes } j})$$

$$\text{Energía por leer}_{\text{mes } j} = \sum_{S_k=1}^n \text{Energía por registrar } S_k$$

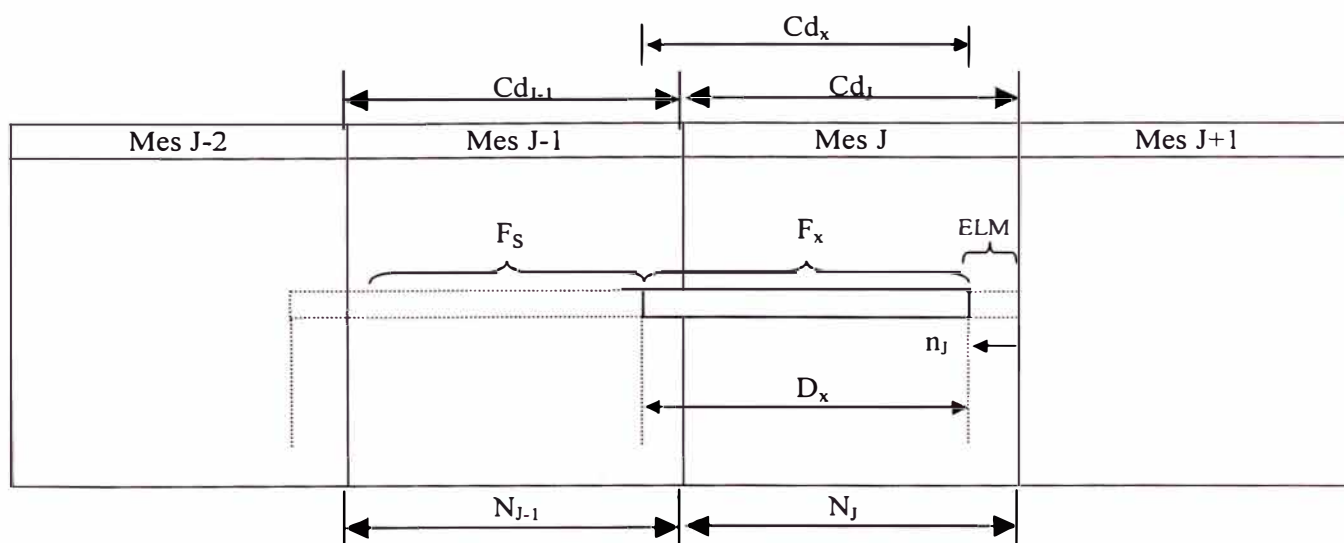
donde:	S_k	: Sector de facturación k
	mes j	: Mes j en que se evalúa la pérdida.
	N	: Total de sectores de facturación

Para los clientes Máxímetros se debe aplicar un ajuste (factor de corrección de compras) basado en la estimación de energía proyectada en función del comportamiento de las compras diarias de energía sin considerar la demanda de los Clientes Libres (que se registra diariamente).

3.2.4 Desarrollo de las fórmulas para la estimación de la ELM considerando las compras de energía.

Donde:

C_J	Compras diarias del mes en estudio.
C_{J-1}	Compras diarias del mes anterior al de estudio.
Cd_x	Compras diarias comprendidas en un sector cualquiera, facturado en el mes en estudio.
Cd_i	Compra diaria i-esima correspondiente a los días pendientes de leer de un sector cualquiera, facturado en el mes en estudio.
N_J	Días del mes en estudio.
N_{J-1}	Días del mes anterior al de estudio.
F_x	Consumo de un sector cualquiera, facturado en el mes en estudio.
F_s	Consumo de un sector cualquiera, facturado en el mes anterior al de estudio.
D_x	Días facturados de un sector cualquiera, en el mes de estudio.
n_j	Días pendientes de leer de un sector cualquiera, facturado en el mes en estudio.
FC_i	Factor de corrección i-esima correspondiente a los días pendientes de leer de un sector cualquiera, facturado en el mes en estudio.



Se definen los siguientes promedios:

$$\bar{F}_x = \frac{F_x}{D_x}, \quad \overline{Cd}_x = \frac{Cd_x}{D_x}, \quad FC_i = \frac{Cd_i - \overline{Cd}_x}{\overline{Cd}_x}$$

$$ELM = \sum_{i=1}^{n_j} \overline{F}_x \times FC_i$$

Anexo D – Metodología de Ajuste de consumos de energía

3.3 Índice de Pérdidas de Edelnor

3.3.1 Estimación de Pérdidas Técnicas

El resultado final se obtuvo en el periodo enero - diciembre 2004 los siguientes porcentajes de pérdidas respecto a la energía ingresada a la red de Edelnor:

Pérdidas en AT:	1.3 %
Pérdidas en MT:	2.0 %
<u>Pérdidas en BT:</u>	<u>2.4 %</u>
Pérdidas Técnicas:	5.7 %

La estimación de las pérdidas técnicas en las redes AT (Alta Tensión) se efectuó utilizando el programa de flujo de carga WINFLU.

El cálculo de las pérdidas en las redes MT (Media Tensión) se realizó utilizando el programa de flujo de carga CYMDIST.

El cálculo de las pérdidas en las redes BT (Baja Tensión) se realizó utilizando en programa de flujo de carga CYMDIST.

3.3.2 Cálculo de Pérdidas de Edelnor

El índice de pérdidas eléctricas de la empresa distribuidora de energía eléctrica del año 2005 cerró en 8.60%.

Adicionalmente se calcula la pérdida de energía en las distintas subestaciones de transmisión (SET's) y alimentadores de Edelnor, con el fin de identificar las SET's y alimentadores con mayor índice de pérdidas, utilizando esta información para reorientar los recursos de reducción de pérdidas.

- Anexo E
- Estimación de Pérdidas Técnicas en Edelnor 2004
 - Indicador de Pérdidas de Edelnor 2005
 - Indicador de Pérdidas por SET – 2005
 - Indicador de Pérdidas por alimentadores - 2005

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES Y MÉTODOS DE DETECCIÓN Y CONTROL

4.1 Descripción de Irregularidades y Modalidades de Hurto de Energía

En el presente capítulo detallaremos y describiremos los tipos de Irregularidades más comunes que generan las Pérdidas No Técnicas.

4.1.1 Errores de Procesos Administrativos

No es propiamente un hurto de energía, en cambio corresponde a aquellos errores u omisiones en los procesos administrativos de la empresa distribuidora de energía eléctrica. Estos errores suceden en los procesos de lectura, facturación, sistema informático, instalación de suministros nuevos, cortes y desmantelamientos. Las irregularidades más comunes son:

- a) Actualización de Lectura.
- b) Suministros con error de factor de transformación en sistema comercial.
- c) Suministro retirado en sistema comercial con servicio eléctrico.
- d) Servicio eléctrico sin número de suministro.

4.1.2 Inadecuada Medición

Esta irregularidad tampoco está catalogada como un hurto de energía, corresponde a las interrupciones del normal registro de consumo por defecto propio del equipo de medición (medidor y transformador de medida). Este defecto propio se verifica mediante la comprobación del estado de los precintos de seguridad de los equipos de medida. Los defectos detectados más comunes son:

- a) Numerador entrelazado o trabado.
- b) Disco del medidor con rozamiento o atracado.
- c) Transformadores de corriente no cumplen relación de transformación.

4.1.3 Manipulación o fraude del equipo de medida

Hurto de energía mediante la manipulación del equipo de medición (medidor y transformador de medida), violando las condiciones operativas normales del equipo de medida. Las manipulaciones más conocidas son:

- a) Bobina de corriente puenteada internamente.
- b) Bobina de tensión desconectada o cortada internamente.
- c) Engranajes del sistema de numerador cortados o cambiados.
- d) Disco del medidor con rozamiento o atracado por manipulación.
- e) Numerador con lectura retrocedida.

4.1.4 Conexiones indebidas

Hurto de energía mediante la vulneración de las conexiones adecuadas del equipo de medición. Toda conexión inadecuada en la bornera del medidor o dentro de la caja porta medidor o de paso. Estas son:

- a) Bornera de entrada y salida puenteada externamente.
- b) Puente de tensión externo desconectado.
- c) Conexión en contrafase en bornera del medidor.
- d) Transformadores de corriente desconectados o conectados en contrafase.
- e) Conexión directa prescindiendo del medidor desde toma portafusible.
- f) Conexión directa en bornera del medidor.
- g) Conexión directa de tercera línea.
- h) Hurto a través de la fase de tensión del medidor.

4.1.5 Conexiones clandestinas

Hurto de energía que corresponde a aquellas conexiones sin autorización de la empresa distribuidora; conectadas a la red matriz, acometida o caja de distribución y alimentando directamente a las instalaciones particulares.

- a) Conexión clandestina al cable matriz aéreo y subterráneo.
- b) Conexión clandestina al cable acometida.
- c) Conexión directa a la red de alumbrado público.
- d) Conexión directa a la caja de distribución aérea.

Para mayor detalle se anexa un manual de las irregularidades más conocidas y su descripción gráfica.

Anexo F – Descripción de Irregularidades y Modalidades de Hurto de Energía.

4.2 Procedimientos y pruebas operativas

4.2.1 Inspección Visual de Conexionado

Mediante la prueba indicada se procede a verificar el conexionado del equipo de medida y las posibles alteraciones, teniendo en cuenta:

- Identificación del suministro (validando los datos generales).
- Reconocer el conexionado de acuerdo al tipo de medidor. Identificar posibles conexionados inadecuados, cables adicionales en las borneras del medidor, loza porta fusible e inclusive detrás de ésta.
- Retirar la tapa bornera para verificar posibles cables adicionales en la bornera del medidor (bobinas puenteadas) o puentes externos de tensión manipulados.
- Registrar la carga con la pinza voltiamperimétrica y calcular el consumo aproximado. Compararlo con el consumo del cliente. Medir adicionalmente la corriente homopolar para descartar posible hurtos de tercera línea o a través de la fase de tensión.
- Verificar el estado de los precintos de seguridad del medidor y el estado de la cápsula del medidor.
- Sondear la tubería de la acometida para detectar posibles intersecciones clandestinas.

- De encontrarse un equipo de medida de medición indirecta se debe verificar adicionalmente: el factor de medición, la relación de transformación de los reductores, correcta colocación de los reductores, la continuidad de los cables secundarios y su correcto conexionado.
- Revisión de conexiones directas adicionales en redes aéreas (caja de distribución aérea, cable matriz aéreo).

4.2.2 Prueba de Contraste de Medidores

Es una prueba de la precisión del medidor, mediante la comparación de la energía registrada por este con las de un patrón determinado (otro equipo de mejor exactitud).

Este proceso se realiza en el campo respetando las normas de calibración vigentes en el país, actualmente es la Norma Técnica de Contraste de sistema de medición de Energía Eléctrica RM 12-2003-EM/DM (RM 496-2005-MEM/DM 1 enero 2006).

Adicionalmente se utiliza una técnica para realizar verificaciones a los equipos de medida comúnmente conocido como contraste visual que consiste en comparar la energía activa registrada por el medidor con la energía real que consume la carga del cliente en un período de tiempo, para esto se utiliza un reloj o cronómetro para registrar el tiempo que demora el disco del medidor en dar una cantidad determinada de vueltas (tiempo real) y éste valor se compara con el tiempo que debería demorar con la carga que está circulando por el medidor y la constante del

mismo (tiempo teórico). La expresión utilizada para calcular el tiempo teórico es:

$$T_{teórico} = \frac{(3600) \times (N^{\circ}V)}{(K) \times (Pot)}$$

N°V: Número de vueltas o revoluciones del disco

K: Constante del medidor (Rev. /Kwh)

Pot: Potencia activa (Kw)

Se muestran algunos de los equipos patrones utilizados.

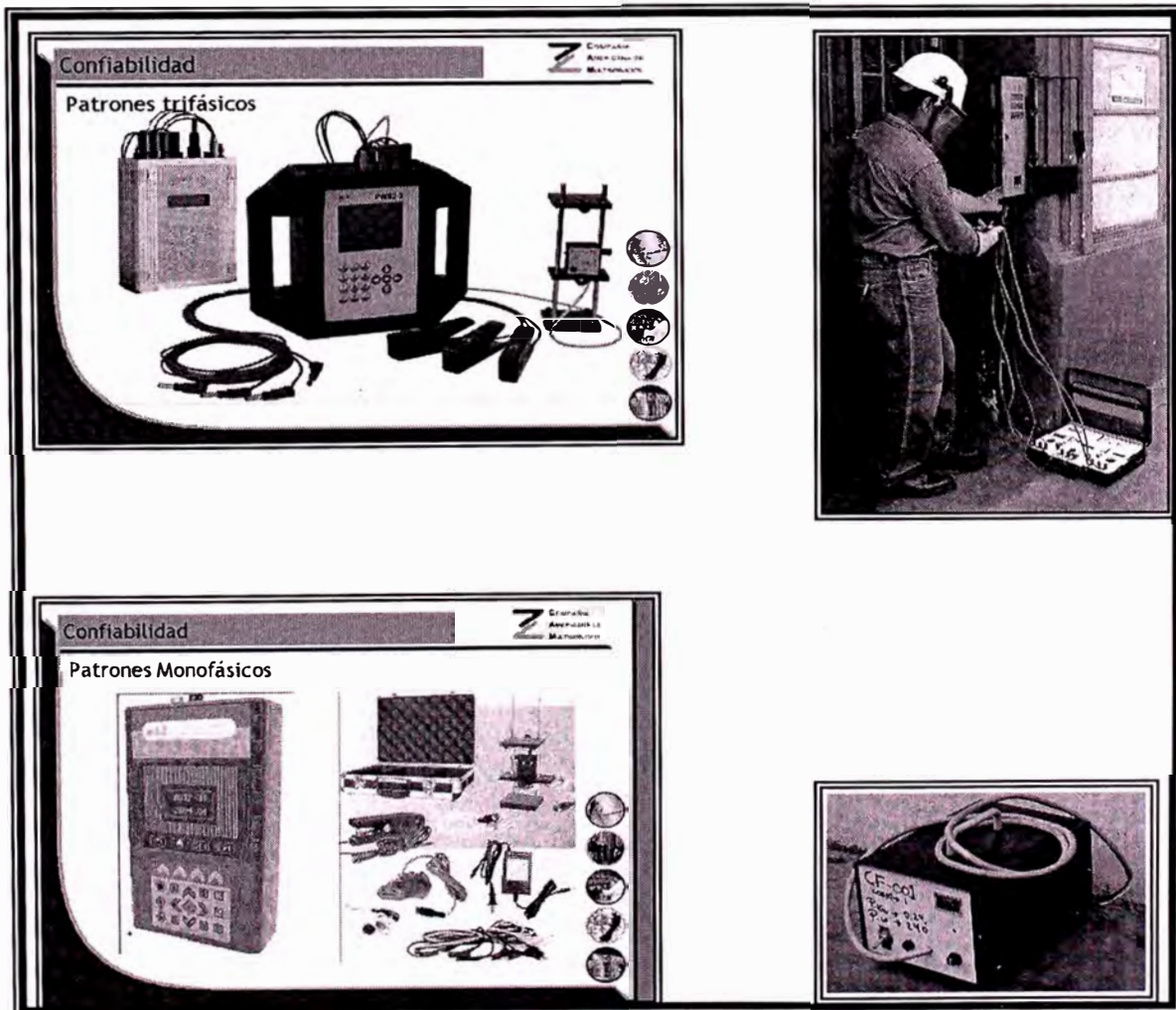


Fig. 13 – Equipos patrones para contraste de medidores

4.2.3 Prueba de Numerador (Verificación de Constante)

Si bien es cierto la norma de contraste específica la ejecución de pruebas adicionales como la prueba de marcha en vacío, prueba de transformadores de corriente si correspondiese, prueba de aislamiento; la prueba de verificación de la constante del contador es muy importante para detectar aquellos equipos de medida que se encuentren subregistrando energía mediante la vulneración del tambor del contómetro o los engranajes laterales del mismo.

Esta prueba de numerador se realiza inyectando una carga alta de promedio de 30 amperios, para comprobar el número de revoluciones que gira el disco y el avance proporcional de los engranajes del numerador y el contómetro.

Con esta prueba se detectan los medidores con engranajes limados, cortados o manipulados y los medidores con numerador entrelazado, trabado o atracado.

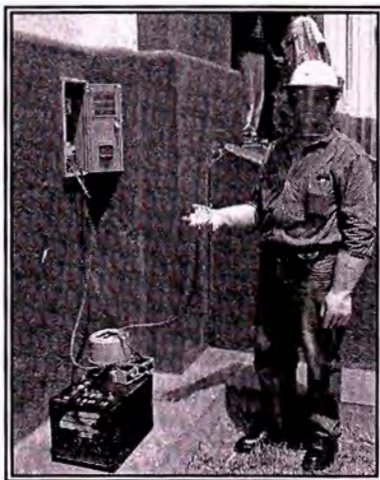


Fig. 14 – Prueba de Numerador con carga resistiva

4.2.4 Detección de Flujo de corriente

Esta prueba corresponde a la localización de líneas subterráneas adicionales con flujo de corriente eléctrica o induciendo sobre las líneas señales con distintos niveles de salida.

En sentido práctico, es pasar el detector de flujo por el frontis de la vivienda o en la pared con el objetivo de identificar algún flujo de corriente adicional en las redes. Mediante esta prueba se detectan las conexiones clandestinas al cable matriz o cable de acometida.

Los equipos comúnmente utilizados son:

Radiodetección (Detector flujo digital y receptor de señales).

Detector de Flujo tipo Bastón.

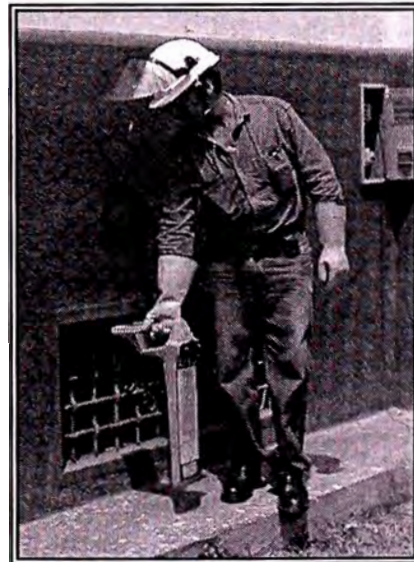


Fig. 15 – Equipos de Detección de flujo de corriente

- Anexo G – Norma DGE “Contraste del sistema de medición de Energía Eléctrica”
– Procedimiento inspecciones en subestaciones.

4.3 Métodos y algoritmos para la detección

En el presente capítulo describiremos algoritmos para la generación de suministros sospechosos a inspeccionar, para tal fin se requiere que exista una base de datos de los suministros eléctricos con la información comercial y técnica más importante, considerando los siguientes datos:

Nº de Suministro

Dirección y Nombre del cliente

Sector, Zona Correlativo

Nº Medidor, marca, factor

SET, alimentador y SED

Giro de negocio y tarifa

Consumos Históricos

Última lectura y Fecha de lectura

4.3.1 Focalización

El proceso corresponde a la focalización de las pérdidas de energía, es decir la identificación de las zonas con el mayor índice de pérdidas, pudiendo ser estas mediante balances de energía en las subestaciones de distribución e incluso las llaves de las subestaciones de distribución.

Mediante este método se selecciona aquellas subestaciones que tengan el mayor índice de pérdida de energía y se procede a inspeccionar los suministros que alimentan.

Existen dos procesos ligeramente distintos, siendo uno de ellos la Focalización Vía Sistema, la cual corresponde a la instalación de

totalizadores fijos en la subestación y se incluye dentro del proceso de lectura por sectores de facturación para realizar el cálculo del nivel de pérdidas mensualmente. El otro proceso es el de Focalización Móvil, donde se instala en alguna de las llaves de alimentación, transformadores de corriente desmontables (tipo pinza o núcleo partido) con un equipo de medida totalizador y se procede a tomar la lectura de todos los clientes que alimenta dicha llave con el fin de realizar el balance de energía de dicha llave.

Dependiendo de los resultados se generará la lista de suministros a inspeccionar a se procederá a analizar otra subestación.

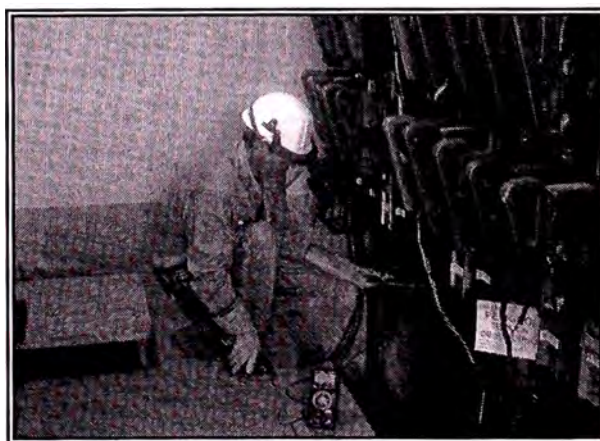


Fig. 16 – Instalación de totalizador en llave de distribución de subestación

4.3.2 Quiebres de Consumo

Corresponde a la identificación de los suministros que presentan disminución de los consumos habituales, para la selección de muestras se emplean los algoritmos como:

- Mínimos cuadrados.
- Hurtadores frescos.
- Comparación de promedios de consumos entre dos períodos de tiempo determinados, por ejemplo:

C1 C2Cn-2, Cn-1 Cn

PROMEDIO (Cn -1, Cn) VS PROMEDIO (C1, C2,....., Cn-2)

4.3.3 Giro de Negocio

Para este producto se trabaja en función del análisis de Actividad Económica predio vs. consumos, por lo cual la selección de muestras de suministros se puede basar en los siguientes criterios:

- Incoherencias entre la actividad del predio y los consumos de éste, por ejemplo: un restaurante que tenga consumos inferiores a 50 kWh.
- Incoherencias entre las características de suministro y la actividad del predio, por ejemplo talleres con suministro monofásico.
- Estacionalidad de los consumos por tipo de actividad, por ejemplo: mayor preferencia a inspeccionar panaderías en fiestas patrias, navidad.

Otro detalle que es importante resaltar es el hecho de que debido a las diferentes características que puede tener cada giro de negocio, es

necesario establecer un plan de inspecciones específico para cada uno, por ejemplo, las discotecas es preferible inspeccionarlas de noche.

4.3.4 Denuncias

Corresponde a todas aquellas órdenes de inspección solicitadas a través de Fonocliente o Centro de Servicios, de parte de terceras personas que denuncian algún punto de hurto de energía o manipulación.

4.3.5 Consumos Cero

Suministros que estando activos, sin facturas pendientes de pago, presentan consumos iguales a cero. Se debe tomar en cuenta que no sean aquellos suministros que tienen registrado el giro de vivienda igual a casa deshabitada.

4.3.6 OT's negativas

Se refiere la inspecciones generadas a clientes en los cuales anteriormente se detectó una irregularidad en el suministro y que, una vez normalizados, los consumos posteriores disminuyen en comparación con los consumos anteriores a la normalización.

4.3.7 Claves de Lectura

Inspecciones generadas en función de las claves registradas por los lecturistas de acuerdo a la condición observada en la ejecución de su actividad diaria.

<u>Clave</u>	<u>Detalle de clave de facturación</u>
10	Lectura normal
20	Medidor interno / inaccesible a lectura
40	No existe medidor
50	No se ubica el medidor / Dirección inexacta
60	Medidor deteriorado
70	Medidor cambiado
80	Medidor manipulado
90	Conexión indebida

4.3.8 Lecturas a medio periodo de facturación

Realizando lecturas a medio periodo de facturación (Entre 10 a 15 día antes de la lectura). De esta manera se determinan los medidores que puedan estar siendo vulnerados para manipular el contómetro y retroceder la lectura para que la facturación sea inferior.

La manera adecuada es calcular el consumo del cliente con la lectura encontrada y la última lectura registrada del sistema, proyectar su consumo mensual y compararla con el consumo promedio para detectar algún posible retroceso de numerador.

Para hacer algún recupero de Energía producto de esta irregularidad es necesario hacer un paciente seguimiento del suministro ya que es difícil demostrar la falta ante el Organismo Fiscalizador (OSINERG).

4.4 Medidas de Control

Con la finalidad de eliminar las condiciones anormales que generan el subregistro de energía, así como reducir la probabilidad de conexión indebida en las zonas de alta reincidencia de hurto; se han elaborado medidas técnicas aplicables a las instalaciones de la empresa distribuidora.

Para ello, no se debe dejar de considerar la normativa vigente en la Norma de Conexiones, así como en el Código Nacional de Electricidad – Suministro. Se adjunta Anexo referencial.

4.4.1 Normalización de Irregularidades

Las irregularidades descritas en el capítulo anterior, luego de detectadas, se proceden a normalizar el conexionado o el cambio de los accesorios necesarios como el equipo de medida, la acometida, loza portafusible, etc. Esta actividad es obligatoria para anular el motivo del subregistro de energía.

En algunas oportunidades las actividades descritas no son suficientes para controlar el hurto de energía, por lo que se proceden a tomar otras medidas más drásticas, como las descritas más adelante.

4.4.2 Medidas Técnicas y normalizaciones implementadas

Con la finalidad de evitar la reincidencia de hurto en las zonas de alto índice de hurto y reiterativo, se procedió a diseñar medidas técnicas e implementarlas de acuerdo al análisis previo del índice de pérdidas de la zona afectada.

A continuación se enlista algunas de las medidas implementadas:

- Traslados de cajas de distribución aérea a 2 metros del poste.
- Instalación de mantas termocontraíbles en red matriz.
- Instalación de coronas antiescaladores.
- Instalación de postes de 13 y 15 metros.
- Instalación de cable antihurto (con fleje de acero).
- Normalización de acometidas aéreas perpendicularmente a red matriz.
- Protección de acometidas con tubo galvanizado.
- Anulación de cajas de paso y distribución.
- Instalación de gabinetes metálicos para protección de los medidores.
- Instalación de tubo galvanizado en tramos de red matriz subterráneo.
- Aseguramiento de las cajas porta medidor mediante: Instalación de pernos antihurtos, sellado con el uso del Sikaflex, soldado de las cajas.
- Instalación de equipos de medida en paralelo a los suministros sospechosos.

4.4.3 Sistema de Medición concentrada

Corresponde a la adecuación de los sistemas de medición para clientes individualizadamente en un sistema de medición concentrada (gabinete adaptado o equipo de medida) para una determinada cantidad de clientes.

La experiencia de los sistemas utilizados en Chile (Distribuidora Chilectra) corresponden a los equipos de medida que integran hasta 8 medidores monofásicos individuales en un solo medidor de estado

sólido. Su desarrollo y utilización está orientado al reemplazo de la batería de medidores de edificios, adaptando además los procesos comerciales (corte, reposición, lectura) remotamente.

La experiencia de los sistemas utilizados en Brasil (Distribuidora Ampla) corresponden a los equipos de medida híbridos adaptando módulos de comunicación y control, adaptando un arreglo compacto en gabinetes para ser instalados en redes de distribución. Su desarrollo y utilización está orientado a la alimentación de los suministros eléctricos en las zonas de alto índice de hurto, ejecutando un plan integral que involucra protección desde las subestaciones de distribución, redes de alimentación secundaria y equipos de medición.

Utilizando el know how de Brasil y Chile, se ha elaborado en Edelnor un sistema de distribución (Sistema DAM) que involucre su utilización en las zonas de alto índice de hurto y reincidencia, mediante la cual se reforma las redes existentes con la finalidad de reducir y controlar el agresivo hurto de energía, adaptando al sistema de distribución los módulos concentradores de hasta 10 medidores (medidores híbridos con módulo de comunicación y control, medición a distancia, elemento de corte y opción a display de lectura).

4.4.4 Reforma de Redes de Distribución Secundaria

Debido a la vulneración de las redes eléctricas de distribución secundaria a pesar de las diversas acciones previas implementadas, se vio la necesidad de modificarlas y hacerlas inaccesibles a terceras

personas; por lo que se elaboran nuevos diseños de estructuras de distribución, tal como se propuso en Brasil con el diseño de redes de Distribución Aérea Transversal (Sistema DAT) y en Perú con el diseño de redes de Distribución Aérea Mixta (Sistema DAM), la cual es una disposición innovadora que tiene por objetivo inhibir la conexión de redes clandestinas.

4.4.5 Sistema de Telemedida

Es la implementación de un sistema de medición a distancia utilizando comunicación telefónica fija ó celular con los medidores electrónicos de puntos de compra y principales grandes clientes de EDELNOR, el cual permita la administración, programación, lectura, procesamiento de la medición y análisis de los datos obtenidos.

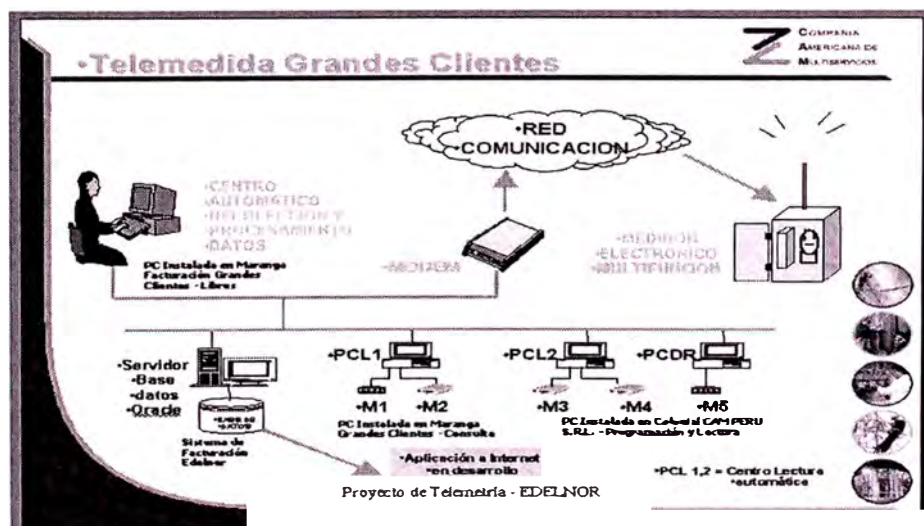


Fig. 17 – Esquema del proceso de Telemedida

Las características del sistema de telemedición son:

- Programación y automatización de lecturas, exportación de datos, graficas en cualquier instante.
- Reducción de costos en inspecciones del servicio.
- Seguimiento de alarmas emitidas por el medidor.
- Permite la supervisión de las condiciones de la red, la cual puede utilizarse para actuar preventivamente.
- Generación de informes individuales o en grupo de medidores.
- Comunicación con el medidor en ambientes adversos.

Anexo I – Normas Gráficas y Planos de las conexiones eléctricas en B.T.

Anexo J – Órdenes de Trabajo de Normalizaciones
– Diseño de Medidas Técnicas y Normalizaciones más eficaces.
– Sistema de medición concentrada Chile
– Sistema de medición concentrada Brasil
– Redes DAT Brasil
– Redes DAM Perú

CONCLUSIONES

1. La solución del problema debe tratarse de manera integral, de tal forma que se logre una implementación coherente y sistemática de las medidas de control, de acción comercial y técnicas de protección de la red.
2. Se debe efectuar un buen diagnóstico sobre el nivel de pérdidas y sus causales, de ser posible diferenciando los hurtos más comunes por sector o zona geográfica y así definir un plan de trabajo óptimo.
3. Antes de efectuar algún tipo de medida técnica, elaborar el estudio económico que considere el Costo – Beneficio de la pérdida de energía a recuperar con la medida a implementar.
4. Las acciones técnicas de control y normalización deben ser acompañadas con una campaña de difusión destinada a concientizar a la opinión pública en general y usuarios en particular, sobre el delito que significa el hurto de energía y los peligros asociados; así como también el uso racional de energía.

5. Complementar las acciones externas con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento de los procesos comerciales para minimizar las pérdidas por errores administrativos.
6. Adecuar la organización y los recursos a aplicar para garantizar un adecuado control de las instalaciones y mediciones de los consumos propios y alumbrado público.
7. Se hace necesario la aplicación de herramientas jurídico - legales flexibles que conlleve a medidas punitivas y/o administrativas más drásticas.
8. Lograr que el programa a desarrollar cuente con el efectivo compromiso de todas las áreas de la empresa, dado que la eliminación y reducción de las pérdidas no técnicas debe ser una responsabilidad a asumir por todos los niveles y no solo del área específica.

BIBLIOGRAFÍA

- Título: Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento
Autor: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad
Año: Edición actualizada al 30 de enero del 2006
- Título: Norma de Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica
Autor: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad
Año: 2006
- Título: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2004
Autor: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad
Año: 2005
- Título: Compendio de normas para proyectos y ejecución de obras en sistemas de distribución y sistemas de ejecución de media tensión
Autor: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad
Año: 2005
- Título: Norma Opciones Tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final
Autor: Osinerg - GART
Año: 2005
- Título: Estimación de Pérdidas Técnicas en Edelnor
Autor: Edelnor – Subgerencia de Operaciones
Año: 2005
- Título: Cálculo de Pérdidas de Energía
Autor: Edelnor – Sección Procesos y Desarrollo Comercial
Año: 2004
- Título: Código Nacional de Electricidad
Autor: Ministerio de Energía y Minas
Año: 2001
- Título: Manual de Instalación de equipos de medida
Autor: Tecsur S.A.
Año: 2000
- Título: Pérdidas de Energía en la distribución
Autor: Comisión de Integración Eléctrica Regional
Año: 1991

ANEXOS

- Anexo A
 - Mapa de Principales Centrales Eléctricas del Perú
 - Mapa de Líneas de Transmisión Eléctrica del Perú
 - Mapa de Venta Energía Eléctrica y Nro de Cientes del Perú
 - Concesiones definitivas de distribución
 - Evolución de Pérdidas a Nivel Nacional

- Anexo B
 - Norma Opciones Tarifarias y condiciones de aplicación
 - Tarifas para la Venta de Energía Eléctrica

- Anexo C
 - Agenda de Facturación Tipo

- Anexo D
 - Metodología de Ajuste de consumos de energía

- Anexo E
 - Estimación de Pérdidas Técnicas en Edelnor 2004
 - Indicador de Pérdidas de Edelnor 2005
 - Indicador de Pérdidas por SET – 2005
 - Indicador de Pérdidas por alimentadores - 2005

- Anexo F
 - Descripción de Irregularidades y Modalidades de Hurto de Energía

- Anexo G
 - Norma DGE “Contraste del sistema de medición de Energía Eléctrica”
 - Procedimiento inspecciones en subestaciones.

- Anexo H
 - Algoritmo para quiebres de consumo

- Anexo I
 - Normas Gráficas y Planos de las conexiones eléctricas en B.T.

- Anexo J
 - Órdenes de Trabajo de Normalizaciones
 - Diseño de Medidas Técnicas y Normalizaciones más eficaces
 - Sistema de medición concentrada Chile
 - Sistema de medición concentrada Brasil
 - Redes DAT Brasil
 - Redes DAM Perú

Anexo A

Mapa de Principales Centrales Eléctricas del Perú

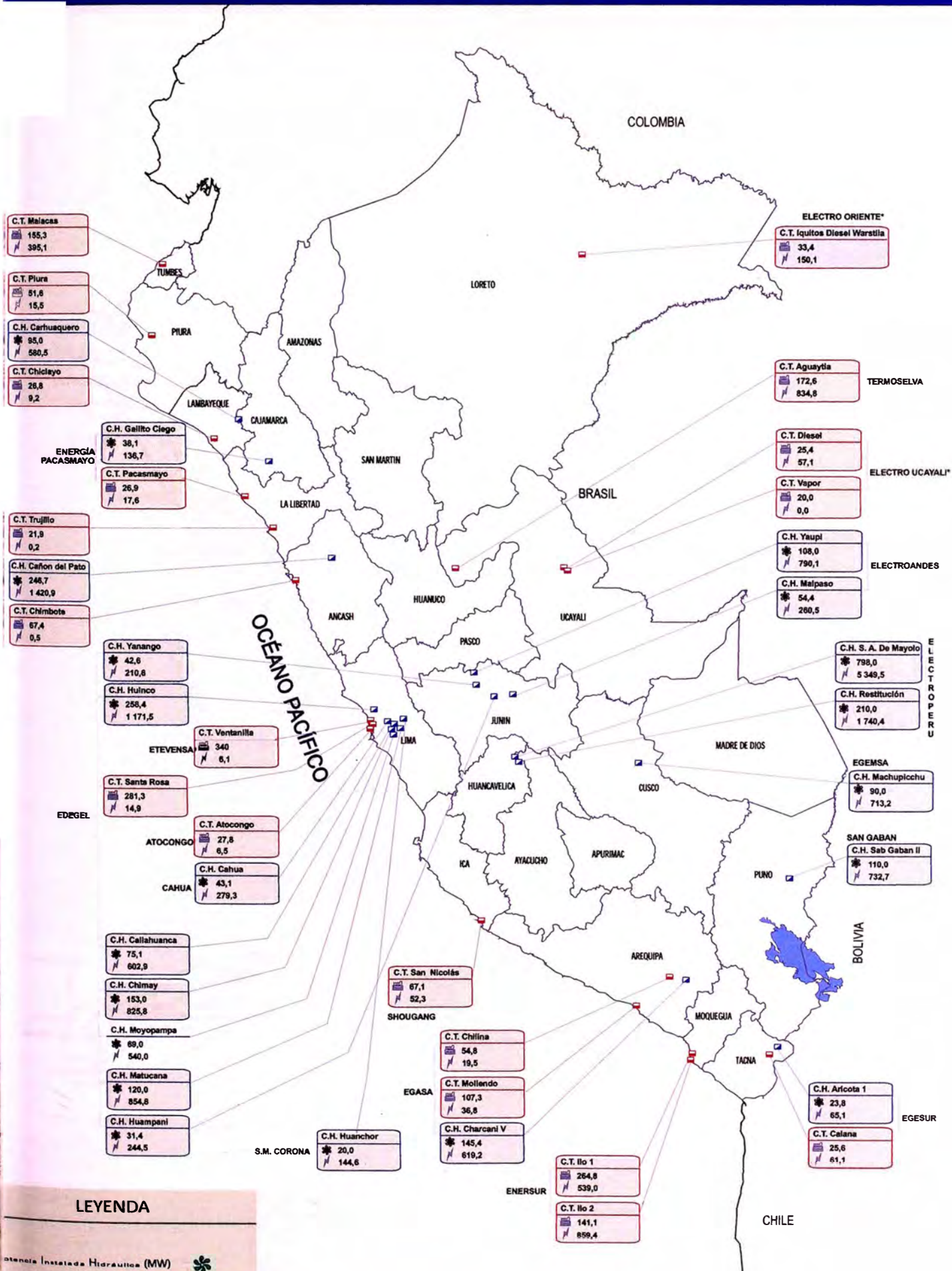
Mapa de Líneas de Transmisión Eléctrica del Perú

Mapa de Venta Energía Eléctrica y Nro de Cientes del Perú

Concesiones definitivas de distribución

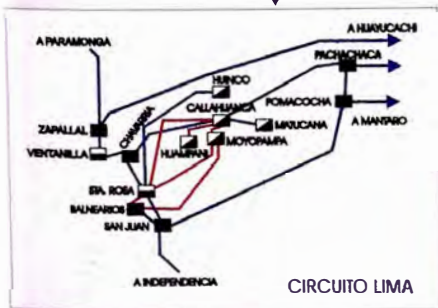
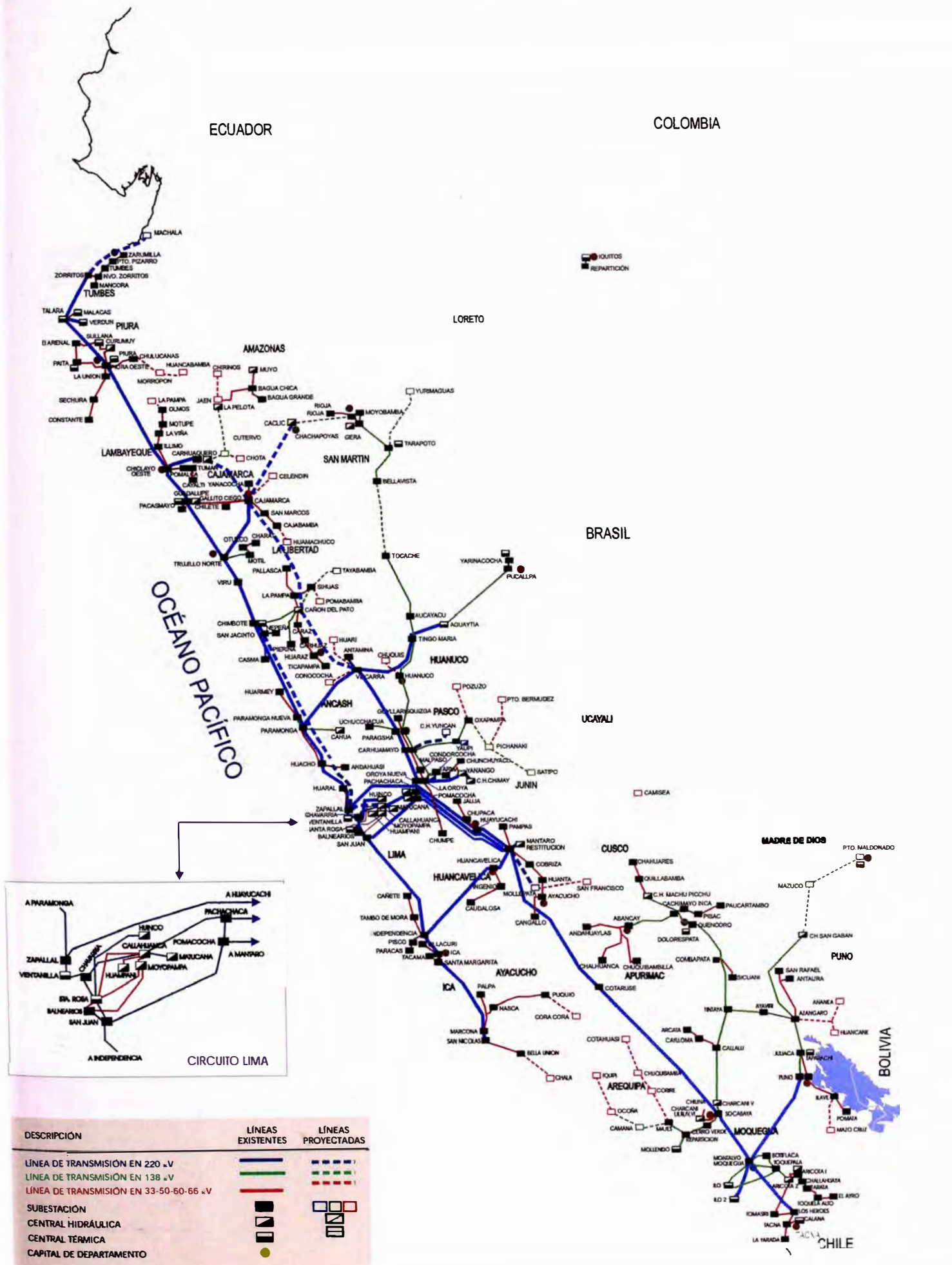
Evolución de Pérdidas a Nivel Nacional

PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS 2003



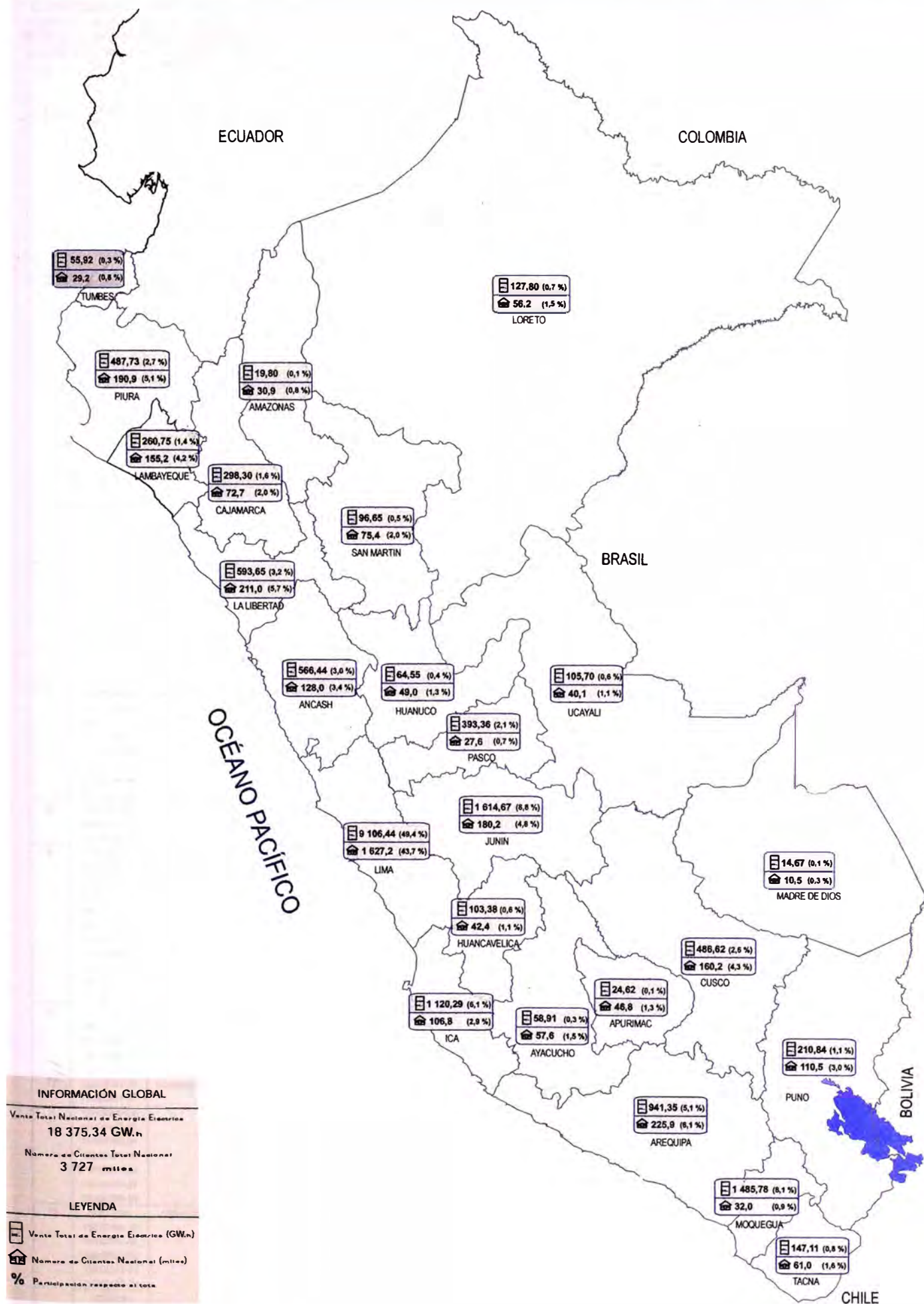
Nota: Todas las empresas que se muestran conforman al COES, excepto Electro Oriente, Electro Ucayali y Atocongo.
 * La C.T. Iquitos Diesel Waraitia de Electro Oriente corresponde a un sistema aislado.

MAPA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA



DESCRIPCIÓN	LÍNEAS EXISTENTES	LÍNEAS PROYECTADAS
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 33-50-60-66 kV		
SUBESTACIÓN		
CENTRAL HIDRÁULICA		
CENTRAL TÉRMICA		
CAPITAL DE DEPARTAMENTO		

VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y NÚMERO DE CLIENTES POR DEPARTAMENTO 2003



INFORMACIÓN GLOBAL

Venta Total Nacional de Energía Eléctrica
18 375,34 GW.h
 Número de Clientes Total Nacional
3 727 miles

LEYENDA

- Venta Total de Energía Eléctrica (GW.h)
- Número de Clientes Nacional (miles)
- Participación respecto al total



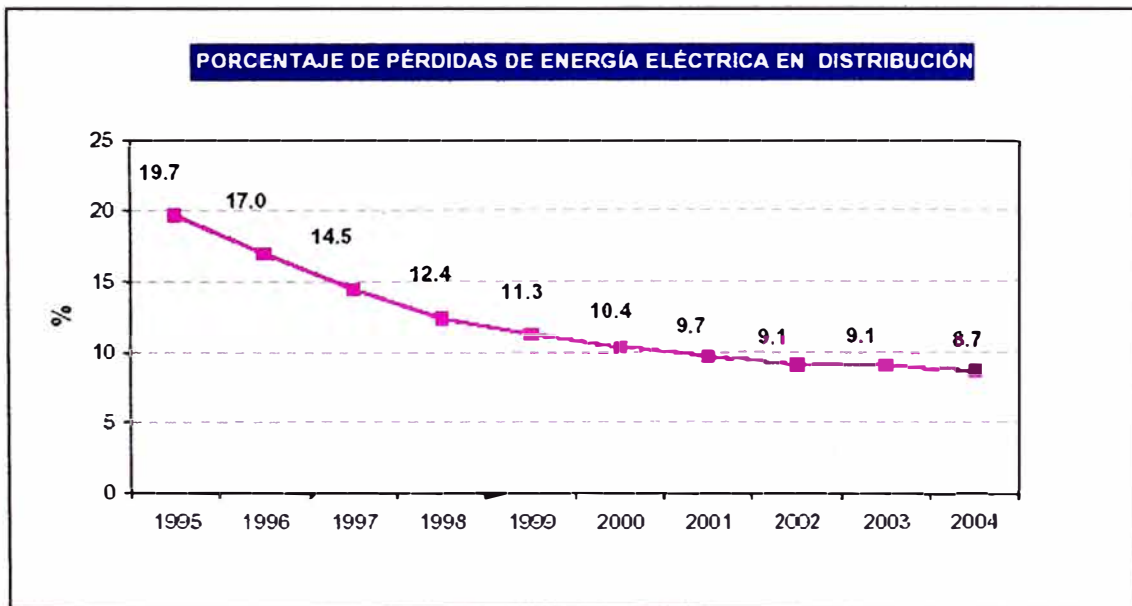
CONCESIONES DEFINITIVAS DE DISTRIBUCIÓN

Nº	Expediente	Resolución Suprema	TITULAR DE LA CONCESIÓN	ZONA DE CONCESIÓN
1	15001493	107-96-EM	Luz del Sur S.A.	Sistema de Distribución Lima - Sur
2	15001393	080-96-EM	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. EDELNDR S.A.	Sistema de Distribución Lima - Norte
3	15033694	039-94-EM	Servicios Eléctricos Ríoje S.A.	Sistema de Distribución Ríoje
4	15005193	043-94-EM	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTROSUR S.A.	Moquegua Ilo Ichuña Ubinas Matalaque Quinistaquillas Carumas - Solajo Cuchumbaya - Calacoa Omate - Quinistaca - Coalaque La Capilla Puquina - Chufihuayo
5	15005093	044-94-EM	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTROSUR S.A.	Tacna - La Yarada Sama Locumba Tarata - Ticaco Challahuaya - Sllajara Candarave - San Pedro Mirave - Ilabaya
6	15008293	045-94-EM	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. - SEAL	Arequipa Molendo - Pta. de Bombón Matarani Aplao Santa Rita de Sigues Cabanaconde Chala Ocoña Caravelí Camaná Acarí Yauca Lomas Chuquibamba Viraco - Machaguay Huanca Taya La Joya Atico Pampa de Mejles Cotahuasi
7	15006193-00 15006193-01 15006193-02 15006193-03 15006193-04 15006193-05 15006193-08 15006193-07	060-94-EM	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRO SUR ESTE	Quilabamba Cusco Anta Urubamba Urcos Combapata Sicuni Yauri - Héctor Tejada
8	15006493-00 15006493-01 15006493-02	062-94-EM	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRO SUR ESTE S.A.	Puerto Maldonado Iñapari Iberia
9	15006293-00 15006293-01 15006293-02 15006293-03 15006293-04 15006293-05 15006293-06 15006293-07 15006293-08 15006293-09 15006293-10	063-94-EM	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRO SUR ESTE S.A.	Abancay, Matará y Curahuasi Chalhuanca Antabamba Lambrama Circa Huancarama Pichirhua Tintay Pampachiri Andahuaylas Chuquibambilla
10	15008393-00 15008393-01 15008393-02 15008393-03 15008393-04	066-94-EM	Emp. Reg. de Serv.Púb. de Electricidad del Sur Medio S.A. ELECTRO SUR MEDIO S.A.	Ica (zona ampliada c/RS 091-96-EM,032-2000-EM) Pisco (zona ampliada c/RS 091-96-EM, 032-2000-EM) Chincha (zona ampliada c/RS 091-96-EM , 032-2000-EM) Nazca (zona ampliada c/RS 091-96-EM, 032-2000-EM) Palpa (zona ampliada c/RS 091-96-EM, 032-2000-EM)
11	15006393-00 15006393-01 15006393-02 15006393-03 15006393-04 15006393-05 15006393-06 15006393-07 15006393-08	009-2000-EM	Electro Puno S.A.A.	Puno Vilque, Mañazo y Cabanilla Lampa, Juliaca, Huancané Juli, Pomata, Yunguyo Ilave, Acora Azángaro, Putina Ayaviri Desaguadero Asillo, Sandia
12	15012193 15012193-00 15012193-01 15012193-02 15012193-03 15012193-04 15012293 15012293-00	084-94-EM	EMP. REG. DE SERV.PUB. DE ELECT.DEL ORIENTE S.A. - ELECTRO ORIENTE S.A.	TARAPOTO: Lamas Rumsapa Cacatschi Tarapoto Juan Guerra MOYOBAMBA: Yantalo

% PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN A NIVEL NACIONAL

11. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)

Año	Pérdidas en Distribución (%)
1995	19.7
1996	17.0
1997	14.5
1998	12.4
1999	11.3
2000	10.4
2001	9.7
2002	9.1
2003	9.1
2004	8.7
Incremento 04'03	-4%
Variación media 04:00	-4%
Variación media 04'95	-9%
Incremento 04'95	-56%



Anexo B

Norma Opciones Tarifarias y condiciones de aplicación

Tarifas para la Venta de Energía Eléctrica

Aprueban Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final"**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 236-2005-OS/CD**

Lima, 23 de agosto de 2005

VISTOS:

El informe técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante OSINERG), los informes emitidos por la Asesoría Legal Interna N° OSINERG-GART-AL-2005-102 y N° OSINERG-GART-AL-2005-109.

CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo señalado en el artículo 3° de la Ley N° 27332- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, los Organismos Reguladores ejercen función normativa que comprende la facultad exclusiva de dictar en el ámbito y materias de su competencia normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones y/o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) de conformidad con lo dispuesto en los artículos 1° y 52°, literal n) de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad así como dictar las normas, reglamentos, resoluciones y/o directivas referidas a asuntos de su competencia;

Que, mediante Resolución N° 1908-2001 OS/CD, el OSINERG estableció las Opciones Tarifarias y las Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, las cuales se encuentran vigentes desde el 1 de noviembre de 2001;

Que, el OSINERG ha identificado, a través de su función de aplicación y control de la norma citada, una serie de aspectos que pueden ser mejorados para facilitar la interpretación y aplicación de los conceptos que involucra, resultando asimismo necesario, incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden, tanto a los suministradores como al mercado, mejores señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica;

Que, de la experiencia recogida por el OSINERG, se han detectado aspectos que generan inconvenientes en la aplicación de la norma tales como la definición de los días hábiles para considerar la demanda en horas de punta y la compensación a pagar por los clientes estacionales cuyo período alto es coincidente con el período de demanda máxima de la empresa distribuidora de electricidad, entre otros;

Que, de la evaluación de los consumos mensuales registrados de los usuarios pertenecientes a los Sectores de Distribución Típicos Urbano-rural (4) y Rural (5), se ha encontrado que sus registros se mantienen casi sin variación relevante, lo que amerita se reformule la forma de facturación de los cargos fijos, de modo que estos sean leídos cada seis meses y se efectúe una facturación promedio mensual en base a los consumos registrados, lo que contribuirá a mejorar la eficiencia técnica y económica del sistema de facturación, con importantes ahorros de costos para los usuarios así como para la empresa distribuidora de electricidad;

Que, entre generadoras y distribuidoras, es necesario la separación del cargo de potencia vigente en los componentes de generación y distribución, con el fin de trasladar correctamente a los usuarios finales el costo de potencia (pass through). Esto se basa en el principio general de cálculo de las tarifas de distribución, donde la transferencia de los costos de compra a los usuarios finales debe ser lo más neutra posible, es decir que la distribuidora no incurra en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra;

Que, se visualiza tanto desde el punto de vista del OSINERG, como de los agentes del mercado que es

ampliamente conveniente la implementación de una opción tarifaria mediante medidor prepago ya que ésta facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos. Esta opción les permitirá adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente.

Que, la Resolución OSINERG N° 097-2005-OS/CD, dispuso la publicación del documento "Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. N° 054-2001-PCM, con el objeto que los interesados remitan al OSINERG sus sugerencias y comentarios, los mismos que, recibidos, fueron analizados por la GART en el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005, que forma parte integrante de la presente resolución, el cual complementa la motivación que sustenta la decisión del OSINERG a que se refiere el Artículo 3°, del numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General, habiéndose incorporado en la Norma aquellas sugerencias que contribuyen al logro de los objetivos de la misma;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

RESUELVE:

Artículo 1° - Apruébase la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", la misma que constituye parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2° - La Norma aprobada en el Artículo 1° de la presente Resolución, entrará en vigencia el primero de noviembre de 2005.

Artículo 3° - Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2005 la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD.

Artículo 4° - La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el Diario Oficial El Peruano y consignadas junto con el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005, en la página web del OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

Exposición de Motivos

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), de conformidad a lo dispuesto por su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad.

El OSINERG mediante Resolución N° 1908-2001 OS/CD, aprobó la norma "Opciones Tarifarias y las Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", vigente desde el 1 de noviembre de 2001.

El OSINERG ha identificado, a través de su función de aplicación y control de norma citada, identificó diversos aspectos que deberán ser mejorados para facilitar su interpretación y aplicación.

Por otra parte, este organismo ha identificado la necesidad de incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden, tanto a los suministradores como al mercado, mejores señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica.

Como complemento de lo indicado, se ha efectuado una encuesta a los agentes del mercado del sector eléctrico, las instituciones públicas, las organizaciones de usuarios y los grandes usuarios referente a distintos aspectos relacionados con la experiencia acontecida en la aplicación de la citada norma. Como resultados generales de la encuesta efectuada se destacan los siguientes aspectos:

- La mayoría de los encuestados considera que deben ser revisados los puntos de la norma relacionados con las definiciones y las condiciones de aplicación generales y específicas.

- Existe un consenso generalizado respecto de la introducción de una nueva opción tarifaria para usuarios con medidor prepago.

- Con relación a las Condiciones de Aplicación, los principales problemas identificados por los encuestados se relacionan con la clasificación de los usuarios y la definición de la potencia contratada.

En lo que respecta a la experiencia recogida por el OSINERG, las diferentes gerencias del organismo han detectado aspectos que generan inconvenientes en la aplicación de la norma tales como la definición de los días hábiles para considerar la demanda en horas de punta y pago de remanente por la disminución de la potencia contratada antes del vencimiento del contrato de suministro.

De la evaluación de los consumos mensuales registrados de los usuarios pertenecientes a los Sectores de Distribución Típicos Urbano-rural (4) y Rural (5), se ha encontrado que sus registros se mantienen casi sin variación relevante, lo que amerita se reformule la forma de facturación de los cargos fijos, de modo que estos sean leídos cada seis meses y se efectúe una facturación promedio mensual en base a los consumos registrados, lo que contribuirá a mejorar la eficiencia técnica y económica del sistema de facturación, con importantes ahorros de costos para los usuarios así como para la empresa distribuidora de electricidad.

Por otra parte en vista de la evolución de las transacciones de potencia entre generadores y distribuidoras, es necesario la separación del cargo de potencia vigente en los componentes de generación y distribución, con el fin de trasladar correctamente a los usuarios finales el costo de potencia (pass through). Esto se basa en el principio general de cálculo de las tarifas de distribución, donde la transferencia de los costos de compra a los usuarios finales debe ser lo más neutra posible, es decir que la distribuidora no incurra en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra.

Se visualiza, tanto desde el punto de vista del OSINERG, como desde el de los restantes agentes y organizaciones, como ampliamente conveniente la implementación de una opción tarifaria mediante medidor prepago ya que ésta facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos. Esta opción les permitirá adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente.

La Resolución OSINERG Nº 097-2005-OS/CD dispuso la publicación del documento "Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. Nº 054-2001-PCM y con el objeto que los interesados remitan por escrito sus observaciones y/o comentarios a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART).

A consecuencia de la publicación del documento mencionado se recibieron observaciones y comentarios de diversas empresas de distribución eléctrica y usuarios, los mismos que han sido analizados por la GART.

Como resultado de los análisis realizados se ha preparado la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", el mismo que establece las opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación.

La aprobación de la Norma señalada reemplazará, a partir del primero de noviembre de 2005, las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final que fueran aprobadas mediante Resolución OSINERG Nº 1908-2001-OS/CD.

Norma
"Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación
de las Tarifas a Usuario Final"

CAPÍTULO PRIMERO
ASPECTOS GENERALES

Artículo 1º.- Objeto

La presente Norma tiene por objeto establecer las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final.

Artículo 2º.- Alcance

Están comprendidos dentro del alcance de la presente Norma, las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios del servicio público de electricidad.

Artículo 3º.- Base Legal

3.1.- Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

3.2.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM.

3.3.- Resolución del Consejo Directivo del OSINERG Nº 142-2003-OS/CD del 20 de agosto de 2003, que fija los presupuestos máximos y cargos mensuales de reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica.

3.4.- Decreto Supremo Nº 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Artículo 4º.- Definiciones

Las definiciones señaladas se utilizan únicamente para los fines de aplicación de las opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas aplicables a usuario final.

4.1.- Usuarios en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)

Son usuarios en media tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV (kV = kilovoltio) y menor a 30 kV.

Son usuarios en baja tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.

En caso no cuenten con la medición adecuada en media tensión, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en baja tensión. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2% para el sector típico 1 y de 2,5% para los otros sectores, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía. La empresa distribuidora podrá proponer a OSINERG un valor de recargo por pérdidas de transformación promedio distinto al indicado, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de Media Tensión que se encuentran medidos en Baja Tensión, para un período mínimo de un año.

4.2.- Usuarios con Tensiones de Suministro superiores a Media Tensión

Las tarifas para aquellos usuarios del servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios en barra según la resolución vigente del OSINERG.

4.3.- Usuarios Prepagos del Servicio Eléctrico

Se define como usuarios prepagos del servicio eléctrico a aquellos usuarios conectados en Baja Tensión que contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso.

A estos efectos, el usuario procederá a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, de una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima.

La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior, será facturada por la empresa distribuidora en función al valor del cargo tarifario correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables.

La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tendrá fecha de vencimiento.

Una vez agotada la cantidad de energía adquirida en forma anticipada por el usuario prepago, el equipo de medición instalado en el punto de suministro interrumpirá el servicio hasta que el usuario adquiera una nueva cantidad de energía. Esta situación de interrupción del servicio no podrá ser invocada por el usuario como una interrupción en el servicio eléctrico a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en la normativa para el control de la calidad del servicio eléctrico.

4.4.- Horas de Punta (HP) y Horas Fuera de Punta (HFP)

a) Se entenderá por horas de punta (HP), el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

Si el equipo de medición correspondiente a la opción tarifaria elegida por el usuario lo permite o si el usuario

acondiciona su sistema de medición, se exceptuará en la aplicación de las horas de punta, los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

b) Se entenderá por horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

4.5. - Demanda Máxima Mensual y Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta

a) Se entenderá por demanda máxima mensual, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de un mes.

b) Se entenderá por demanda máxima mensual en horas de punta, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de punta a lo largo del mes.

c) Se entenderá por demanda máxima mensual fuera de punta, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período fuera de punta a lo largo del mes.

4.6. - Período de Facturación

El período de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni exceder los

treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, podrá aplicarse un período de facturación no mayor a 45 días, ni menor a 15 días.

En el caso de los sistemas eléctricos de los Sectores de Distribución Típicos 4 (Urbano-rural) y 5 (Rural), la facturación se realizará a través de lecturas semestrales. En éste caso, la empresa distribuidora de electricidad estimará los montos correspondientes a las facturas mensuales, en base a su historial de consumo, y las enviará al usuario semestralmente. Una vez que se realice la siguiente lectura, la distribuidora calculará la diferencia entre los kW.h consumidos y los kW.h facturados en el período anterior, y el saldo respectivo de cantidad de unidades de energía serán valorizados al pliego tarifario vigente, las que serán incluidas en forma proporcional en las siguientes facturas mensuales del usuario. Excepcionalmente, la empresa distribuidora de electricidad podrá realizar la refacturación correspondiente, dentro del período comprendido de lecturas semestrales, en el caso de una variación mensual de la facturación por consumo de energía a los usuarios mayor a 10 %, por efecto de la variación del pliego tarifario dentro de dicho período.

CAPÍTULO SEGUNDO OPCIONES TARIFARIAS

Artículo 5º. - Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son las siguientes:



El Peruano
FUNDADO EN 1825 POR EL LIBERTADOR SIMÓN BOLÍVAR

DIARIO OFICIAL

REQUISITOS PARA PUBLICACIÓN DE NORMAS LEGALES Y SENTENCIAS

Se comunica al Congreso de la República, Poder Judicial, Ministerios, Organismos Autónomos y Descentralizados, Gobiernos Regionales y Municipalidades que, para efecto de publicar sus dispositivos y Sentencias en la Separata de Normas Legales y Separatas Especiales, respectivamente, deberán tener en cuenta lo siguiente:

- 1.- Las normas y sentencias por publicar se recibirán en la Dirección del Diario Oficial, de lunes a viernes, en el horario de 10.30 a.m. a 5.00 p.m.
- 2.- Las normas y sentencias cuya publicación se solicite para el día siguiente no deberán exceder de diez (10) páginas.
- 3.- **Todas las normas y sentencias que se remitan al Diario Oficial para la publicación correspondiente deberán estar contenidas en un disquete y redactadas en WORD.**
- 4.- Si la entidad no remitiese la norma o sentencia en disquete, deberá enviar el documento al correo electrónico: ***normaslegales@editoraperu.com.pe***
- 5.- Si las normas contuvieran tablas o cuadros, éstas deberán estar trabajadas en EXCEL, con una línea por celda sin justificar y, si se agregasen gráficos, su presentación será en formato EPS o TIF a 300 DPI y en escala de grises.

LA DIRECCIÓN

Media Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. g) Cargo por energía reactiva.
MT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Modalidad de facturación de potencia activa. Contratada o Variable. Calificación de Potencia: P : Usuario presente en punta FP : Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
MT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes Modalidad de facturación de potencia activa. Contratada o Variable Calificación de Potencia: P : Usuario presente en punta FP : Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
Baja Tensión		
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Modalidad de facturación de potencia activa. Contratada o Variable Calificación de Potencia: P : Usuario presente en punta FP : Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Modalidad de facturación de potencia activa. Contratada o Variable Calificación de Potencia: P : Usuario presente en punta FP : Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C	Alumbrado Público, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica Medición de Energía Activa	a) Cargo por energía activa.

**CAPÍTULO TERCERO
CÁLCULO DE LOS CARGOS TARIFARIOS**

Artículo 6°.- Definición de Parámetros

6.1.- A continuación se definen los parámetros empleados en las fórmulas tarifarias para el cálculo de los cargos tarifarios:

6.2.- Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

Parámetro	Definición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S/./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S/./mes)
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S/./kWh)
CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAR h)
CMTPP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación
CMTFP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PERT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PTB	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión
NHUBTPP _A	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTFP _A	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

Parámetro	Definición
NHUBTPP _B	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTFP _B	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTPRE	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en baja tensión
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kWh)
PEFP	Precio de la energía en horas de fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kWh)
PE	Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S/./kWh)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes)
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes)
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes)
EPP	Energía mensual registrada en horas de punta (kWh)
EFP	Energía mensual registrada en horas fuera de punta (kWh)
AP	Tasa de Alumbrado Público correspondiente a la Opción Tarifaria Prepago, expresado en S/./kWh
CFOSE	Cargo por recargos o descuentos del FOSE, expresado en S/./kWh
MRC	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión, expresado en S/./kWh
α_{MT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
α_{BT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT

6.2.1.- Opción Tarifaria MT2

A) Cargo Fijo Mensual (S/./mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S/./kWh)

B.1) En horas de Punta

PEMT x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x PEFP

C) Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

PPMT x PP x FCPPMT

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

VMTTP x FCPPMT

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

$VMTFP \times FCFPMT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.2.- Opción Tarifaria MT3

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

B.1) En horas de Punta

$PEMT \times PEPP$

B.2) En horas fuera de Punta

$PEMT \times PEFP$

C) Cargos por Potencia Activa (S/ /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$PPMT \times PP \times CMTPP_g$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$VMTTP \times CMTTP_d + (1 - CMTTP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$PPMT \times PP \times CMTFP_g$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$VMTTP \times CMTFP_d + (1 - CMTFP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.3.- Opción Tarifaria MT4

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

$PEMT \times PE$

C) Cargos por Potencia Activa (S/ /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$PPMT \times PP \times CMTTP_g$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$VMTTP \times CMTTP_d + (1 - CMTTP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$PPMT \times PP \times CMTFP_g$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$VMTTP \times CMTFP_d + (1 - CMTFP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.4.- Opción Tarifaria BT2

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

B.1) En horas de Punta

$PEMT \times PEPT \times PEPP$

B.2) En horas fuera de Punta

$PEMT \times PEPT \times PEFP$

C) Cargos por Potencia Activa (S/ /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

$PPMT \times PPBT \times PP \times FCPPBT$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

$(VMTTP \times PPBT + VBTP) \times FCPPBT$

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

$VBTFP \times FCFPBT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.5.- Opción Tarifaria BT3

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

B.1) En horas de Punta

$PEMT \times PEPT \times PEPP$

B.2) En horas fuera de Punta

$PEMT \times PEPT \times PEFP$

C) Cargos por Potencia Activa (S/ /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPP_g$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$(VMTTP \times PPBT + VBTP) \times CBTPP_d + (1 - CBTPP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFP_g$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$(VMTTP \times PPBT + VBTP) \times CBTFP_d + (1 - CBTFP_d) \times VBTFP \times FCFPBT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.6.- Opción Tarifaria BT4

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

PEMT x PEPT x PE

C) Cargos por Potencia Activa (S/ /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTPP_g

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

(VMTTP x PPBT + VBTPP) x CBTPP_g + (1 - CBTPP_g) x VBTFP x FCFPBT

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTFP_g

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

(VMTTP x PPBT + VBTPP) x CBTFP_g + (1 - CBTFP_g) x VBTFP x FCFPBT

D) Cargo por Energía Reactiva (S/ /kVAR.h)

CER

6.2.7.- Opción Tarifaria BT5A

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h)

B.1) En horas de punta = X_{PA} + Y_{PA}

B.1.1) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

X_{PA} = PEMT x PEPT x PEPP

Y_{PA} = (PPMT x PPBT x PP + VMTTP x PPBT + VBTPP) / NHUBTPP_A

B.1.2) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

X_{PA} = PEMT x PEPT x PEPP

Y_{PA} = (PPMT x PPBT x PP + VMTTP x PPBT + VBTPP) / NHUBTPP_B

B.2) En horas fuera de punta = PEMT x PEPT x PEFP

C) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta (S/ /kW-mes)

VBTPP

El exceso de potencia se calculará de la siguiente forma:

C.1) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[\frac{EFP}{NHUBTFP_A} - \frac{EPP}{NHUBTPP_A} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.2) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[\frac{EFP}{NHUBTFP_B} - \frac{EPP}{NHUBTPP_B} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

6.2.8.- Opción Tarifaria BT5B

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h) = b1 + b2

b1 = PEMT x PEPT x PE

b2 = (PPMT x PPBT x PP + VMTTP x PPBT + VBTPP) / NHUBT

6.2.9.- Opción Tarifaria BT5C

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S/ /kW.h) = b1 + b2

b1 = PEMT x PEPT x PE

b2 = (PPMT x PPBT x PP + VMTTP x PPBT + VBTPP) / NHUBTAP

6.2.10.- Opción Tarifaria BT6

A) Cargo Fijo Mensual (S/ /mes)

CFE

B) Cargo por Potencia Activa (S/ /kW) = b1 + b2

b1 = PEMT x PEPT x PE x NHUBT

b2 = PPMT x PPBT x PP + VMTTP x PPBT + VBTPP

6.2.11.- Opción Tarifaria BT7

A) Cargo por energía activa (S/ /kW.h) = b1 + b2 + b3 + b4 + b5

b1 = PEMT x PEPT x PE

b2 = (PPMT x PPBT x PP) / NHUBTPRE

b3 = { VMTTP x [1 - (α_{MT} / 100)] x PPBT + VBTPP x [1 - (α_{BT} / 100)] } / NHUBTPRE

b4 = CCSP

b5 = (AP + MRC + CFOSE)

**CAPÍTULO CUARTO
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN**

Artículo 7º.- Elección de la Opción Tarifaria

7.1.- Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el Capítulo "Opciones Tarifarias", de la presente Norma, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT6 y BT7, y dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.

7.2.- Para aquellos usuarios que no cuenten con acuerdos formales con relación al inicio de la elección de la opción tarifaria, ésta deberá computarse anualmente a partir del 1º de mayo de cada año. Para aquellos usuarios que cuenten con contratos de suministro, la fecha de inicio para calcular la vigencia de la opción tarifaria, será la fecha que eligió su opción tarifaria.

7.3.- Con el propósito de cumplir con el Decreto Legislativo Nº 716, las empresas de distribución eléctrica deberán proporcionar a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria.

Artículo 8°.- Vigencia de la Opción Tarifaria

8.1.- La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo de un año.

8.2.- La empresa de distribución eléctrica informará al usuario con opción tarifaria binomia, la finalización de la vigencia de la opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario.

8.3.- Vencido el plazo de vigencia y si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario con una anticipación no menor a 30 días calendario, la opción tarifaria y, de ser el caso, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa, se renovará automáticamente por la distribuidora por períodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente.

Artículo 9°.- Cambio de la Opción Tarifaria

9.1.- El usuario podrá cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de dicha opción tarifaria y cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada.

9.2.- El usuario a los efectos que la empresa distribuidora realice las adecuaciones pertinentes tanto en el sistema de medición como de facturación, deberá notificar su decisión de cambio de opción tarifaria con una anticipación no menor a 30 días calendario. La empresa distribuidora de electricidad debe aplicar las respectivas valorizaciones de los consumos en los plazos y condiciones indicados en el numeral 7.1.3 literal c) de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

9.3.- El usuario deberá afrontar en caso que corresponda los eventuales costos de adecuación del sistema de medición, cuando se requiere la medición de mayores parámetros de energía y potencia, y/o para cumplir con las limitaciones de potencia de la opción tarifaria que solicita, para lo cual se debe considerar los valores de costo de materiales, equipos de medición y recursos que comprende el presupuesto de la conexión eléctrica respectiva fijada por el OSINERG. Asimismo, los cargos de reposición y mantenimiento serán de la correspondiente opción tarifaria.

9.4.- El cambio de la opción tarifaria no afecta el consumo histórico de la demanda para los efectos de cálculo de la potencia variable.

Artículo 10°.- Facturación Cargo Fijo Mensual

10.1.- El cargo fijo mensual es independiente del consumo y será incluido en la factura al usuario en cada período de facturación, inclusive si el consumo es nulo en el período.

10.2.- El cargo fijo mensual está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Artículo 11°.- Facturación de Energía Activa

La facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa, expresado en kilowatts-hora (kW h), por el respectivo cargo unitario, según corresponda.

Artículo 12°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la Remuneración de la Potencia Activa de Generación

12.1.- La facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa registrada mensualmente, por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia activa de generación, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

12.2.- Sólo en el caso que no se cuente con el sistema de medición adecuado para el registro de la potencia activa, la facturación se efectuará considerando la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

Artículo 13°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la remuneración del uso de las redes de distribución

13.1.- La facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de

potencia activa a facturar por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia por uso de las redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria. El cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

13.2.- La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución podrá ser efectuada según las siguientes modalidades:

13.2.1.- Modalidad de facturación por Potencia Variable.

Se aplica cuando el usuario dispone del sistema de medición adecuado para esta modalidad.

En esta alternativa la potencia activa a facturar se denomina potencia variable por uso de las redes de distribución y se procederá según lo definido en las condiciones de aplicación específicas. Esta modalidad de facturación estará vigente hasta el término de la opción tarifaria del usuario.

La potencia variable por uso de las redes de distribución será determinada como el promedio de las dos (2) mayores demandas máximas del usuario en los últimos seis meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán el mes o los meses disponibles.

A efectos de que se reconozca el derecho de capacidad a que está autorizado a consumir el usuario, la máxima demanda facturada mensualmente, se tomará como equivalente de la potencia contratada del usuario.

13.2.2.- Modalidad de facturación por Potencia Contratada

Se aplica cuando el usuario no cuenta con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa.

En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia contratada y se facturará según el procedimiento definido en las condiciones específicas de aplicación.

Los usuarios deberán definir su potencia contratada, la cual tendrá vigencia hasta el término de la modalidad de facturación del usuario.

Artículo 14°.- Modificación de la modalidad de facturación de potencia por el uso de redes de distribución durante el período de vigencia.

El usuario podrá cambiar la modalidad de facturación de potencia contratada a potencia variable, siempre y cuando cumpla con las condiciones mínimas requeridas para optar por esta modalidad. En caso de cambio, la nueva modalidad estará vigente hasta el término de la vigencia de la opción tarifaria.

Artículo 15°.- Modificación de la potencia contratada durante el período de vigencia

15.1.- Durante el período de vigencia de la potencia contratada, los usuarios podrán modificar por una sola vez la potencia contratada. El nuevo valor regirá hasta el término del período de vigencia de la potencia contratada original.

15.2.- Los usuarios deberán notificar a la empresa distribuidora de electricidad con una anticipación de treinta (30) días calendario, su decisión de modificar su o sus potencias contratadas.

15.3.- En caso de una reducción y solo si se han desarrollado nuevas instalaciones o reforzado las existentes para dar el suministro a dicho usuario, éste se comprometerá al pago de un remanente por el uso del sistema de distribución. En dicho caso, la empresa de distribución eléctrica deberá sustentar la mencionada ampliación o reforzamiento con documentos probatorios.

15.4.- El remanente mensual por el uso del sistema de distribución, corresponderá a la potencia que se reduce por el valor del cargo de potencia por el uso de redes de distribución en horas fuera de punta correspondiente a la parte de inversión.

15.5.- La resolución que fija el Valor Agregado de Distribución, publicará el porcentaje por concepto de inversión que se aplicará al cargo por potencia por el uso de las redes de distribución en horas fuera de punta del correspondiente pliego tarifario aplicable al usuario.

15.6.- El pago del remanente se realizará en forma mensual hasta el término del período de vigencia de la potencia contratada que se redujo.

15.7.- La nueva potencia contratada reducida será empleada en la siguiente facturación al usuario.

Artículo 16°.- Derechos otorgados por la potencia contratada

Los usuarios podrán utilizar la potencia contratada sin restricciones durante el período de vigencia de dicha potencia.

Artículo 17°.- Facturación de Energía Reactiva

La facturación por energía reactiva se incluirá en las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

a) Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual.

Sin cargo alguno.

b) Consumo de energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual.

La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S/./KVAR.h), según se muestra en las siguientes relaciones:

Factura = kVAR.h en exceso x CER
CER = Cargo por energía reactiva, expresado en S/./KVAR.h

c) Inyección de Energía Reactiva Capacitiva

No está permitido la inyección de energía reactiva a la red. En todo caso la empresa de distribución eléctrica deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplir con la corrección dentro de los plazos acordados entre las partes, la empresa de distribución eléctrica podrá facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

Artículo 18°.- Facturación en un Mes con Dos o Más Pliegos Tarifarios

Cuando durante el período de facturación se presenten dos o más pliegos tarifarios, se deberá calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos. Para ello se determinará un pliego tarifario con todos los cargos de la opción tarifaria ponderados en función al número de días de vigencia de cada pliego tarifario.

CAPÍTULO QUINTO CÁLCULO DE LA POTENCIA CONTRATADA

Artículo 19°.- Determinación de la Potencia Contratada

19.1.- La potencia conectada del usuario es la potencia requerida por el mismo al momento de solicitar el suministro, de acuerdo a lo que se señala en los artículos 20° y 21° de la presente Norma.

19.2.- Las potencias contratadas por el usuario a los efectos de la facturación de la potencia activa, no podrán ser mayores que la potencia conectada.

Artículo 20°.- Potencia Conectada en usuarios de BT

20.1.- Para el caso de los usuarios en BT, la potencia conectada podrá ser determinada por medio de la medición de la demanda máxima a través de los instrumentos adecuados o estimada en función del siguiente procedimiento:

a) A la potencia instalada en el alumbrado, se sumará la potencia del resto de los motores, artefactos y demás equipos eléctricos conectados, según la tabla siguiente:

Número de Motores, Artefactos, etc. conectados	Potencia Máxima estimada como % de la carga conectada
1	100%
2	90%
3	80%
4	70%
5 o más	60%

b) Cada aparato de calefacción será considerado como un motor para efectos de aplicación en la tabla anterior.

20.2.- Se entenderá como carga conectada de cada equipo (artefacto, motor, etc.), a la potencia nominal de estos (expresada en kW).

20.3.- Los valores de la potencia conectada que resulten de aplicar la tabla anterior, deberán ser modificados si es necesario, a los efectos que la potencia estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes o que el 80% de la potencia sumada de los tres artefactos o motores más grandes.

20.4.- Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente (ya sea por medición de la demanda máxima o estimada en función de la tabla anterior), para lo cual la distribuidora podrá exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.

Artículo 21°.- Potencia Conectada en usuarios de MT

21.1.- Para el caso de los usuarios en MT, la potencia conectada será determinada por medio de la medición de la demanda máxima a través de los instrumentos adecuados.

21.2.- Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente, para lo cual la distribuidora podrá exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.

21.3.- Los equipos limitadores de potencia podrán ser colocados en los circuitos de baja tensión del usuario.

CAPÍTULO SEXTO CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN

Artículo 22°.- Opciones Tarifarias MT2 y BT2

22.1.- Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas de punta o bien en horas fuera de punta.

22.2.- Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

22.3.- Facturación del cargo por potencia activa de generación

En estas opciones tarifarias, la potencia activa de generación está dada por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta en el período de medición, expresada en kW. De esta manera la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, por el cargo mensual por potencia activa de generación en horas de punta.

22.4.- Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de la potencia, en la modalidad potencia variable, según si ésta es efectuada en horas de punta o bien en horas de fuera de punta, según se define a continuación:

(i) Facturación de Potencia en horas de Punta

La facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.

(ii) Facturación por exceso de Potencia Activa

Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.

El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo. En caso contrario será igual a cero.

Artículo 23º.- Opciones Tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4

23.1.- Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para las facturaciones de potencia según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de la punta.

23.2.- Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta de las opciones Tarifarias MT3 y BT3, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

23.3.- Calificación del Usuario

La calificación del usuario será efectuada por la empresa de distribución según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.

El usuario será calificado como presente en punta cuando el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0,5. La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía en horas de punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas de punta. En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.

Para aquellos usuarios que no cuenten con equipos de medición adecuados para efectuar la calificación, la distribuidora instalará a su costo los equipos de medición apropiados para efectuar los registros correspondientes por un período mínimo de siete (7) días calendario consecutivos.

Cualquier reclamo sobre calificación deberá ser efectuado de acuerdo con la Directiva de Reclamos vigente.

23.4.- Vigencia de la Calificación del Usuario

23.4.1.- Suministros con Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación

La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas y se actualizará automáticamente según lo definido en el numeral 23.3.

23.4.2.- Suministros sin Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación

El usuario, de acuerdo con la distribuidora, definirá el período de vigencia de la calificación, pero considerando que dicho período no podrá ser menor a 3 meses ni extenderse por un plazo mayor al de la vigencia de la opción tarifaria.

Antes de los 60 días calendario de cumplirse el período de vigencia de la calificación, la distribuidora comunicará al usuario si desea que se le efectúe una nueva calificación, de no mediar respuesta en el término de quince (15) días calendario, la distribuidora asumirá que el usuario desea mantener su calificación. La distribuidora podrá efectuar las mediciones necesarias para modificar la calificación.

23.5.- Facturación del cargo por potencia activa de generación

Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de

generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación.

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima potencia activa registrada mensual.

En el caso que no se cuente con un sistema de medición adecuado para el registro de potencia, se considerará la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución para la facturación de potencia.

23.6.- Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución

Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución.

La potencia activa a facturar queda definida en función a la modalidad de contratación de potencia elegida por el usuario, del modo siguiente:

23.6.1.- Modalidad de facturación por Potencia Contratada

La facturación es igual al producto de la potencia contratada a facturar por el respectivo cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución.

23.6.2.- Modalidad de facturación por Potencia Variable

La facturación es igual al producto de la potencia variable por uso de las redes de distribución a facturar por el respectivo cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución.

Artículo 24º.- Opciones Tarifarias BT5A, BT5B, BT5C y BT6

24.1.- Opción Tarifaria BT5A

a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en Baja Tensión (BT) con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta, o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

b) El costo de conexión y el cargo por reposición y mantenimiento para los usuarios de la opción tarifaria BT5A con potencia mayor a 20 kW en horas fuera de punta, será equivalente al costo de conexión y de reposición y mantenimiento de la opción tarifaria BT3.

c) Para la facturación del consumo de energía activa, a solicitud del usuario, y siempre y cuando éste asuma los costos de inversión correspondientes a una medición adicional, se podrán exceptuar los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

d) En el caso de usuarios que posean equipos de medición instalados tales que permitan la lectura de las potencias activas en horas de punta y fuera de punta, la empresa distribuidora de electricidad calculará el exceso de potencia en horas fuera de punta con los datos de potencias activas registradas en horas de punta y fuera de punta, del mencionado equipo de medición, y con el cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta señalado en el numeral 6.2.7, literal C), de la presente Norma. El exceso de potencia será aplicable, sólo cuando la diferencia entre la potencia registrada en horas fuera de punta y la potencia registrada en horas de punta sea mayor que cero.

24.2.- Opción Tarifaria BT5B

Sólo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en baja tensión (BT) con una demanda máxima mensual de hasta 20kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal o un limitador de corriente equivalente en horas de punta. En este último caso, la empresa podrá exigir la instalación de una conexión con la capacidad para registrar adecuadamente el consumo de energía en las horas fuera de punta.

24.3.- Opción Tarifaria BT5C

En materia alumbrado público, las empresas distribuidoras de electricidad sólo aplicarán a los usuarios

dentro de los límites establecidos en el artículo 184º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En los casos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades, ésta podrá elegir entre esta opción tarifaria y cualquier otra opción tarifaria binomia señalada en la presente Norma.

24.4.- Opción Tarifaria BT6

Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en Baja Tensión (BT) con una alta participación en las horas de punta o con demanda de potencia y consumo predecible, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y similares, no comprendiéndose el uso residencial. La demanda máxima mensual para acceder a esta opción tarifaria es de 20kW.

La empresa podrá solicitar al usuario que instale un limitador de potencia o un limitador de corriente equivalente con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el límite de la potencia contratada.

**CAPÍTULO SÉPTIMO
CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA
LOS USUARIOS DEL SERVICIO PREPAGO**

Artículo 25º.- Opción Tarifaria BT7

25.1.- Solo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en Baja Tensión que reúnan las siguientes condiciones:

- a) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
- b) Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20kW.
- c) Que el punto de suministro se encuentre comprendido en las zonas determinadas por la empresa distribuidora para la prestación del servicio público de electricidad en la modalidad de prepago.

25.2.- Las características especiales del equipo de medición requerido para prestar el servicio de prepago, serán establecidas por la distribuidora con acuerdo del OSINERG.

Artículo 26º.- Facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico

26.1.- En función de las propias características del servicio prepago no existirá una facturación tradicional a los usuarios prepago del servicio eléctrico, sino que los mismos adquirirán un monto de energía para su uso posterior, en los lugares habilitados para tal fin por la empresa distribuidora. Posteriormente los usuarios habilitarán en el equipo de medición instalado en su domicilio el importe de energía adquirido.

26.2.- El monto de energía adquirido por el usuario prepago, será facturado en función a la suma de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria prepaga, según la siguiente fórmula:

$$EA = \frac{S_u}{CEA * (1 + IGV)}$$

Donde:

- EA : Es la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada, en kW.h.
- CEA : es el cargo por energía activa, en \$/ kW.h
- S_u : Es la suma de dinero que el usuario dispone, expresado en nuevos soles
- IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %

Artículo 27º.- Cálculo del Cargo por Energía Activa de la Opción Tarifaria BT7

Los cargos fijos, tasas de alumbrado público, cargo de reposición y mantenimiento, cargo comercial del servicio prepago y recargos o descuentos del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), deberán ser variabilizados en función de un consumo promedio, el cual será revisado anualmente por el OSINERG, a los efectos

de la determinación de los componentes que intervienen en el cálculo del Cargo por Energía Activa de la opción tarifaria BT7 (Cargo Comercial del Servicio Prepago, la Tasa de Alumbrado Público, el Cargo por Mantenimiento y Reposición de la Conexión y el recargo o descuento del FOSE).

A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

Artículo 28º.- Compensaciones por calidad de servicio

28.1.- En el caso que al usuario prepago le correspondan compensaciones por una inadecuada calidad del servicio eléctrico, de acuerdo a lo establecido en las normativas emitidas por el OSINERG a tales efectos, las mismas serán acreditadas al usuario prepago como un monto de energía adicional a la energía comprada por el mismo en forma anticipada, en la oportunidad de la primera compra efectuada por el usuario a posterioridad de la fecha efectiva de aplicación de la compensación.

28.2.- La cantidad de energía adicional a compensar al usuario prepago, estará dada por el cociente entre la compensación económica determinada y el cargo tarifario correspondiente a esta opción tarifaria vigente al momento de la compra por parte del usuario.

28.3.- A los efectos del cálculo de los indicadores y compensaciones previstos en las normativas emitidas por el OSINERG para el control de la calidad de servicio, en lo referente a las interrupciones, la distribuidora considerará sólo a aquellos usuarios de la opción tarifaria prepaga que en el periodo correspondiente a las compensaciones hayan adquirido montos de energía para su uso posterior.

Artículo 29º.- Valores que representan la incidencia del Costo de Capital de Trabajo

La resolución que fija el Valor Agregado de Distribución publicará los valores α_{MT} y α_{BT} que representan la incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT y en el VADBT correspondiente a cada sector típico.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Contratos de usuarios con Régimen de Consumo Estacional

Las cláusulas de los contratos de suministro eléctrico sobre opciones tarifarias y condiciones de aplicación, o acuerdos sobre dichos rubros, entre la empresa de distribución eléctrica y los usuarios con régimen de consumo estacional, continuarán rigiéndose por sus términos hasta que concluya su régimen, el que en ningún caso podrá exceder de un año.

La renovación de dichas cláusulas o acuerdos deberá adaptarse a la presente Norma.

En caso que el usuario con régimen de consumo estacional, concluido su régimen no comunique la nueva opción tarifaria elegida, la empresa distribuidora de electricidad aplicará la opción tarifaria MT2 o BT2, según corresponda, con la modalidad de potencia variable.

Segunda.- Usuarios con opción tarifaria BT5A

Aquellos usuarios de la opción tarifaria BT5A, cuya potencia fuera de punta supera el límite establecido en la presente Norma (50 kW), podrán seguir utilizándola hasta la terminación de la vigencia de dicha opción tarifaria.

Tercera.- Usuarios con modalidad de potencia contratada que cuentan con medición de potencia

Aquellos usuarios que al inicio de la vigencia de esta Norma se encuentren con la modalidad de Potencia Contratada, y cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de la potencia activa, continuarán rigiéndose por los términos de la respectiva opción tarifaria hasta que concluya su vigencia, el que en ningún caso podrá exceder de un año.

Una vez finalizada la vigencia de la mencionada opción tarifaria, pasará automáticamente al régimen de potencia variable.

Cuarta.- Servicio prepago

Dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la presente Norma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución de electricidad presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago.

EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA LIMA NORTE S. A. A.
TARIFA PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

(FECHA DE PUBLICACION: 30-11-2006)

LAS TARIFAS DE LA PRESENTE PUBLICACION SE APLICARAN A LOS CONSUMOS EFECTUADOS A PARTIR DEL 01/12/2006

PLIEGO TARIFARIO Diciembre - 2006

Nº 13-2006

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACION A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSION		UNIDAD	LIMA	HUACHO-SUPE BARRANCA	HUARAL	PATUVILCA	ASLADO B3 HIDRAULICO	ASLADO B5 HIDRAULICO	RAYAN HUMAYA
TARIFA MT2 : TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS - 2E2P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	4.15	4.15	4.15	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía activa en horas de punta	Cent.S/ /AW.h	15.31	14.15	17.17	13.02	22.15	22.22	14.81	
Cargo por Energía activa en horas fuera de punta	Cent.S/ /AW.h	11.26	11.14	12.90	10.14	22.15	22.22	11.50	
Cargo por potencia activa de generación en horas de punta	S/ /AW-mes	32.47	32.59	34.72	32.43	23.64	20.27	34.39	
Cargo por potencia activa por uso redes distribución en horas de punta	S/ /AW-mes	8.56	9.01	9.01	9.02	8.77	7.51	9.02	
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta	S/ /AW-mes	9.87	10.78	10.78	9.15	8.90	8.36	9.15	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFA MT3 : TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA - 2E1P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	3.53	3.53	3.53	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía activa en horas de punta	Cent.S/ /AW.h	15.31	14.15	17.17	13.02	22.15	22.22	14.81	
Cargo por Energía activa en horas fuera de punta	Cent.S/ /AW.h	11.26	11.14	12.90	10.14	22.15	22.22	11.50	
Cargo por potencia activa de generación									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	27.17	25.38	27.05	30.26	22.06	18.42	32.09	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	15.76	9.11	9.70	25.02	18.23	11.15	26.53	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	9.48	10.18	10.18	9.45	9.19	8.92	9.45	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	9.65	10.57	10.57	9.37	9.11	8.68	9.37	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFA MT4 : TARIFA HORARIA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA - 1E1P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	3.53	3.53	3.53	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía	Cent.S/ /AW.h	12.29	11.91	13.99	10.88	22.15	22.22	12.36	
Cargo por potencia activa de generación									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	27.17	25.38	27.05	30.26	22.06	18.42	32.09	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	15.76	9.11	9.70	25.02	18.23	11.15	26.53	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	9.48	10.18	10.18	9.45	9.19	8.92	9.45	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	9.65	10.57	10.57	9.37	9.11	8.68	9.37	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACION A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSION									
TARIFA BT2 : TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS - 2E2P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	4.15	4.15	4.15	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía activa en horas de punta	Cent.S/ /AW.h	16.83	15.43	18.73	14.37	24.43	24.71	16.33	
Cargo por Energía activa en horas fuera de punta	Cent.S/ /AW.h	12.37	12.16	14.07	11.17	24.43	24.71	12.69	
Cargo por potencia activa de generación en horas de punta	S/ /AW-mes	34.78	35.91	38.25	35.85	26.13	22.92	38.02	
Cargo por potencia activa por uso redes distribución en horas de punta	S/ /AW-mes	41.38	43.79	43.79	43.01	41.84	36.33	43.01	
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta	S/ /AW-mes	31.55	34.30	34.30	30.55	29.72	27.54	30.55	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFA BT3 : TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA - 2E1P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	3.53	3.53	3.53	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía en punta	Cent.S/ /AW.h	16.83	15.43	18.73	14.37	24.43	24.71	16.33	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S/ /AW.h	12.37	12.16	14.07	11.17	24.43	24.71	12.69	
Cargo por potencia activa de generación									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	28.44	36.46	38.85	30.85	22.49	17.87	32.71	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	19.24	24.47	26.07	16.28	11.87	11.34	17.27	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	41.19	44.87	44.87	43.36	42.18	36.37	43.36	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	37.64	41.03	41.03	36.91	35.90	34.80	36.91	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFA BT4 : TARIFA HORARIA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA - 1E1P									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	3.53	3.53	3.53	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía	Cent.S/ /AW.h	13.52	13.00	15.28	12.00	24.43	24.71	13.62	
Cargo por potencia activa de generación									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	28.44	36.46	38.85	30.85	22.49	17.87	32.71	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	19.24	24.47	26.07	16.28	11.87	11.34	17.27	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución									
Presentes en punta	S/ /AW-mes	41.19	44.87	44.87	43.36	42.18	36.37	43.36	
Fuera de punta	S/ /AW-mes	37.64	41.03	41.03	36.91	35.90	34.80	36.91	
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent.S/ /var/h	4.37	4.37	4.37	4.37	4.25	4.25	4.37	
TARIFA BT5A : TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA - 2E									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	3.53	3.53	3.53	3.53	3.43	8.15	3.53	
Cargo por Energía en punta (clientes con demanda de 20 kW en horas punta y fuera de punta)	Cent.S/ /AW.h	88.21	89.38	94.87	87.72	87.65	88.34	91.70	
Cargo por Energía en punta (clientes con demanda de 20 kW en horas punta y 50 kW fuera de punta)	Cent.S/ /AW.h	99.20	104.18	110.10	102.39	100.30	101.06	106.77	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S/ /AW.h	12.37	12.16	14.07	11.17	24.43	24.71	12.69	
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta	S/ /AW-mes	36.24	37.72	37.72	36.88	35.88	35.88	36.88	
TARIFA BT5B : TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA - 1E									
No Residencial									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	2.08	2.08	2.08	2.08	2.02	1.21	2.08	
Cargo por Energía	Cent.S/ /AW.h	33.91	39.11	42.15	38.67	47.42	53.85	41.03	
TARIFA BT5B : TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA - 1E									
Residencial									
a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes									
0 - 30 kW.h									
Cargo Fijo Mensual	S/ cliente	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	1.21	2.02	
Cargo por Energía	Cent.S/ /AW.h	24.74	28.53	30.75	28.22	23.71	20.19	29.93	
31 - 100 kW.h									
Cargo Fijo Mensual	S/ cliente	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	1.21	2.02	
Cargo por Energía - Primeros 30 kW.h	S/ cliente	7.42	8.56	9.23	8.46	7.11	6.06	8.98	
Cargo por Energía - Exceso de 30 kW.h	Cent.S/ /AW.h	32.99	38.04	41.00	37.62	47.42	53.85	39.91	
b) Para clientes con consumos mayores a 100 kW.h por mes									
Cargo Fijo Mensual	S/ cliente	2.08	2.08	2.08	2.08	2.02	1.21	2.08	
Cargo por Energía Activa	Cent.S/ /AW.h	33.91	39.11	42.15	38.67	47.42	53.85	41.03	
TARIFA BT5C : TARIFA PARA ALUMBRADO PUBLICO CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA - 1E									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	2.08	2.08	2.08	2.08	2.02	1.21	2.08	
Cargo por Energía	Cent.S/ /AW.h	37.32	37.66	40.66	36.44	45.51	45.92	38.75	
TARIFA BT6 : TARIFA CON POTENCIA CONTRATADA (1P)									
Cargo Fijo mensual	S/ cliente	2.08	2.08	2.08	2.08	2.02	1.21	2.08	
Cargo mensual por potencia	Cent.S/ /Watt	14.24	13.29	14.33	12.76	15.65	14.11	13.54	

ASLADO B-3: CANTA, CHURIN

ASLADO B-5: RAVIRA-PACARAOS, HOYOSACOS, YASO

NOTA: Las tarifas no incluyen I.G.V.

Indicadores Económicos que intervienen en el cambio de las tarifas eléctricas a partir del 01/12/2006

COSTOS DE GENERACION					COSTOS DE TRANSMISION PRINCIPAL					COSTOS TRANSMISION SECUNDARIA				
IPM	TC	TA	PGN	D2 (%)	R6 (%)	FCB	IPM	TC	IPM	TC	IPM	TC		
31/08/2005	168.80	3.345	4%	6.78	6.82	3.22	76.9	30/10/2005	168.80	3.345	30/10/2005	168.80	3.345	
31/08/2005	168.80	3.345	4%	6.79	6.82	3.22	76.9	30/10/2005	168.80	3.345	30/10/2005	168.80	3.345	
Variación (%)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	Variación (%)	0.00%	0.00%	Variación (%)	0.00%		
COSTOS DE DISTRIBUCION														
IPM	TC	IPAL	IPCU	TA CU-AL	TA MT-ST1	TA MT-ST2	TA MT-ST3	TA MT-ST5	TA BT-ST1	TA BT-ST2	TA BT-ST3	TA BT-ST5		
28/12/2004	165.20	3.283	1.711	0.7	13.000	12.00%	5.26%	4.80%	5.13%	4.26%	9.54%	7.76%		
28/12/2005	169.73	3.41	1.836	53	153.17	12.00%	4.82%	4.00%	4.00%	8.15%	6.54%	5.83%		
Variación (%)	2.74%	3.87%	7.33%	17.82%	0.00%	0.00%	-8.37%	-13.04%	-22.03%	-8.10%	-14.57%	-25.33%		

Las tarifas de electricidad se reajustan en función a la variación de los indicadores macroeconómicos y precios de los combustibles: IPM = índice de precios al por mayor; TC = tipo de cambio (S/ /US\$); TA = Tasa de apreciación (%); PGN = Gas natural (S/ /MMBtu); D2 = diesel 2 (S/ /galón); R6 = residuo 6 (S/ /galón); IPAL = índice del precio del aluminio (US\$/in); IPCU = índice del Precio del Cobre (US\$/lb) y FCB = Precio Referencial del Carbon Bituminoso. En distribución la TA esta en función del material al que se aplica. CU-AL = Para el conductor de cobre o aluminio; MT-ST = Equipos en Media Tensión para el Sector Típico 1, 2, 3 o 5; BT-ST = Equipos en Baja Tensión para el Sector Típico 1, 2, 3 o 5. (*) Punto de venta de referencia: Planta Celiajo (Petroparú) para el Sistema Interconectado Nacional y sistemas aislados A y B.

Anexo C

Agenda de Facturación Tipo

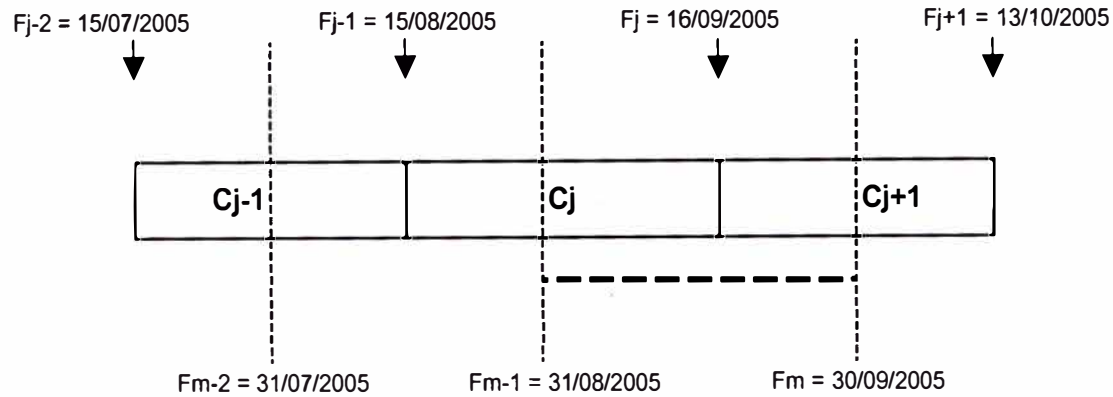
ROL DE FACTURACIÓN

				Agenda					
Tipo Cliente	Sector	Generación Libro de lectura		Lectura de medidor		Dias facturados	Cantidad de clientes	Facturación	
Residencial	71,01	31/03/06	Vie	01/04/06	Sáb	31	48,908	01/04/06	Sáb
Residencial	72,02	01/04/06	Sáb	03/04/06	Lun	32	47,567	03/04/06	Lun
Residencial	73,03	03/04/06	Lun	04/04/06	Mar	32	49,276	04/04/06	Mar
Residencial	74,04	04/04/06	Mar	05/04/06	Mié	32	43,893	05/04/06	Mié
Residencial	75,05	05/04/06	Mié	06/04/06	Jue	31	43,811	06/04/06	Jue
Residencial	76,06	06/04/06	Jue	07/04/06	Vie	31	44,942	07/04/06	Vie
Provisionales	40	06/04/06	Jue	07/04/06	Vie	31	38	07/04/06	Vie
Residencial	77,07	07/04/06	Vie	08/04/06	Sáb	31	45,925	08/04/06	Sáb
Residencial	78,08	08/04/06	Sáb	10/04/06	Lun	32	43,592	10/04/06	Lun
Residencial	79,09	10/04/06	Lun	11/04/06	Mar	32	39,021	11/04/06	Mar
Residencial	80,10	11/04/06	Mar	12/04/06	Mié	32	45,667	12/04/06	Mié
Residencial	81,11	14/04/06	Vie	15/04/06	Sáb	33	48,048	15/04/06	Sáb
Provisionales	41	14/04/06	Vie	15/04/06	Sáb	33	258	15/04/06	Sáb
Residencial	82,12	15/04/06	Sáb	17/04/06	Lun	33	51,780	17/04/06	Lun
Residencial	83,13	17/04/06	Lun	18/04/06	Mar	33	46,628	18/04/06	Mar
Residencial	84,14	18/04/06	Mar	19/04/06	Mié	33	40,247	19/04/06	Mié
Residencial	85,15	19/04/06	Mié	20/04/06	Jue	33	46,658	20/04/06	Jue
Residencial	86,16	20/04/06	Jue	21/04/06	Vie	32	46,145	21/04/06	Vie
Residencial	87,17	21/04/06	Vie	22/04/06	Sáb	32	50,440	22/04/06	Sáb
Residencial	88,18	22/04/06	Sáb	24/04/06	Lun	33	45,825	24/04/06	Lun
Provisionales	42	22/04/06	Sáb	24/04/06	Lun	33	2,075	24/04/06	Lun
Residencial	89,19	24/04/06	Lun	25/04/06	Mar	33	46,931	25/04/06	Mar
Residencial	90,20	25/04/06	Mar	26/04/06	Mié	33	48,565	26/04/06	Mié
Instituciones	22	25/04/06	Mar	26/04/06	Mié	33	2,821	26/04/06	Mié
Instituciones	23	25/04/06	Mar	26/04/06	Mié	33	839	26/04/06	Mié
Maxímetro	27	31/03/06	Vie	03/04/06	Lun	32	142		
Maxímetro	28	31/03/06	Vie	03/04/06	Lun	32	128		
Maxímetro	29	25/04/06	Mar	26/04/06	Mié	30	35		
Maxímetro	30	25/04/06	Mar	26/04/06	Mié	30	290		
Maxímetro	31	27/04/06	Jue	28/04/06	Vie	30	69		
Maxímetro	32	27/04/06	Jue	28/04/06	Vie	30	188		
Maxímetro	33	20/04/06	Jue	21/04/06	Vie	31	44		
Maxímetro	34	21/04/06	Vie	22/04/06	Sáb	31	99		
Maxímetro	35	22/04/06	Sáb	23/04/06	Dom	31	52		
Maxímetro	36	22/04/06	Sáb	24/04/06	Lun	31	52		
Maxímetro	43	03/04/06	Lun	04/04/06	Mar	32	98		
Maxímetro	44	03/04/06	Lun	04/04/06	Mar	32	210		
Maxímetro	45	05/04/06	Mié	06/04/06	Jue	28	158		
Maxímetro	46	05/04/06	Mié	06/04/06	Jue	28	206		
Maxímetro	47	14/04/06	Vie	17/04/06	Lun	31	84		
Maxímetro	48	14/04/06	Vie	17/04/06	Lun	31	241		
Maxímetro	49	20/04/06	Jue	21/04/06	Vie	29	131		
Maxímetro	50	20/04/06	Jue	21/04/06	Vie	29	242		
Maxímetro	51	11/04/06	Mar	12/04/06	Mié	28	75		
Maxímetro	52	11/04/06	Mar	12/04/06	Mié	28	106		
Maxímetro	53	19/04/06	Mié	20/04/06	Jue	29	95		
Maxímetro	54	19/04/06	Mié	20/04/06	Jue	29	183		
Maxímetro	55	21/04/06	Vie	24/04/06	Lun	31	108		
Maxímetro	56	21/04/06	Vie	24/04/06	Lun	31	167		
Maxímetro	57	26/04/06	Mié	27/04/06	Jue	30	59		
Maxímetro	58	26/04/06	Mié	27/04/06	Jue	30	158		
Maxímetro	91	04/04/06	Mar	05/04/06	Mié	30	55		
Maxímetro	92	06/04/06	Jue	07/04/06	Vie	28	15		
Maxímetro	93	10/04/06	Lun	11/04/06	Mar	28	37		
Maxímetro	94	18/04/06	Mar	19/04/06	Mié	29	36		
Libres	60	29/04/06	Sáb	30/04/06	Dom	30	84		
						933,547			

Anexo D

Metodología de Ajuste de consumos de energía

METODOLOGIA DE AJUSTES

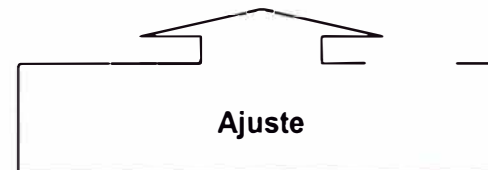
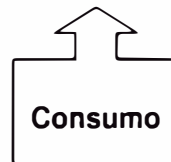


Ajuste para el mes de Setiembre:

EX_ ANTE : *Consumo Ajustado* = C_j + $[C_j * (F_m - F_j) / (F_j - F_{j-1})] - [C_{j-1} * (F_{m-1} - F_{j-1}) / (F_{j-1} - F_{j-2})]$

SEMI_POST : *Consumo Ajustado* = C_j + $[C_j * (F_m - F_j) / (F_j - F_{j-1})] - [C_j * (F_{m-1} - F_{j-1}) / (F_j - F_{j-1})]$

EX_POST : *Consumo Ajustado* = $C_j + C_{j+1} - [C_j * (F_{m-1} - F_{j-1}) / (F_j - F_{j-1})] - [C_{j+1} * (F_{j+1} - F_m) / (F_{j+1} - F_j)]$



Anexo E

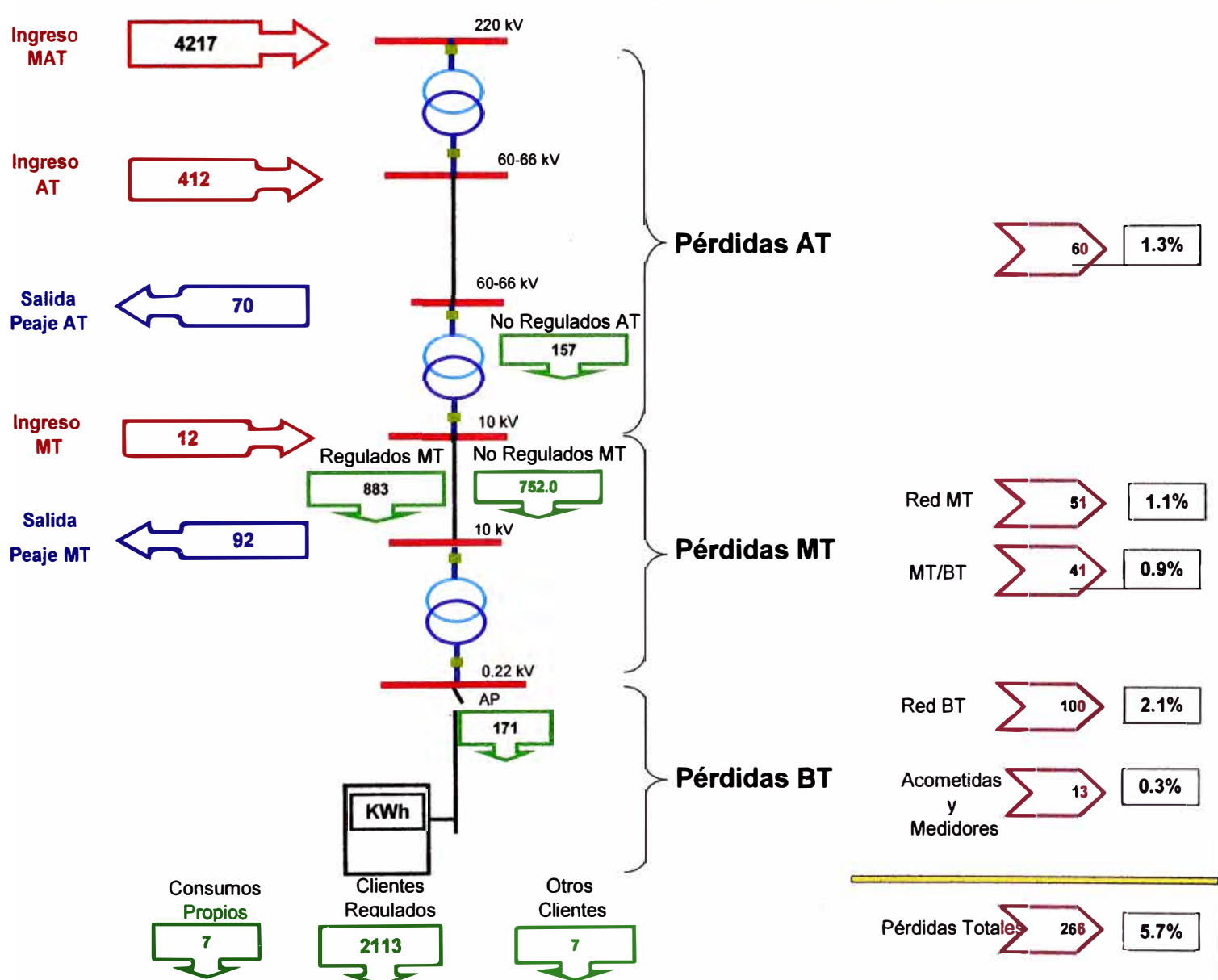
Estimación de Pérdidas Técnicas en Edelnor 2004

Indicador de Pérdidas de Edelnor 2005

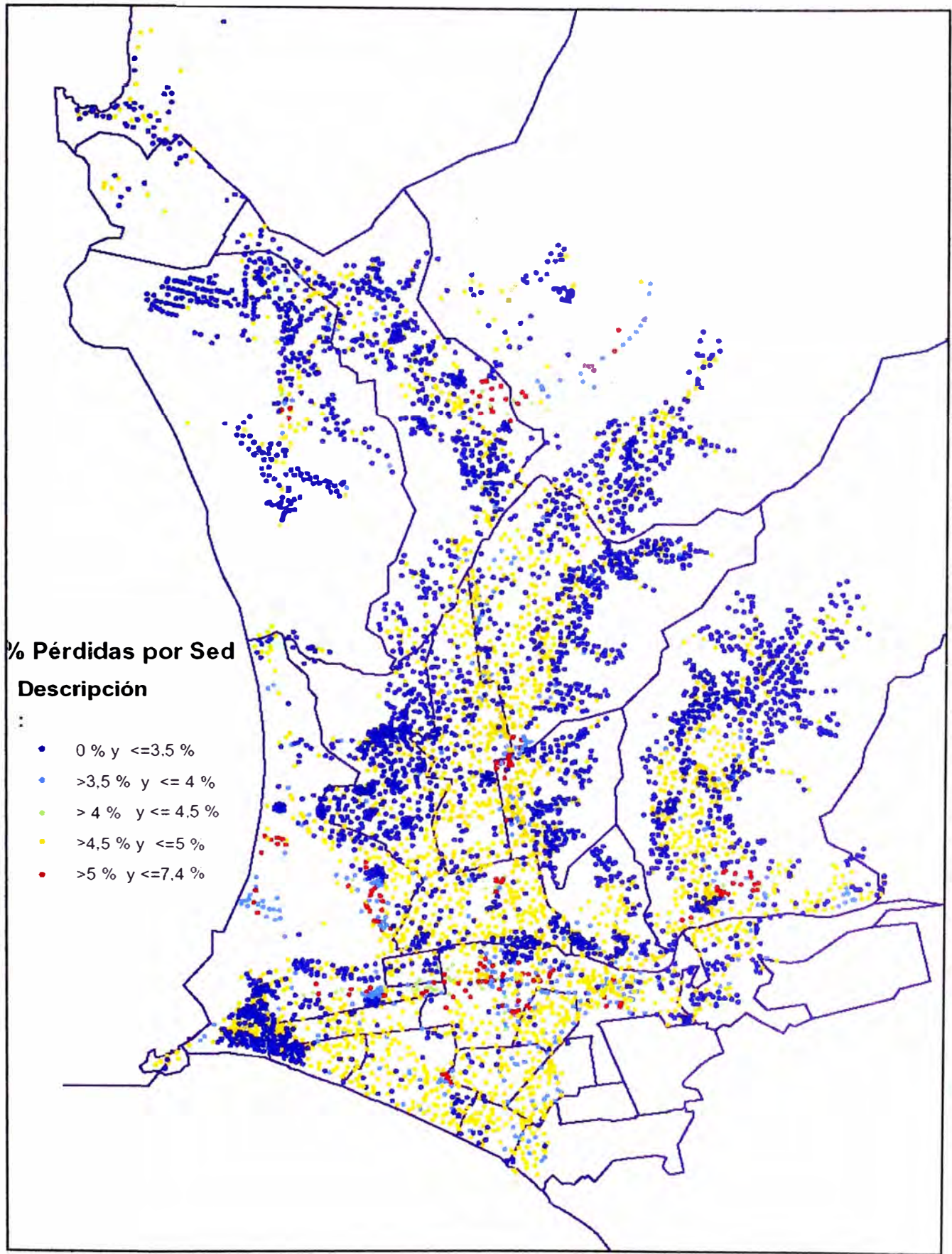
Indicador de Pérdidas por SET – 2005

Indicador de Pérdidas por alimentadores - 2005

Estimación de Pérdidas Edelnor 2004 (GWh)



	Resumen	
	GWh	%
Ingreso (GWh)	4,641	100.0%
Salidas (GWh)	4,250	91.6%
Pérdidas totales (GWh)	390	8.4%
Pérdidas técnicas (GWh)	266	5.7%
Pérdidas no técnicas (GWh)	124	2.7%



Cálculo de las pérdidas técnicas en Edelnor

Desde los últimos meses del año 2000 se empezaron a estimar las pérdidas técnicas en Edelnor. El cálculo de las pérdidas en AT se realizó mediante flujos de potencia, asimismo, la estimación de las pérdidas en MT y BT se utilizaron métodos simplificados que tenía como base la metodología utilizada por Endesa en España para la estimación de pérdidas técnicas, posteriormente, estos métodos fueron cambiando adaptándolos a las características propias de la red propia de Edelnor, para finalmente utilizar flujo de carga en la estimación de las pérdidas en AT, MT y BT. El proceso evolutivo de la estimación de las pérdidas técnicas en Edelnor se presenta en el gráfico 1

EVOLUCION DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

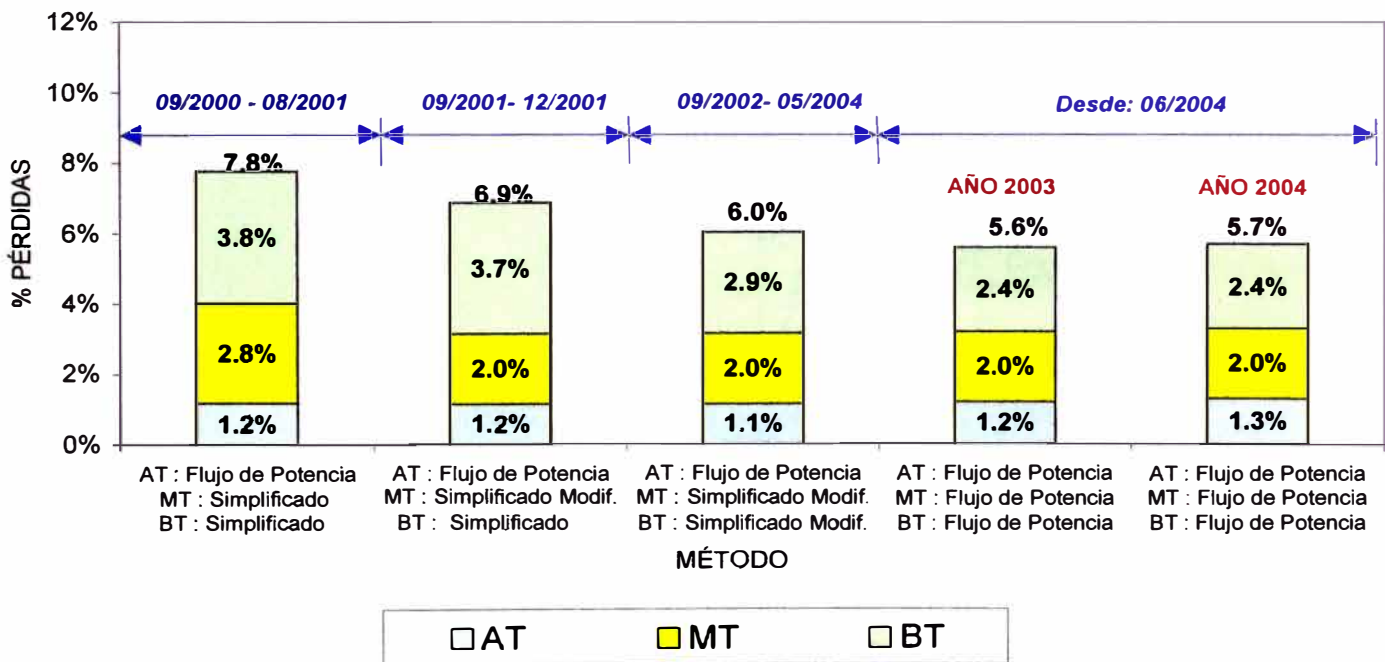
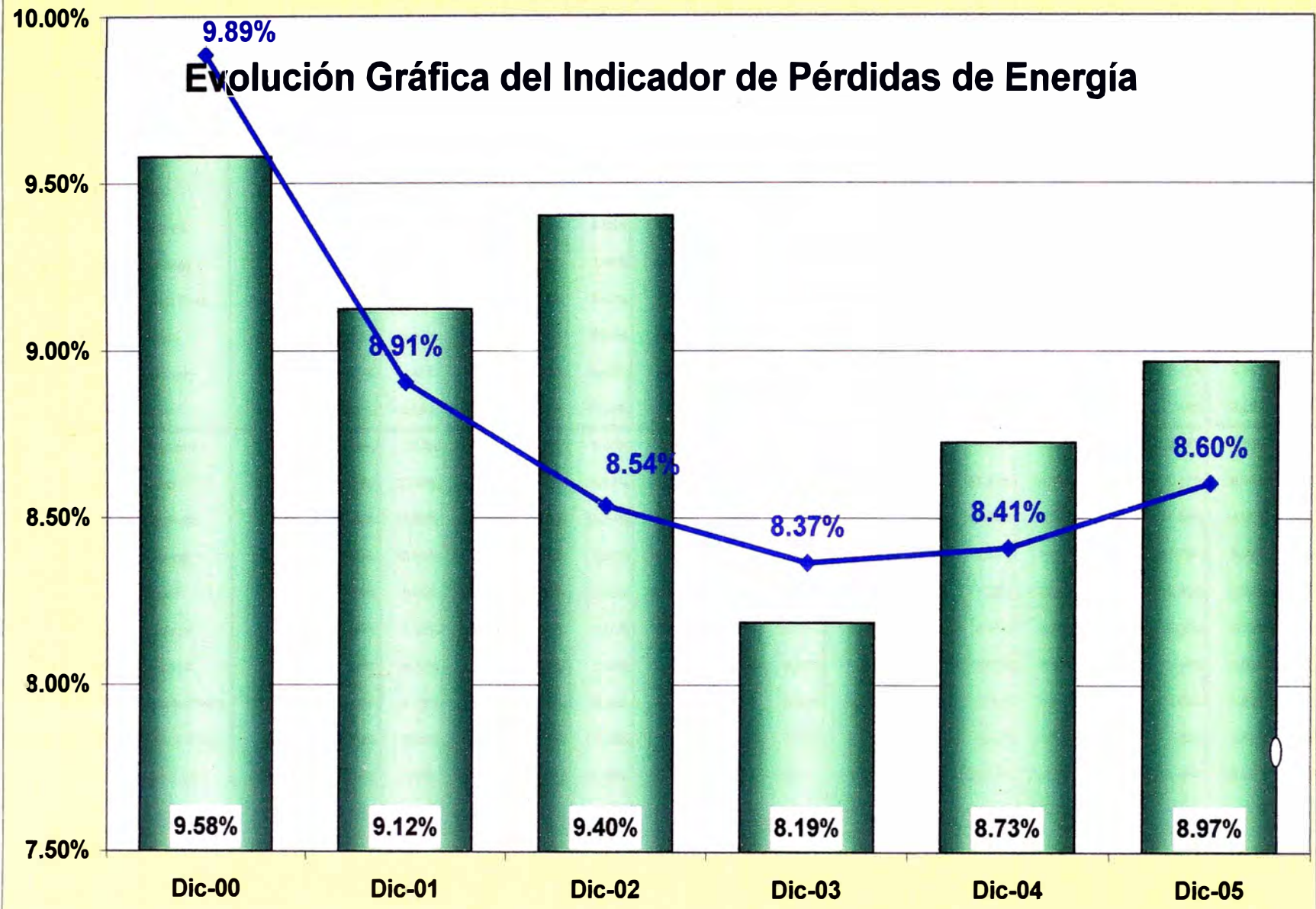


Gráfico 1

Evolución Gráfica del Indicador de Pérdidas de Energía



Indicador Mensual Indicador Móvil

PERDIDAS DE ENERGIA POR SET (Metodología Semi-Post)
Diciembre - 2005 (En kWh)

UNIDAD	SET	NOMBRE DE SET	TOTAL Aliment.	Dic-03	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Anual	Móvil
				%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
L I M A N O R T E	CG	Canto Grande	10	11.95%	12.61%	10.57%	10.34%	10.71%	9.55%	7.23%	8.55%	8.40%	10.57%	9.59%	9.08%	10.73%	11.04%	9.71%	9.71%
	F	Santa Marina	16	20.75%	19.51%	18.76%	17.56%	18.17%	18.99%	17.81%	16.37%	17.06%	17.64%	19.17%	16.27%	16.80%	18.33%	17.50%	17.50%
	ID	Industrial	8	2.43%	3.50%	2.86%	3.02%	4.63%	2.92%	1.93%	2.31%	1.60%	2.80%	3.73%	0.49%	3.05%	1.79%	2.59%	2.59%
	J	Jicamarca	4	16.08%	15.81%	11.98%	13.02%	14.03%	12.74%	11.92%	13.24%	12.53%	13.11%	13.69%	13.14%	14.23%	16.07%	13.33%	13.33%
	K	Barsi	21	5.04%	0.19%	1.72%	2.67%	4.71%	1.81%	3.77%	4.94%	2.53%	7.99%	6.64%	4.75%	7.32%	7.61%	5.44%	5.44%
	M	Mirones	27	4.66%	4.19%	5.84%	5.21%	8.55%	4.27%	3.37%	4.56%	3.57%	7.08%	5.50%	3.27%	6.52%	5.42%	5.28%	5.28%
	MA	Maranga	11	7.70%	6.96%	5.54%	3.48%	3.84%	4.46%	5.91%	5.77%	5.19%	6.66%	6.07%	5.43%	6.49%	8.89%	5.75%	5.75%
	P	Santa Rosa	21	9.46%	8.63%	9.00%	7.88%	8.52%	9.51%	7.83%	7.90%	6.63%	10.03%	10.18%	7.74%	9.72%	9.75%	8.74%	8.74%
	PA	Pando	12	6.28%	4.64%	5.90%	4.46%	6.24%	5.61%	4.93%	5.76%	3.97%	7.37%	8.92%	4.80%	6.51%	5.42%	5.85%	5.85%
	Q	Pershing	15	5.51%	7.41%	5.94%	5.43%	5.46%	6.99%	5.82%	7.05%	5.37%	7.79%	7.46%	6.45%	7.34%	7.70%	6.58%	6.58%
	T	Tacna	24	10.26%	9.89%	9.42%	9.57%	10.26%	10.56%	8.35%	9.73%	9.01%	11.63%	12.01%	9.43%	11.79%	11.48%	10.27%	10.27%
	CH	Chavarria	21	8.48%	7.81%	7.13%	5.42%	6.90%	6.49%	5.31%	5.90%	5.74%	8.72%	6.40%	6.02%	8.38%	9.14%	6.83%	6.83%
	CT	Canta	-	28.91%	23.18%	30.04%	34.57%	39.97%	26.35%	24.22%	28.56%	22.71%	33.22%	31.11%	14.17%	25.80%	26.47%	28.30%	28.30%
	CV	Caudivilla	7	16.42%	16.79%	15.99%	13.88%	16.50%	13.64%	15.71%	13.56%	13.09%	14.02%	13.04%	11.39%	12.59%	14.54%	14.01%	14.01%
	I	Infantas	16	9.95%	10.35%	10.41%	9.94%	9.82%	10.32%	8.20%	9.12%	8.00%	9.70%	9.02%	8.95%	10.37%	11.72%	9.22%	9.22%
	N	Ancón	5	13.23%	10.95%	19.80%	10.87%	11.58%	10.89%	9.82%	8.83%	11.75%	12.82%	11.22%	12.04%	10.88%	15.96%	12.36%	12.36%
	NJ	Naranjal	5	5.99%	7.35%	5.82%	5.96%	5.80%	5.07%	5.97%	6.66%	5.05%	6.61%	7.44%	5.35%	7.67%	6.27%	6.75%	6.75%
	O	Oquendo	9	3.67%	3.31%	6.76%	4.27%	6.14%	5.41%	4.39%	3.90%	4.18%	5.98%	5.56%	4.70%	5.88%	3.40%	5.03%	5.03%
	PP	Puente Piedra	6	5.87%	4.73%	7.79%	5.49%	8.69%	5.34%	6.43%	5.56%	4.04%	6.14%	6.18%	6.12%	6.06%	4.25%	6.00%	6.00%
	TV	Tomas Valle	14	7.70%	9.91%	9.65%	6.79%	7.95%	7.57%	5.83%	5.63%	4.37%	8.62%	7.40%	6.88%	7.50%	7.62%	6.68%	6.68%
V	Ventanilla	6	14.31%	18.07%	16.16%	14.89%	16.58%	13.74%	14.71%	16.72%	15.08%	17.70%	15.15%	15.67%	16.39%	17.63%	15.89%	15.89%	
W	Zapallal	4	14.17%	15.05%	13.87%	14.46%	16.64%	15.33%	15.48%	15.97%	15.93%	15.83%	14.24%	14.14%	14.42%	17.68%	15.37%	15.37%	
TOTAL LIMA NORTE			262	8.84%	8.49%	8.26%	7.50%	8.72%	8.00%	7.17%	7.63%	6.74%	9.32%	8.85%	7.30%	8.99%	9.23%	8.17%	8.17%
N C H I C O	CY	Chancay	5	4.76%	3.62%	6.56%	4.57%	6.02%	15.18%	1.00%	-5.55%	0.66%	7.64%	12.08%	6.46%	12.30%	8.18%	6.43%	6.43%
	HL	Huaral	6	10.32%	8.47%	9.43%	9.64%	10.66%	8.79%	11.03%	8.78%	10.64%	9.95%	11.91%	9.82%	10.82%	12.23%	10.33%	10.33%
	H	Huacho	9	10.55%	10.79%	11.56%	10.58%	11.90%	11.57%	7.70%	5.80%	10.40%	12.84%	9.92%	11.56%	12.01%	13.01%	10.66%	10.66%
	SU-BA-PT	-	-	7.84%	7.36%	6.95%	-1.06%	10.22%	9.25%	3.34%	1.01%	7.92%	10.89%	7.50%	10.38%	7.10%	-12.44%	5.44%	5.44%
TOTAL NORTE CHICO			20	9.16%	7.13%	8.16%	6.05%	9.25%	10.52%	5.21%	2.47%	7.44%	9.87%	9.53%	8.90%	10.16%	6.87%	7.86%	7.86%

PERDIDAS DE ENERGIA POR SET - ALIMENTADOR (Metodología Semi-Post)

Diciembre - 2005 (En kWh)

Estación de transmisión	Alimentador	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	
		Dic-02	Dic-03	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	
Ibarra	CH-01	16.8%	-	10.8%	5.5%	6.4%	9.3%	4.5%	4.3%	6.7%	6.4%	6.5%	6.9%	6.2%	8.5%	11.1%	
	CH-04	6.5%	-	1.5%	-0.7%	6.3%	8.7%	11.6%	2.7%	4.0%	3.4%	8.0%	11.5%	3.7%	9.5%	7.7%	
	CH-05	13.0%	-	6.6%	7.0%	9.1%	9.2%	7.1%	9.9%	8.8%	8.9%	9.4%	9.4%	11.9%	15.0%	14.2%	
	CH-07	0.0%	-	3.7%	1.7%	1.5%	0.7%	1.1%	0.0%	0.9%	0.1%	1.1%	1.6%	0.2%	0.5%	0.5%	
	CH-10	0.3%	-	-1.2%	7.8%	3.3%	-1.4%	7.0%	2.0%	-0.4%	-11.7%	-3.0%	2.9%	1.9%	8.7%	4.2%	
	CH-11	12.6%	-	15.4%	10.3%	9.5%	9.1%	7.7%	9.2%	10.1%	9.7%	10.7%	11.4%	11.4%	13.7%	15.1%	
	CH-12	2.6%	-	1.7%	-4.0%	-4.5%	-3.1%	-4.3%	2.0%	3.5%	3.5%	6.0%	6.0%	6.5%	10.6%	11.2%	
	CH-14	1.6%	-	5.8%	7.5%	-3.8%	13.0%	5.4%	6.6%	5.4%	6.6%	7.5%	7.5%	2.0%	1.5%	5.3%	
	CH-15	13.1%	-	11.4%	8.4%	7.7%	9.2%	7.6%	7.1%	9.1%	8.2%	9.9%	9.0%	7.8%	10.5%	12.5%	
	CH-16	9.9%	-	15.3%	10.8%	8.8%	8.1%	7.9%	8.1%	9.6%	8.9%	10.2%	9.3%	7.8%	9.9%	13.6%	
	CH-17	6.9%	-	8.7%	3.0%	-4.4%	0.8%	6.0%	-0.9%	2.5%	8.2%	7.2%	3.7%	6.8%	5.8%	11.0%	
	CH-18	10.5%	-	5.9%	16.0%	6.3%	9.5%	10.7%	6.7%	10.5%	4.5%	13.0%	10.8%	5.8%	8.1%	6.5%	
	CH-20	9.8%	-	10.3%	6.8%	5.7%	7.5%	5.2%	5.1%	7.0%	5.5%	7.3%	8.6%	6.2%	8.6%	8.6%	
	CH-21	13.9%	-	9.7%	10.0%	8.2%	10.4%	10.8%	8.1%	9.1%	8.9%	11.1%	10.2%	9.0%	11.1%	12.4%	
	CH-22	6.0%	-	4.5%	5.3%	5.6%	6.7%	5.0%	5.5%	5.1%	9.9%	12.1%	6.9%	5.4%	7.9%	7.1%	
	CH-23	14.5%	-	13.6%	10.9%	10.9%	12.2%	9.8%	9.6%	11.4%	7.8%	11.3%	11.0%	9.6%	10.4%	13.0%	
	CH-24	12.7%	-	24.3%	31.9%	31.3%	31.1%	31.1%	18.3%	13.3%	12.2%	15.5%	14.6%	13.4%	14.6%	14.6%	
	Total		8.8%	-	8.2%	7.4%	5.9%	7.4%	7.0%	5.8%	6.6%	6.1%	8.6%	6.3%	6.0%	8.4%	9.0%
	Audivilla	CV-01	13.5%	18.8%	17.5%	14.1%	13.7%	17.0%	13.0%	15.1%	17.6%	17.3%	12.5%	11.3%	5.8%	-	11.0%
		CV-02	13.2%	21.0%	21.0%	18.5%	13.5%	15.7%	12.4%	14.8%	14.4%	14.9%	16.6%	18.1%	17.6%	-	26.5%
		CV-03	15.5%	14.9%	15.5%	13.4%	10.3%	14.3%	10.7%	13.7%	12.2%	12.2%	12.8%	9.8%	-	-	13.1%
		CV-04	21.6%	19.1%	18.8%	15.8%	16.6%	18.2%	15.4%	18.3%	17.8%	11.1%	11.1%	12.8%	14.9%	-	-24.3%
		CV-05	2.1%	8.2%	14.9%	15.4%	17.1%	18.5%	17.8%	18.6%	-	8.1%	9.5%	13.5%	10.2%	-	15.0%
		CV-06	15.1%	10.6%	12.0%	17.9%	14.5%	15.3%	13.5%	17.2%	15.1%	17.1%	19.3%	-	9.3%	-	11.7%
CV-07		-	18.4%	19.3%	16.8%	14.0%	17.9%	14.7%	13.9%	17.8%	11.0%	16.0%	16.0%	13.4%	-	17.8%	
CV-08		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.4%	
CV-09		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.0%	
Total			13.9%	16.4%	17.2%	16.0%	13.9%	18.5%	13.8%	15.7%	13.8%	13.1%	14.0%	13.0%	11.4%	-	11.3%
Infantas	I-02	3.1%	1.8%	1.7%	5.5%	6.8%	3.6%	7.9%	7.2%	7.7%	6.3%	8.3%	7.6%	8.1%	7.8%	7.1%	
	I-03	4.8%	9.0%	9.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.1%	9.0%	8.3%	4.8%	10.8%	10.0%	8.2%	10.3%	8.7%	
	I-04	4.6%	12.0%	7.9%	6.0%	7.4%	5.8%	10.0%	8.9%	5.9%	2.4%	5.9%	5.9%	8.2%	8.9%	9.2%	
	I-05	0.8%	-1.9%	1.2%	2.6%	3.9%	2.7%	2.0%	2.1%	0.5%	1.4%	2.7%	2.5%	1.0%	4.2%	7.4%	
	I-06	0.3%	-0.2%	-0.4%	3.4%	0.5%	2.3%	0.7%	-1.3%	-0.9%	-5.4%	6.2%	4.5%	2.2%	5.1%	-3.5%	
	I-07	2.5%	0.3%	4.2%	1.0%	3.1%	2.9%	3.6%	2.3%	2.7%	3.0%	1.2%	2.3%	3.1%	3.2%	3.7%	
	I-08	16.1%	16.6%	10.1%	13.0%	7.7%	13.8%	10.5%	13.7%	14.6%	13.1%	11.9%	12.4%	11.9%	13.2%	15.5%	
	I-11	18.5%	15.2%	17.4%	16.4%	10.3%	12.5%	12.8%	12.9%	14.2%	14.1%	13.5%	12.7%	15.1%	14.9%	16.9%	
	I-12	2.5%	3.6%	4.2%	4.1%	5.5%	5.8%	6.3%	0.9%	7.6%	1.4%	6.7%	5.7%	2.3%	8.6%	5.2%	
	I-13	16.9%	13.4%	14.7%	11.9%	11.9%	13.4%	12.0%	12.3%	15.9%	11.4%	10.8%	12.9%	13.0%	13.7%	16.3%	
	I-14	16.0%	12.7%	17.5%	18.1%	10.9%	12.6%	10.1%	7.5%	12.9%	11.9%	11.5%	11.0%	15.1%	15.1%	16.7%	
	I-15	15.7%	16.9%	20.6%	10.9%	12.3%	13.3%	12.0%	12.8%	14.9%	14.9%	16.7%	15.0%	14.6%	16.1%	19.1%	
	I-16	15.8%	16.1%	17.0%	34.0%	37.6%	37.7%	37.0%	10.5%	13.6%	11.6%	12.8%	12.6%	11.4%	12.3%	13.1%	
	I-17	15.5%	15.9%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	12.8%	13.5%	13.9%	16.3%	17.2%	
	I-18	12.2%	15.1%	13.6%	11.6%	12.2%	10.9%	10.5%	10.8%	10.9%	12.4%	10.8%	10.8%	10.0%	12.3%	14.5%	
	I-19	13.9%	11.8%	13.7%	11.0%	10.9%	11.6%	10.4%	9.8%	8.9%	11.5%	12.8%	12.3%	9.7%	10.4%	15.1%	
	Total		10.5%	10.3%	10.9%	10.6%	10.3%	10.4%	10.5%	8.5%	9.4%	8.3%	9.8%	9.4%	9.2%	10.8%	12.0%
	Ancón	N-01	-	-8.2%	-	2.0%	2.0%	7.0%	4.7%	-8.7%	-15.6%	1.6%	5.4%	-3.0%	-5.8%	-12.1%	-1.9%
		N-02	-	5.8%	-	27.0%	9.3%	2.2%	10.0%	1.7%	-1.9%	11.0%	14.0%	6.7%	13.4%	9.5%	27.8%
N-04		-	16.8%	-	22.9%	12.6%	18.1%	15.6%	15.4%	14.4%	14.4%	15.1%	15.7%	14.2%	14.5%	14.5%	
N-05		-	18.0%	-	14.8%	13.4%	16.1%	12.6%	16.4%	16.3%	17.6%	18.4%	17.5%	16.1%	15.9%	18.9%	
N-06		-	16.1%	-	15.8%	12.4%	15.6%	8.5%	11.2%	10.6%	9.7%	10.3%	10.0%	10.4%	11.8%	13.3%	
Total			-	13.4%	-	19.8%	10.9%	11.7%	10.9%	9.8%	8.8%	11.8%	12.9%	11.2%	12.1%	10.9%	16.0%
Naranjal	NJ-01	8.1%	8.8%	13.7%	22.6%	18.4%	25.0%	21.3%	21.1%	8.5%	6.7%	11.9%	11.7%	11.0%	10.6%	9.0%	
	NJ-02	0.1%	0.6%	6.4%	9.8%	8.6%	9.2%	8.8%	11.7%	0.2%	-0.3%	1.4%	1.2%	-0.8%	-0.7%	0.6%	
	NJ-03	-	13.9%	17.3%	16.0%	16.0%	16.0%	27.2%	14.7%	5.5%	2.6%	1.9%	3.8%	2.5%	5.0%	3.7%	
	NJ-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.4%	7.6%	14.8%	13.0%	14.8%	14.8%	
	NJ-07	-	-	24.8%	22.2%	22.2%	25.9%	22.5%	20.5%	12.3%	11.6%	11.2%	12.8%	9.9%	13.0%	13.0%	
	NJ-10	13.4%	14.1%	21.1%	23.6%	30.0%	24.1%	22.2%	22.2%	13.5%	7.7%	10.8%	13.5%	11.1%	14.5%	15.7%	
	NJ-11	6.3%	9.4%	5.0%	16.9%	15.1%	15.1%	17.4%	13.3%	5.2%	3.3%	11.1%	4.0%	0.5%	5.4%	-3.0%	
	NJ-12	1.0%	1.8%	7.4%	23.3%	27.6%	16.7%	15.6%	20.4%	6.2%	7.2%	2.5%	7.0%	3.9%	9.1%	6.4%	
Total		4.5%	6.0%	12.1%	16.9%	17.0%	17.2%	16.8%	18.6%	6.4%	5.1%	6.6%	7.4%	5.3%	7.7%	6.3%	
Oquendo	O-01	7.8%	7.7%	1.5%	10.5%	0.7%	0.9%	5.3%	-2.1%	-7.9%	12.5%	1.7%	0.6%	-0.4%	0.5%	-3.3%	
	O-02	-0.7%	-1.2%	3.5%	0.6%	-3.2%	-4.7%	5.3%	1.7%	3.2%	-1.7%	0.5%	1.0%	0.3%	-1.3%	3.2%	
	O-03	11.0%	14.7%	12.9%	9.6%	13.9%	18.3%	11.8%	16.7%	17.8%	11.9%	17.6%	22.1%	12.7%	14.7%	13.5%	
	O-05	-1.2%	-0.1%	-1.7%	8.6%	6.4%	3.2%	-1.8%	4.5%	2.1%	-2.9%	3.9%	1.9%	0.9%	3.0%	-2.4%	
	O-06	-14.6%	-20.0%	-0.2%	5.3%	-5.9%	2.7%	3.5%	2.6%	-1.4%	3.6%	5.8%	5.0%	7.5%	7.4%	2.0%	
	O-07	2.2%	3.9%	-8.9%	5.5%	-4.0%	0.7%	9.0%	-1.8%	-6.9%	8.3%	0.6%	-3.3%	2.7%	10.7%	-8.8%	
	O-08	-8.3%	2.7%	1.7%	-0.4%	1.0%	-0.7%	-0.7%	0.2%	-0.5%	-3.8%	0.3%	-1.2%	0.9%	-3.6%	1.2%	
	O-09	6.9%	2.4%	13.6%	9.2%	7.3%	9.3%	7.3%	7.4%	10.5%	4.7%	10.6%	7.5%	10.5%	9.5%	11.4%	
	O-10	11.1%	11.6%	8.5%	9.9%	9.9%	9.9%	9.9%	9.9%	9.9%	1.4%	8.9%	4.3%	7.9%	6.2%	7.7%	
	Total		1.8%	3.7%	3.3%	6.8%	4.3%	6.2%	5.4%	4.4%	3.9%	4.2%	6.0%	5.6%	4.7%	5.9%	3.4%
	Fuente Piedra	PP-04	10.0%	10.7%	10.8%	10.9%	9.4%	12.0%	3.4%	6.5%	8.3%	7.3%	12.7%	8.5%	10.5%	5.2%	7.2%
PP-05		1.7%	3.6%	3.1%	12.3%	11.0%	18.6%	11.4%	10.4%	10.3%	3.4%	10.1%	12.0%	8.5%	7.5%	7.5%	
Total		6.4%	7.9%	7.4%	11.5%	10.1%	15.0%	7.1%	8.3%	9.2%	5.5%	11.3%	10.1%	9.6%	6.3%	7.3%	
Fomas Valle	TV-01	14															

PERDIDAS DE ENERGIA POR SET - ALIMENTADOR (Metodología Semi-Post)

Diciembre - 2005 (En kWh)

Estación de transmisión	Alimentador	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA
		Dic-02	Dic-03	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	10.0%	Ago-05	12.2%	11.4%

PERDIDAS DE ENERGIA POR SET - ALIMENTADOR (Metodología Semi-Post)

Diciembre - 2005 (En kWh)

Subestación de Trasmisión	Alimentador	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA		
		Dic-02	Dic-03	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	
Rosa	P-13	15.7%	17.8%	18.3%	19.5%	12.6%	15.3%	12.6%	12.0%	15.1%	14.2%	13.9%	14.5%	14.6%	15.5%	17.5%	
	P-14	20.6%	20.0%	23.1%	21.6%	19.9%	21.1%	19.6%	19.4%	20.9%	21.6%	21.9%	21.3%	19.8%	19.8%	19.8%	
	P-15	11.4%	7.4%	11.0%	14.0%	13.5%	11.1%	11.7%	12.3%	9.5%	7.6%	13.7%	13.7%	9.3%	14.5%	10.6%	
	P-18	3.9%	7.2%	5.9%	6.5%	5.5%	6.8%	4.1%	10.6%	9.3%	3.7%	9.2%	7.5%	4.0%	8.0%	10.0%	
	P-19	21.8%	29.5%	25.8%	26.3%	29.2%	30.4%	31.9%	30.0%	26.8%	30.2%	31.4%	30.6%	29.7%	31.7%	33.0%	
	P-21	3.6%	12.4%	10.5%	14.5%	8.9%	11.3%	12.0%	9.4%	10.7%	10.4%	11.7%	12.3%	9.9%	11.8%	11.0%	
	P-22	5.1%	-2.7%	3.0%	-0.8%	1.6%	1.9%	0.6%	-3.5%	-2.5%	-3.2%	2.0%	2.9%	-1.9%	4.6%	2.0%	
	P-23	12.2%	10.1%	12.8%	5.5%	10.1%	10.3%	14.6%	11.3%	11.9%	13.8%	13.3%	13.7%	13.5%	16.1%	14.3%	
	P-24	13.3%	12.0%	12.8%	12.8%	11.0%	11.4%	10.8%	9.8%	11.4%	11.6%	13.6%	13.6%	11.9%	14.4%	15.3%	
	P-25	1.6%	0.7%	3.8%	1.9%	2.5%	3.9%	3.5%	3.5%	3.6%	2.3%	4.1%	3.3%	3.5%	3.6%	3.5%	
	P-27	15.2%	15.0%	10.4%	6.6%	7.9%	6.9%	5.6%	2.5%	8.6%	8.6%	13.3%	14.9%	11.4%	15.9%	16.4%	
	P-28	16.7%	16.6%	17.4%	15.7%	15.6%	16.7%	14.5%	13.8%	15.5%	14.4%	16.0%	15.7%	14.3%	9.8%	14.9%	
	P-29	19.7%	19.1%	21.1%	13.4%	17.7%	16.2%	11.8%	6.1%	11.6%	10.8%	13.6%	15.6%	12.3%	15.3%	16.4%	
	P-31	7.5%	11.6%	11.5%	10.8%	11.0%	11.5%	14.5%	10.5%	10.3%	9.4%	13.5%	13.5%	9.8%	14.7%	13.4%	
P-32	2.4%	3.9%	2.9%	5.4%	4.3%	4.5%	5.0%	4.5%	3.8%	4.0%	5.1%	6.3%	4.4%	6.0%	3.5%		
P-33	13.8%	12.2%	7.9%	4.7%	4.9%	6.4%	13.6%	17.6%	10.4%	9.2%	14.7%	15.8%	11.7%	13.4%	14.7%		
P-34	12.2%	12.6%	13.0%	12.4%	13.2%	10.0%	19.4%	10.6%	8.5%	7.5%	12.4%	13.3%	8.9%	11.0%	11.0%		
Total	8.3%	10.5%	9.3%	8.7%	7.9%	8.8%	9.5%	7.6%	8.5%	6.8%	10.2%	10.6%	7.9%	10.9%	10.3%		
Ando	PA-02	2.8%	7.4%	6.2%	2.7%	0.7%	4.6%	2.9%	3.9%	2.6%	3.2%	1.5%	7.1%	1.5%	5.5%	5.5%	
	PA-03	10.5%	10.3%	13.8%	2.8%	5.9%	14.3%	11.5%	8.8%	9.7%	7.9%	8.5%	9.1%	6.5%	10.0%	11.6%	
	PA-05	8.0%	12.0%	11.7%	7.3%	8.8%	10.4%	12.4%	9.2%	14.1%	7.6%	12.9%	11.6%	8.7%	14.1%	14.1%	
	PA-06	3.6%	9.8%	8.8%	6.6%	6.0%	10.2%	10.2%	8.1%	9.5%	8.0%	7.7%	9.2%	6.4%	8.6%	10.8%	
	PA-07	2.4%	13.3%	12.9%	5.0%	5.6%	9.0%	11.6%	8.8%	11.4%	7.5%	9.3%	10.6%	8.1%	10.2%	13.6%	
	PA-09	-41.0%	-34.9%	-1.9%	8.3%	3.1%	7.6%	6.5%	5.0%	4.3%	1.2%	7.3%	7.5%	1.4%	7.9%	-1.0%	
	PA-10	9.3%	5.2%	5.8%	3.4%	6.4%	6.7%	8.1%	7.1%	7.6%	6.0%	8.9%	10.0%	3.4%	9.8%	6.0%	
	PA-11	7.2%	1.4%	3.7%	8.2%	3.6%	7.4%	5.1%	7.5%	7.1%	2.4%	7.4%	10.4%	5.0%	7.0%	5.5%	
	PA-12	6.2%	19.1%	18.5%	9.5%	11.3%	13.6%	13.5%	11.5%	14.0%	12.8%	11.1%	12.7%	11.4%	11.8%	16.3%	
	PA-13	4.6%	4.8%	-28.6%	7.3%	4.2%	-26.7%	-25.9%	-28.3%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	4.1%	7.4%	4.5%	
	PA-14	5.3%	-5.7%	-5.4%	-0.6%	-2.3%	6.2%	2.2%	0.5%	5.0%	5.0%	2.2%	2.2%	2.2%	2.4%	-0.9%	
	Total	3.4%	5.0%	4.9%	5.7%	4.6%	6.3%	5.7%	4.8%	8.0%	5.8%	7.6%	8.9%	5.1%	8.4%	7.7%	
	Rishing	Q-02	13.7%	9.0%	9.5%	8.4%	8.3%	5.8%	8.9%	7.0%	8.5%	7.4%	9.7%	9.5%	7.8%	11.2%	10.2%
		Q-03	5.3%	5.9%	5.6%	4.9%	6.3%	4.5%	9.7%	7.0%	7.3%	6.3%	9.0%	7.6%	6.3%	5.8%	8.1%
Q-04		7.8%	7.0%	5.6%	5.6%	3.2%	5.1%	5.9%	5.2%	6.4%	2.0%	7.8%	8.0%	5.4%	4.3%	4.4%	
Q-06		9.9%	2.0%	7.7%	0.8%	3.0%	2.4%	6.1%	3.8%	5.9%	4.6%	6.4%	5.7%	4.2%	5.9%	8.8%	
Q-07		4.0%	9.9%	6.6%	3.5%	4.3%	3.3%	5.9%	4.1%	5.5%	4.1%	6.7%	6.0%	4.4%	4.1%	7.5%	
Q-08		4.6%	5.0%	7.8%	6.7%	6.3%	8.4%	7.9%	5.9%	7.5%	3.5%	9.6%	8.1%	7.2%	11.1%	10.7%	
Q-11		4.8%	8.1%	4.3%	7.2%	5.2%	4.9%	5.4%	4.9%	4.5%	3.1%	5.7%	5.1%	3.8%	7.1%	4.5%	
Q-12		5.3%	1.8%	1.7%	1.2%	0.3%	3.1%	7.6%	6.7%	6.9%	5.1%	8.1%	6.8%	5.2%	6.0%	5.0%	
Q-13		5.3%	14.5%	8.4%	6.7%	2.0%	5.6%	7.3%	6.3%	9.7%	8.6%	9.4%	9.4%	5.9%	7.8%	7.8%	
Q-14		10.2%	12.0%	14.1%	9.5%	8.8%	10.9%	9.2%	7.0%	10.3%	9.5%	8.5%	10.2%	8.2%	9.8%	9.8%	
Q-15		9.7%	7.6%	9.6%	10.6%	8.1%	9.3%	3.8%	4.6%	3.5%	4.1%	7.6%	4.1%	6.1%	7.5%	4.9%	
Q-16		9.0%	5.3%	6.3%	4.4%	5.4%	5.7%	8.3%	7.6%	9.8%	7.9%	8.3%	9.9%	10.2%	6.6%	8.7%	
Q-17		9.7%	7.6%	9.2%	8.5%	7.0%	4.4%	6.4%	6.9%	7.7%	6.8%	6.2%	8.6%	8.3%	8.0%	9.1%	
Q-18		6.3%	5.7%	6.7%	4.4%	4.0%	-0.3%	4.7%	4.3%	5.4%	2.0%	5.2%	4.1%	5.5%	7.0%	8.3%	
Q-20	8.1%	6.2%	4.7%	4.0%	8.5%	7.3%	7.9%	5.8%	6.9%	5.0%	7.5%	9.0%	8.4%	5.6%	6.8%		
Total	7.9%	7.0%	7.4%	5.9%	5.4%	5.5%	7.0%	5.8%	7.1%	5.4%	7.8%	7.5%	6.4%	7.3%	7.7%		
Tacna	T-01	16.0%	15.9%	18.2%	14.9%	17.2%	15.4%	16.9%	13.1%	14.7%	16.2%	17.3%	19.1%	15.0%	19.3%	17.2%	
	T-02	6.6%	5.2%	-0.6%	-12.0%	8.3%	9.3%	9.3%	6.9%	6.6%	6.6%	8.1%	9.2%	5.1%	8.1%	7.4%	
	T-03	14.1%	18.3%	5.2%	12.7%	13.5%	16.0%	13.8%	12.1%	15.2%	14.6%	16.5%	17.3%	12.8%	15.3%	15.3%	
	T-04	9.5%	10.6%	3.4%	14.3%	13.5%	5.7%	13.1%	3.0%	9.8%	8.0%	15.0%	14.5%	4.0%	7.5%	12.1%	
	T-05	12.1%	14.0%	17.5%	16.5%	13.0%	16.6%	16.8%	16.2%	19.3%	19.9%	14.4%	18.4%	17.5%	20.1%	22.6%	
	T-06	14.8%	18.3%	15.7%	9.6%	13.6%	18.0%	13.5%	13.1%	9.7%	7.4%	11.8%	15.0%	14.8%	16.7%	18.4%	
	T-07	9.7%	8.4%	11.8%	17.1%	12.7%	11.5%	13.7%	13.1%	12.0%	11.8%	18.0%	18.1%	18.4%	14.3%	10.9%	
	T-08	15.5%	19.1%	21.1%	16.0%	16.6%	20.9%	17.0%	17.1%	17.9%	18.0%	17.5%	16.6%	13.5%	17.4%	17.5%	
	T-09	7.3%	1.8%	100.0%	-10.1%	3.4%	2.9%	1.0%	-3.0%	-2.5%	-7.0%	2.4%	4.7%	-4.4%	5.3%	1.9%	
	T-10	7.7%	5.5%	10.7%	11.7%	8.8%	7.8%	6.4%	2.6%	7.7%	7.5%	7.7%	9.9%	9.3%	13.0%	11.1%	
	T-11	14.1%	20.8%	12.7%	11.5%	14.8%	16.0%	12.6%	10.9%	13.1%	11.9%	15.3%	13.9%	12.3%	15.0%	14.4%	
	T-12	14.0%	16.1%	19.7%	13.8%	16.3%	15.8%	15.6%	8.3%	15.0%	13.3%	14.4%	14.4%	13.6%	15.0%	17.2%	
	T-13	5.2%	5.1%	8.1%	3.7%	7.7%	5.2%	8.8%	4.7%	6.4%	5.1%	4.3%	6.5%	4.7%	6.3%	7.4%	
	T-14	-2.6%	-1.6%	-8.8%	-7.7%	-9.2%	-12.3%	-1.3%	-3.6%	-1.1%	-0.8%	4.0%	2.6%	1.7%	3.9%	6.2%	
	T-15	11.4%	6.7%	7.7%	14.7%	13.5%	16.2%	14.8%	3.8%	9.0%	7.9%	11.3%	14.1%	8.1%	9.0%	7.4%	
	T-16	6.4%	2.0%	9.6%	7.7%	-0.5%	6.9%	1.0%	-1.2%	-2.3%	0.5%	4.3%	4.4%	1.1%	4.3%	4.9%	
T-17	9.1%	7.8%	10.2%	13.0%	13.3%	9.3%	16.2%	13.9%	12.4%	11.3%	16.9%	11.3%	8.5%	12.2%	9.8%		
T-18	4.2%	3.4%	7.9%	10.2%	7.3%	8.4%	7.7%	9.5%	2.3%	3.7%	8.5%	10.6%	5.1%	10.1%	6.2%		
T-19	1.1%	-5.3%	-2.0%	5.5%	1.0%	3.4%	2.6%	7.2%	3.0%	0.5%	7.2%	7.7%	2.7%	5.2%	2.1%		
T-21	14.5%	16.6%	11.8%	8.7%	11.0%	13.4%	15.0%	13.5%	11.2%	10.7%	14.2%	15.1%	12.7%	13.5%	13.5%		
T-22	13.3%	15.4%	15.6%	9.1%	10.6%	10.9%	10.7%	8.5%	11.0%	10.5%	13.4%	12.9%	9.5%	13.1%	15.7%		
T-23	13.2%	18.8%	17.1%	11.4%	13.8%	16.4%	13.1%	11.0%	14.3%	14.2%	14.7%	16.2%	14.6%	17.2%	17.0%		
T-24	12.2%	17.8%	15.1%	6.7%	8.3%	11.6%	9.4%	8.3%	12.0%	12.4%	13.1%	12.1%	10.6%	11.8%	15.5%		
T-25	14.7%	17.3%	19.0%	11.9%	14.1%	15.0%	14.5%	12.2%	15.1%	13.5%	15.0%	14.9%	13.8%	16.1%	16.8%		
Total	9.7%	10.4%	12.7%	9.4%	9.6%	10.3%	10.6%	8.4%	9.7%	9.0%	11.6%	12.0%	9.2%	11.7%	11.7%		
Huacho	H-01	7.7%	8.9%	10.7%	12.2%	8.1%	9.7%	7.6%	10.0%	12.6%	6.7%	12.9%	-	-	13.3%	12.1%	
	H-02	12.3%	15.1%	18.3%	13.5%	12.9%	13.5%	9.6%	11.8%	14.7%	12.0%	12.2%	-	-	13.8%	17.2%	
	H-03	14.9%	16.6%	19.1%	13.6%	11.3%	13.8%	10.0%	13.1%	14.5%	12.4%	13.9%	-	-	17.8%	17.8%	
	H-04	6.8%	20.6%	17.1%	8.6%	10.1%	12.5%	20.5%	6.2%	-7.5%	10.4%	12.8%	-	-	16.1%	9.3%	
	H-05	14.7%	14.9%	16.9%	11.1%	11.9%	13.1%	10.6%	12.7%	15.3%	14.4%	13.5%	-	-	13.8%	21.7%	
	H-08	1.1%	5.6%	-0.7%	7.8%	12.0%	-	-	4.2%	4.6%	10.0%	13.0%	-	-	9.0%	6.7%	
H-10	1.2%	8.8%	-11.7%	17.1%	9.1%	62.3%	15.2%	4.1%	0.8%	7.7%	12.5%	-	-	8.6%	0.2%		
Total	9.0%	13.4%	10.9%	11.6%	10.7%	12.0%	11.6%	7.7%	7.4%	10.4%	12.9%	-	-	12.0%	13.0%		
Chancay	CY-01	5.1%	4.8%	6.7%	5.5%	6.7%	4.1%	0.9%	7.2%	-7.9%	3.2%	-	2.9%	1.8%	1.9%	4.7%	
	CY-02	-11.6%	2.1%	-8.4%	6.7%	-0.7%	11.2%	41.5%	-5.3%	-13.0%	-5.8%	-	-10.8%	12.1%	29.3%	14.6%	
	CY-03	3.6%	5.4%	9.7%	12.4%	6.0%	5.0%	4.6%	13.5%	19.4%	4.4%	-	9.4%	11.8%	5.1%	4.9%	
	CY-04	-14.1%	-8.7%	-12.9%	-0.7%	-1.3%	-0.6%										

PERDIDAS DE ENERGIA POR SET - ALIMENTADOR (Metodología Semi-Post)
Diciembre - 2005 (En kWh)

Sub	Clasificación de	Alimentador
Tr:	Alimentación	
		HL-04
		HL-05
		HL-06
		Total

PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA	PERDIDA
Dic-02	Dic-03	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05
15.6%	17.4%	18.1%	12.7%	17.3%	15.3%	12.6%	13.3%	15.7%	14.1%	13.1%	14.7%	15.9%	15.7%	22.0%
15.6%	15.0%	18.9%	8.0%	9.3%	18.1%	10.9%	5.5%	8.3%	16.9%	11.8%	11.3%	10.7%	7.9%	13.6%
8.9%	7.2%	9.5%	7.5%	9.2%	8.0%	8.9%	7.6%	8.9%	8.2%	10.3%	10.2%	10.2%	9.1%	8.3%
11.1%	10.4%	11.6%	9.4%	9.7%	10.8%	8.7%	11.0%	10.1%	10.6%	10.0%	12.3%	9.7%	10.8%	12.2%

Anexo F

Descripción de Irregularidades y Modalidades de Hurto de Energía

Descripción de Irregularidades y Modalidades de Hurto de Energía y Métodos de Detección

- ❖ Errores de Procesos Administrativos
- ❖ Inadecuada Medición
- ❖ Manipulación del equipo de medida
- ❖ Conexiones indebidas
- ❖ Conexiones clandestinas

Enero 2006

Objetivos

- ✓ Identificar las modalidades de hurto de energía y las irregularidades más comunes.
- ✓ Definir los métodos de detección más efectivos, así como la normalización a efectuar en cada caso.
- ✓ Poner en conocimiento las nuevas faltas detectadas en los medidores electrónicos.
- ✓ Realizar un proceso de reforzamiento de estos temas hacia el personal actual, así como de inducción al personal nuevo.
- ✓ Instruir en la teoría básica y enlazar con las charlas de "Tipos de Hurtos Especiales" y "Normalizaciones y Reformas implementadas en el 2005".

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Las siguientes son las faltas que son propensas a notificar:

1. Errores de Procesos Administrativos:

- 1.1 Actualización de Lectura
- 1.2 Error de factor en sistema
- 1.3 Suministro retirado con servicio eléctrico

2. Inadecuada Medición:

- 2.1 Numerador entrelazado, malgrado
- 2.2 Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso
- 2.3 Reductores de corriente no cumplen relación

3. Manipulación del equipo de medida:

- 3.1 Bobina de Corriente puenteada internamente
- 3.2 Engranajes medidor manipulados
- 3.3 Puente de tensión abierto
- 3.4 Sellos de medidor violados, medidor defectuoso
- 3.5 Sellos de medidor violados, numerador retrocedido

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Las siguientes son las faltas que son propensas a notificar:

4. Conexiones indebidas dentro de la caja:

- 4.1 Bobina de corriente puenteada externamente
- 4.2 Medidor conectado en contrafase
- 4.3 Conexión directa prescindiendo de medidor
- 4.4 Una línea directa a la bornera
- 4.5 Conexión directa tercera línea
- 4.6 Hurto a través de las fases de tensión
- 4.7 Reductores de corriente desconectados o conectados en contrafase

5. Conexiones clandestinas:

- 5.1 Conexión directa a la red de alumbrado público
- 5.2 Conexión directa a la caja de distribución aérea
- 5.3 Conexión clandestina al cable acometida
- 5.4 Conexión clandestina al cable matriz
- 5.5 Servicio eléctrico sin número de suministro

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
1.1 Actualización de Lectura	% Participación : 0.6% Nº Detecciones : 124
<u>Descripción de la Irregularidad</u>	
<p>La irregularidad corresponde a los errores durante el proceso de lectura o facturación. En algunos casos los suministros no se facturan normalmente debido a que el equipo de medida se encuentra en un lugar inaccesible, pudiendo ser medidor interno, obstruido, con tapa ciega, bloqueado (electrónico) o se encuentre fuera de la ruta de lectura.</p> <p><u>Como detectarlo?</u></p> <p>La forma de configurar esta falta es a través de las órdenes directas de clientes con consumos promediados o claves de lectura cerrada.</p> <p><u>Normalización.</u></p> <p>Se genera una orden de normalización para la actualización de la información en sistema, como es la lectura o la dirección correcta. Dependiendo del caso se puede considerar una orden de traslado de medidor en caso se encuentre interno o la adecuación de una ventana visora.</p>	



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
1.2 Error de Factor en Sistema	% Participación : 0.0% Nº Detecciones : 8
<u>Descripción de la Irregularidad</u>	
<p>La irregularidad corresponde a los errores durante el proceso de facturación. Consiste en la diferencia que se detecta entre el factor de medición registrado en el sistema comercial con la relación de transformación de los reductores de corriente instalados en suministros con medición indirecta. Ejm: Un medidor con reductores de 100/5 (factor 20) en campo y en el sistema comercial registra factor 1.</p> <p><u>Como detectarlo?</u></p> <p>La forma de detectarlo es únicamente comparando la relación de transformación que indica la placa de los reductores de corriente con el factor registrado en sistema. Se debe tener cuidado con algunos casos en los cuales se corre el dígito decimal para considerarlo como unidad.</p> <p><u>Normalización.</u></p> <p>Se emite una orden administrativa de actualización de datos técnicos (Factor de medición) en el sistema comercial.</p>	



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
1.3 Suministro retirado con servicio eléctrico	% Participación : 0.6% Nº Detecciones : 124
<u>Descripción de la Irregularidad</u>	
<p>La irregularidad corresponde a los errores durante el proceso de desmantelamiento. Consiste en la detección en campo de suministros eléctricos los cuales fueron retirados del sistema comercial, comúnmente por deudas; sin embargo continúan conectados a las redes de la empresa distribuidora.</p>	
<u>Como detectarlo?</u>	
<p>Básicamente con la información en las órdenes de trabajo a inspeccionar, el campo Estado Cliente = 2 nos indica que es un suministro retirado. Asimismo validar los suministros en los listados por subestación, en caso no aparezca podría tratarse de un suministro retirado.</p>	
<u>Normalización.</u>	
<p>Se procede al retiro y desmantelamiento del equipo, accesorios y retiro de la acometida desde el punto de empalme en nuestras redes.</p>	



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
2.1 Numerador entrelazado, malogrado o trabado	% Participación : 5.0% Nº Detecciones : 987
<u>Descripción de la Irregularidad</u>	
<p>La irregularidad consiste en un defecto del equipo de medida; el defecto ocurre en alguno de los componentes del sistema integrador del contómetro, pudiendo ser el tambor, los engranajes o el eje sin fin; el cual se traba por las condiciones de uso o cumplimiento de vida útil (ojo, el disco gira normalmente). Tener en cuenta, que los medidores electrónicos con contómetro mecánico también sufren este defecto pero aquí se debe a que se desconecta alguno de los conductores de alimentación del motor del contómetro. En caso se encuentre los precintos de seguridad vulnerados la falta puede haber sido causada, motivo por el cual se configurará como medidor manipulado.</p>	
<u>Como detectarlo?</u>	
<p>Se requiere realizar la prueba de numerador o verificación de la constante del medidor. En los casos que el numerador se encuentre entrelazado será un reconocimiento visual.</p>	




DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
2.1 Numerador entrelazado, malogrado o trabado	% Participación : 5.0% Nº Detecciones : 987

Normalización.

Se genera una orden para el cambio del equipo de medida; de existir presunción de manipulación se solicitará la instalación de un medidor Complant LCD y un pin de seguridad.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
2.2 Sellos conformes, Medidor Defectuoso.	% Participación : 7.6% Nº Detecciones : 1,497

Descripción de la Irregularidad.

La irregularidad consiste en un defecto del equipo de medida; el disco del medidor puede sufrir descalibración debido a golpes, o condiciones de uso o cumplimiento de vida útil que generan niveles de precisión fuera de los rangos permitidos(*).

En caso se encuentre los precintos de seguridad vulnerados la falta puede haber sido causada, motivo por el cual se configurará como sellos violados, medidor defectuoso.

Como detectarlo?

La forma de identificar esta falta es realizando una prueba de contraste visual y confirmarlo con un equipo patrón.

Normalización.

Se genera una orden para el cambio del equipo de medida.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

2.3 Reductores de Corriente no cumplen relación

Año 2005

% Participación : 0.1%

Nº Detecciones : 12

Descripción de la Irregularidad

La irregularidad consiste en un defecto de los transformadores de corriente, los mismos que deben responder a niveles de precisión. En algunas oportunidades debido al cumplimiento de vida útil de los equipos, condiciones de uso o fallas por circuito abierto pueden ocasionar que la precisión de éstos varíe fuera de los rangos permitidos (*).

Como detectarlo?

Realizando la prueba de verificación de la relación de transformación, esto es tomando las cargas en el circuito primario y secundario y comparándolo con el valor teórico que corresponde de acuerdo al factor que aparece rotulado en la placa de los reductores de corriente.

Normalización.

Se solicita el cambio de los reductores de corriente, cerciorándose que cumplan la relación de transformación original.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

2.3 Reductores de Corriente no cumplen relación.

Año 2005

% Participación : 0.1%

Nº Detecciones : 12



En esta foto se puede observar los reductores de corriente y la medición de la corriente del circuito primario.

Para verificar la operatividad de los mismos se realiza la prueba de relación de transformación, midiendo las cargas en el circuito primario, calculando el valor teórico con el factor de transformación y el valor práctico con la medición de la carga del circuito secundario.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Z
C
A
M

Nombre de la Irregularidad

Año 2005

**3.1 Bobina de Corriente
Punteada**

% Participación : 0.9%

Nº Detecciones : 177

Descripción de la Irregularidad

Consiste en la colocación de un cable o alambre conductor en bornera del medidor o al interior del mismo. Conectada en borne de entrada a salida de una fase R, S ó T. Esta conexión impide que el 100% de la corriente ingrese a la bobina de corriente del medidor, ya que parte de ella se deriva a través del cable adicional (cangrejo). En ocasiones lo colocan atrás de la bornera, perforando el mismo.

Como detectarlo?

La instalación de este cable puede ser interno o externo, de tal forma que la detección puede ser visual (externo) o mediante una prueba de contraste (interno).

Normalización.

Si el alambre fue instalado internamente o perforando la bornera, se debe cambiar el medidor; si fuese externo, se retira el mismo y resella la bornera. En ambos casos se procede a cambiar la cerradura, soldar tapa o aplicar sikaflex.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Z
C
A
M

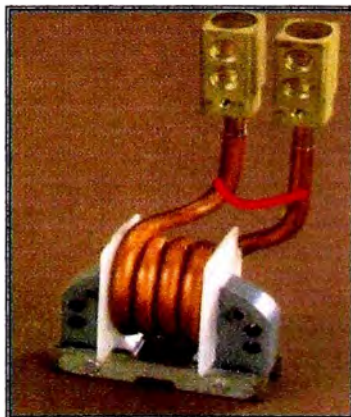
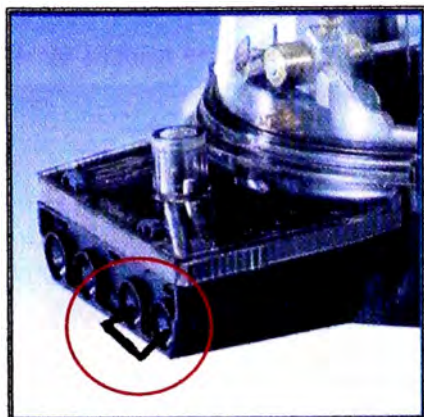
Nombre de la Irregularidad

Año 2005

**3.1 Bobina de Corriente
Punteada**

% Participación : 0.9%

Nº Detecciones : 177



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
3.2 Engranajes de Medidor Manipulados	% Participación : 0.6% Nº Detecciones : 126

Descripción de la Irregularidad

Consiste en la vulneración del sistema integrador del contómetro, exactamente el eje sin fin o los engranajes son manipulados; comúnmente separados, cambiados (otra relación) o dientes limados. El sistema manipulado va asociado con el avance del numerador, no con el giro del disco.

Como detectarlo?

Esta anomalía se detecta con la prueba de numerador o verificación de la constante. Una manera rápida de determinarlo es previamente el reconocimiento visual de los engranajes en aquellos equipos con cápsulas transparentes. Con una prueba de contraste no se detectaría dicha anomalía.

Normalización.

Solicitar el cambio de medidor, se puede recomendar la instalación de un Complant con pantalla LCD; además de kit de seguridad, cambiar la cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.

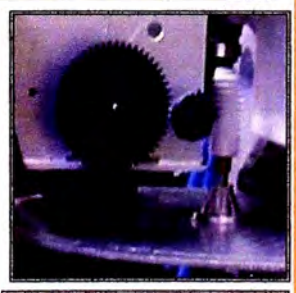
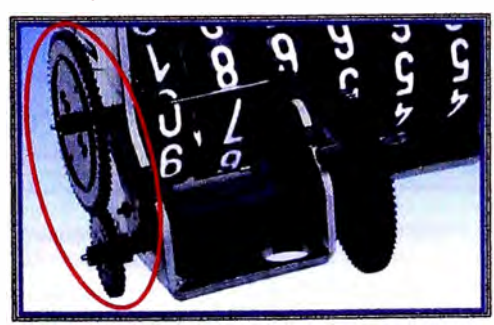
DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
3.2 Engranajes de Medidor Manipulados	% Participación : 0.6% Nº Detecciones : 126

Engranaje lateral limado

Engranaje en buen estado.



Engranaje lateral cambiado



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
3.3 Puente de Tensión abierto	% Participación : 2.0% N° Detecciones : 391

Descripción de la Irregularidad

Normalmente manipulan los medidores con puentes de tensión externos, desconectándolo de alguna de las fases y originando que la bobina de tensión no genere el campo magnético necesario para el funcionamiento del disco. Ocasionalmente se detecta que desconectan los puentes internos o cortan el cable que alimenta la bobina de tensión.

Como detectarlo?

La detección de ésta anomalía es visual, se debe verificar en las borneras que el puente se encuentre correctamente conectado y los pernos sin indicios de manipulación o desgaste. Cuando es manipulación interna se deberá realizar una prueba de contraste si es trifásico, un medidor monofásico no girará.

Normalización.

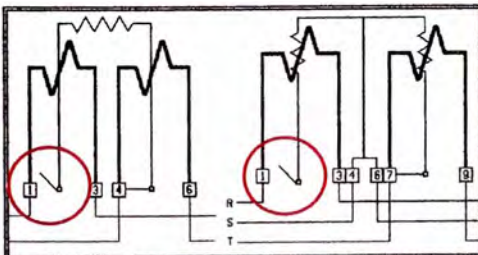
Solicitar el cambio de medidor; además de kit de seguridad cambiar la cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
3.3 Puente de Tensión abierto	% Participación : 2.0% N° Detecciones : 391



Esquema de medidores electromecánicos monofásicos y trifásicos con puentes de tensión abiertos.

Medidor Monofásico con el puente de tensión abierto. (Fase R).

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
3.4 Sellos violados, Medidor Defectuoso	% Participación : 7.2% Nº Detecciones : 1,417
Descripción de la Irregularidad	
<p>Esta irregularidad consiste en la vulneración de los precintos de seguridad de la cápsula del medidor y manipulación del sistema de inducción del equipo de medida, lo que genera que el disco del medidor gire con niveles de precisión fuera de los rangos permitidos(*).</p>	
Como detectarlo?	
<p>La forma de identificar esta falta es realizando una prueba de contraste visual y confirmarlo con un equipo patrón.</p>	
Normalización.	
<p>Solicitar el cambio de medidor; además de kit de seguridad cambiar la cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.</p>	



CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
3.5 Sellos violados, medidor con numerador retrocedido	% Participación : 2.5% Nº Detecciones : 488
Descripción de la Irregularidad	
<p>Consiste en la diferencia ilógica que se encuentra con las lecturas que se toman al medidor. El estado del numerador es inferior a la última lectura tomada (por inspección o lectura de facturación), lo que origina que dentro del proceso de facturación, se calcule un consumo de energía inferior al que realmente utiliza.</p>	
Como detectarlo?	
<p>Cuando se inspeccione un suministro, se debe tomar la lectura de ese momento y calcular el consumo proyectado respecto de la última lectura de facturación; este valor lo compararemos con los consumos históricos y en caso sea mayor en un 50%, se marcará el cliente para realizarle seguimiento de lecturas. Éste seguimiento debe ser realizado a medio período de facturación y las lecturas asentadas en la delegación que corresponda. Se configurará el momento que se detecte la lectura inferior a alguna de las que se haya realizado seguimiento.</p>	
Normalización.	
<p>Solicitar el cambio de medidor, se puede recomendar la instalación de un Compliant con pantalla LCD; además de kit de seguridad, cambiar la cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.</p>	



CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

ZCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
3.5 Sellos violados, medidor con numerador retrocedido	% Participación : 2.5% Nº Detecciones : 488



Tomar en cuenta que en estos casos normalmente se encuentran los precintos de seguridad violados o la cápsula del medidor está agujereada o rota. Además cuando se realiza las pruebas al equipo de medida (prueba de contraste, numerador), se observará que se encuentran dentro de niveles de precisión esperados.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

ZCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
4.2 Medidor conectado en contrafase.	% Participación : 1.4% Nº Detecciones : 280

Descripción de la Irregularidad

Cuando las conexiones de las fases R y S en los medidores monofásicos o R y T en los medidores trifásicos se encuentran invertidos en el ingreso a la bornera del equipo. Esto provoca que el medidor no registre o sub registre la energía consumida.

Como detectarlo?

Se debe reconocer la marca y modelo del equipo de medida y verificar el correcto conexionado del mismo.

Normalización.

Se corrige el conexionado del equipo de medida y resella bornera, se procede a cambiar la cerradura, soldar tapa o aplicar sikaflex.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

**4.2 Medidor conectado en
contrafase.**

Año 2005

% Participación : 1.4%

Nº Detecciones : 280



**Z
C
A
M**

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

**4.3 Conexión directa
prescindiendo del medidor**

Año 2005

% Participación : 23.9%

Nº Detecciones : 4,692

Descripción de la Irregularidad

Toda conexión realizada indebidamente dentro de la caja portamedidor. Ésta falta involucra: Conexión directa de la loza portafusible, conexión directa en la bornera, dos líneas adicionales, conexión directa en caja vacía, conexión directa en la caja de paso.

Como detectarlo?

Se debe reconocer la marca y modelo del equipo de medida y verificar el correcto conexionado del mismo. Adicionalmente se debe verificar el número de líneas internas existentes en la caja. Siempre se debe pinzar la carga tanto en la entrada de la acometida como en la salida de la línea interna del cliente para identificar alguna posible diferencia.

Normalización.

Se corrige el conexionado del equipo de medida, retira los cables adicionales y resella bornera, se procede a cambiar la cerradura, soldar tapa o aplicar sikaflex. En caso de encontrarse sin equipo de medida, se genera una orden para reposición de medidor.

**Z
C
A
M**

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

**4.3 Conexión directa
prescindiendo del medidor**

Año 2005

% Participación : 23.9%

Nº Detecciones : 4,692



Quando se encuentre que la acometida ingresa primero a la loza portafusible (o termomagnético) y luego al medidor, se deberá normalizar la secuencia colocando el ingreso de la acometida siempre primero en la bornera del medidor.

De encontrarse alguna falta oculta dentro de la caja (detrás de loza, de bornera o de tablero); se configurará como conexión clandestina.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Nombre de la Irregularidad

**4.4 Una línea directa en la
bornera**

Año 2005

% Participación : 5.0%

Nº Detecciones : 974

Descripción de la Irregularidad

Esta falta es muy similar a la conexión directa prescindiendo de medidor, a diferencia de la anterior esta consiste en que solo una línea se encuentra directa a la bornera del medidor. Técnicamente se afecta la bobina de corriente.

Como detectarlo?

Se debe reconocer la marca y modelo del equipo de medida y verificar el correcto conexionado del mismo.

Normalización.

Se corrige el conexionado del equipo de medida y resella bornera, se procede a cambiar la cerradura, soldar tapa o aplicar sikaflex.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

NCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
4.4 Una línea directa en la bornera	% Participación : 5.0% Nº Detecciones : 974



Recordemos que en los medidores trifásicos de 03 hilos, la falta corresponde en las fases R y T.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

NCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
4.5 Conexión directa tercera línea	% Participación : 0.1% Nº Detecciones : 11

Descripción de la Irregularidad

Éste tipo de falta se presenta de forma directa al cable de acometida (puede ser dentro de la caja toma, loza portafusible o de forma clandestina) tomando una fase adicional a las ya existentes, de esta forma se puede tener un suministro trifásico de forma irregular.

Como detectarlo?

Una de las formas de detectar ésta irregularidad, es tomar la carga homopolar, de existir una carga distinta de cero se tomarán las cargas fase por fase con el fin de observar un desbalance. Conjuntamente con el detector de flujo, se puede determinar la ubicación de la conexión indebida.

Normalización.

Para este caso es necesario cortar la tercera línea, aislar la acometida dañana y generar una OT para el cambio del mismo.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Nombre de la Irregularidad

Año 2005

4.6 Hurto a través de las fases de tensión

% Participación : 0.3%
Nº Detecciones : 60

Descripción de la Irregularidad

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 desfase y la existencia de más de un suministro (combinación de monofásico-trifásico o trifásico-trifásico) en el predio.

Como detectarlo?

Se toma la carga homopolar, de existir una carga distinta de cero se tomarán las cargas fase por fase con el fin de observar un desbalance. Simultáneamente se deberá medir la corriente homopolar en los suministros aledaños e identificar aquellos que se encuentren con el mismo valor.

Normalización.

Lo más recomendable es la instalación de los medidores de 4 hilos(3 bobinas) que pueden registrar estas modificaciones, puesto que el cliente las realiza de forma interna.

Otra necesidad es la de uniformizar la secuencia de fases, colocando la S en los medidores involucrados; se resellan, sueldan las tapas o colocan sykaflex.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

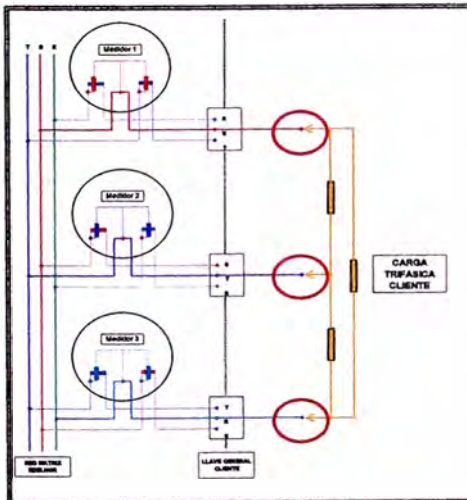


Nombre de la Irregularidad

Año 2005

4.6 Hurto a través de las fases de tensión

% Participación : 0.3%
Nº Detecciones : 60



La falta es difícil de sustentar por lo que se recomienda la intervención simultánea en cada suministro, se coordine la intervención con presencia policial ya que las evidencias pueden eliminarse en el momento.

El personal que intervenga deberá tener 06 pinzas amperimétricas para evidenciar la falta inmediatamente.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Nombre de la Irregularidad

Año 2005

4.7 Reductores de corriente desconectados o en contrafase

% Participación : 0.2%

Nº Detecciones : 33

Descripción de la Irregularidad

Los equipos de medición indirecta, constan de dos reductores de corriente que miden el amperaje real que consume el usuario y mediante el conexionado del circuito secundario son registrados en el medidor.

Éste circuito secundario consta de alimentación de tensión (03 fases) y de corriente (02 circuitos). La falta corresponde cuando alguno de estos circuitos pierde la continuidad o se encuentra conectado en contrafase. En algunas oportunidades el transformador de corriente se encuentra mal instalado.

Como detectarlo?

Circuito de corriente secundario desconectado: Pinzando la fase R o T del circuito secundario y encontrarse con carga Cero (el primario debe tener carga).

Fase de tensión secundaria desconectada: Tomar la tensión R-S, S-T y R-T en la bornera del medidor; visualmente también es posible.

Conexión de circuito secundario en contrafase: Inyectando carga resistiva mínima en bornes de cada reductor y verificar que giro de equipo de medida se incremente.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



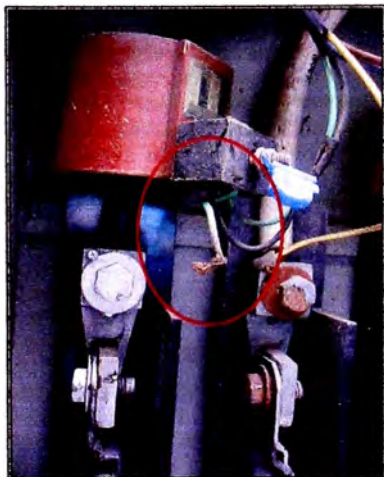
Nombre de la Irregularidad

Año 2005

4.7 Reductores de corriente desconectados o en contrafase

% Participación : 0.2%

Nº Detecciones : 33



Normalización.

Se corrige la conexión del circuito secundario (de ser necesario se solicita el cambio del cableado). Además se coloca moldimix o sikaflex en puntos de toma de tensión o bornes de reductor. Se resella bornera de reductor y medidor.

Identificar tipo de conexionado secundario, pudiendo ser de 05 ó 07 hilos (alimentación de tensión independiente). Observar colocación normalizada de reductor, punto de entrada de flujo de corriente y punto en borne para ingreso a medidor.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
5.1 Conexión directa a la red de Alumbrado Público	% Participación : 0.9% Nº Detecciones : 183

Descripción de la Irregularidad

Esta irregularidad consiste en la conexión de forma directa a la red o toma portafusible de Alumbrado Público, normalmente conectadas en horario nocturno.

Como detectarlo?

Las detecciones a las redes aéreas normalmente se pueden visualizar. En el caso del conexionado subterráneo, se deberá usar el detector de flujo y realizar las inspecciones en horario nocturno.

Normalización.

Se procedera a retirar la conexión indebida, ya sea a la red, toma interna, y dependiendo de la reincidencia en la falta por parte del cliente, se debera tapear la toma con cemento y/o instalar antiescaladores en el poste de ALP.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
5.2 Conexión directa a la red y caja de derivación aérea	% Participación : 8.4% Nº Detecciones : 1,654

Descripción de la Irregularidad

Se refiere a la vulneración de las redes eléctricas (clandestino matriz aéreo) o la caja de derivación aérea (lonchera), estas faltas son realizadas por suministros activos y retirados. La forma de ejecución es el empalme directo al cable autoportado, concéntrico, CPI o la conexión a la bornera de la caja de distribución aérea. La variación se dá cuando hacen pasar el cable indebido por dentro del poste, para no poder detectarlo visualmente.

Como detectarlo?

Hacer seguimiento visual a los cables aéreos y determinar si ingresan al medidor. Asimismo, en caso exista presunción de hurto y no se ubique el punto, se debe utilizar el detector de flujo en el poste.

Normalización.

Se debe retirar la conexión adicional y realizar una reparación al cable vulnerado con los empalmes adecuados. En el caso de la vulneración a la caja de derivación, esta podrá ser anulada o reemplazada por una caja polimérica, instalada en el vano de la red, protegida con mangas termocontraibles, corona de puas, etc.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

NCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
5.2 Conexión directa a la red y caja de derivación aérea	% Participación : 8.4% Nº Detecciones : 1,654



Se observa una CDA vulnerada, sin tapa, bornera expuesta y con cables adicionales.

Existen métodos para controlar éste tipo de conexiones, las cuales se tratarán en otra oportunidad.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

NCAM

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
5.3 - 5.4 Conexión clandestina al cable de acometida y matriz	% Participación : 32.3% Nº Detecciones : 6,332

Descripción de la Irregularidad

Se refiere a la vulneración de las redes eléctricas de manera oculta, pudiendo ser detrás de la pared, en el piso, a través del tablero o bornera. La forma de ejecución es el empalme directo al cable conductor.

Como detectarlo?



Se puede sondear la acometida para verificar que el tubo de PVC no se encuentre vulnerado. Siempre se debe pasar el detector de flujo que identificará los campos electromagnético que genere el flujo de corriente en algún punto que no corresponda. Otros instrumentos usados son el Radiodetection y el Raisenbond.

Normalización.

Se debe tomar en cuenta si la conexión indebida es:

- Dentro de la caja, cambiar la caja, medidor o loza perforados.
- En el cable acometida de un cliente, éste debe ser cambiado.
- En el cable acometida de un no cliente o cliente retirado, debe ser retirado.
- En la red matriz, empalmar la zona afectada dependiendo del tipo de cable.
- Si es necesario colocar tubo galvanizado o mantas termocontraíbles.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
5.3 – 5.4 Conexión clandestina al cable de acometida y matriz	% Participación : 32.3% Nº Detecciones : 6,332
	
Conexión Clandestina a la red Matriz	Conexión Clandestina al Cable de Acometida



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
Nombre de la Irregularidad	Año 2005
5.5 Servicio eléctrico sin número de suministro	% Participación : 0% Nº Detecciones : 8
Descripción de la Irregularidad	
<p>Se refiere a los casos donde se encontrarán instalados un servicio eléctrico (caja porta medidor, medidor, acometida y accesorios) sin embargo es necesario poder verificar que éste servicio se encuentre registrado en el sistema comercial de la empresa. Los datos de búsqueda son el N°Medidor, dirección, o mediante la ruta de lectura.</p>	
Como detectarlo?	
<p>Normalmente se detecta validando los listados de las SED's y la información recogida de campo. A un servicio lo verificamos y no lo tenemos registrado en el sistema comercial, además al usuario no le llega el recibo.</p>	
Normalización.	
<p>Se procede al retiro y desmantelamiento de todos los equipos y cortar la acometida desde el punto de empalme en nuestras redes.</p>	



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
Reventa de Energía Eléctrica	% Participación : 0% Nº Detecciones : 8

Descripción de la Irregularidad

Aunque esta falta no esta relacionado con el tema de Hurto de energía (siempre y cuando el suministro que realiza la reventa no se encuentre incurriendo en falta). La reventa de energía es prohibida por un medidas de seguridad.

Como detectarlo?

La detección cuando la reventa es externa se da de forma visual, sin embargo en predios no contiguos o en mercados con estructuras dificiles de acceder esta se puede hacer dificil de detectar. El cuidado que se debe tener es no confundir una reventa con una posible conexión clandestina.

Normalización.

Se realiza el corte de la reventa y/o dependiendo del caso se puede incluso (con autorización de EDELNOR) cortar el servicio eléctrico del suministro que realiza la reventa. Para notificar por esta irregularidad se deberá coordinar con el responsable del grupo.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

<u>Nombre de la Irregularidad</u>	Año 2005
Superación de Carga contratada	% Participación : 0% Nº Detecciones : 2

Descripción de la Irregularidad

Aunque esta falta no esta relacionado con el tema de Hurto de energía (siempre y cuando el suministro no se encuentre incurriendo en falta) la superación de carga se refiere a que el cliente al momento de contratar un suministro con determinada potencia contratada, sedetecta en campo cargas superiores a las contratadas. Se deberá informar inmediatamente al coordinador.

Como detectarlo?

Tomar la carga del suministro con una pinza amperimetrica y verificando si la potencia estimada corresponde a la contratada.

Normalización.

Se coordina con el área, la posibilidad de que el cliente incremente su carga o caso contrario, instalar un interruptor termomagnético con la capacidad que le corresponda.



DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Irregularidades adicionales detectadas:

- ❖ Sellos conformes-violados, Medidor inclinado.
- ❖ Cable de tensión cortado en medidores Complant.
- ❖ Circuito del Numerador con interruptor (manual o sensor magnético) para la manipulación, en medidores Complant.
- ❖ Disco atracado con alambre, cápsula perforada.
- ❖ Sellos violados, manipulación de la tarjeta electrónica interna del medidor Complant.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Observaciones en las pruebas de las detecciones:

- ✓ Observar bien los precintos de seguridad normalmente no se observa la manipulación, tan solo se nota una muesca blanca.
- ✓ Es preferible realizar la prueba de numerador avanzando el mismo número de vueltas que la constante del medidor (en Rev/Kwh).
- ✓ Para la prueba de contraste se debe tomar en cuenta los rangos permitidos, de acuerdo a disposiciones internas de EDELNOR (actualmente -5% y 10%).
- ✓ La fórmula para calcular el error de la Prueba de Contraste es:

$$e\% = \frac{V_{teórico} - V_{práctico}}{V_{teórico}} \times 100\%$$

- ✓ La fórmula para calcular el error de Prueba de Numerador es:

$$e\% = \frac{N^{\circ}V_{teórico} - N^{\circ}V_{práctico}}{N^{\circ}V_{práctico}} \times 100\%$$

- ✓ La fórmula para calcular el error de Relación de Transformación es:

$$e\% = \frac{(\text{factor} \times I_{sec}) - I_{prim}}{I_{prim}} \times 100\%$$

- ✓ La fórmula para calcular la energía proyectada mensual es:

$$E \text{ proy mes} = \frac{(\text{Lect02} - \text{Lect01})}{(\text{Fech02} - \text{Fech01})} \times 30 \text{ días}$$

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Configuración de una Notificación:

Documentos Obligatorios.

- Constancia de aviso previo (firmado por el cliente) no menor de edad, no efectivo policial.
- Notificación (sin correcciones, sin errores de nombre, dirección ó suministro y deberá ser firmado por el cliente ó testigo) en ésta figura los campos para las pruebas al medidor y emisión de OT.
- Fotos (presentación del hurto, persona que recibe la notificación, fachada del predio y normalización de irregularidad) indicando en una pizarra los datos del suministros, estos deben ser claros y sin errores.
- Informe de Investigación completo.

Documentos Opcionales.

- Acta de Constatación policial (cliente ausente, cliente no quiso firmar, caso importante, etc.) dependiendo del caso será interna o asentada en la delegación respectiva.

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Errores frecuentes en las notificaciones.

- Aviso previo y notificación sin firma de cliente y sin acta de constatación policial.
- Formatos con borrones o enmendaduras.
- Expedientes sin fotos o con fotos con datos errados o sin ellos.
- Fotos incompletas (foto con normalización de la falta).
- Notificación sin prueba de contraste y/o emisión de OT.
- Notificación por numeradores atracados o por engranajes manipulados, sin prueba del numerador.
- Identificación correcta de la irregularidad detectada.
- Acta de constatación policial debe ser a mano alzada y no con formato predeterminado, esta además debe contar con toda la información del caso (suministro, medidor, nombre, dirección, carga, estado, falta, etc.)
- En la firma de documentos de Notificación e Informe de Investigación, donde se indica inspector debe ir el nombre completo del técnico Jefe de cuadrilla ó Supervisor (colocan código).

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Marco Legal.

- **Art. 185° Código Penal** (hurto simple) Se equiparan a bien mueble la energía eléctrica, el gas, el agua y cualquier otra energía o elemento que tenga valor económico.
- **Art. 90° Inciso b) D.L.25844** (corte por consumo de energía sin autorización de la empresa o por vulneración de las condiciones de suministro)
- **Art. 91° D.L.25844** "En los casos de utilización ilícita adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal".
- **Art. 92° D.L.25844** (recupero de energía por inadecuada medición o por errores de facturación).
- **Art. 171° D.S.009-93-EM** "El equipo de medición deberá ser precintado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada oportunidad en que efectúe intervenciones en el mismo. Dichas intervenciones deberán ser puestas, previamente, en conocimiento del usuario mediante constancia escrita".

DESCRIPCIÓN DE IRREGULARIDADES

Anexo G

Norma DGE Contraste del sistema de medición de energía eléctrica

Procedimiento inspecciones en subestaciones

Determinan monto de la colocación de bonos soberanos autorizada mediante el D.S. N° 162-2005-EF

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 644-2005-EF/75**

Lima, 12 de diciembre de 2005

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 162-2005-EF se ha autorizado la emisión internacional de bonos soberanos por parte de la República del Perú en el marco de la operación de administración de deuda con Japan Peru Oil Co., Ltd. – JAPECO-;

Que, el artículo 4° del referido Decreto Supremo dispone, entre otras cosas, que el monto de la colocación será determinado por Resolución Ministerial del Sector Economía y Finanzas;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 162-2005-EF;

SE RESUELVE:

Artículo Único.– Determinar que el monto de la colocación de bonos soberanos a ser realizada al amparo del Decreto Supremo N° 162-2005-EF es de US\$ 500 000 000,00 (quinientos millones y 00/100 de Dólares de Estados Unidos de América).

Regístrese y comuníquese.

FERNANDO ZAVALA LOMBARDI
Ministro de Economía y Finanzas

21121

ENERGÍA Y MINAS

Aprueban la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica"

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 496-2005-MEM/DM**

Lima, 5 de diciembre de 2005

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de noviembre de 1993, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), estableciendo en su artículo 163°, entre otros aspectos, que el usuario debe abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra el mantenimiento de la conexión, de la cual forma parte el contador de energía, y que permita su reposición al cabo de 30 años;

Que, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, publicado el 11 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, asegurando así a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno;

Que, la NTCSE con el espíritu de salvaguardar el adecuado funcionamiento del contador de energía por el cual el concesionario en aplicación del artículo 163° del RLCE percibe un monto para su mantenimiento; considera como parte de la Calidad del Servicio Comercial, la Precisión de Medida de la Energía, estableciendo un proceso de control el cual implica la realización de contrastes de contadores de energía considerando tamaños de muestra en función del número de usuarios de una concesión;

Que, por Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, publicada el 18 de enero de 2003, se aprobó la Norma Técnica "Contraste del Sistema de Medición de Energía

Eléctrica", con el objetivo de reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición, y regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI;

Que, es indispensable incluir en la Norma Técnica a la cual se refiere el considerando precedente, las actividades de contrastación de los Sistemas de Medición con contadores estáticos;

Que, es necesario establecer el tiempo mínimo que debe durar la prueba de marcha en vacío de los contadores;

Que, resulta necesario considerar explícitamente en la mencionada Norma Técnica, las responsabilidades de las empresas Contrastadoras, referidas a los aspectos a considerar en el Informe de Contrastación;

Que, en el caso de detección de intervención no autorizada, de irregularidad en el contador debido a un elemento externo o modificación de las condiciones normales de instalación que modifique las características de funcionamiento del contador, el Contrastador debe abstenerse de realizar el contraste e informar al Concesionario y/o OSINERG, según corresponda;

Que, el proyecto de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" ha sido prepublicado en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas para consulta pública, tomándose en cuenta las sugerencias o aportes pertinentes en el texto final;

De conformidad con el inciso c) del artículo 6° de la Ley Orgánica del Sector Energía y Minas, aprobada por Decreto Ley N° 25962, y el literal (g) del artículo 10° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 025-2003-EM;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.– Apruébese la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial.

Artículo 2°.– A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución Ministerial, déjese sin efecto la Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, de fecha 18 de enero de 2003, que aprobó la Norma Técnica "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica".

Artículo 3°.– La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2006.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA
Ministro de Energía y Minas

**DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD
NORMA DGE "CONTRASTE DEL
SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"**

CONTENIDO

1. DEFINICIONES
2. OBJETO
3. ALCANCE
4. BASE LEGAL
5. CONTRASTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN
6. CONTRASTACIÓN A SOLICITUD DEL USUARIO
 - 6.1 Procedimiento para la Contrastación
 - 6.2 Contrastación del Sistema de Medición en Campo
 - 6.3 Contrastación del Sistema de Medición en Laboratorio
 - 6.4 Pruebas y Verificaciones Adicionales
 - 6.5 Distribución de Responsabilidades
7. CONTRASTACION POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO
 - 7.1 Procedimiento para la Contrastación
 - 7.2 Distribución de Responsabilidades

8. RECUPERO O REINTEGRO POR ERROR DE MEDICIÓN
9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

1. DEFINICIONES

1.1 Concesionario

Es el titular de una concesión definitiva de distribución, otorgada al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.2 Contrastación

Proceso técnico que permite determinar los errores del Sistema de Medición mediante su comparación con un Sistema Patrón. Forman parte de este proceso las pruebas o ensayos que se le realicen a los transformadores de corriente, si fuese el caso.

1.3 Contrastador

Persona natural o jurídica independiente de las partes en el contrato de suministro, autorizada por INDECOPI para efectuar la Contrastación de Sistemas de Medición.

1.4 Corriente Máxima (Imáx)

El valor más alto de la corriente para el cual el contador debe cumplir con los requisitos de precisión establecidos.

1.5 Corriente Nominal (In)

Valor de la corriente en función del cual se fijan las características del funcionamiento óptimo del contador.

1.6 Error de Corriente (error de relación)

Error que el transformador de corriente induce en la medida de una corriente, originado por la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación asignada en la placa de características del transformador.

1.7 Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

Es la autoridad competente para autorizar el desarrollo de la actividad de Contrastación de Sistemas de Medición.

1.8 Norma Metrológica Peruana

Es el documento técnico normativo aprobado por INDECOPI, que establece las características metrológicas, los errores máximos permisibles y los métodos de ensayo de un medio de medición.

1.9 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Es la autoridad competente para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la Norma.

1.10 Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras (Reglamento)

Es el documento emitido por la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales de INDECOPI, mediante el cual éste autoriza y supervisa a las entidades que realizan actividades de Contrastación de Sistemas de Medición, para que cumplan con los requisitos necesarios y presten un servicio eficiente.

1.11 Relación de Transformación

Es la relación entre la corriente del lado primario y la del lado secundario del transformador de corriente.

1.12 Sistema de Medición (o Equipo de Medición)

Es todo el conjunto de equipamiento requerido para la medición de energía activa y reactiva, y máxima demanda. Podrá ser de medición directa (empleando únicamente contadores de energía activa y reactiva, y registradores de máxima demanda) o, medición indirecta (empleando transformadores de medición).

1.13 Sistema Patrón

Es el Sistema usado como modelo de comparación para evaluar el sistema a contrastar y que tiene un nivel de precisión mayor al sistema evaluado. El Sistema Patrón debe ser calibrado por el INDECOPI o por Laboratorios de Calibración debidamente acreditados para tal fin.

1.14 Transformador de Corriente

Transformador de medida que sirve para conocer la intensidad de corriente en un conductor (lado primario) a través de la corriente inducida por éste (conductor) en el lado secundario y, de su relación de transformación.

Para un sentido correcto de las conexiones, el ángulo de desfase entre las corrientes del lado primario y secundario, es aproximadamente igual a cero.

1.15 Transformador de Medida

Transformador destinado a alimentar (a través de su lado secundario) instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos.

1.16 Usuario

Persona natural o jurídica que hace uso legal del suministro eléctrico correspondiente y, es la responsable por el cumplimiento de las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.

2. OBJETIVO

Reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición; así como regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI.

3. ALCANCE

Esta Norma es aplicable:

i) Dentro de las actividades referidas a la precisión de la medida de la energía tal como lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y Normas Técnicas complementarias;

ii) Cuando el Usuario o el Concesionario requieran la Contrastación del Sistema de Medición, por considerar que la medición de la máxima demanda y/o energía eléctrica, no corresponden al consumo real; y,

iii) Cuando el OSINERG, requiera efectuar la Contrastación de los Sistemas de Medición en el ejercicio de su función de fiscalización.

4. BASE LEGAL

- Artículo 92° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

- Artículos 163°, 171°, 181° y 182° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

5. CONTRASTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICION

5.1 La presente Norma se aplica para la Contrastación en campo y, parcialmente para la Contrastación en laboratorio en concordancia con el numeral 5.2. Toda Contrastación se realiza con equipos certificados por INDECOPI.

En todos los casos, la Contrastación debe ser realizada por un Contrastador. El Concesionario sólo podrá efectuar la Contrastación, cuando cuente con autorización expresa del OSINERG. La solicitud de autorización será evaluada por OSINERG dentro de los diez (10) hábiles de recibida, en caso de no pronunciarse en dicho plazo se tendrá por aceptada. Cada solicitud será referida a un caso concreto.

5.2 La Contrastación en laboratorio, se hará de acuerdo a las prescripciones aplicables de las Normas Metrológicas Peruanas y, a falta de éstas, de acuerdo a la norma IEC (International Electrotechnical Commission) y/o la norma ISO (International Organization for Standardization). En caso de no existir ninguna de las anteriores, se utilizarán normas que sean de uso internacional.

5.3 El Usuario, el Concesionario, o sus respectivos representantes, tienen derecho a presenciar la Contrastación en campo o en laboratorio, sin que el Contrastador pueda limitar el ejercicio de tal derecho.

La presencia del Usuario o del Concesionario, en el momento de la Contrastación, es potestativa, razón por la cual la no participación de alguna de las partes no invalidará la Contrastación.

5.4 El Contrastador está obligado a identificarse ante el Usuario y el Concesionario.

5.5 Cuando se trate de Contrastación en laboratorio, inmediatamente después que el Sistema de Medición haya sido retirado por el Contrastador, el Concesionario instalará un Sistema de Medición provisional en correcto funcionamiento, debidamente precintado y calibrado o con aferición. El Concesionario llevará un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

5.6 En los casos de Contrastación en laboratorio, el Contrastador deberá reinstalar el Sistema de Medición en un plazo no mayor a cinco (05) días calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Contrastador deberá comunicar por escrito a quien solicitó la contrastación, con copia a la otra parte, según corresponda conforme a los numerales 6 ó 7, la fecha y hora de la reinstalación con un plazo de veinticuatro (24) horas de anticipación como mínimo.

5.7 El Informe de Contrastación deberá contener:

- i) Los resultados obtenidos en las pruebas;
- ii) Las características de los precintos de seguridad retirados (cuanto menos tipo, número y color) y de aquellos instalados luego de la intervención;
- iii) El estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición; y,
- iv) Las condiciones de operación y estado general de los componentes del Sistema de Medición que se observen al momento de retiro y/o intervención al mismo.

6. CONTRASTACIÓN A SOLICITUD DEL USUARIO

6.1 Procedimiento para la Contrastación

6.1.1 Solicitar al Concesionario por escrito la Contrastación del Sistema de Medición, indicando el Contrastador que haya seleccionado. Además, precisará una de las siguientes alternativas de Contrastación a utilizar: en campo, o en laboratorio.

6.1.2 El Concesionario, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud del Usuario, comunicará al Contrastador seleccionado para que efectúe las pruebas correspondientes.

6.1.3 Dentro de los seis (6) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario, el Contrastador deberá:

i) Comunicar por escrito, con un mínimo de dos (2) días calendario de anticipación, al Concesionario y Usuario la fecha y hora en la que se procederá a intervenir el Sistema de Medición para efectos de Contrastación en campo. Cuando la Contrastación sea en laboratorio, comunicará el día y hora del retiro del Sistema de Medición y de su Contrastación, la cual se llevará a cabo dentro de los dos (2) días calendario siguientes;

ii) Realizar las pruebas de acuerdo a las pautas indicadas en la presente Norma y/o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,

iii) Entregar el Informe de Contrastación al Usuario, con copia al Concesionario. Tratándose de contrastación en laboratorio la entrega la efectuará en un plazo no mayor de tres (3) calendario de efectuada la contrastación. Tratándose de contrastación en campo la entrega la efectuará en la misma fecha de efectuada la contrastación.

En los Sectores Típicos de Distribución que corresponden a zonas urbano rural y rural, el contrastador deberá iniciar lo señalado en el presente numeral dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario.

6.2 Contrastación del Sistema de Medición en Campo

Del resultado de la Contrastación en campo, el Usuario tendrá información general del estado del Sistema de Medición relacionado con las tolerancias fijadas en esta Norma y condiciones en que se encuentran las conexiones eléctricas respectivas.

El Contrastador incluirá en el Informe de Contrastación el estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición y efectuará las siguientes pruebas:

i) Prueba de marcha en vacío, cuyo ensayo se realizará a la tensión de la red del Concesionario, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para contadores inductivos. Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a la tensión de la red del Concesionario sin que circule corriente, verificando que el contador no de más de un pulso. La duración mínima de este ensayo, para ambos tipos de contadores, será de quince (15) minutos, salvo que el disco, en el caso de contadores inductivos, se detenga antes del tiempo indicado, en este último caso se deberá esperar dos (2) minutos adicionales, contados a partir del momento en que el disco se detuvo.

Cuando el sistema de medición ha pasado satisfactoriamente todas las pruebas de Campo y no hay explicación para un alto consumo, el Usuario podrá solicitar la realización de las pruebas indicadas en el numeral 6.4.3 o la realización de la prueba de marcha en vacío por el tiempo que corresponda a esta prueba en laboratorio.

ii) Para cada condición indicada en las Tablas N° 01 y N° 02, el Contrastador verificará que cada componente del Sistema de Medición, contador y transformador respectivamente, funcionen dentro de los errores porcentuales indicados en las mismas.

**Tabla N° 01: Contador
Error Admisible (%) según la clase de precisión**

Condición	Valor de la Corriente	Factor de Potencia	Clase de Precisión						
			Contadores Estáticos			Contadores de Inducción			
			0,5	1	2	0,5	1	2	
			Error Admisible (%)			Error Admisible (%)			
1	0,20 In	=	±0,2	±0,3	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5
2	In	=	±0,2	±0,3	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5
3	1,0 In	=	±0,2	±0,3	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5

(*) Para Usuarios con contadores de inducción y con consumo promedio mensual mayor a 100 kWh, la condición 1 corresponderá a un valor de corriente igual a 0,1 In; el valor promedio se calculará considerando los consumos registrados en el suministro en los seis (6) meses consecutivos anteriores a la realización del contraste. En el caso de contrastes comprendidos en el inciso ii) del numeral 3, el cálculo del promedio no incluirá el mes en reclamación.

En el caso de aquellos equipos de medición que no posean la indicación de corriente máxima (Imáx), ésta será considerada como cuatro (4) veces la corriente nominal (4 In).

En caso de sistemas trifásicos, el contraste se efectuará conservando la misma secuencia fases con la que se encuentre operando el contador.

En los casos de un Sistema de Medición Indirecta, se realizará pruebas a los transformadores de corriente. En ningún caso, el transformador deberá ser de una clase superior a la clase del contador.

**Tabla N° 02: Transformador de Corriente
Error de Corriente Admisible (%) según la clase de precisión**

Condición	Valor de la Corriente	Clase de Precisión			
		0,5	0,2	0,5	1
		Error Admisible (%)			
1	0,05 In	±0,4	±0,75	±1,5	±3
2	0,2 In	±0,2	±0,35	±0,75	±1,5
3	In	±0,1	±0,2	±0,5	±1
4	1,2 In	±0,1	±0,2	±0,5	±1

El error de corriente admisible resulta de la siguiente fórmula:

$$Error\ de\ Corriente\ (\%) = \frac{(K_n \times I_s - I_p) \times 100}{I_p}$$

Siendo:

- K_n : Relación de Transformación asignada en placa;
- I_s : Corriente real en el lado secundario correspondiente a I_p en condiciones de medida;
- I_p : Corriente real en el lado primario.

En todos los casos, la carga secundaria utilizada debe ser inductiva con un factor de potencia de 0,8; excepto cuando la carga sea inferior a 5 VA, en cuyo caso, el factor de potencia será 1. En ningún caso la carga será inferior a 1 VA.

6.3 Contrastación del Sistema de Medición en Laboratorio

El Contrastador realizará las pruebas de acuerdo a lo señalado en el numeral 5.2 de la presente Norma.

La prueba de marcha en vacío se realizará a la tensión nominal, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para los contadores inductivos.

Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a 115% la tensión nominal sin que circule corriente, verificando que el contador no dé más de un pulso. La duración (t) del ensayo será:

i) para contadores de clase 0,2S y 0,5S, veinte (20) veces mayor que el tiempo entre dos pulsos, cuando se aplica la intensidad de arranque al contador indicada en la Tabla N° 03; y,

ii) para contadores de clase 1 y 2, la duración (t) mínima, expresada en minutos, será determinado mediante la siguiente fórmula:

$$t \geq \frac{f \times 10^6}{k \times m \times U_n \times I_{m\acute{a}x}}$$

Siendo:

f : Factor asociado a la clase del contador (clase 1: f = 600 y clase 2: f = 480);

k : Impulsos emitidos por kW.h (imp/kW.h);

m : Número de elementos de medida;

U_n : Tensión nominal;

I_{máx} : Corriente máxima.

Tabla N° 03: Corriente de Arranque para Contadores Estáticos

Clase del Contador	Factor de Potencia	Corriente de Arranque
0,2S	1	0,001 In
0,5S	1	0,001 In

En los casos de un Sistema de Medición indirecta, se realizará ensayos a los transformadores de intensidad. Se podrá tomar como referencia la Norma Europea EN 60044-1:1999, específicamente la Tabla N° 11 de la referida norma.

6.4 Pruebas y Verificaciones Adicionales

6.4.1 Funcionamiento del Contómetro y Verificación de la Constante:

a) Contraste en campo:

a1) En concordancia con el numeral 5.7, el contómetro será objeto de una inspección visual, que consiste en verificar o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento o lectura de este accesorio; tales como que se encuentre trabado, que los números de los rodillos no estén alineados de forma tal que induzcan a error en la lectura, entre otras.

En casos que los errores de precisión resulten atípicos, el Contrastador podrá efectuar la prueba de Verificación de la Constante del Contador de acuerdo a lo siguiente:

a2) En contadores de inducción; el rotor debe dar un número entero de vueltas de tal forma que el rodillo que gira más rápido o la aguja del integrador pueda ser leído con una exactitud suficiente que permita verificar la constante del contador.

a3) En contadores estáticos; se comprobará que la relación entre la información suministrada por la salida

de control y la indicada en el visualizador corresponde a los datos que figuran en la placa de características.

b) Contraste en laboratorio:

b1) El contómetro será objeto de una inspección mecánica, que consiste en verificar los engranajes del integrador o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento de este accesorio.

b2) La verificación de la constante del contador se efectuará de acuerdo a los literales a2) o a3), según corresponda.

6.4.2 Aislamiento del Sistema de Medición:

Para el contraste en campo se verificará la resistencia de aislamiento del sistema de medición entre las partes vivas con relación a tierra, tomando como referencia la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002.

Si algún componente o el Sistema de Medición en conjunto no pasa esta prueba, debe ser declarado como no conforme, y el Concesionario procederá a reemplazarlo.

6.4.3 Cuando los Sistemas de Medición han pasado satisfactoriamente las pruebas de Contraste y aparentemente no hay explicación para un alto consumo de energía, el Contrastador a solicitud del Usuario o del Concesionario, en este último caso previa autorización expresa del Usuario, para lo cual deberá informarle de los alcances de dicha prueba, podrá realizar pruebas de aislamiento de las instalaciones internas del Usuario, conforme lo indica la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002. Los resultados serán incluidos en el Informe de Contraste, estos nuevos elementos no intervienen en la determinación de la conformidad en el Sistema de Medición. El Concesionario cancelará el costo de esta verificación de las instalaciones internas del Usuario, y si fueron solicitadas por el Usuario, cargará en la factura del mes siguiente el monto que corresponda.

En concordancia con el numeral 9.5 el Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público, junto a los costos de contrastación, los costos de los servicios de medición de aislamiento por cada Contrastador de forma diferenciada a los costos de contraste.

6.5 Distribución de Responsabilidades

6.5.1 El Concesionario cancelará el presupuesto de la Contrastación al Contrastador. Cuando sea responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, el Concesionario cargará el monto que corresponda en la factura del mes siguiente.

Será responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, si el resultado de la prueba de marcha en vacío cumple con lo establecido en la presente Norma y cada una de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual dentro del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso, además de las pruebas de Funcionamiento del Contómetro y Aislamiento del Sistema de Medición indicadas en los numerales 6.4.1 y 6.4.2, respectivamente.

6.5.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición o parte del mismo, según corresponda; y asumir todos los costos de la Contrastación y del nuevo sistema cuando:

i) La prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,

ii) alguna de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual fuera del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; o,

iii) El Sistema de Medición no cumple con una o más de las pruebas y verificaciones adicionales mencionadas en el numeral 6.4; excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

Tratándose de hurto del sistema de medición, o de parte del mismo, el concesionario también asumirá el reemplazo correspondiente.

6.5.3 Todo reemplazo deberá realizarlo el Concesionario en un plazo máximo de diez (10) días

calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Concesionario deberá notificar previamente al Usuario la fecha y hora de dicho reemplazo, con 48 horas de anticipación como mínimo. Asimismo, el Concesionario deberá garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a instalar, entregando al Usuario el certificado correspondiente de contraste en laboratorio emitido por un Contrastador, si el caso lo amerita se aplicará la excepción indicada en el numeral 5.1. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7. CONTRASTACIÓN POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO

7.1 Procedimiento para la Contrastación

7.1.1 El Concesionario solicitará por escrito a un Contrastador la Contrastación del Sistema de Medición.

7.1.2 El Concesionario comunicará por escrito al Usuario, por lo menos con dos (2) días hábiles de anticipación, la fecha en que será intervenido el Sistema de Medición para su Contrastación, indicando el Contrastador correspondiente. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7.1.3 La Contrastación se efectuará en campo o en laboratorio. El Contrastador remitirá al Concesionario el informe correspondiente, con copia al Usuario, en los plazos que precisa el inciso iii) del numeral 6.1.3, según corresponda.

7.2 Distribución de Responsabilidades

7.2.1 El Concesionario asumirá todo el costo de la Contrastación, cualquiera que fuera el resultado de la misma.

7.2.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición conforme lo indicado en el numeral 6.5.3, y asumir el costo del mismo, en los casos señalados en el numeral 6.5.2 de la presente Norma, excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

8. REINTEGRO O RECUPERO POR ERROR DE MEDICIÓN

El Concesionario efectuará el reintegro o el recuperó, según sea el caso, del monto correspondiente determinado conforme a lo establezca la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica".

8.1 El reintegro procederá en los siguientes casos:

- i) Si la prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,
- ii) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta positivo y mayor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso.

8.2 El recuperó procederá si se cumple las siguientes dos (2) condiciones:

- i) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta negativo y menor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,
- ii) Si la Contrastación se realiza a través de un Contrastador.

9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

9.1 En casos que el Contrastador detecte modificaciones de las condiciones normales de funcionamiento del Sistema de Medición, debe abstenerse de realizar el contraste e informar lo detectado al Concesionario y a OSINERG, más tardar el siguiente día hábil de la defección.

9.2 En concordancia con el numeral 1.3, el Contrastador no podrá realizar labores que sean responsabilidad del Concesionario.

9.3 Presentada la solicitud de Contrastación por parte del Usuario, el Concesionario no podrá realizar inspecciones técnicas ni intervenciones al Sistema de Medición antes que se efectúe la Contrastación.

9.4 Las empresas concesionarias y las empresas vinculadas económicamente a éstas, no podrán realizar la actividad de Contrastación dentro de su zona de concesión.

Entiéndase por empresas vinculadas económicamente, la definición contenida en la Resolución N° 0065-1999/INDECOPI-CRT "Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras", o la que la sustituya.

9.5 El Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público la relación de los Contrastadores, los costos de los servicios de Contrastación en campo o laboratorio y los costos por pruebas de aislamiento de las instalaciones internas del usuario por cada Contrastador e informar los alcances de estos servicios, indicando las diferencias respectivas.

9.6 El Contrastador y el Concesionario están obligados a cumplir con el Código Nacional de Electricidad, el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y demás Normas aplicables; y, contar con el concurso de personal calificado que tenga experiencia no menor de dos (2) años en trabajos de contraste o similares, bajo la conducción y responsabilidad de un ingeniero electricista o mecánico electricista o rama a fin, o un técnico electricista acreditado con diploma de un instituto superior tecnológico, todos competentes en el tema.

Asimismo, el personal del Contrastador, en sus trabajos de campo o laboratorio, deberán estar debidamente uniformados portando en lugar visible su identificación (fotocheck). En alguna parte del uniforme se indicará en forma clara "Empresa Contrastadora Autorizada".

21071

INTERIOR

Instauran proceso administrativo disciplinario a ex funcionarios de la Dirección General de Migraciones y Naturalización

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 2420-2005-IN/0501**

Lima, 30 de noviembre del 2005

VISTO:

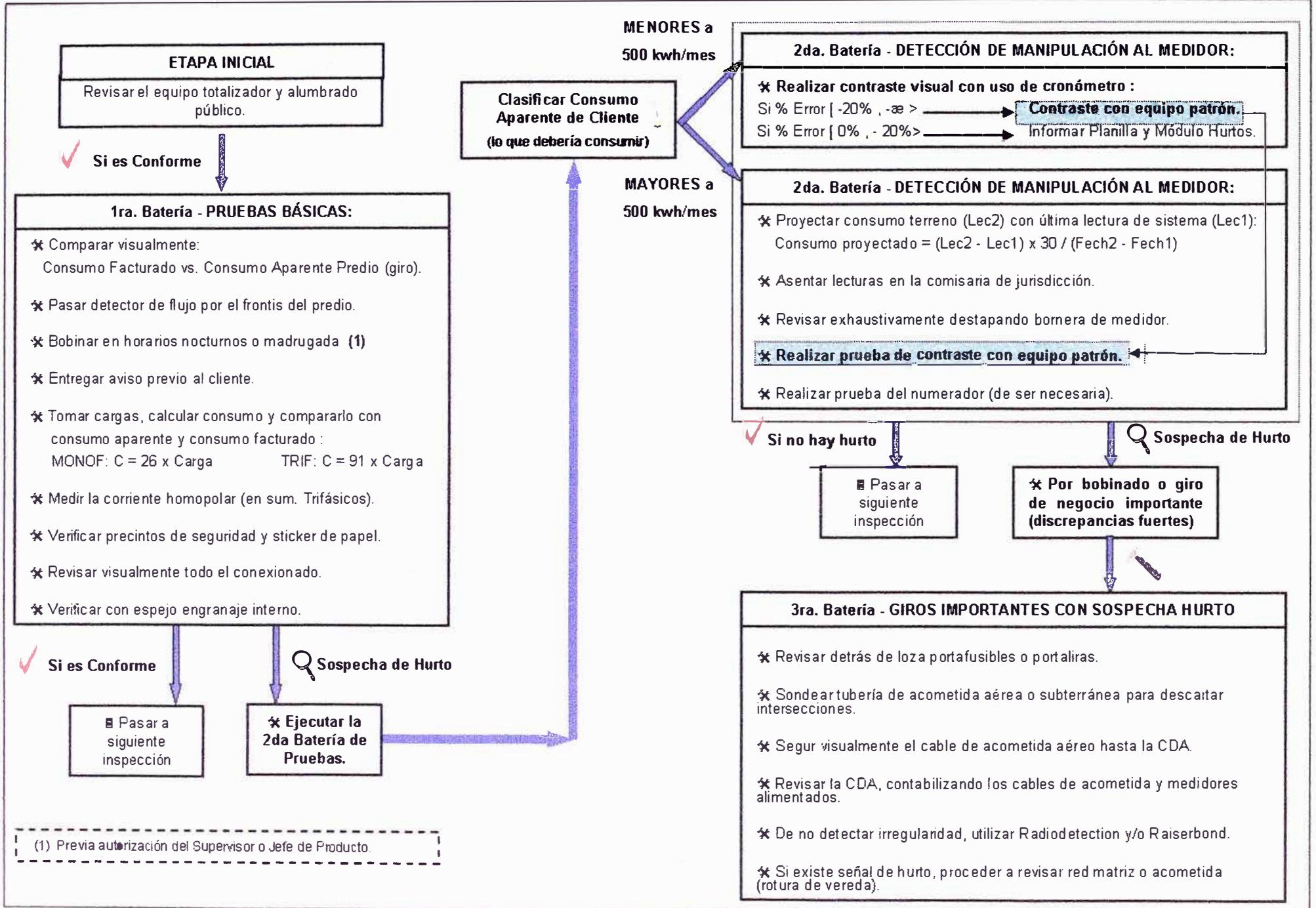
El Acta N° 004-2005-COESPROADMI-(OGA) APERTURA DE PROCESO ADMINISTRATIVO DISCIPLINARIO, del 6 de octubre de 2005, de la Comisión Especial de Procesos Administrativos Disciplinarios del Ministerio del Interior, designados mediante Resolución Ministerial N° 2149-2005-IN/0901 del 15 de septiembre de 2005, relacionado con la Instauración del Proceso Administrativo Disciplinario a la ex funcionaria Srta. Jessica Elva ÁLVAREZ ARBI, ex Administradora de Desarrollo de las Base de Datos y ex Jefe de la Unidad de Informática y Estadística de la Dirección General de Migraciones y Naturalización del Ministerio del Interior, a los ex funcionarios de confianza Enrique Manuel AGUIRRE TOLENTINO, César Antonio PALAZUELOS CASIANO, José Ángel SALAZAR AYLLÓN, Marcelo Martín HURTADO CASTANEDA y José Luis PAZ NAVA, ex Jefes de la Unidad de Informática y Estadística de la Dirección General de Migraciones y Naturalización del Ministerio del Interior;

CONSIDERANDO:

Que, conforme fluye del contenido del Informe N° 011-2005-IN/OCI.OAI.INV de fecha 5 de agosto de 2005, es de advertirse que el Jefe de la Comisión de

PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE SUMINISTROS Y DETECCIÓN DE IRREGULARIDADES

Fecha: Mayo 2004



Anexo H

Algoritmo para quiebres de consumo

Algoritmo para el selección de clientes con quiebre de consumos

1.- PROMEDIO DE CONSUMOS HISTÓRICOS

Valores a procesarse:

Consumos (x1, x2 X24)

Cálculo de realizarse

%VARIACION= (PR2 - PR1)/PR1 x 100

ETAPA 1

PASOS	CONSUMOS																								VARIACION <= -30%	
	x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18	x19	x20	x21	x22	x23	x24	SI	NO
1	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6)						pr2=promedio(x7, x8, x9, x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																		FINALIZAR	SEGUIR PASO 2
2	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7)							pr2=promedio(x8, x9, x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																	FINALIZAR	SEGUIR PASO 3
3	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8)								pr2=promedio(x9, x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																FINALIZAR	SEGUIR PASO 4
4	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9)									pr2=promedio(x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)															FINALIZAR	SEGUIR PASO 5
5	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10)										pr2=promedio(x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)														FINALIZAR	SEGUIR PASO 6
6	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11)											pr2=promedio(x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)													FINALIZAR	SEGUIR PASO 7
7	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12)												pr2=promedio(x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)												FINALIZAR	SEGUIR PASO 8
8	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13)													pr2=promedio(x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)											FINALIZAR	SEGUIR PASO 9
9	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14)														pr2=promedio(x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)										FINALIZAR	SEGUIR PASO 10
10	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x15)															pr2=promedio(x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)									FINALIZAR	SEGUIR PASO 11
11	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16)																pr2=promedio(x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)								FINALIZAR	SEGUIR PASO 12
12	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17)																	pr2=promedio(x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)							FINALIZAR	SEGUIR PASO 13
13	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18)																		pr2=promedio(x19, x20, x21, x22, x23, x24)						FINALIZAR	SEGUIR PASO 14
14	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18,x19)																			pr2=promedio(x20, x21, x22, x23, x24)					FINALIZAR	SEGUIR PASO 15
15	pr1=promedio(x1, x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18,x19,x20)																				pr2=promedio(x21, x22, x23, x24)				FINALIZAR	SEGUIR ETAPA 2

ETAPA 2 (ELIMINAR EL CONSUMO MAS ANTIGUO)

%VARIACION= (PR2 - PR1)/PR1 x 100

PASOS	CONSUMOS																							
	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18	x19	x20	x21	x22	x23	x24	
1	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6, x7)					pr2=promedio(x8, x9, x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																		
2	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7, x8)						pr2=promedio(x9, x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																	
3	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8, x9)							pr2=promedio(x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)																
4	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9, x10)								pr2=promedio(x10, x11, x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)															
5	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10, x11)									pr2=promedio(x12, x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)														
6	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11, x12)										pr2=promedio(x13, x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)													
7	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12, x13)											pr2=promedio(x14, x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)												
8	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13, x14)												pr2=promedio(x15, x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)											
9	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14, x15)													pr2=promedio(x16, x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)										
10	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x15, x16)														pr2=promedio(x17, x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)									
11	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16, x17)															pr2=promedio(x18, x19, x20, x21, x22, x23, x24)								
12	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17, x18)																pr2=promedio(x19, x20, x21, x22, x23, x24)							
13	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18, x19)																	pr2=promedio(x20, x21, x22, x23, x24)						
14	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18,x19, x20)																		pr2=promedio(x21, x22, x23, x24)					
15	pr1=promedio(x2, x3, x4, x5, x6,x7,x8,x9,x10,x11,x12,x13,x14,x16,x17,x18,x19,x20,x21)																			pr2=promedio(x22, x23,				

VARIACION <= -30%	
SI	NO
FINALIZAR	SEGUIR PASO 2
FINALIZAR	SEGUIR PASO 3
FINALIZAR	SEGUIR PASO 4
FINALIZAR	SEGUIR PASO 5
FINALIZAR	SEGUIR PASO 6
FINALIZAR	SEGUIR PASO 7
FINALIZAR	SEGUIR PASO 8
FINALIZAR	SEGUIR PASO 9
FINALIZAR	SEGUIR PASO 10
FINALIZAR	SEGUIR PASO 11
FINALIZAR	SEGUIR PASO 12
FINALIZAR	SEGUIR PASO 13
FINALIZAR	SEGUIR PASO 14
FINALIZAR	SEGUIR PASO 15
FINALIZAR	REPETIR ETAPA 2

Nota:

- De mantenerse la condición de No, se eliminarán los consumos mas antiguos hasta el x12

- SI habiendose concluido las iteraciones (con la eliminación de los CONSUMOS del X1 hasta el X12) se mantiene la condición de NO, entonces se procesan los CONSUMOS de otros suministro

2.- GENERACIÓN DE HURTADORES FRESCOS

Descripción:

Programa que obtiene los clientes sospechosos de hurtos bajo el algoritmo de tipo "Quiebre de Consumo" los clientes sospechosos de hurtos, generando un libro y sus inspecciones, ese libro será para una sucursal.

Para la Odt de Hurtadores Frescos se tienen las siguientes premisas y notaciones:

(1) Ci = consumo del mes i, donde i = 0..6. Por ejemplo Co = consumo del presente mes, C1 = consumo del mes anterior, así sucesivamente.

(2) Todos los consumos considerados (incluso el del presente mes), deben de ser por una lectura EFECTIVA.

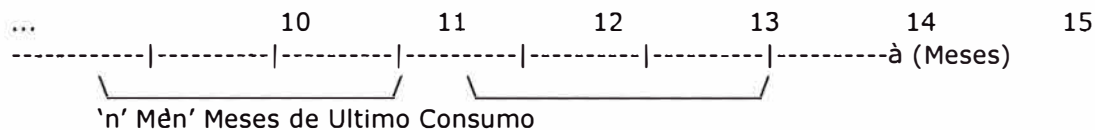
(3) Si Cx es un consumo basado en una lectura NO EFECTIVA, sólo se considerará en el promedio (P) de los consumos del mes i = 1 hasta (x-1).

(4) Se tomará para calcular el promedio un máximo de 6 meses atrás sin considerar el presente mes.

GORITMO QUIEBRE DE CONSUMO

datos:

- Ø Meses de Evaluación
- Ø Meses de Último Consumo
- Ø Consumo Promedio (%)



Sumar consumo de los 'n' meses de último consumo, considerando consumos ceros en el período y contarlos
Sumar consumo de los 'n' meses de evaluación, sin considerar consumos ceros en el período y contarlos

- Calcular consumo promedio de los 'n' meses de últimos meses de consumo (a)
- Calcular consumo promedio de los meses de evaluación (b)

Mediante una regla de tres:

$$\begin{array}{r} (b) \text{-----} 100 \% \\ (a) \text{-----} X \% \end{array}$$

$$X = (a) * 100 / (b)$$

El valor 'X' que se calcula, es el porcentaje que se evalúa, si es menor igual (\leq) al parámetro de Consumo Promedio

Si no cumple la condición, no considerar cliente como sospechoso

Si cumple la condición anterior, evaluar:

Si tiene inspecciones de hace 'n' meses de evaluación;

Si cumple la condición anterior,

no considerar cliente como sospechoso

sino

considerar al cliente como sospechoso

ALGORITMO PROMEDIOS BAJOS

datos:

- Ø Meses de Inspección
- Ø Meses de Consumo
- Ø Variable Predefinida (%)

o

Calcular consumo promedio de los 'n' meses de consumo, sin considerar consumos ceros en el período

Sumar consumos mayores al promedio calculado y contarlos

Sumar consumos menores al promedio calculado y contarlos

Calcular consumo promedio de los consumos mayores (a)

Calcular consumo promedio de los consumos menores (b)

Mediante una regla de tres:

$$\begin{array}{r} (b) \text{-----} 100 \% \\ (a) \text{-----} X \% \end{array}$$

$$X = (a) * 100 / (b)$$

El valor 'X' que se calcula, es el porcentaje que se evalúa, si es mayor ($>$) al parámetro de Variable Predefinida

Si no cumple la condición, no considerar cliente como sospechoso

Si cumple la condición anterior, evaluar:

Si tiene inspecciones de hace 'n' meses de evaluación;

Si cumple la condición anterior,

no considerar cliente como sospechoso

10

considerar al cliente como sospechoso

- ALGORITMO QUIEBRE DE CONSUMO

datos:

- ∅ Meses de Inspección
- ∅ Meses de Consumo

procedimiento:

Realizar las siguientes sumas:

Leer consumo hasta los 'n' meses de consumo

Sumar el consumo multiplicado por el período (a)

Sumar el número de período (b)

Sumar el consumo \odot

Sumar el número de período elevado al cuadrado (d)

Fin de Leer consumo

Sumar (b) elevado al cuadrado (e)

Realizar la siguiente fórmula de la pendiente:

$$\text{Pendiente} = \frac{(\text{meses de consumo} * (a)) - ((b) * (c))}{((\text{meses de consumo} * (d)) - (e))}$$

Si Pendiente es menor (<) que cero (0),

considerar al cliente como sospechoso

sino

no considerar cliente como sospechoso

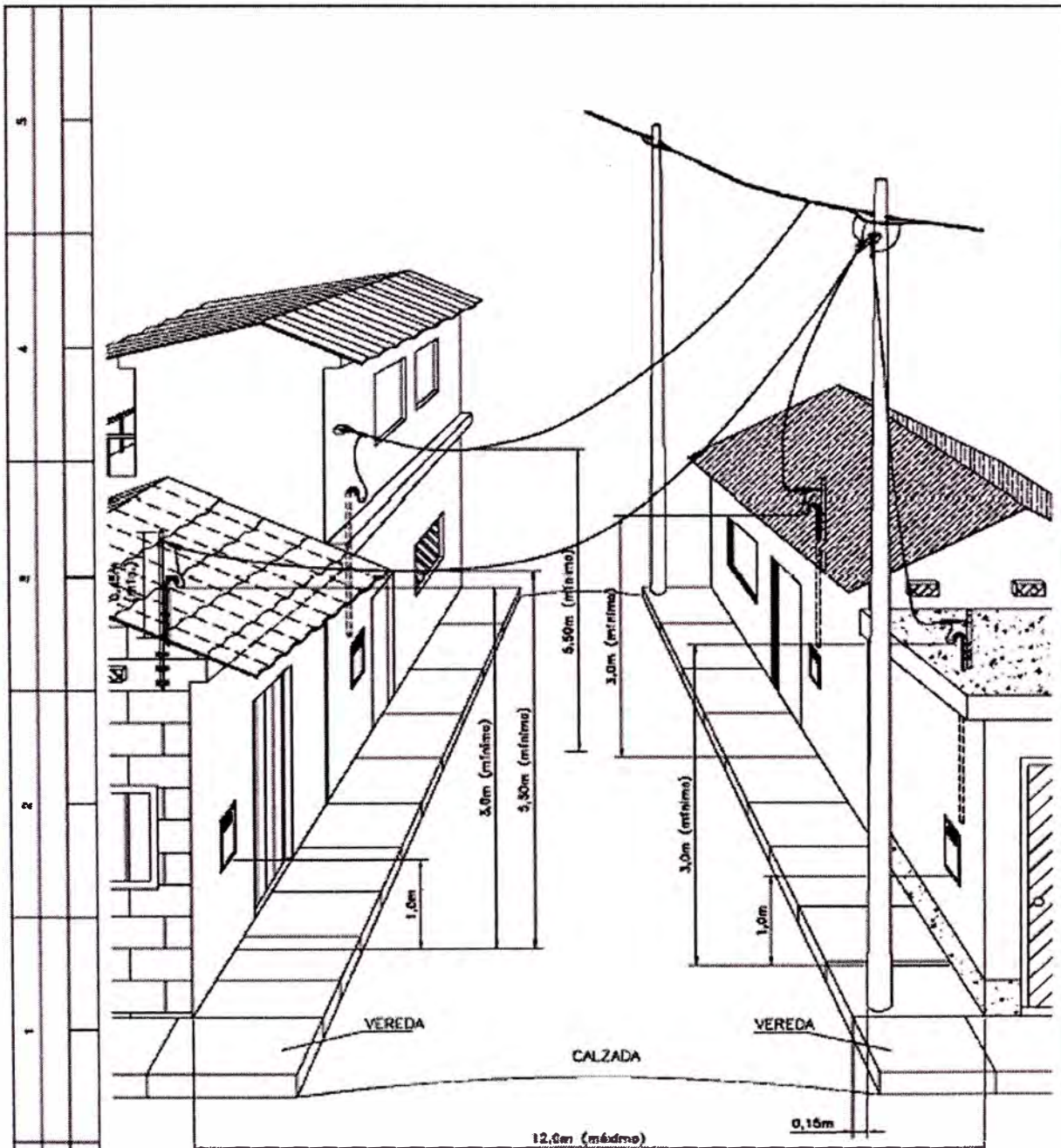
Anexo I

Normas Gráficas y Planos de las conexiones eléctricas en B.T.

ANEXO
NORMAS GRÁFICAS Y PLANOS DE LAS
CONEXIONES ELÉCTRICAS
EN BAJA TENSION
EN ZONAS DE CONCESIÓN DE
DISTRIBUCIÓN

NORMAS GRÁFICAS Y PLANOS DE LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSION EN ZONAS DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN

ITEM	DESCRIPCIÓN	TIPO	NÚMERO
1.0	Componentes de la Conexión Eléctrica en Baja Tensión		
1.1	Acometida Aérea	Norma	N1-01- 01/02
1.1	Acometida Aérea- Excepción	Norma	N1-01- 02/02
1.2	Acometida Subterránea	Norma	N1-02
1.3	Acometida Aéreo-Subterránea	Norma	N1-03
2.0	Distancias de Seguridad de Conexiones Eléctricas en Baja Tensión		
2.1	Acometida Aérea - Configuración 1	Norma	N2-01 -01/04
2.1	Acometida Aérea - Configuración 2	Norma	N2-01 -02/04
2.1	Acometida Aérea - Configuración 2 - Detalles	Norma	N2-01- 03/04
2.1	Acometida Aérea - Dimensiones	Norma	N2-01- 04/04
2.2	Acometida Subterránea	Norma	N2-02
2.3	Acometida Aéreo - Subterránea	Norma	N2-03
2.4	Emplazamiento de Acometida en Fachada	Norma	N2-04
2.5	Acometida a Conductores de Comunicación	Norma	N2-05
3.0	Emplazamiento de las Conexiones Eléctricas en Baja Tensión	Norma	N3-01
4.0	Medición y Protección de Conexiones Eléctricas en Baja Tensión		
4.1	Para Sistema 220 V - Neutro Aislado	Norma	N4-01
4.2	Para Sistema 380/220 V - Neutro a Tierra	Norma	N4-02
4.3	Para Sistema 440/220 V - Neutro a Tierra	Norma	N4-03
4.4	Curva Tipo B para Interruptores Termomagnéticos en Conexiones Domiciliarias	Norma	N4-04 -01/02
4.5	Curva Tipo C para Interruptores Termomagnéticos en Conexiones Domiciliarias	Norma	N4-04-02/02
5.0	Clases de Conexiones Eléctricas en Baja Tensión		
5.1	Conexión Simple y Doble	Norma	N5-01
5.2	Conexión en Derivación – Banco de Medidores	Norma	N5-02
6.0	Detalles de las Conexiones Eléctricas en Baja Tensión		
6.1	Caja Metálica	Plano	PL-01-01/02
6.1	Caja No Metálica	Plano	PL-01-02/02
6.2	Conexiones Subterráneas en Fachada y Murete - Dimensiones	Plano	PL-02
6.3	Conexiones Aéreas en Fachada y Murete - Dimensiones	Plano	PL-03
6.4	Componentes de Derivación	Plano	PL-04
6.5	Pozo de Puesta a Tierra	Plano	PL-05



NOTAS:

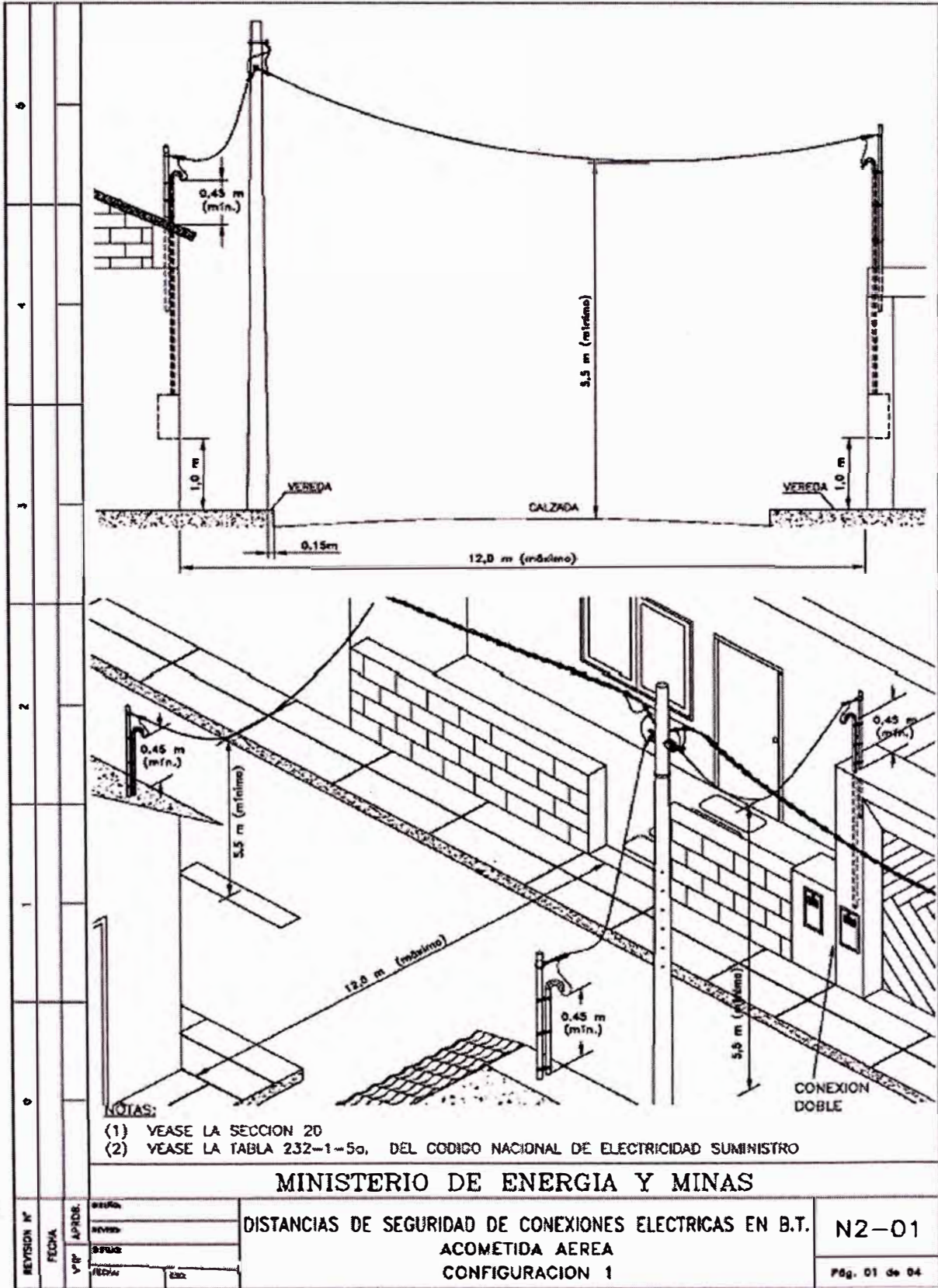
- (1) VEASE LA SECCIÓN 20
- (2) VEASE LA TABLA 232-1-5a, CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD SUMINISTRO

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

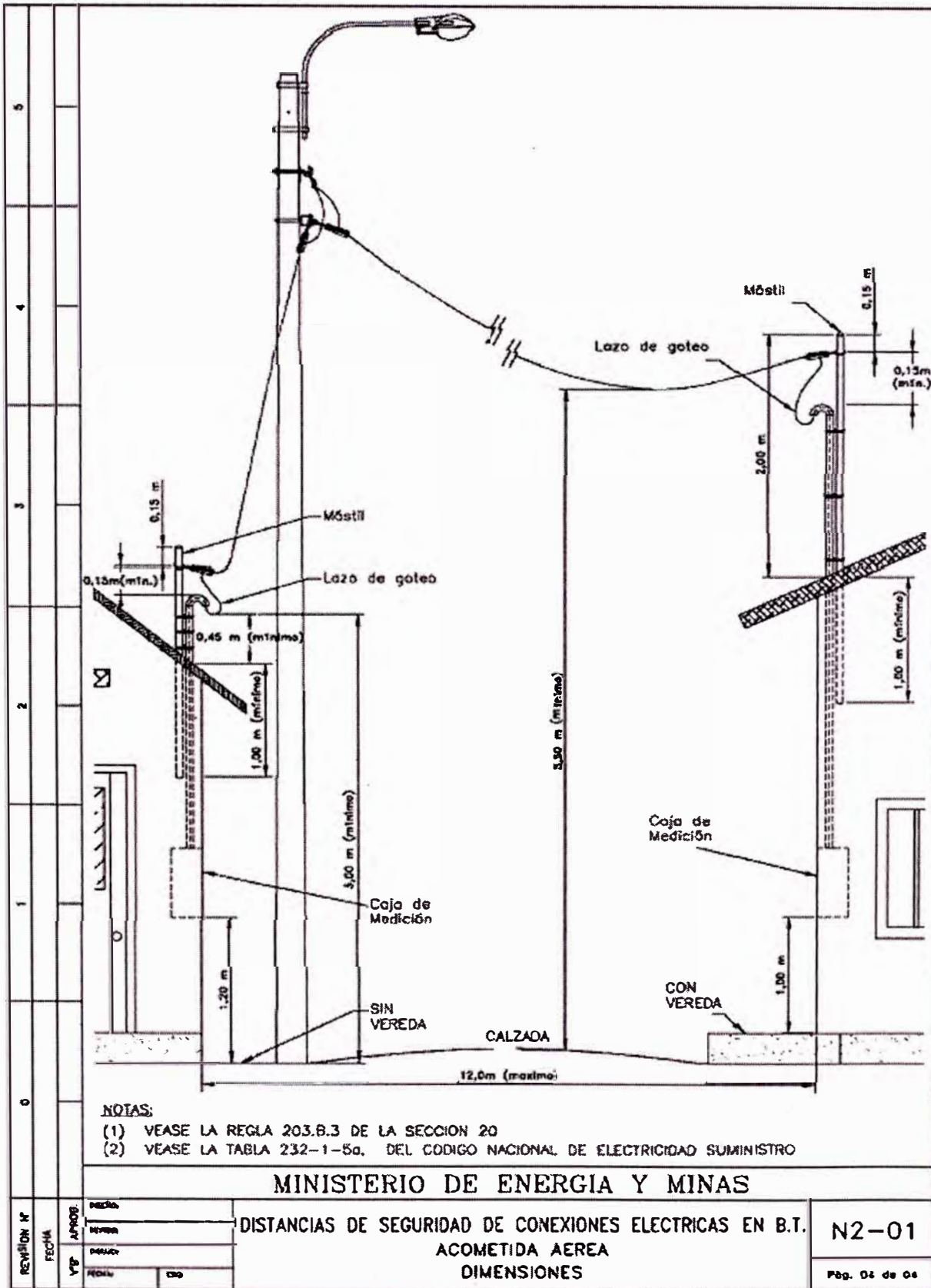
REVISION N°	FECHA	V°	APODO.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD DE CONEXIONES ELECTRICAS EN B.T.
 ACOMETIDA AEREA
 CONFIGURACION 2

N2-01
 Pág. 02 de 04



5		
4		
3		
2		
1		
0	<p>NOTAS:</p> <p>(1) VEASE LA SECCION 20</p> <p>(2) VEASE LA TABLA 232-1-50, CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD SUMINISTRO</p>	
<p>MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS</p>		
REVISION N° FECHA Vº APROB.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD DE CONEXIONES ELECTRICAS EN B.T. ACOMETIDA AEREA CONFIGURACION 2 - DETALLES	N2-01 Pág. 03 de 04



Anexo J

Ordenes de Trabajo de Normalizaciones

Diseño de Medidas Técnicas y Normalizaciones más eficaces

Sistema de medición concentrada Chile

Sistema de medición concentrada Brasil

Redes DAT Brasil

Redes DAM Perú

TRABAJOS DE NORMALIZACIÓN DE IRREGULARIDADES

Item	Irregularidad	Descripción	Tipo OT	Trabajo Normalización
1	Actualización de lectura	Suministro fuera de ruta, interno, cerrado o no ubicado, etc	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Consignar estado del medidor. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines.
2	Bobina Puenteada	Puente Externo (Cangrejo)	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro de cangrejo. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
		Puente Interno (cable de cobre o similar)	OT Norma.	<ul style="list-style-type: none"> - OT para Cambio de medidor - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, OT para soldar tapa.
3	Conexión clandestina al cable de Acometida	Conexión clandestina adicional detrás de la pared, por el piso.	OT Norma.	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro de conexión clandestina. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - OT para Cambio de acometida desde la matriz. - OT para Cambio de medidor, si contraste no es conforme.
		Conexión en caja vacía con servicio retirado.	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Desmantelamiento de conexión clandestina.
4	Conexión clandestina al cable Matriz	Conexión clandestina a través de un empalme a la red de distribución secundaria	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro de conexión clandestina. - Reparación de vereda, de acuerdo a norma. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines.
5	Conexión directa a la caja de Distribución Aérea	La conexión directa llega directo al predio sin pasar por una caja de medidor	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro de conexión clandestina. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si es necesario cambiar la cerradura de la caja de distribución por 05 pines ú otros. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
6	Conexión directa al Alumbrado Público	Conexiones domiciliarias , de ambulantes y demás a la red de AP	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro de conexión clandestina.
7	Conexión directa prescindiendo del medidor	A la acometida, a la bomera (dos o tres líneas), a la loza portafusible (toda conexión directa dentro de la caja)	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Normalización del conexionado. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
		Conexión en caja vacía con servicio activo.	OT Norma.	<ul style="list-style-type: none"> - OT para reposición de medidor y cerradura 05 pines.
8	Conexión directa tercera línea	Dentro de la caja o línea de otro suministro	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Normalización del conexionado. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
9	Engranajes de medidor Manipulados	Engranajes Limados, con otra relación o cambiados, etc.	OT Norma.	<ul style="list-style-type: none"> - Resellado de la tapa del medidor (numeración correlativa). - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa. - OT para Cambio de medidor
10	Error de Factor en el sistema	Suministros con medición Indirecta	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Consignar factor real del terreno. - Colocación de tapa y sello bomera. - Colocación de sellos en transformadores de corriente. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines.
11	Medidor conectado en contrafase	Fases de corriente invertidas en la bomera del medidor	Administrativa	<ul style="list-style-type: none"> - Normalización del conexionado. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
12	Numerador entrelazado, malogrado o trabado	Numerador entrelazado, malogrado o trabado	OT Norma.	<ul style="list-style-type: none"> - Resellado de la tapa del medidor (numeración correlativa) - OT para Cambio de medidor - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines, OT para soldar tapa.
				<ul style="list-style-type: none"> - OT para Cambio de medidor

Item	Irregularidad	Descripción	Tipo OT	Trabajo Normalización
13	Puentes de tensión abiertos	Cable de bobina de tensión interna cortada	OT Norma.	- Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines, OT para soldar tapa.
		Puentes de Tensión Externos abiertos	OT Norma.	- OT para Cambio de medidor - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines, OT para soldar tapa.
14	Reductores de corriente desconectados	Suministros con medición Indirecta	Administrativa	- Normalización del conexionado. - Colocación de tapa y sello bomera. - Colocación de sellos en transformadores de corriente. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
15	Reductores de corriente no cumple relación	Suministros con medición Indirecta	OT Norma.	- Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - OT para cambio de transformadores de corriente (sellado de los mismos). - OT Cambio de cerradura por chapa 05 pines en caja toma F1, F2 ó F3.
16	Reventa de Energía Eléctrica	No es CNR	Ninguna	-
17	Hurto a través de la fase de tensión	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 desfase y la existencia de más de un suministro (combinaciones de monofásico-trifásico o trifásico-trifásico) en el predio	OT Norma.	- Normalizar el conexionado de los suministros involucrados (fases S de los medidores deberán ser las mismas). - OT para cambio de medidor por 4 hilos. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines ó es reincidente, soldar tapa.
18	Sellos de medidor conformes, Medidor Defectuoso	Disco con rozamiento, Disco atracado	OT Norma.	- Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - OT para cambio de medidor.
19	Sellos de medidor violados, medidor defectuoso	Disco con rozamiento, Disco atracado. Sellos rotos, represandos, cambiados, inexistentes, violados, no correlativos, etc.	OT Norma.	- Resellado de la tapa del medidor (numeración correlativa). - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - OT para cambio de medidor. - Si caja tiene cerradura 05 pines, OT para soldar tapa.
20	Sellos violados de medidor, numerador retrocedido	Con lectura inferior a la última inspección	OT Norma.	- Resellado de la tapa del medidor (numeración correlativa). - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - OT para cambio de medidor. - Si caja tiene cerradura 05 pines, OT para soldar tapa.
21	Servicio Electrico Sin Nro de Suministro	Cuenta con caja, equipo de medida y acometida. Usuario sin contrato de suministro	Ninguna	- Corte del servicio, desde la matriz.
22	Suministro Retirado con Servicio Eléctrico	Cuenta con caja, equipo de medida y acometida	Administrativa	- Desamtelamiento del servicio.
23	Superación de carga contratada	No es CNR	Ninguna	-
24	Una línea directa en la bornera	a bomera del medidor.	Administrativa	- Normalización del conexionado. - Colocación de tapa y sello bomera. - Cambio de cerradura por chapa 05 pines. - Si caja tiene cerradura 05 pines existente, soldar tapa.
25	Sellos Conformes y/o violados, medidor inclinado	Medidor en posición inadecuada para la medición.	OT Norma.	- Resellado de la tapa del medidor (numeración correlativa). - Traslado de medidor o cambio de caja.

Nota.-

- Los trabajos señalados son los minimos necesarios para la normalización. Si la situación del suministro requiere otras normalizaciones adicionales se pueden generar en la OT partidas adicionales.
- De existir alguna tapa de la caja del medidor con una cerradura distinta (china, etc.) que no permita la adecuación de la cerradura de cinco pines o sólo el pin, se procederá a solicitar el cambio de dicha tapa por otra L o LT corrida con su respectiva cerradura de cinco pines.
- En los casos de los sellos de la tapa del medidor donde se observe: sellos de plomo, tapa sin sellos ú otros tipos de sellos no perteneciente a Edelnor, este deberá retirado y resellado por la cuadrilla de pérdidas.
- En los casos donde se requiera cambiar la mica de la tapa (opaca, rota, inexistente, etc) el trabajo deberá realizarlo el personal de pérdidas.

Diseño de medidas técnicas y normalizaciones más eficaces para evitar reincidencia del hurto

Febrero 2006



Objetivos

- ✓ Consolidar información acerca de las medidas técnicas y normalizaciones implementadas para la reducción y control del hurto de energía.
- ✓ Uniformizar y aplicar las medidas técnicas implementadas de acuerdo al tipo de hurto detectado.
- ✓ Realizar un proceso de reforzamiento de estos temas hacia el personal actual, así como de inducción al personal nuevo.
- ✓ Instruir en la teoría básica y enlazar con las charlas de “Tipos de Hurtos Especiales” y “Descripción de Irregularidades y modalidades de hurto de energía y métodos de detección”.



Actividades y Medidas Técnicas Ejecutadas el Año 2005

- Traslados de cajas de distribución a 2 m del poste.
- Instalación de mantas termocontraíbles.
- Instalación de coronas antiescaladores.
- Instalación de crucetas de madera.
- Instalación de postes de 13 y 15 mts.
- Instalación de cable antihurto (con fleje de acero).
- Instalación de acometidas aéreas perpendicularmente a la red matriz aérea.
- Protección de acometidas aéreas con tubo galvanizado.
- Anulación de cajas de paso y distribución para limitar el hurto desde éstas.
- Instalación de gabinetes metálicos para protección de los medidores.
- Instalación de tubo galvanizado en tramos de red matriz subterráneo.
- Aseguramiento de las cajas porta medidor mediante: La instalación de pernos antihurtos, sellado mediante el uso del Sikaflex, soldado de las cajas.
- Instalación de totalizadores a mitad de llave de BT para el control exclusivo, vía sistema comercial, de clientes sospechosos de hurto de energía.
- Instalación de equipos de medida en paralelo a los suministros sospechosos con circuitos eléctricos independientes y que alimenten exclusivamente.
- Detección de fugas a tierra en redes de BT, en subestaciones que cuentan con redes mayores a 30 años de antigüedad.
- Arranques masivos de cables clandestinos en AA.HH .
- Instalación de suministros provisionales.
- Instalación de red antihurto de B.T. Tipo DAT.



I.- Conexión Directa a la Caja de Derivación Aérea

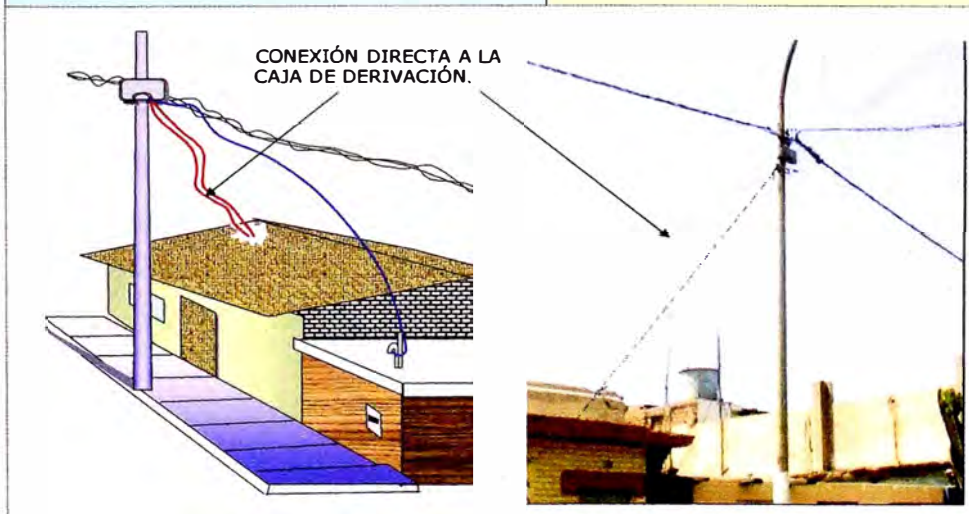
Descripción de la irregularidad

I - Conexión Directa a La Caja De Derivación Aérea.

Año 2005

% Participación : 4.3%

Nº Detecciones : 852



I.- Conexión Directa a la Caja de Derivación Aérea



Descripción de la normalización

I.1.-Caja de derivación (polimérica) a dos metros del poste.



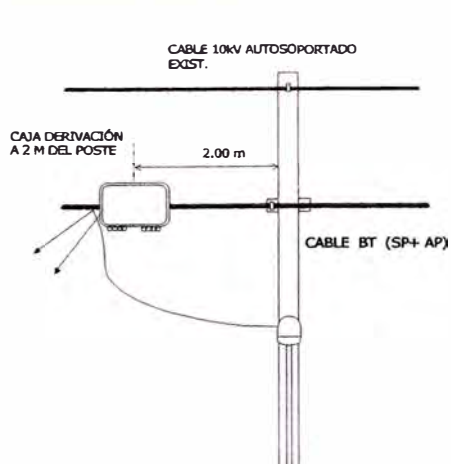
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

I.- Conexión Directa a la Caja de Derivación Aérea



Descripción de la normalización

I.1.-Caja de derivación (polimérica) a dos metros del poste.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

I.- Conexión Directa a la Caja de Derivación Aérea

Descripción de la normalización

I.2.-Caja de derivación enzunchada con fleje de acero.



PARA EVITAR QUE VULNEREN LA CAJA POLIMERICA SE DEBE ENZUNCHAR LA CAJA CON FLEJE DE ACERO.



II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo

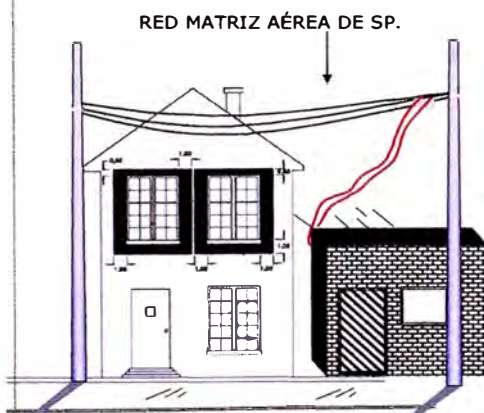
Descripción de la irregularidad

II - Conexión clandestina a la red de distribución aérea

Año 2005

% Participación : 4.1%

Nº Detecciones : 802



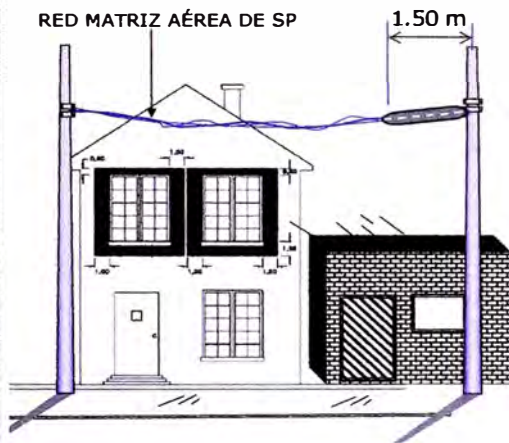
ENERGIA CONSUMIDA CLANDESTINAMENTE, QUE NO ES REGISTRADA POR UN MEDIDOR.



II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo

Descripción de la normalización

II.1.-Instalación de manta termocontraible.

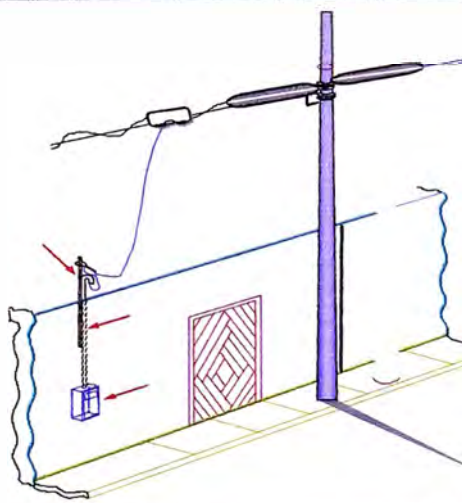


Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo

Descripción de la normalización

II.1.-Instalación de manta termocontraible a ambos lados del poste.



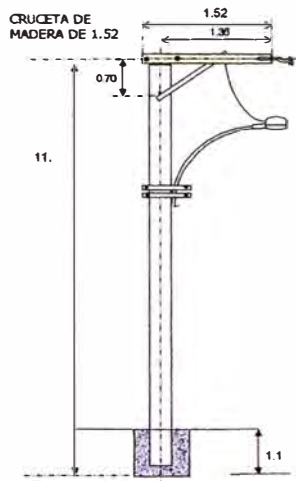
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo



Descripción de la normalización

II.2.-Modificación de redes aéreas alejándola de los postes mediante crucetas de madera de 1.52 m.



LA CRUCETA DE MADERA, ALEJA LA RED MATRIZ DEL PREDIO.



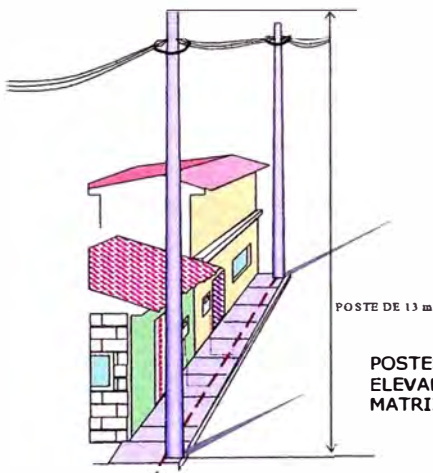
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo



Descripción de la normalización

II.3.-Postes de 11 y 13 metros que elevan la red matriz.



POSTES DE 13 M, ELEVAN LA RED MATRIZ



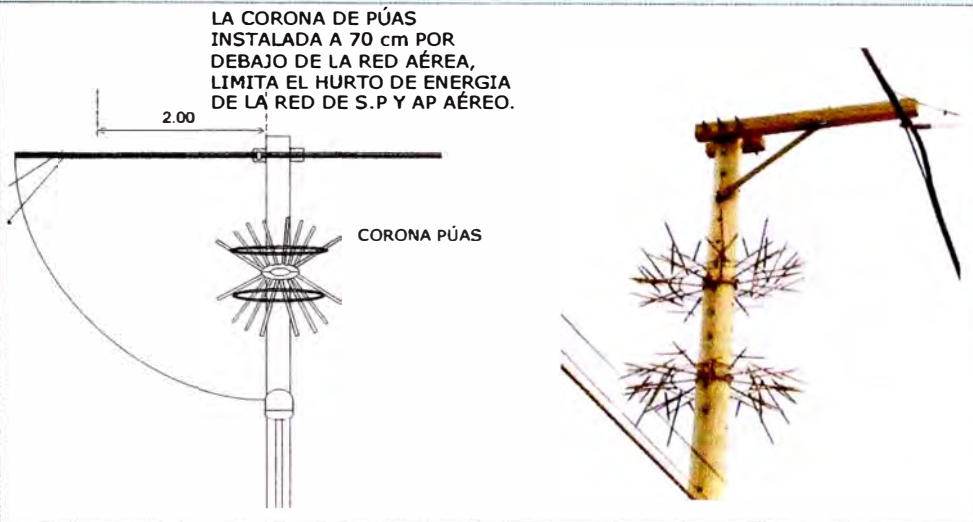
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

II.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Aéreo



Descripción de la normalización

II.4.-Antlescaladores (Corona de Púas) en postes de BT.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

III.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Aérea



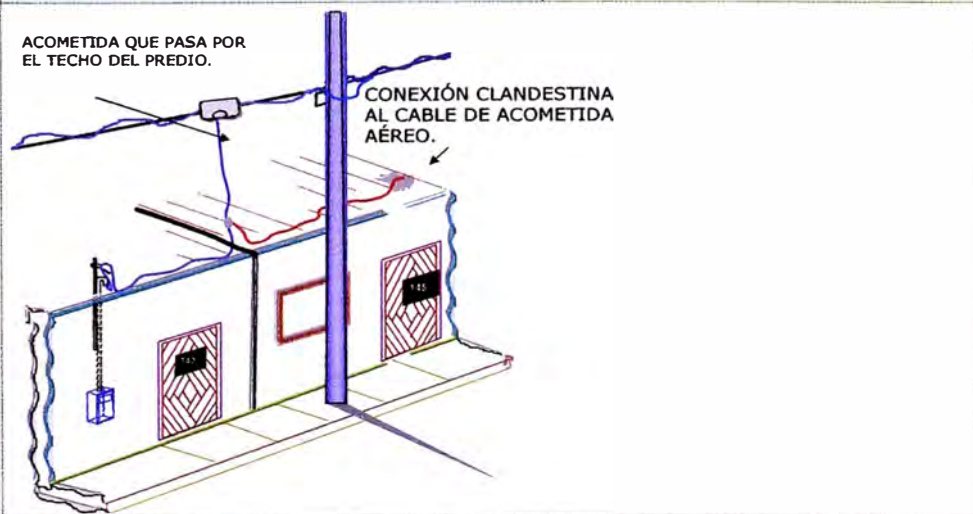
Descripción de la irregularidad

III - Conexión clandestina al cable de acometida aéreo

Año 2005

% Participación : 2.4%

Nº Detecciones : 464



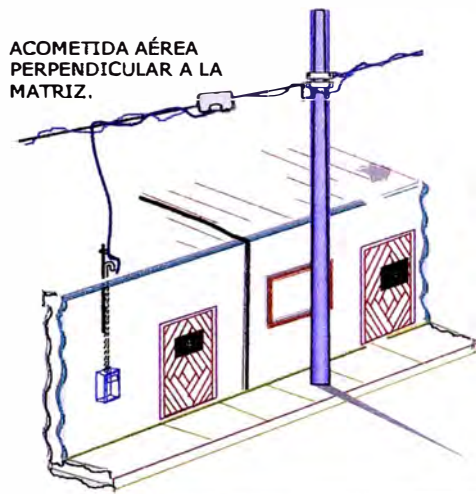
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

III.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Aérea



Descripción de la normalización

III.1.-Cable de acometida trenzado e instalado perpendicularmente a la matriz aérea.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

III.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Aérea



Descripción de la normalización

III.1.-Cable de acometida trenzado e instalado perpendicularmente a la matriz aérea.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

III.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Aérea



Descripción de la normalización

III.2.-Acometida aérea protegida con tubo F°G° y tubo PVC internamente.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

III.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Aérea



Descripción de la normalización

III.2.-Acometida aérea protegida con tubo F°G° y tubo PVC internamente.

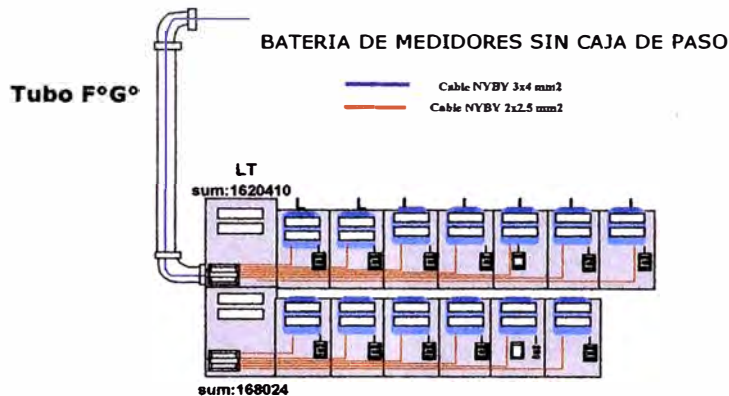


Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

IV.- Conexión Directa a la Caja de Paso

Descripción de la normalización

IV.1.-Batería de medidores sin caja de paso y acometida con tubo F°G° y tubo PVC en su interior.



LA ACOMETIDA LLEGA A LOS SUMINISTROS 1020410 Y 168024 LOS CUALES SE INSTALARAN EN CAJAS LT PARA DERIVAR DE ESTA A LOS DEMAS SUMINISTROS.



IV.- Conexión Directa a la Caja de Paso

Descripción de la normalización

IV.1.-Batería de medidores sin caja de paso y acometida con tubo F°G° y tubo PVC en su interior.



BATERIA DE MEDIDORES SIN CAJA DE PASO. LA ACOMETIDA LLEGA A UNO DE LOS SUMINISTROS DE LA BATERIA DE DONDE SERA DERIVADA A LOS DEMAS SUMINISTROS ACTIVOS.



V.-Conexiones Irregulares al Medidor (Conexiónado, manipulación medidor)



Descripción de la normalización

V.1.-Instalación de gabinete metálico para proteger una batería de medidores contra manipulaciones.



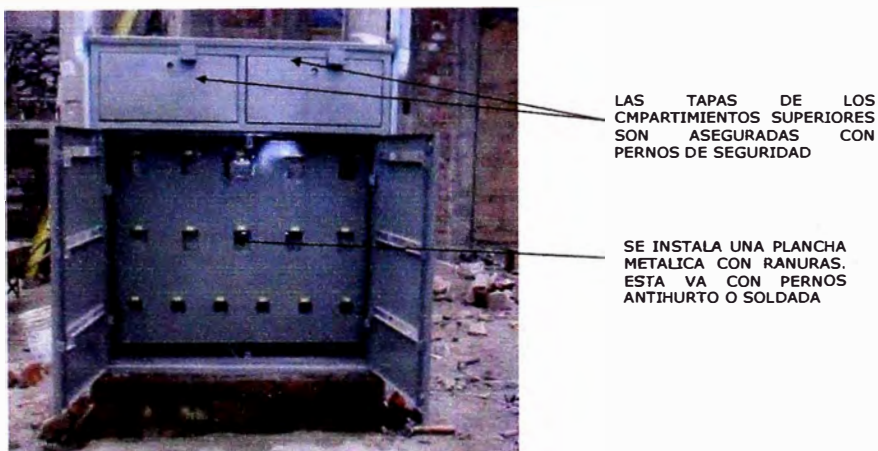
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

V.-Conexiones Irregulares al Medidor (Conexiónado, manipulación medidor)



Descripción de la normalización

V.1.-Instalación de gabinete metálico para proteger una batería de medidores contra manipulaciones.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

V.-Conexiones Irregulares al Medidor (Conexionado, manipulación medidor)



Descripción de la normalización

V.1.-Instalación de gabinete metálico para proteger una batería de medidores contra manipulaciones.

FINALMENTE EL GABINETE CERRADO SOLO TIENE RANURAS QUE PERMITEN LA LECTURA DE LOS MEDIDORES.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VI.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Subterráneo

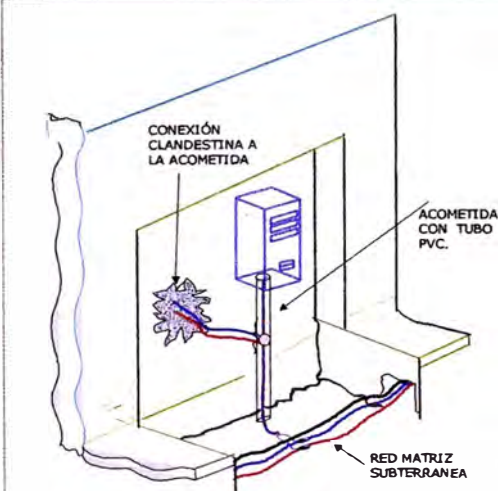


Descripción de la irregularidad
VI - Acometida vulnerada por la parte interior de la fachada.

Año 2005

% Participación : 9.6%

Nº Detecciones : 1,883

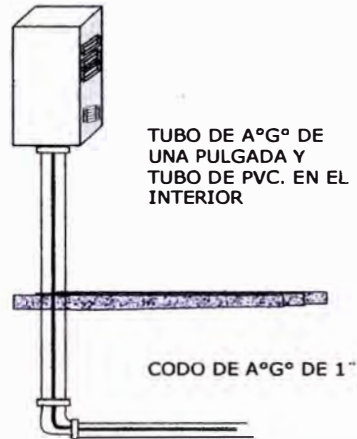
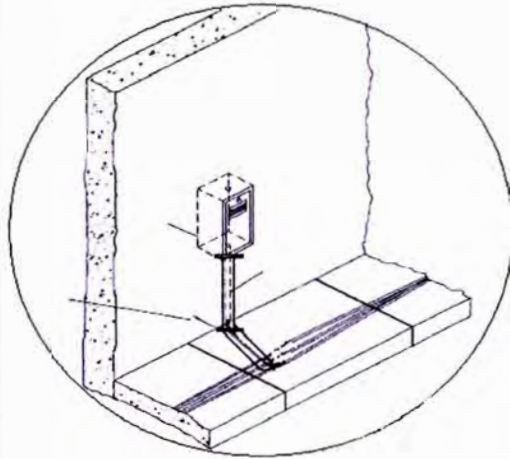


Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VI.- Conexión Clandestina al Cable de Acometida Subterráneo

Descripción de la normalización

VI.1.- Instalación de tubo de FºGº desde el empalme de la matriz hasta la caja porta medidor.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

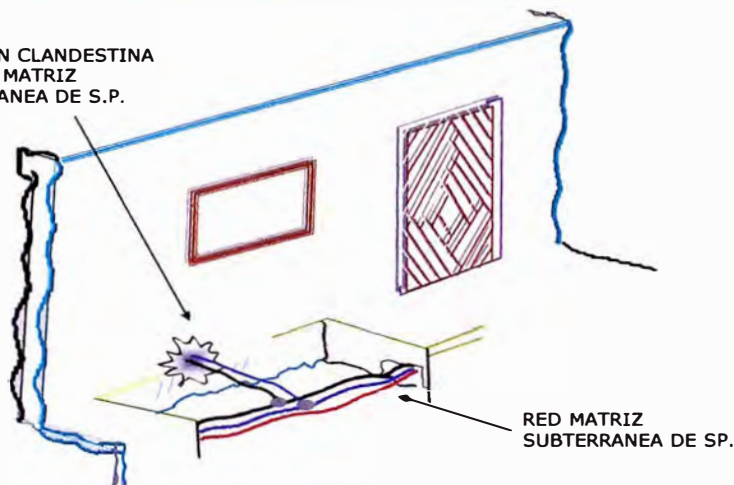
VII.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo

Descripción de la irregularidad
VII - Conexión clandestina a la red matriz subterránea

Año 2005

% Participación : 20.3%
Nº Detecciones : 3,985

CONEXIÓN CLANDESTINA A LA RED MATRIZ SUBTERRANEA DE S.P.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VII.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo



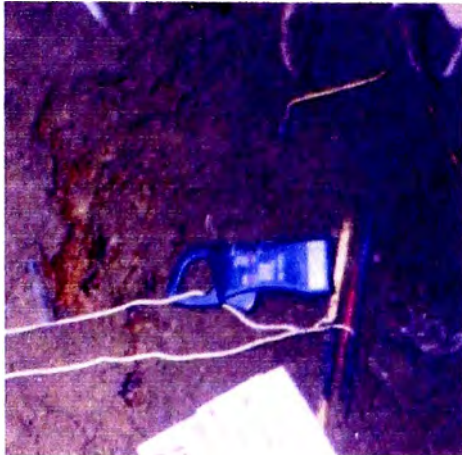
Descripción de la irregularidad

VII - Conexión clandestina a la red matriz subterránea

Año 2005

% Participación : 20.3%

Nº Detecciones : 3,985



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

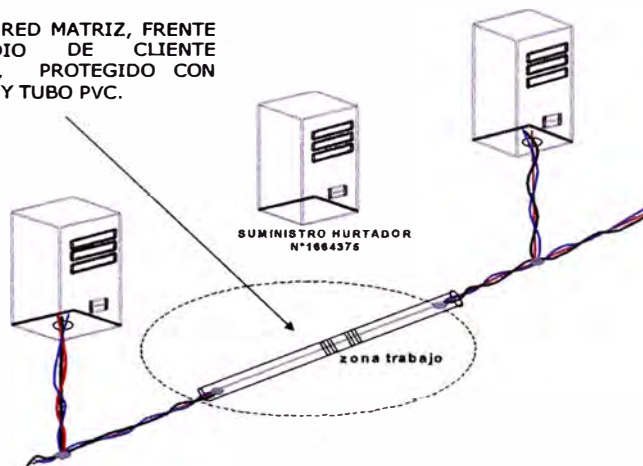
VII.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo



Descripción de la normalización

VII.1.-Red matriz subterránea protegida con tubo de FºGº en zona vulnerada.

TRAMO DE RED MATRIX, FRENTE AL PREDIO DE CLIENTE HURTADOR, PROTEGIDO CON TUBO FºGº Y TUBO PVC.



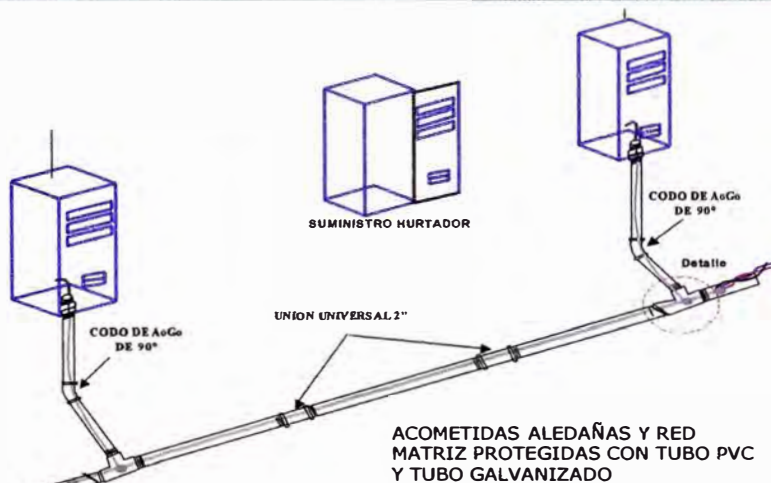
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VII.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo



Descripción de la normalización

VII.2.- Red matriz y acometidas aledañas protegidas con tubo de F^oG^o y tubo PVC en su interior.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VII.- Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo



Descripción de la normalización

VII.2.- Red matriz y acometidas aledañas protegidas con tubo de F^oG^o y tubo PVC en su interior.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la irregularidad

VIII - Conexiones indebidas o manipulación de medidores dentro de la caja porta medidor.

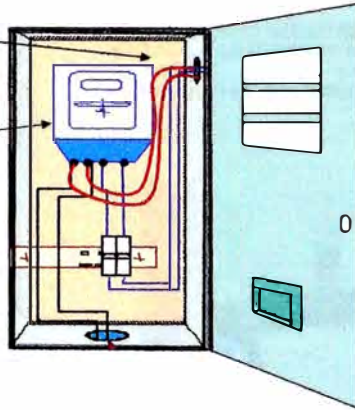
Año 2005

% Participación : 23.9%

Nº Detecciones : 4,692

CONEXIÓN DIRECTA
PRESCINDIENDO DEL
MEDIDOR

MANIPULACIÓN DE
MEDIDOR



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.1.- Instalación de cerradura especial (Pin Anti Hurto) en la caja porta medidor.



SE TRATA DE PERNO QUE TIENE LA PARTICULARIDAD QUE UNA VEZ COLOCADO ESTE NO PUEDE SER RETIRADO.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.2.- Aplicación de pegamento (silicona) en la tapa de la caja porta medidor.



EL PEGAMENTO SIKAFLEX ES USADO PARA SELLAR LA CAJA PORTA MEDIDOR. ADEMÁS SE PUEDE SELLAR LA CÁPSULA DEL MEDIDOR O LA BORNERA DE CONEXIÓN.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.3.- Instalación de kit de seguridad para protección del equipo de medida.



EL KIT DE SEGURIDAD ES UN ACCESORIO QUE ES INSTALADO DENTRO DE LA CAJA, ALREDEDOR DEL MEDIDOR, REMACHADO O SOLDADO A LOS LADOS.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso

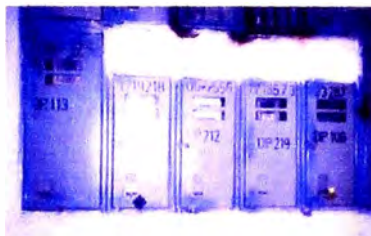


Descripción de la normalización

VIII.4.-Soldado de tapa de la caja porta medidor.



EL SOLDADO DE TAPA ES USADO PARA SELLAR LA CAJA PORTA MEDIDOR.



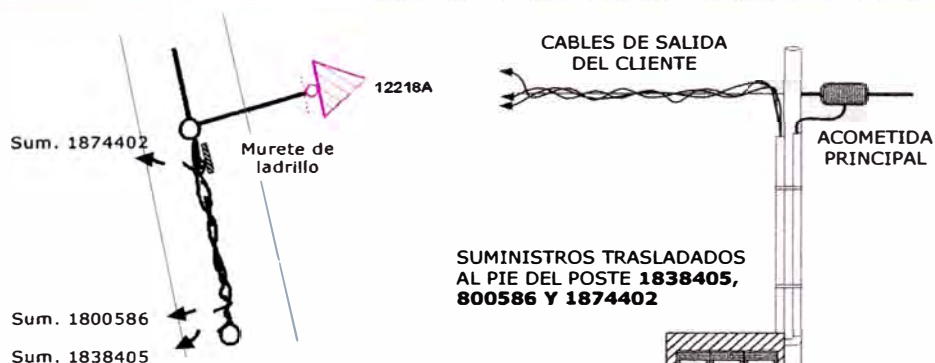
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.5.-Trasladar al pie de la subestación los suministros reincidentes de hurto de energía.



LOS SUMINISTROS 1838405, 1800586 y 1874402 FUERON INSTALADOS AL PIE DEL POSTE N° 308800, EN UN MURETE Y EN UNA ZONA VISIBLE, FUERA DE LA PROPIEDAD DEL USUARIO HURTADOR, ADEMAS POR ESTAR INSTALADOS AL FINAL DE LA COLA, SE RETIRO LA RED MATRIZ Y SE LLEVO LOS CABLES DE SALIDA POR LA PORTANTE HACIA EL PREDIO

Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.5.-Trasladar al pie de la subestación los suministros reincidentes de hurto de energía.



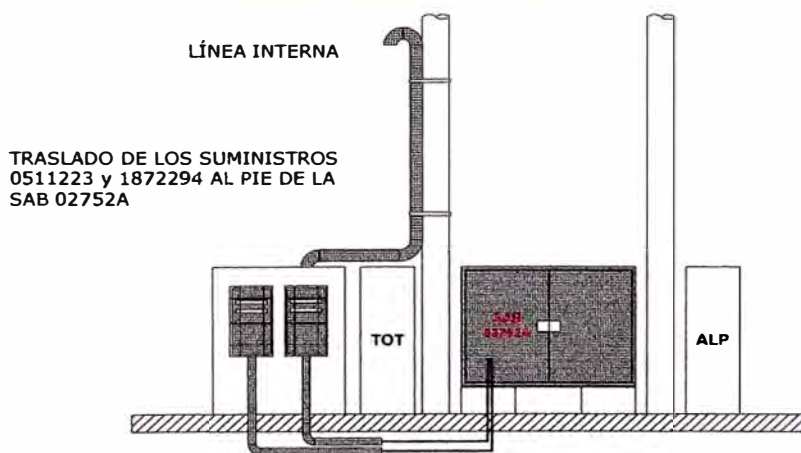
Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexaso



Descripción de la normalización

VIII.5.-Trasladar al pie de la subestación los suministros reincidentes de hurto de energía.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

VIII.- Manipulación del equipo de Medida y/o conexionado



Descripción de la normalización

VIII.5.-Trasladar al pie de la subestación los suministros reincidentes de hurto de energía.



ESTA NORMALIZACIÓN ES APLICABLE A CLIENTES REINCIDENTES DE HURTO DE ENERGIA, EN ESPECIAL CUANDO LOS MEDIDORES CUENTAN CON REJA Y CANDADO, EMPOTRADAS EN LA FACHADA DEL CLIENTE, LO QUE PERMITE LA MANIPULACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA O CONEXIONES INDEBIDAS, DEBIDO A QUE SE IMPIDE LA INMEDIATA INSPECCIÓN DEL MEDIDOR.

Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

Reforma de redes aéreas



Descripción de la normalización

Reforma de redes de B.T. incorporando medidas técnicas combinadas.



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

Reforma de redes aéreas



Descripción de la normalización

Reforma de redes de B.T. incorporando medidas técnicas combinadas.

SED. 02716A CON REFORMA



Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

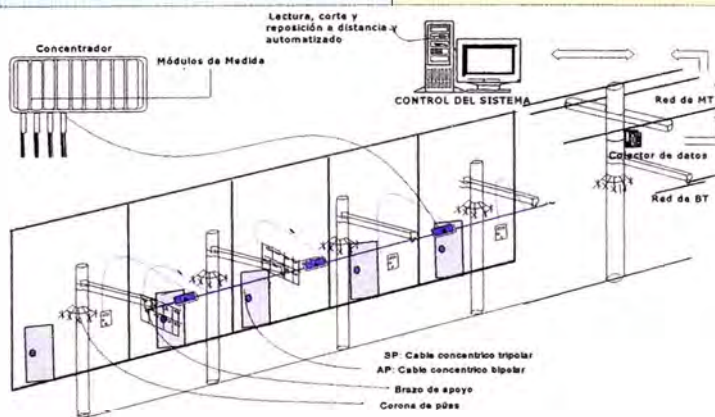
Proyecto de Reforma (Sistema de DAM)



Descripción de la normalización

Sistema Distribución Aérea Mixta (Medición concentrada)

Reforma de la sed 02813A



- Elevar la red de BT con postes de 13 mt
- Alejar dicha red de los postes mediante cruzetas y paralelamente a la red de BT
- Los medidores de los clientes serán instalados en unas cajas concentradoras a una altura no menor de los 10 mt, siendo la lectura del medidor, el corte y reposición del servicio a distancia (via remota).
- El beneficio esperado del proy. es la reducción de las pérdidas de energía (de 50% - 10,000 kWh a 5%)

Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía Eléctrica

Proyecto de Reforma (Sistema de DAM)



Descripción de la normalización

Sistema Distribución Aérea Mixta
(Medición concentrada)

Reforma de la sed 02813A



PROYECTO PILOTO (SISTEMA DAM) EN LA SED. 02813A - JR PUNO EN EL CALLAO)

Medidas Técnicas para la Reducción y Control de las
Pérdidas de Energía Eléctrica



Codelco
Asociación
Mutualista

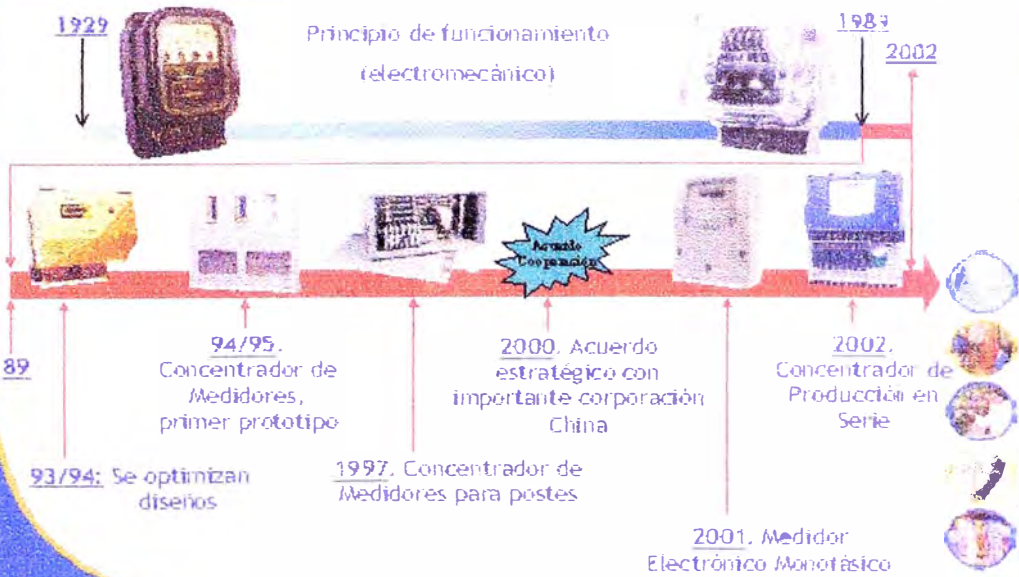
CONCENTRADOR DE MEDIDORES CHILE



Cronología del Desarrollo



Codelco
Asociación
Mutualista



Concepto antes del Concentrador



Comercial
Análisis
Mediciones

Configuración tecnológica clásica de la Medida

Un Equipo



Un Cliente

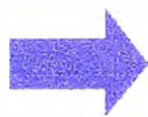


Concepto con Concentrador



Comercial
Análisis
Mediciones

Un Equipo



Varios Clientes



Es la integración de ocho puntos de medida monofásicos en un sólo medidor de estado sólido, con elementos comunes como: caja, registrador, software y comunicación, sin perder la individualidad del registro y la gestión de cada cliente.

Características Generales



Compañía
Análisis de
Mediciones

Unidad Concentradora de Medidores (UCM)

- Puerto de comunicaciones PLC/óptico (remoto/local)
- Visualización LCD alfanumérico iluminado.
- Sistema de potencia robusto(50Amp).
- Registro de consumos mínimos(5mA)
- Configuración por software.
- Capacidad de operar en conjunto con un "Colector de Datos".



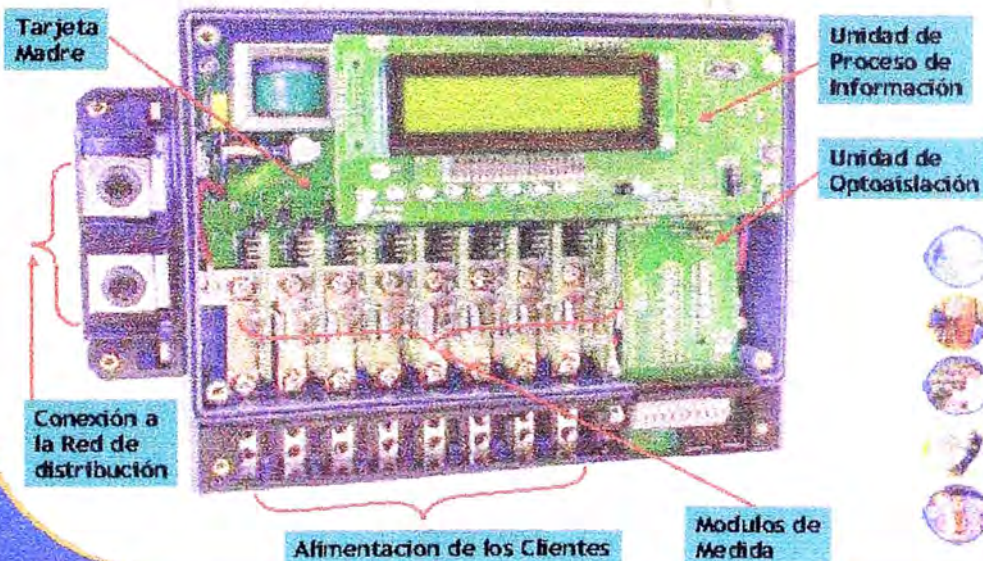
Modulo opcional de Corte y Reposición

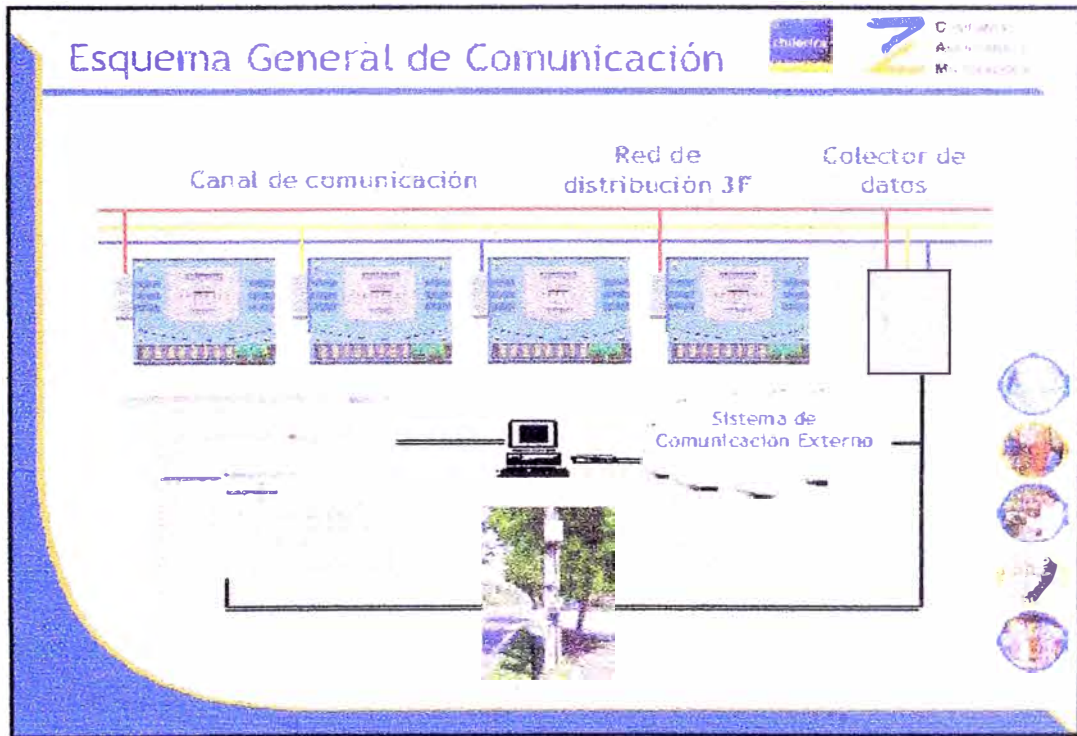
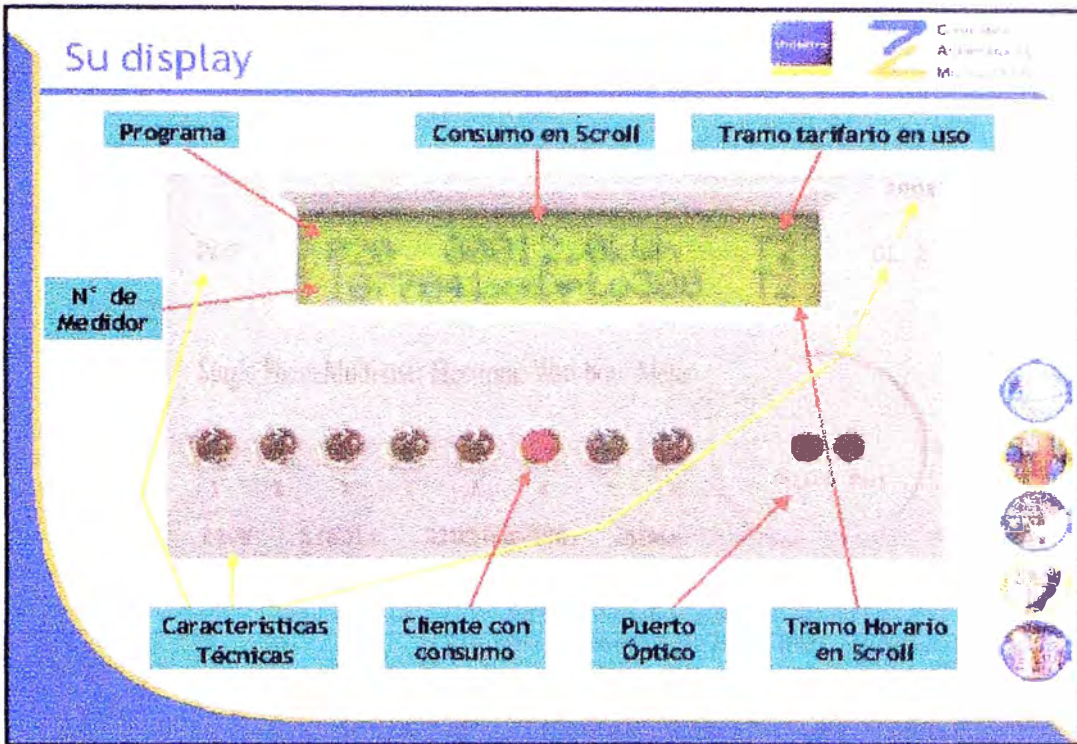
- Corte y reposición a distancia.
- Ajuste de potencia continuo y remoto.
- Elementos de corte estables y sin consumos, 100% estado sólido.
- Configuración modular.

Su electrónica



Compañía
Análisis de
Mediciones





Complementos de la Comunicación



Compañía
Administradora
de Energía Eléctrica

Colector de Datos:

Es la interfase de comunicación entre los concentradores y el usuario final (la distribuidora).

Formas de comunicación:
PLC / RS485 / Directa / Celular



Acoplador capacitivo:

Puente electrónico que permite que las señal de comunicación del sistema PLC pasen a través de los límites de zona en las redes de distribución.

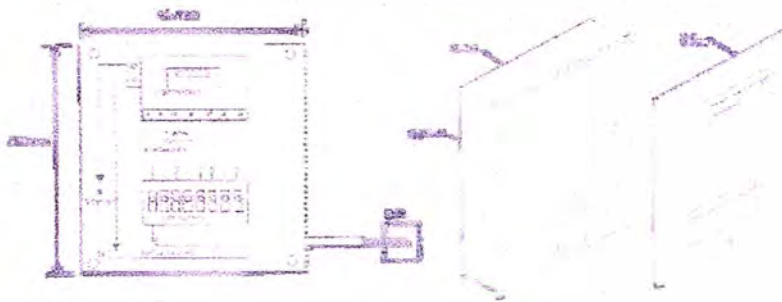


Caja de Empalme



Compañía
Administradora
de Energía Eléctrica

Norma Chilectra : EM-0125



- Gabinete construido en lámina de acero de 1,5 mm de espesor
- Tratamiento antioxido y pintura electrostática para intemperie, y puerta frontal para automáticos.



Beneficio Directo



Compañía
Asesora
M...

Reducción de Espacios.



Alcántara N° 1128
76 clientes



Beneficio Directo



Compañía
Asesora
M...

Lectura Remota centralizada, Telegestión.



Beneficios Generales



C. Chilectra
A. ABB
M. M. M.

- ✓ Posibilita la lectura remota.
- ✓ Proceso de lectura rápido, minimizando los errores.
- ✓ Confiabilidad en la medida, 100% electrónico.
- ✓ Actividades de lectura y revisión de equipos en lugares específicos y concentrados evitando molestias a los residentes (otorga seguridad).
- ✓ Permite el registro de una amplia gama de opciones tarifarias como por ejemplo Tarifa Horaria Residencial (THR).
- ✓ Imagen innovadora y tecnológica frente al potencial comprador (edificios inteligentes).
- ✓ Significativa reducción del espacio físico respecto a los medidores tradicionales. (Salas Eléctricas se pueden vender como bodegas).



Proyectos Pilotos



C. Chilectra
A. ABB
M. M. M.

Jorge Washington 210



32 Clientes, Nuñoa
Año 1993

Hamlet 4225-427



134 Clientes, Las Condes
Año 2001



Planes Internos



Compañía
Aseguradora
M. S. S. S.

Grecia 4500



67 Block, 1139 clientes,
Ñuñoa Año 2003-2004

Lo Encalada



23 Block, 871 clientes,
Ñuñoa Año 2004



Planes Internos



Compañía
Aseguradora
M. S. S. S.

Carlos Antúnez 1831 - 1869



6 Edif; 585 clientes,
Providencia Año 2004

Providencia 1645 y 1765



660 clientes,
Providencia Año 2004



Resumen Planes Internos



Compañía
Aseguradora
Mutualidad

Periodo	Comuna	Edificios	Clients	Concentradores	1F PLC	Colectores
Año 2003	Curico (Varas Velaz)	Voladores P.C 17	50	0	50	1
	Curico (J.M. Wangüem)	1	32	1		0
	Santiago (Sazie)	1	37	10		1
	Santiago (Waxo)	1	9	1		0
	Las Condes (San Antonio)	2	210	15		1
Total	Curico (Grupo 1)	10	308	5		1
		23	694	87	50	4

Periodo	Comuna	Edificios	Clients	Concentradores	1F PLC	Colectores
Año 2004 Dapa 1	Grupo 2	29	430	37		1
	Grupo 3	20	340	00		1
	Las Condes 2	00	371	114	23	4
	Calama 2	3	1245	101	04	4
Total		117	2946	42	62	10

Periodo	Comuna	Edificios	Clients	Concentradores	1F PLC	Colectores
Año 2004 Dapa 2	Grupo 4	4	72	12	4	1
	Grupo 5	30	504	98	3	4
	Proyecto 2	2	351	30	00	2
	Las Condes 2	100	1081	223	03	0
	Grupo 7	5	37	15	1	1
	Proyecto 1	0	149	17	13	2
	Total		156	2914	407	147
Total		296	6557	916	299	30



Proyectos Inmobiliarios



Compañía
Aseguradora
Mutualidad

Alcantara 1128



76 Clients, Las Condes
Año 2003

Sazie 1990



87 Clients, Santiago
Año 2003



Proyectos Inmobiliarios



Zapadores 407



137 clientes,
Recoleta Año 2004

Miguel Claro 502



40 clientes,
Providencia Año 2004



Resumen Proyectos Inmobiliarios



Proyectos cerrados

Proyecto	Cooperativización	Edificio	Cilindros	Cooperativistas	FPLC	Colectores
NO-00276	VANIA	Zapadores 407 Fase A	31	0	0	0
NO-00277	VANIA	Zapadores 407 Fase B	77	0	0	0
NO-00564	CRÉDITO	Miguel Claro 502	40	0	0	0
NO-00868	VANIA	San Antonio 147	70	0	0	0
NO-00750	VANIA	Gran Boya 30-44	100	0	0	0
NO-00700	VANIA	Finca La Velezuela 2007	17	0	0	0
NO-00700	VANIA (no 000)	Rosario 100	0	0	0	0
NO-00700	CRÉDITO	El Estero 20	70	0	0	0
NO-00700	CRÉDITO	San Mateo 50	0	0	0	0
NO-00700	VANIA	San Mateo 700	77	0	0	0
NO-00700	VANIA	San Mateo 20	0	0	0	0
Totales			292	0	0	0

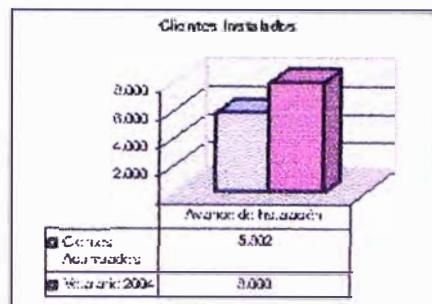
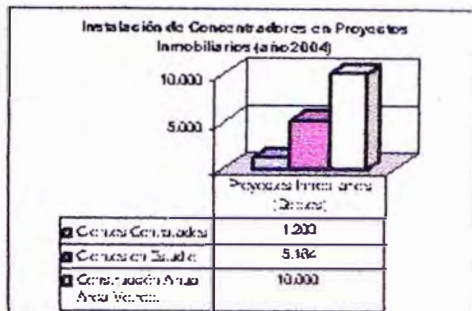
Proyectos en estudio

Proyecto	Cooperativización	Edificio	Cilindros	Cooperativistas	FPLC	Colectores
	VANIA	Finca La Velezuela 2007	17	0	0	0
	VANIA	San Mateo 50	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 700	77	0	0	0
	VANIA	San Mateo 20	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 1900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 2900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 3900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 4900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 5900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 6900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 7900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 8900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 9900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 10900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 11900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 12900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 13900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 14900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 15900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16000	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16100	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16200	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16300	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16400	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16500	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16600	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16700	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16800	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 16900	0	0	0	0
	VANIA	San Mateo 17000	0	0	0	0

Resumen Acumulado año 2004



C. DE W. S. R.
A. N. S. S. S. S.
M. S. S. S. S.



CONCENTRADOR DE MEDIDORES CHILE



PILOTO

CONCENTRADORES DE MEDIDORES
 CALLE CARLOS FOX - JARDIM CATARINA
 SAN GONZALO

Octubre de 2004



Sistema de Medición Concentrada:

Módulo de Medida



Medidor
 Electrónico
 Compliant



Módulo de
 Corte y PLC



Medidor Electrónico con
 Comunicación PLC y Corte

Comunicación y control

Núcleo de Medida Electrónico

Elemento De corte

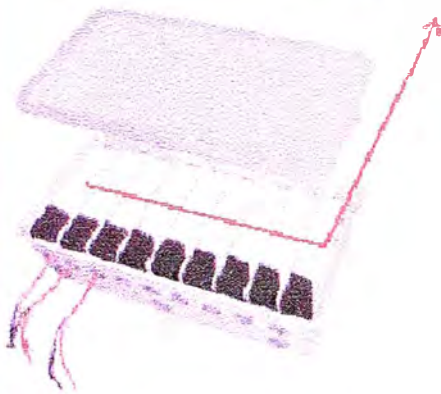


El Sistema de Medición Concentrada está desarrollado sobre la base de medidores monofásicos estándares (Compliant) con comunicación PLC y elemento de corte.

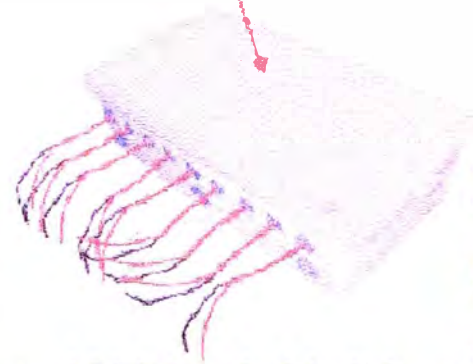
Sistema de Medición Concentrada:

Concentrador de Medidores

Módulos de Medida



Cabinete estándar
adaptado para la
aplicación

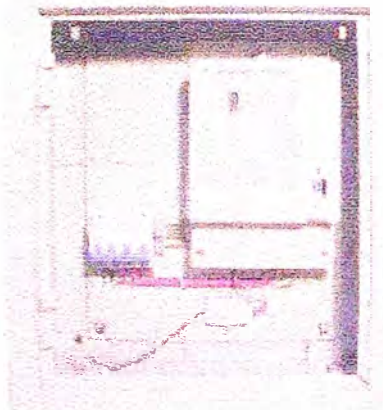


Es un arreglo compacto de hasta nueve Módulos de Medida, en un gabinete adaptado para ser instalado en las redes de Distribución DAT y permite dar suministro a clientes Monofásicos, Bifásicos y Trifásicos



Sistema de Medición Concentrada:

Colector de Datos



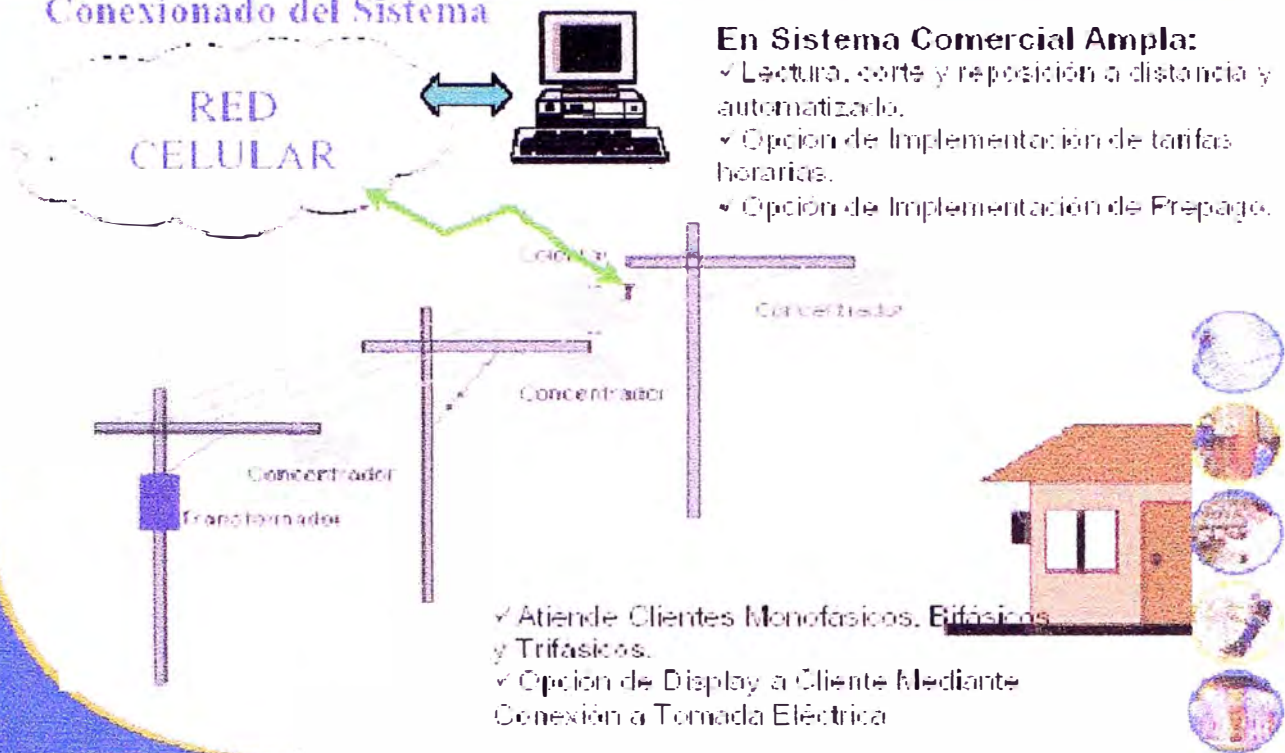
- Comunicación PLC hacia los módulos de medida.
- Variadas alternativas de comunicación hacia el centro de control, celular, PSTN, GPRS, etc.

Puerta de enlace que permite interactuar con cada uno de los Módulos de Medida que forman el sistema a través de un único canal de comunicación de larga distancia.



Sistema de Medición Concentrada:

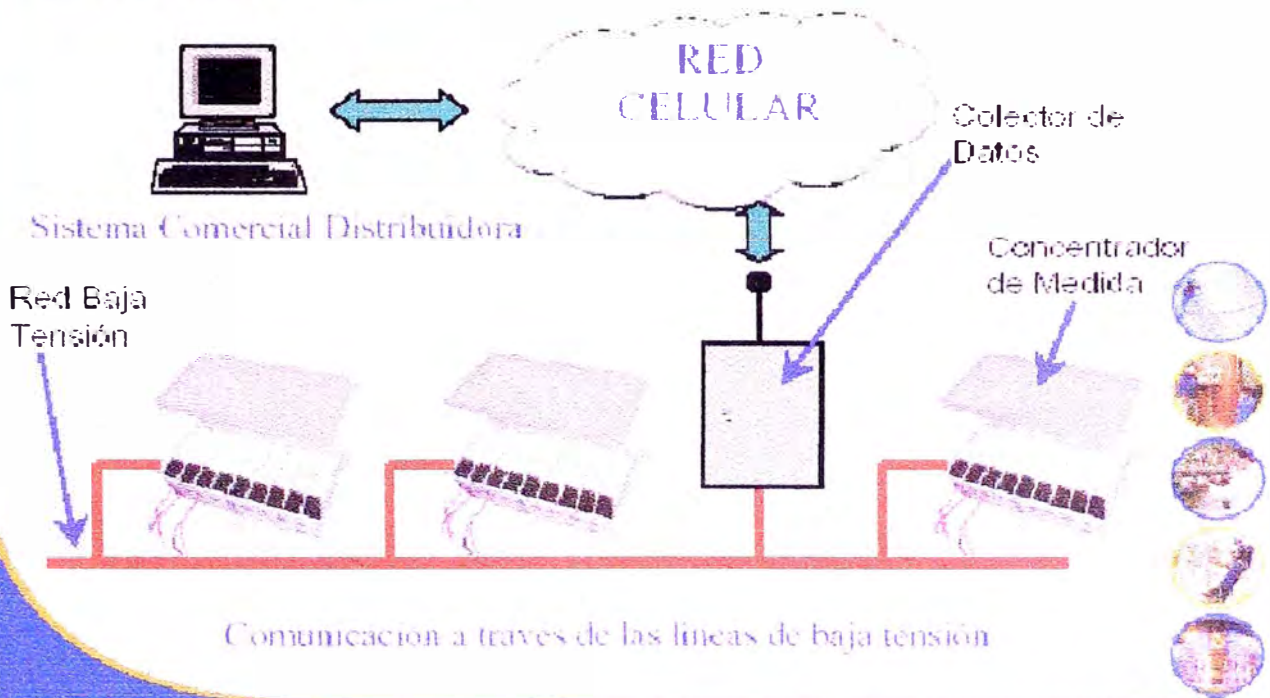
Conexionado del Sistema



Sistema de Medición Concentrada:

Conexionado del Sistema

Medidores con comunicación PLC

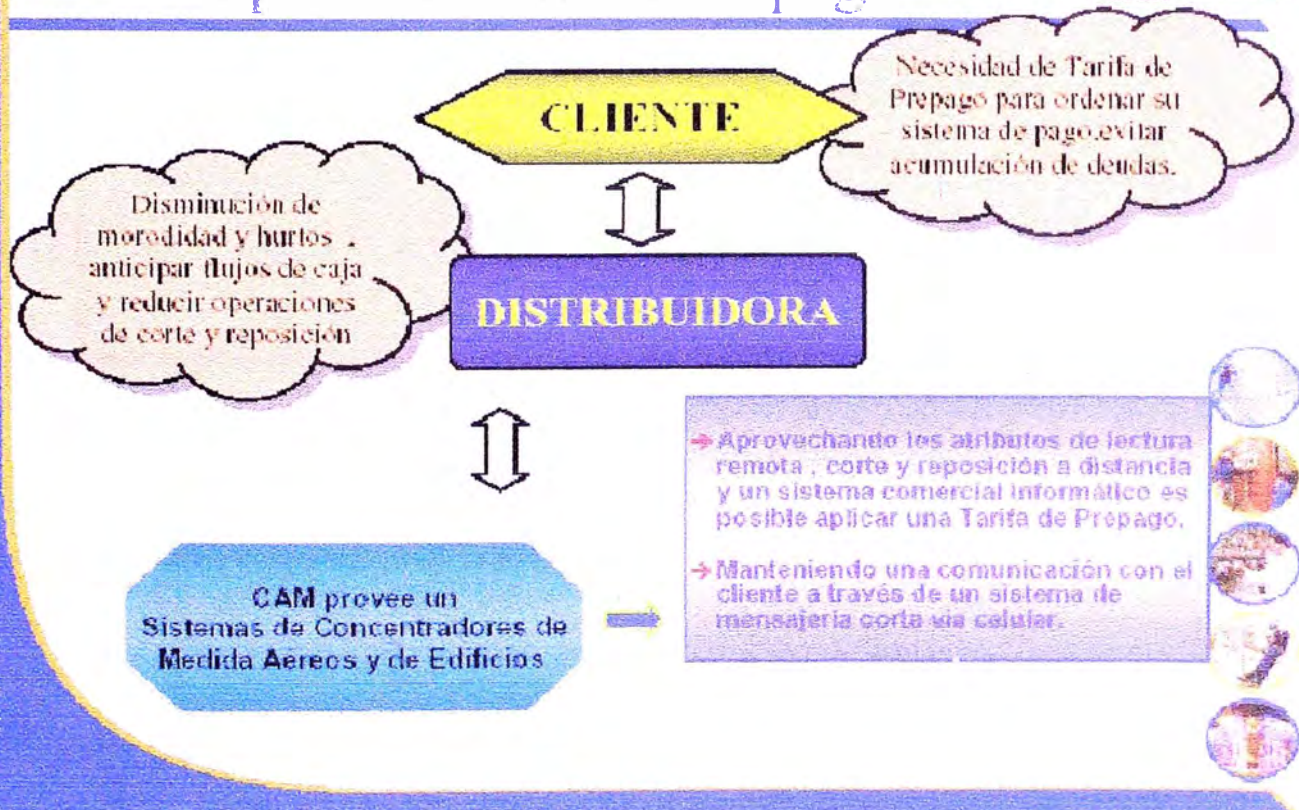


Sistema de Medición Concentrada:

- **Ubicación del Proyecto:**
Calle Carlos Fox, Jardín Catarina, San Gonzalo, Rio de Janeiro.
- **Total Clientes: 136 en 3 Transformadores:**
 - Monofásicos : 128
 - Bifásicos : 8
 - Trifásicos : 4
- **El piloto contempla el suministro, instalación y puesta en servicio de:**
 - Concentradores de Medidores : 18 unidades.
 - Colectores de Datos : 2 unidades.
 - Acopladores de Redes : 2 unidades.
- **Situación Actual:**
Equipos en Construcción
- **Comunicación y Sistema Comercial:**
En desarrollo junto con Synapsis, Protocolo de Comunicación y Equipos para Pruebas y Desarrollo entregados.



Opción Tarifa de Prepago



cerj

REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA TRANSVERSAL - DAT

PARTE - 6

Gerência de Planejamento e Engenharia
Processo de Engenharia

1. OBJETIVO

Estabelecer o padrão de estruturas de média e baixa tensão, para rede de Distribuição Aérea Transversal – DAT.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

O padrão de Rede de Distribuição Aérea Transversal – Rede DAT, utiliza uma topologia de rede inovadora, que tem por objetivo inibir ação de conexão clandestina de clientes e reconexão de clientes desligados por falta de pagamento, e se aplica em áreas onde a utilização dos padrões de rede DAE e DAC não foram eficazes para reduzir os elevados níveis de perdas de energia.

Este padrão, também, pode ser adotado em áreas novas, desde que se caracterize como área com o perfil descrito no parágrafo anterior.

3. NORMAS COMPLEMENTARES

ITD 01.08.01 – Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes Aéreas de Distribuição.

ITD 03/DED/98 – Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aérea com Cabos Pré-Reunidos – DAC.

ITC 006 – Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aérea Especial – DAE.

ITD 04/DDT/97 - Critérios para Instalação de Proteção de Baixa Tensão.

Padrão de Estruturas de Linha e Redes – Parte 1 – Seção 1 - C

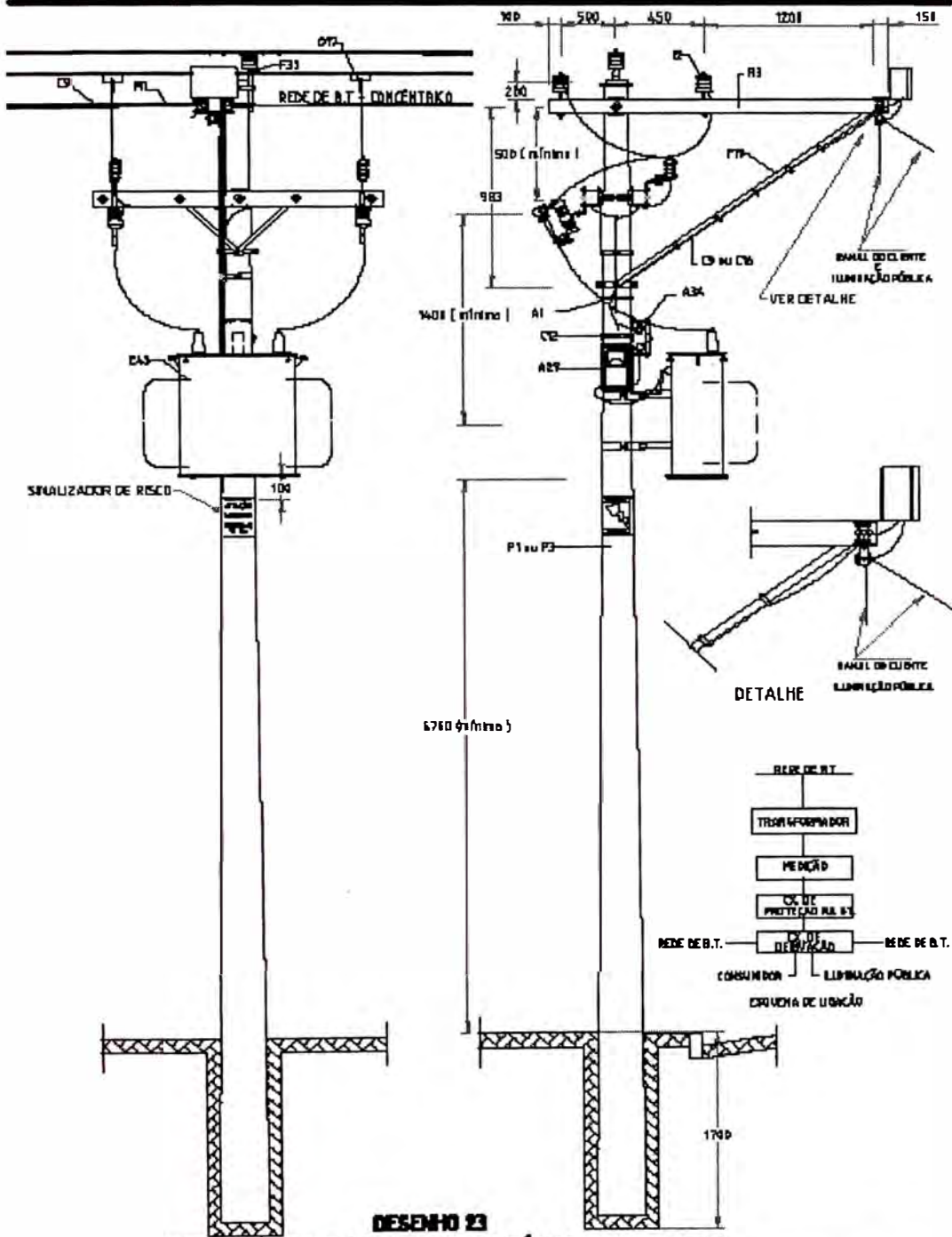
NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.

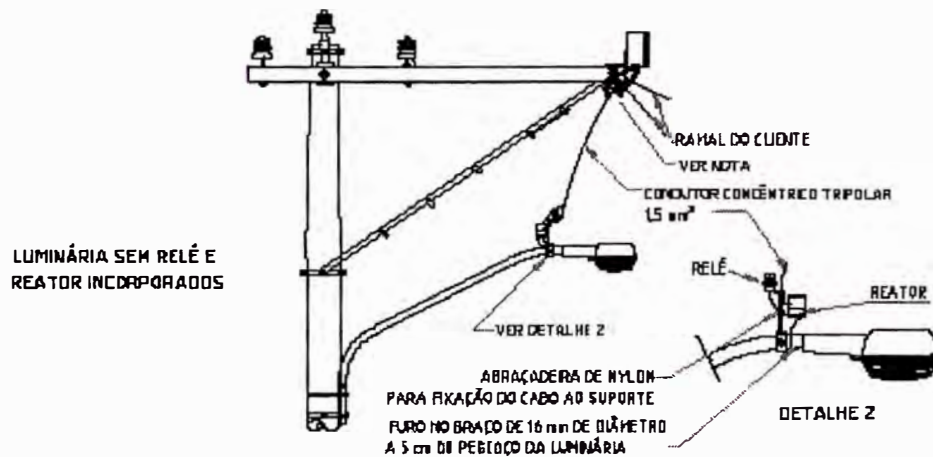
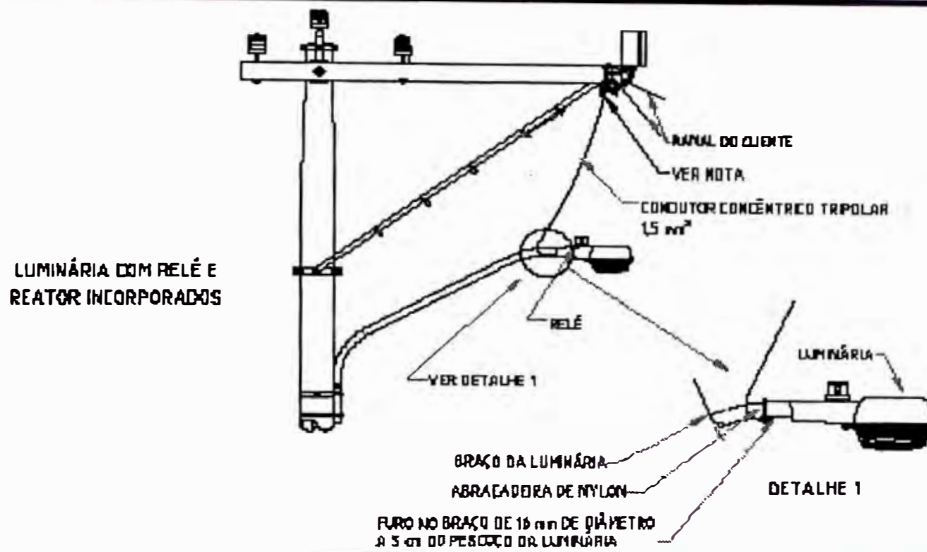
NBR 5434 – Redes de distribuição aérea urbana de energia elétrica.

4. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A topologia da Rede DAT se caracteriza pela instalação da rede de baixa tensão (BT) no mesmo nível da cruzeta da rede de média tensão (MT), ou seja, na extremidade da cruzeta de sustentação da mesma, respeitando, entretanto, os afastamentos mínimos estabelecidos pela norma NBR 5434 da ABNT.

Para obter os afastamentos mínimos entre a rede de MT e BT, exigidos pela norma NBR 5434 da ABNT, são utilizadas cruzetas de 2.40 metros de comprimento.

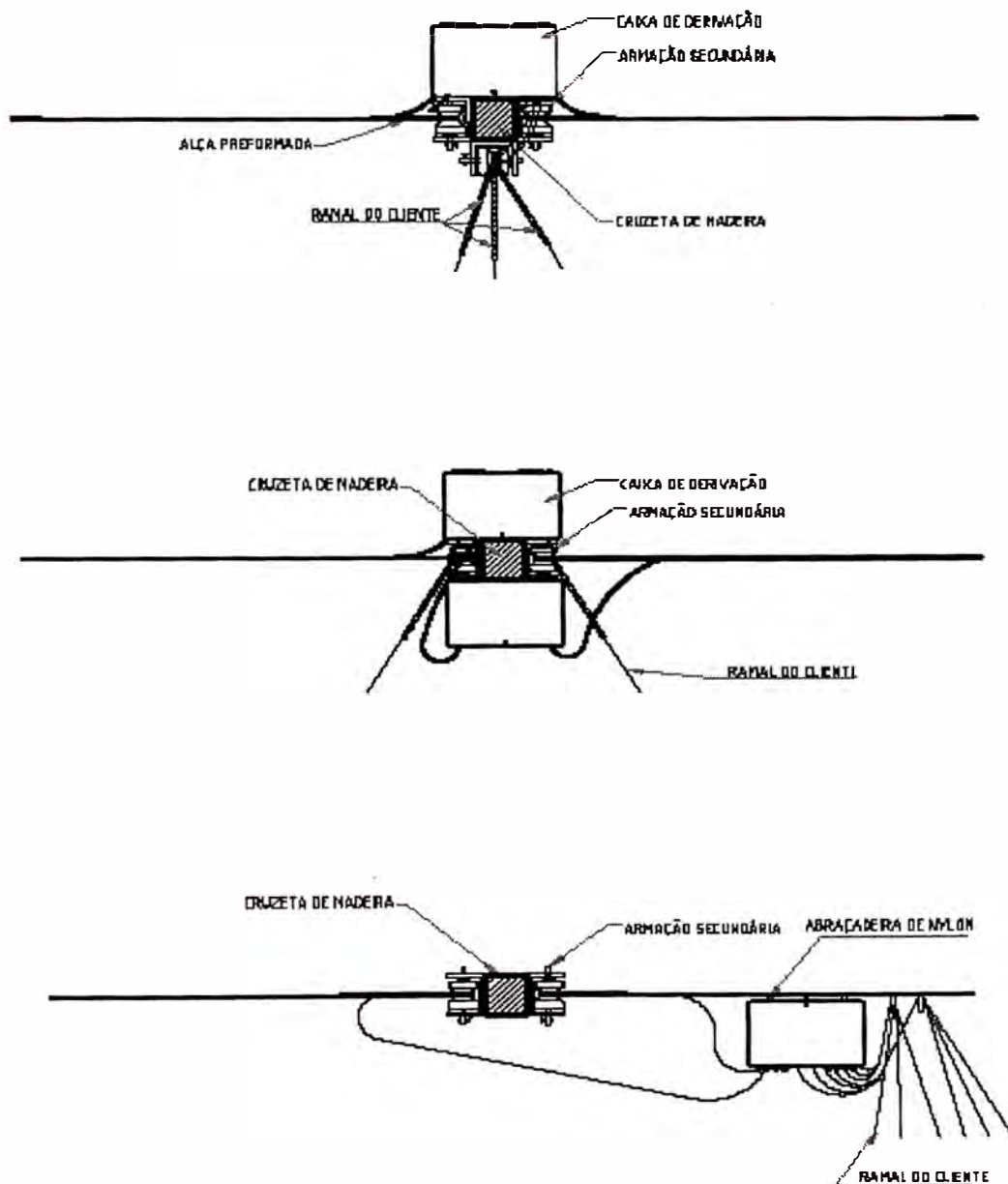




NOTAS:

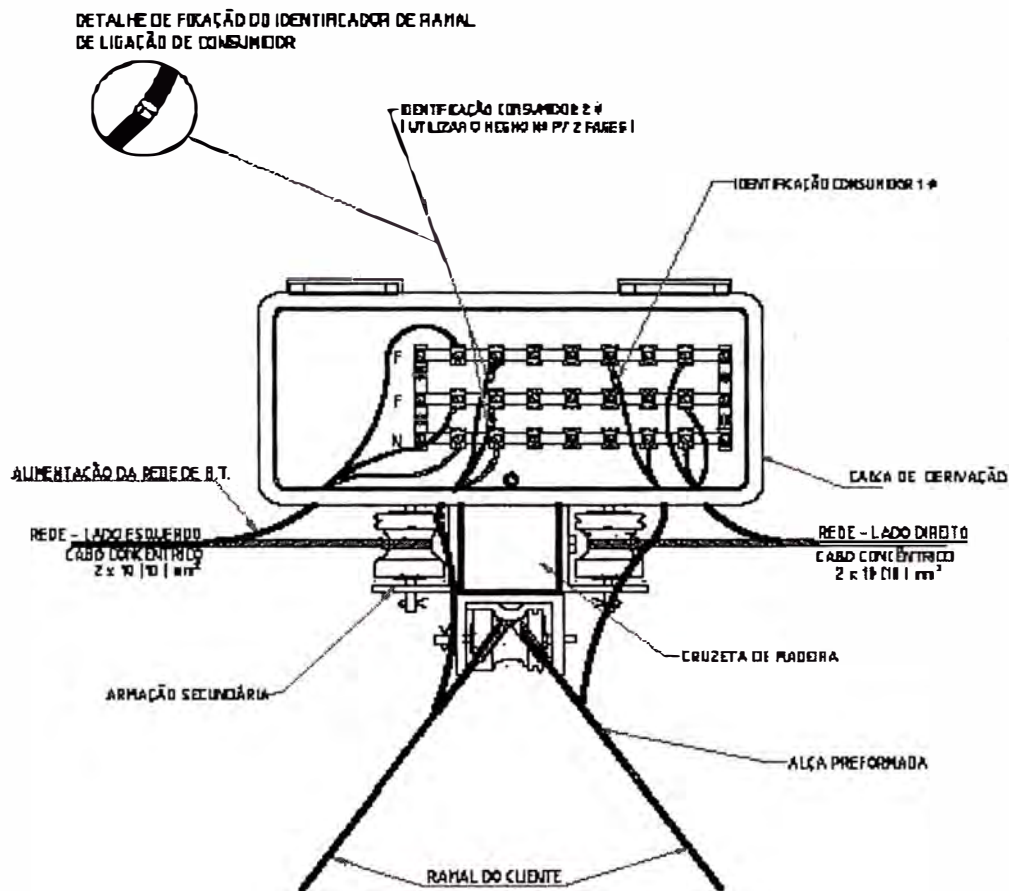
- 1) O CABO DE ALIMENTAÇÃO DA LUMINÁRIA QUE SAÍ DA CAIXA DE DERIVAÇÃO, DEVERÁ SER FIXADO NO ISOLADOR ROLDANA COM ABRACADEIRA DE NYLON.
- 2) OS CABOS DE BASE DO RELÉ E DO REATOR E A EMENDA COM O RAMAL DE LIGAÇÃO DEVERÃO SER " ENFITADOS " COM FITA ISOLANTE.

DESENHO 32
LIGAÇÃO DE LUMINAÇÃO PÚBLICA



DESENHO 34

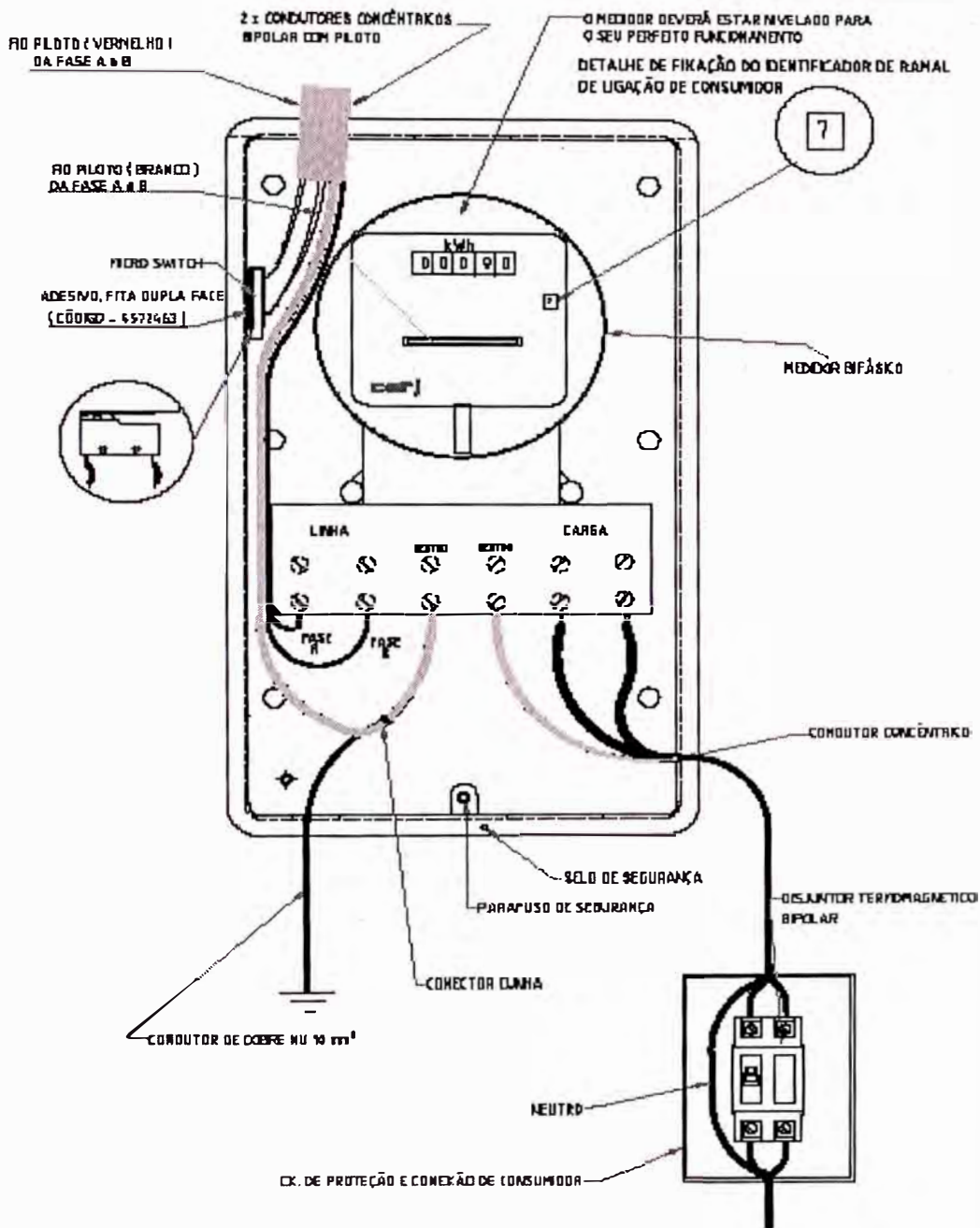
CONEXÃO DA CAIXA DE DERIVAÇÃO EM REDE COM CABO CONCENTRICO



NOTAS:

- 1- De forma a não congestionar os bornes das régua de fase e de neutro, recomenda-se a conexão de apenas um cliente por borne. Apenas no caso de muitos clientes, não será possível seguir esta recomendação, devendo manter o equilíbrio de fase, ou seja, o mesmo nº de conexão de clientes por borne da régua de fase.
- 2- Todos os serviços de corte e ligação no mesmo conector da régua de fase e neutro, que já existir cliente, deverão ser precedidos da desenergização do cliente, pelo desligamento do disjuntor.
- 3- Este tipo de caixa de derivação também pode ser instalada no vão, desde que seja usado o suporte para fixação da caixa de derivação em vão secundário (Des. DQN-2131)

DESENHO 36
DETALHE DA CONEXÃO DO BARRAMENTO BIFÁSICO
EM REDE COM CABO CONCÊNTRICO



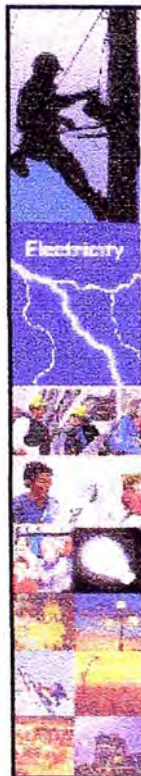
**DESENHO 60
DETALHE DA CONEXÃO DO MICRO SWITCH EM MEDIÇÃO BIFÁSICA**



INSTALACION DE REDES PILOTO EN LUGARES DE HURTO Y VANDALISMO

PROYECTO DAM RED AÉREA MIXTA

edelnor



Problemática de hurto de energía

- 1 Edelnor esta siendo afectado por problemas de hurto de energía en redes aéreas de baja tensión.
- 2 Las zonas de mayor incidencia de hurto de energía, están localizadas principalmente en el Callao en las zonas de Barracones (Av Costanera, Jr Paz Soldan, Jr Apurimac Av Vigil, Av Galvez y Jr Bolognesi) y zona de Puerto Nuevo, donde las pérdidas de energía están en el orden de 64,8% y 73,5% respectivamente



edelnor



Problemática de hurto de energía

RELACION DE REDES PARA REFORMAS DE REDES CON SISTEMA DAT

Red	CEL	CT	Nº	Consumo (kWh/año) (MW)	Consumo (kWh/año) (MW)	Consumo (kWh/año) (MW)	Consumo (kWh/año) (MW)	Consumo (kWh/año) (MW)
1- ZONAS BASES CON FUSIBLES, CORTACIRIOS Y BASTIDORES DE SUBESTACIONES								
1	629888	F	12	24.400	128	2.720	44.210	62.920
2	629890	F	12	61.260	157	12.240	44.210	70.120
3	629892	F	17	15.660	138	2.370	26.270	70.120
4	629894	F	12	44.400	147	12.740	31.280	70.120
5	629756-11	F	12	26.201	82	7.140	18.287	70.120
6	629756-11	F	18	16.820	115	10.230	26.260	70.120
7	629806	F	8	15.700	81	10.660	25.077	70.120
8	629808	F	8	12.800	150	20.070	31.280	70.120
9	629866	F	12	16.200	171	10.630	11.291	70.120
10	629730-11	F	8	24.010	50	6.600	17.660	70.120
11	629810-11	F	8	16.610	122	6.790	21.882	70.120
12	629810	F	12	17.000	56	5.670	11.091	70.120
13	629812	F	12	17.800	116	11.520	20.77	69.990
14	629770	F	17	57.000	182	10.307	17.881	69.120
15	629880	F	12	80.0	10	1.400	6.300	69.120
16	629820	F	12	14.800	108	11.870	13.200	69.120
17	629710-11	F	12	17.000	67	6.710	11.262	69.120
18	629710-11	F	12	20.201	88	7.270	12.715	69.120
19	629710-11	F	8	20.617	84	7.770	12.212	69.120
20	629720-11	F	12	15.410	70	6.700	9.671	69.120
21	629810-11	F	12	21.660	111	7.610	11.170	69.120
22	629810-11	F	18	16.040	81	6.810	16.811	69.120
23	629790	F	18	20.200	110	10.300	18.200	69.120
24	629790-11	F	18	71.077	56	7.930	13.277	69.120
25	629790	F	8	14.200	150	10.570	18.811	69.120
26	629806	F	12	14.400	128	17.500	16.800	69.120
27	629866	F	12	26.700	122	11.630	12.120	69.120
28	629866	F	8	26.210	116	10.110	11.100	69.120
29	629820	F	12	24.000	121	10.200	34.600	69.120
30	629730	F	12	11.800	112	20.000	6.112	69.120
Subtotal				672.710	2.471	2.212.110	61.612.110	62.920
11- ZONAS REFORMADAS								
1	629812	F	12	18.400	181	12.110	26.201	69.120
2	629810	F	12	16.800	115	10.110	26.201	69.120
3	629806	F	12	48.200	191	10.700	17.200	69.120
4	629806	F	12	20.200	56	11.120	21.000	69.120
5	629720	F	12	42.500	181	7.000	14.400	69.120
6	629710	F	12	11.870	71	10.870	18.200	69.120
Subtotal				221.770	661	76.110	107.201	69.120

▣ Cuadro de subestaciones aéreas con mayor índice de pérdidas



edelnor

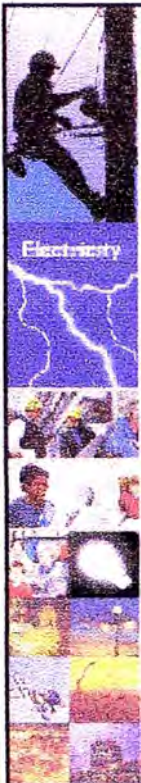


Problemática de hurto de energía

- ▣ En las zonas mencionadas, se han tomado diversas acciones las cuales en un principio dan resultado pero luego de un tiempo vuelve a incrementarse el hurto:
 - Cambio de redes subterráneas a aéreas - Redes DAE
 - Retiro de conexiones clandestinas (labor permanente)
 - Cajas de derivación a mitad de vano y empleo de mantas termocontráctiles
 - Coronas antiescalamiento
 - Acciones comerciales como condonación de deudas, para reincorporación de clientes

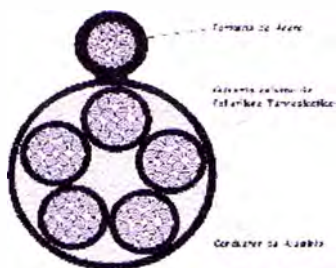


edelnor

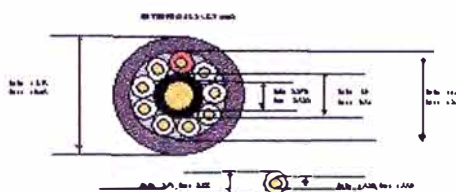


Problemática de hurto de energía

- Cambio de postes de 8-9m a 11 y 13m
- Crucetas de madera
- Uso de nuevos cables tanto del cable matriz de distribución como de acometidas



Cable Auto Soportado con Cubierta de Polietileno



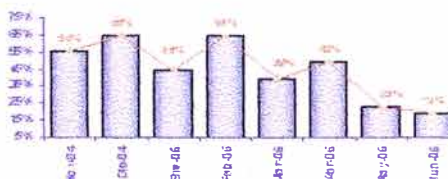
edelnor



Problemática de hurto de energía

La acción de elevar los postes, con colocación de cruceta de madera para alejar la red y el empleo de cables nuevos con tuberías metálicas en la acometida, dan un resultado aceptable

Evolución del % de Pérdidas SED 02769A



edelnor



Problemática de hurto de energía

Problemática permanente

- Exigencia de trabajo de autodenominados gremio de "construcción civil" (gente de mal vivir).
- Oposición de los pobladores (suponen que ya no van a poder hurtar).
- Alto índice delinencial
- Contratación de efectivos policiales y personal de la zona ("chalecos") en cada intervención a la red.
- Eliminar el medidor de la fachada (facturar con el medidor del concentrador).



edelnor

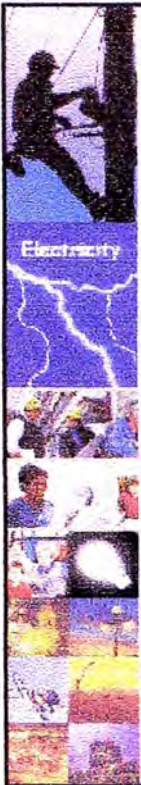


Problemática de hurto de energía

Hurtador : subiendo al poste para hacer una conexión clandestina



edelnor



Definición del sistema DAM

- ▣ Sistema DAM
- ▣ Considera una disposición de red innovadora que tiene por objetivo inhibir la conexión de redes clandestinas de clientes o reconexión de clientes y se aplica en áreas donde la utilización de redes DAE, DAC y otros sistemas no fueron eficaces para reducir los elevados niveles de pérdidas de energía.

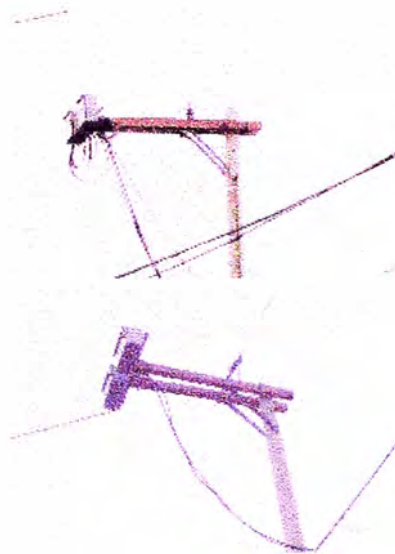


edelnor



Definición del sistema DAM

- ▣ La topología de red DAM se caracteriza por la instalación de redes de baja tensión autoportado instalada en la misma cruceta de red de media tensión, en extremo de la cruceta de sustentación de la misma, respetando las distancias de seguridad establecidos en la norma nacional vigente. Asimismo considera la utilización de tableros, cables, etc; con protección adicional que dificulta el hurto de energía.

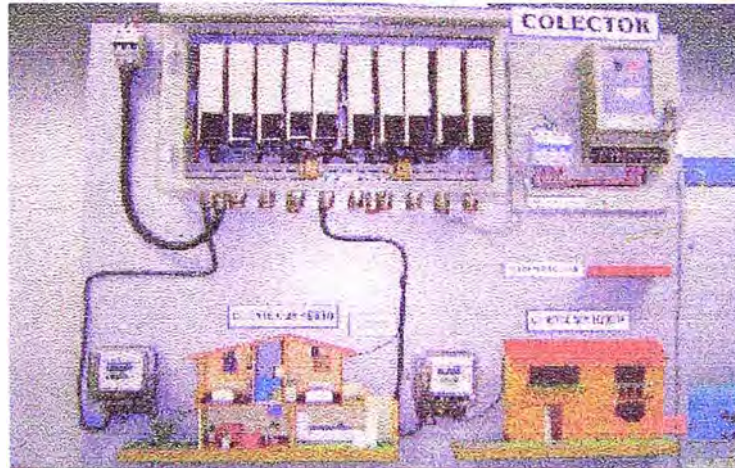


edelnor

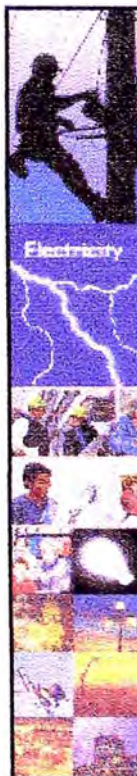


Nueva propuesta para eliminar el hurto de energía

- ▣ Sistema de medida del Proyecto piloto DAM, este sistema permite realizar la medición a distancia y tiene la capacidad de corte y reconexión vía modem



edelnor

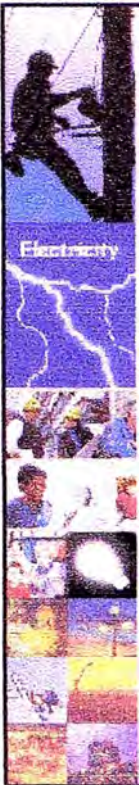


Nueva propuesta para eliminar el hurto de energía



- ▣ Medidores electrónicos monofásicos de tres hilos, cada caja permite hasta 9 medidores monofásicos o cuatro medidores trifásicos
- ▣ Internamente todas las conexiones están cubiertas
- ▣ El equipo colector también va ubicado en una de las cajas

edelnor

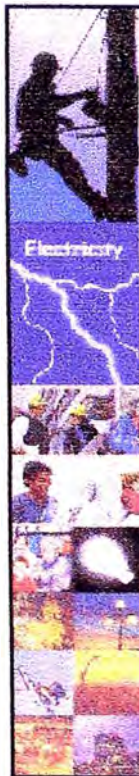


Estructuras de red DAM



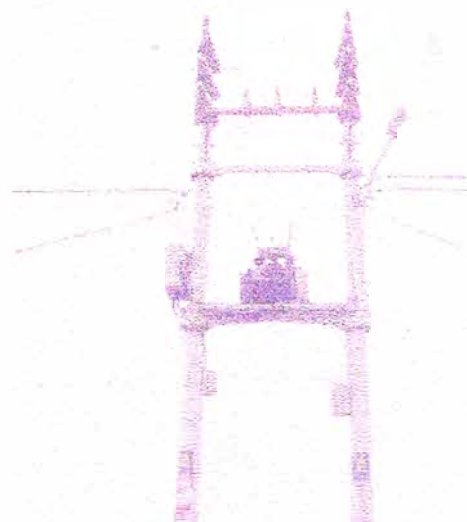
- 1 En la foto se aprecia las cajas concentradoras y las acometidas a los clientes.
- 2 Las acometidas pueden ser directas o desplazadas a través de un portante y luego derivadas al cliente.
- 3 Los cables de acometida considerados son de tipo especial, los cuales serán instalados por el sector de conexiones.
- 4 Los cables de acometida al alumbrado público son con cable NYBY

edelnor



Subestaciones Aéreas en red DAM

- 1 En el proyecto piloto se ha considerado los cables de comunicación a la caja de distribución con el cable blindado NYBY adicionalmente cubierto de un tubo termocontraible.



edelnor



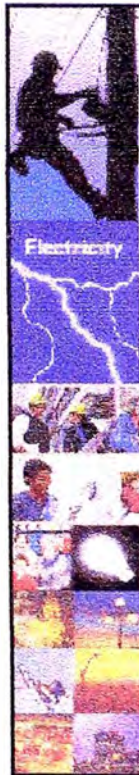
Cables empleados

El cable NYBY

El cable autoportado tipo 8

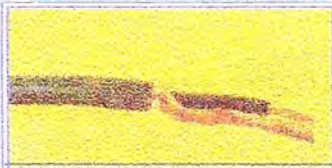


edelnor



Sistema DAT - Alternativas de acometidas....

Cable concéntrico tradicional



- Menor costo, US\$ 0.39 por metro.
- Fácil acceso para el hurto a la acometida.

Cable con 02 flejes de acero



- Mayor dificultad para el hurto a la acometida.
- Mayor protección para clientes "honestos".
- Incremento en el costo US\$ 1.03 por metro.
- Cable ya vulnerado.

Cable antihurto especial (propuesto)



- Evita el hurto a la acometida. Clientes protegidos ante hurto de terceros.
- Incremento en el costo US\$ 1.17 por metro.
- Están realizando pruebas en CAM para adquisición.

edelnor

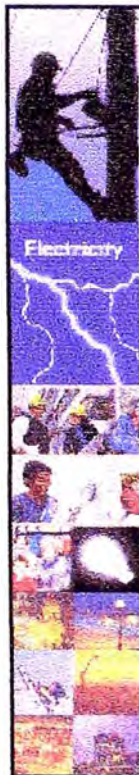


Alternativas de acometidas

Entrada a una quinta

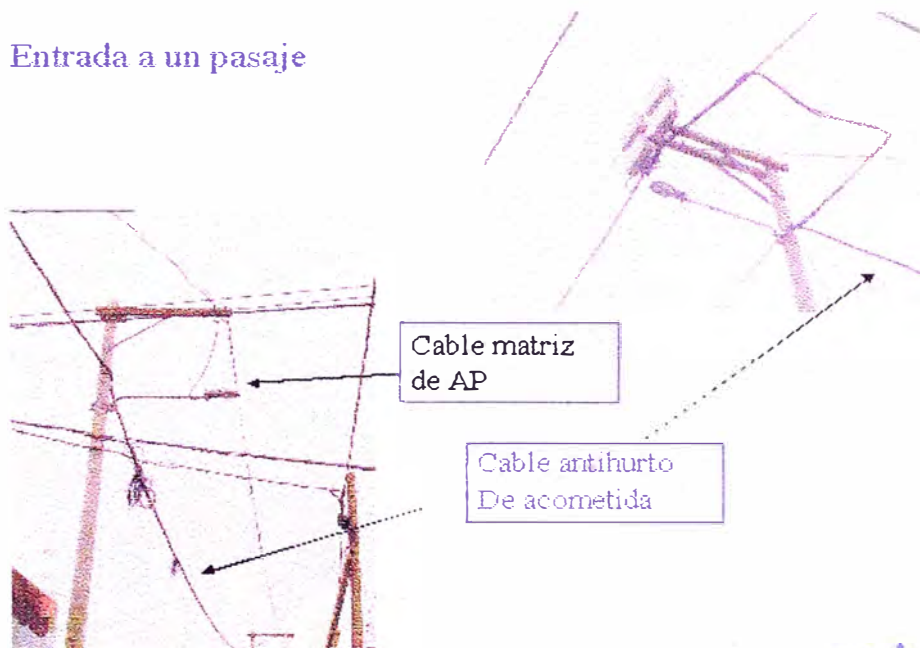


edelnor

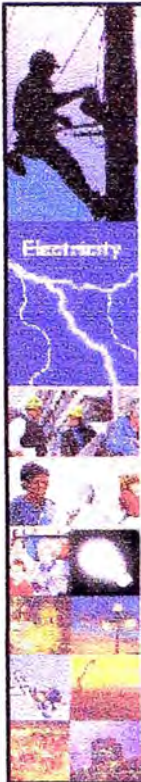


Alternativas de acometidas

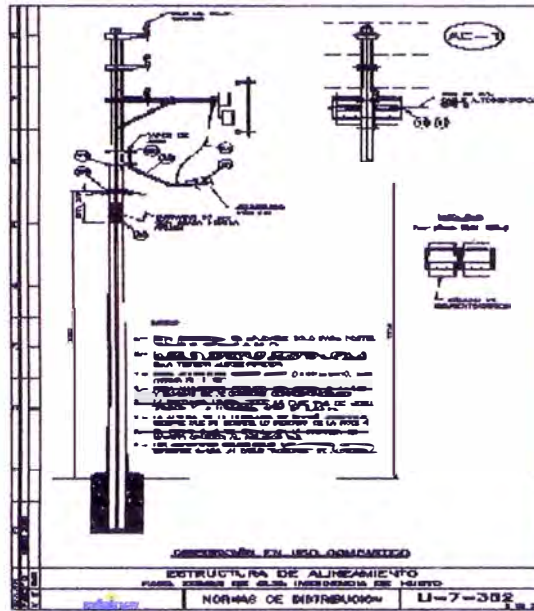
Entrada a un pasaje



edelnor



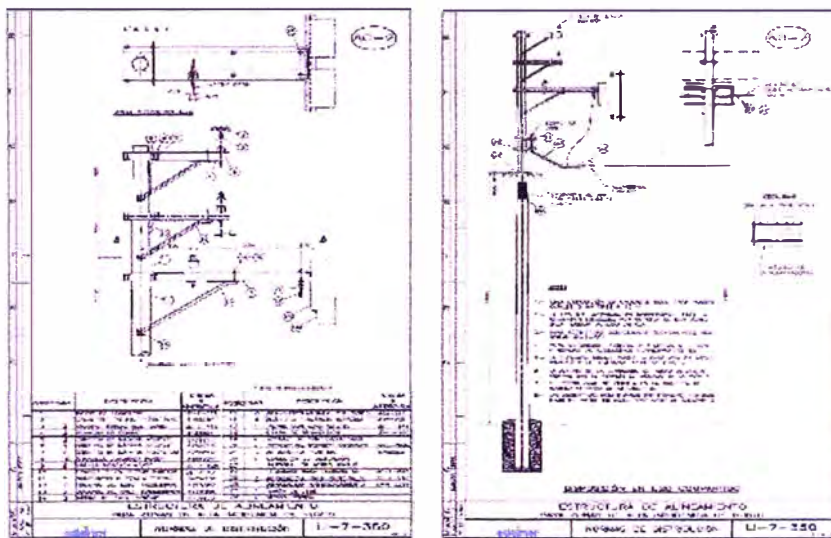
Armados Sistema DAM



edelnor



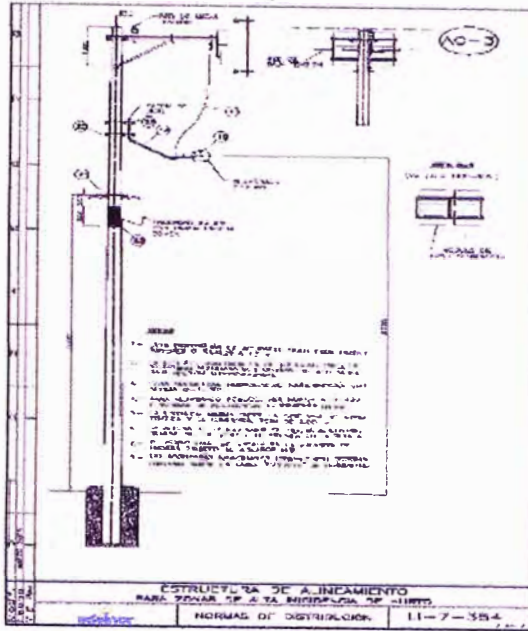
Armados Sistema DAM



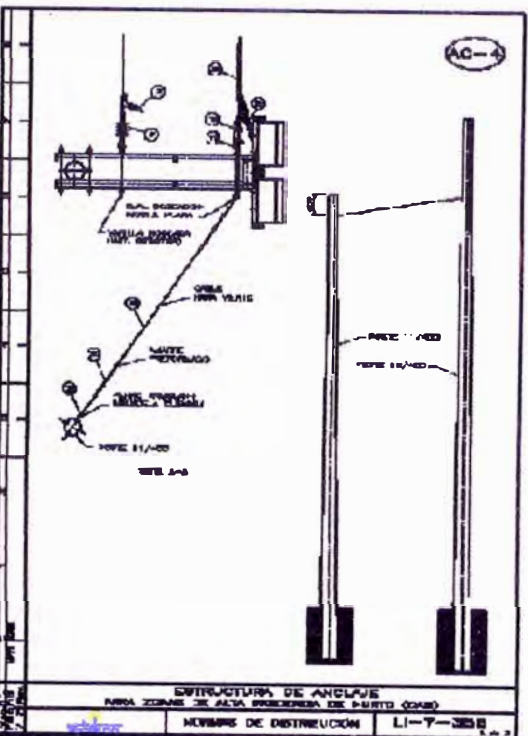
edelnor



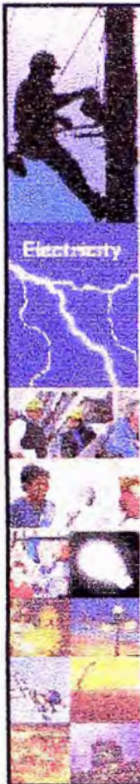
Armados Sistema DAM



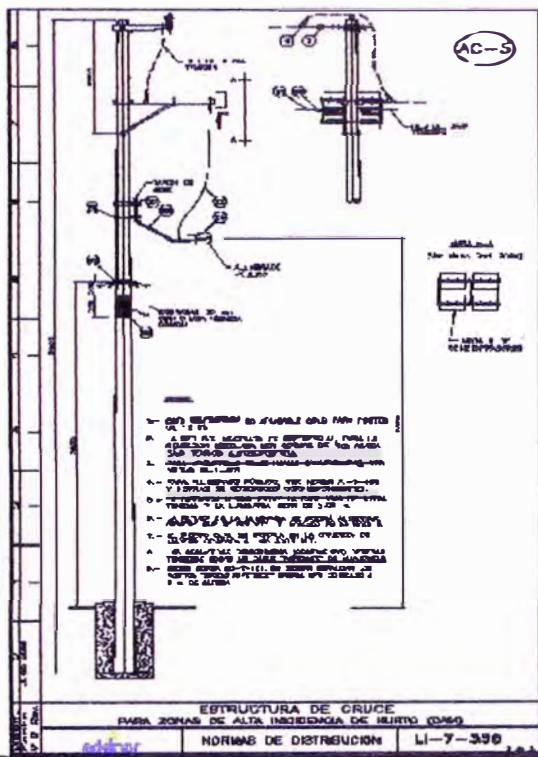
edelnor



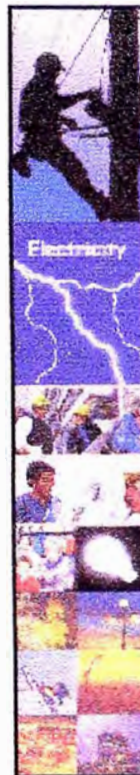
edelnor



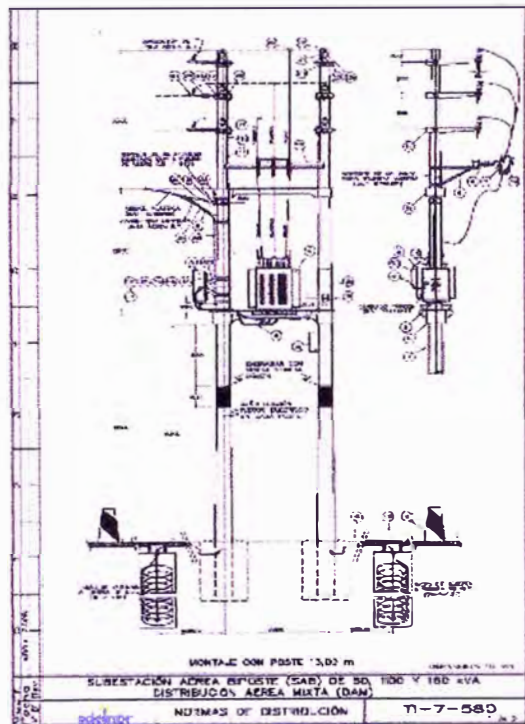
Electricity



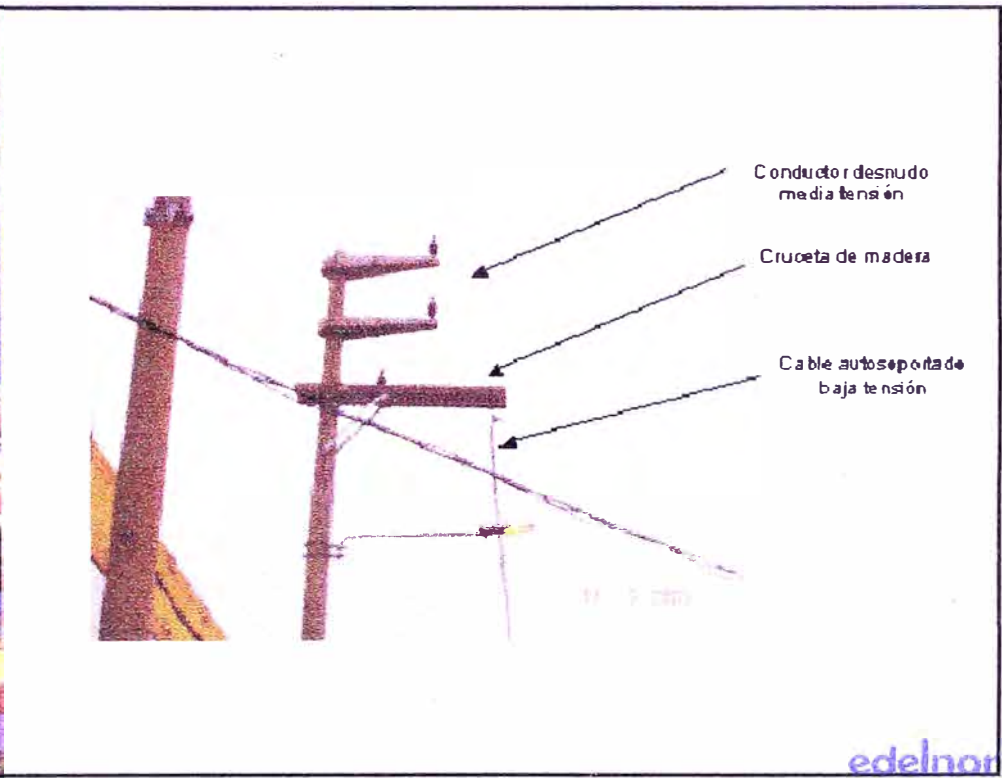
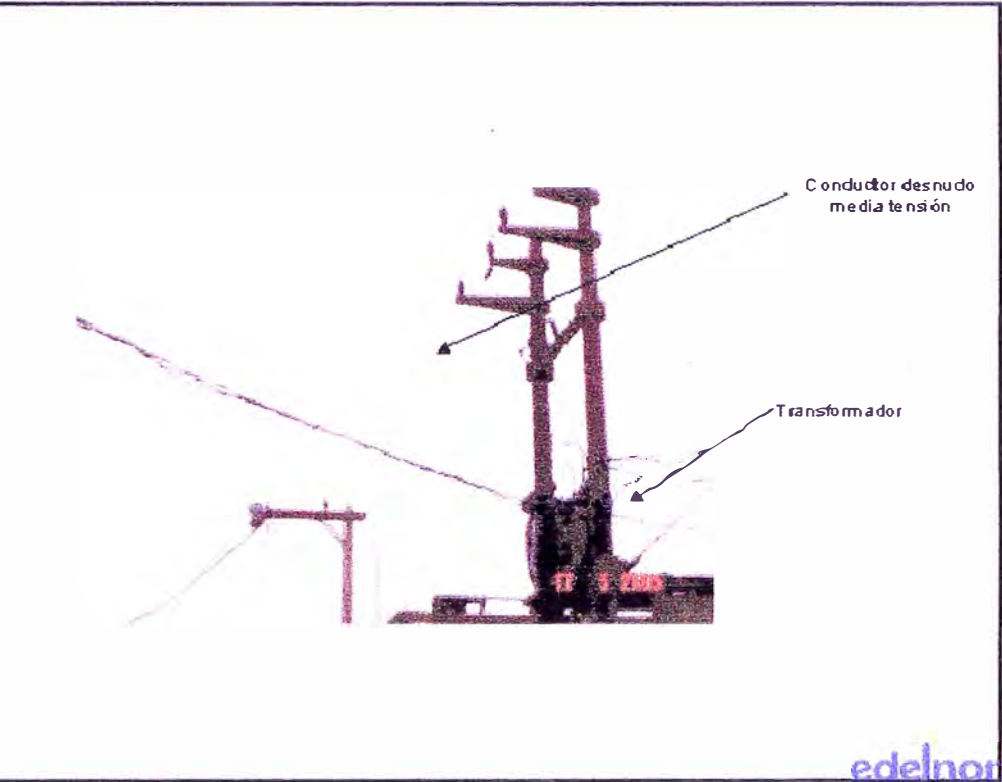
edelnor

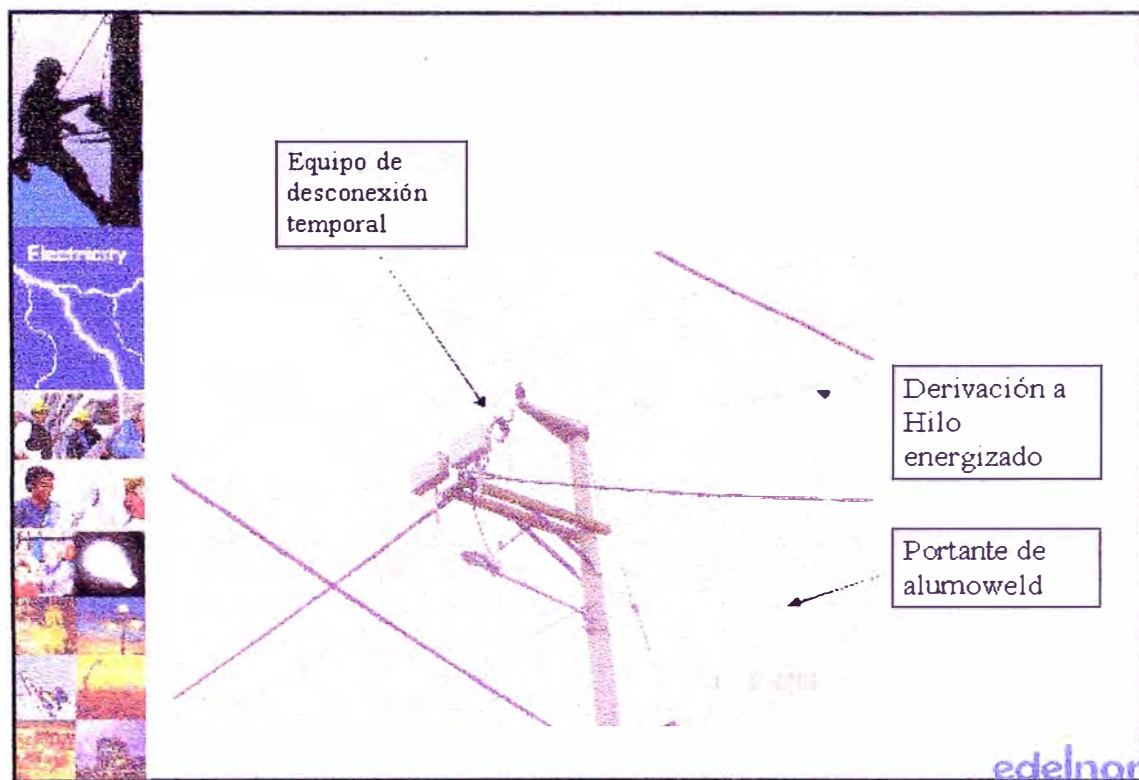
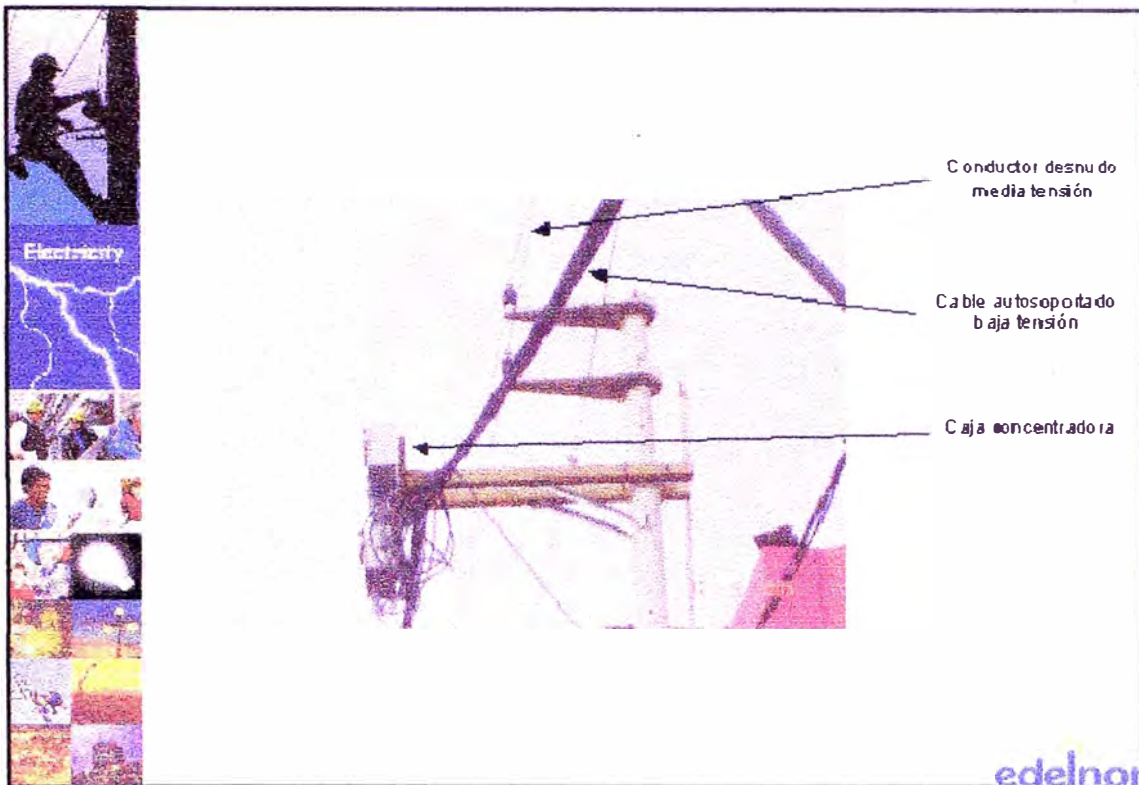


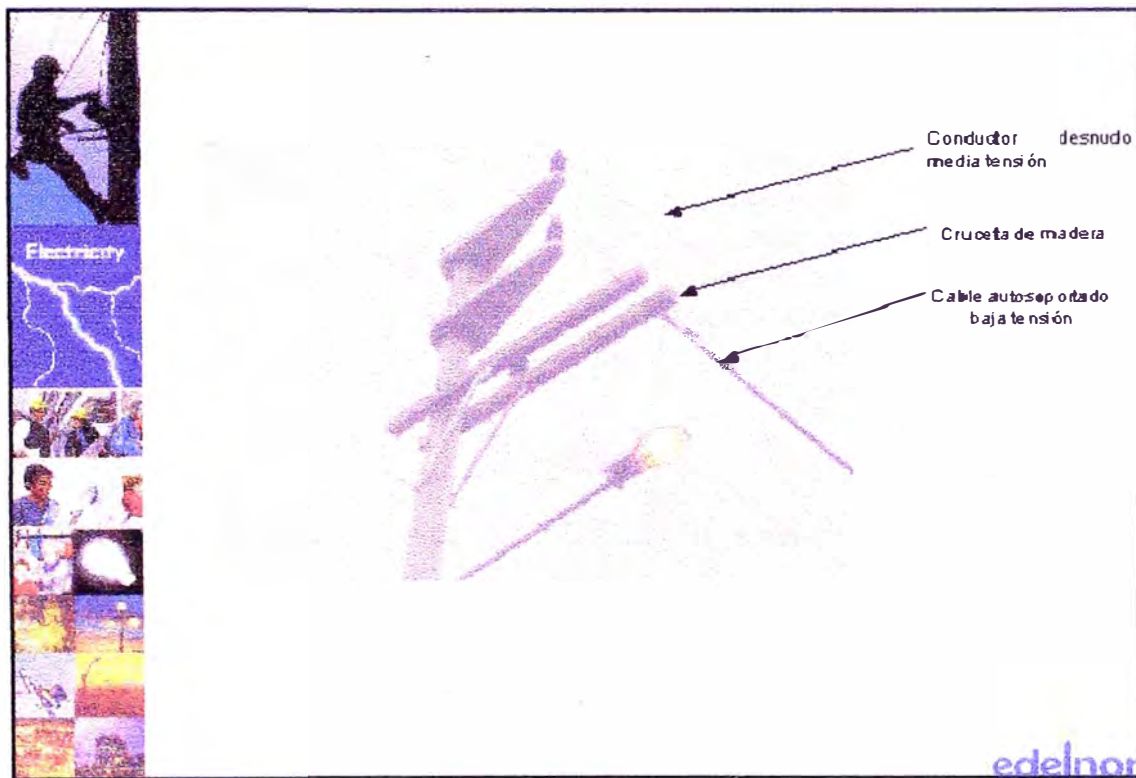
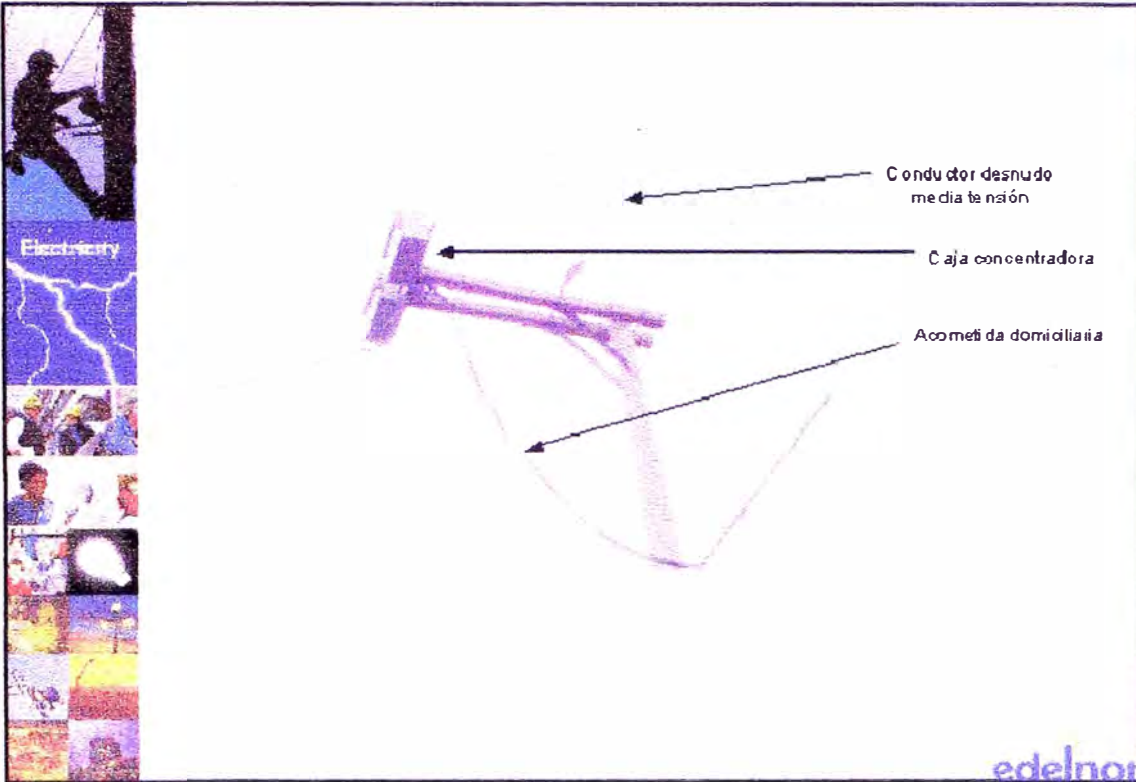
Electricity

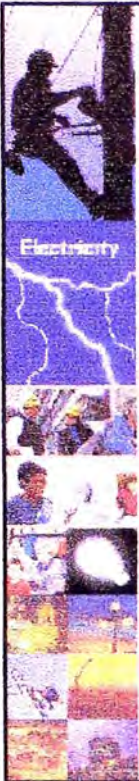


edelnor









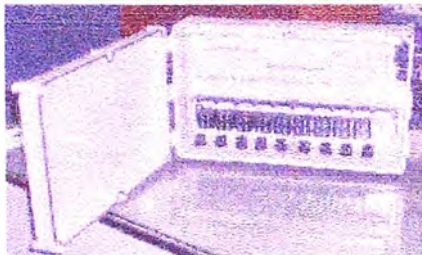
Instalación de la red DAM



edelnor



Caja concentradora



La caja concentradora de medidores vienen montadas en rack para instalación en extremo de cruceta, pueden montarse 2, 3 o 4 unidades



edelnor



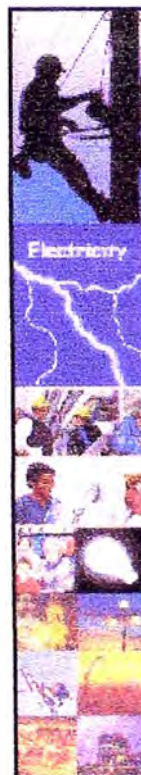
Conector de perforación de aislamiento



Cable concéntrico



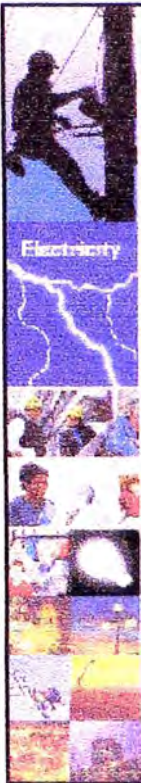
edelnor



Consideraciones en los trabajos de instalación

- La caja concentradora será incluye los medidores, soporte para montaje en cruceta y tramos de cable concéntrico de 3*10mm² para conectarse en la red de cable autoportante.
- Las acometidas directas con cable antihurto especial
- Las acometidas desplazadas a través de un portante serán también del tipo antihurto y saldrán perpendicularmente a medidor de cliente
- El cruce de calle a concentrador serán con cables concéntricos tripolares 3*10mm²
- Las conexiones de derivación serán con conector de perforación de aislamiento
- El portante de acometidas será de alumoweld principalmente, en zonas de alta corrosión podrá utilizarse el cable coperweld

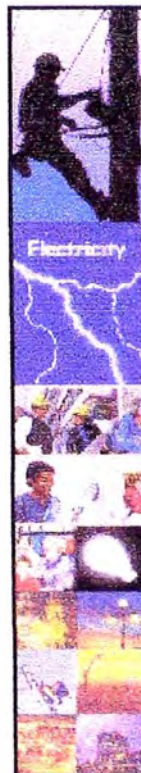
edelnor



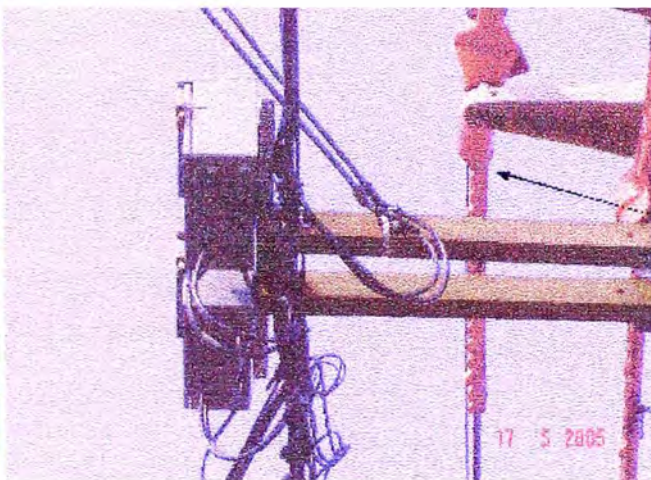
Seguridad en trabajos de B.T.con redes de M.T.

- ☐ Los trabajos de corte y reconexión, así como de reparación u otros donde se tenga que intervenir la red de baja tensión (caja concentradora, acometida, red matriz y conexiones) deben ser coordinados necesariamente con la Unidad de líneas energizadas pues es necesario aislar el hilo de media tensión.
- ☐ Se instalará señal de seguridad de peligro en cada poste (3m)
- ☐ La fase propuesta que será de hilo de protección será la fase R

edelnor



Acceso a la red DAM



Cubiertas
aislantes
colocadas por la
unidad de líneas
energizadas

edelnor