

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



SISTEMA DE BALANCES DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
MIGUEL ANGEL ALBA LUIS**

**PROMOCIÓN
1998-I**

**LIMA-PERÚ
2011**

**SISTEMA DE BALANCES DE ENERGÍA EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN PARA LA
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**

Agradezco a Dios y dedico este informe a mis adorados padres Bertha y Francisco, mis hermanos queridos Norma, Carmen y Jackson, y en especial a mi esposa y compañera Nataly e hijo hermoso Matias

SUMARIO

En el presente informe se desarrolla la implementación de un sistema de balances de energía mediante la cual sea posible medir las pérdidas de cada subestación de distribución permitiendo así una oportuna detección de las irregularidades, un adecuado control de los niveles de pérdidas y una sostenida reducción de las pérdidas no técnica de energía.

La solución era necesaria debido a las deficiencias de las técnicas convencionales empleadas para la reducción de las pérdidas no técnicas de energía (errores en el proceso de facturación, de instalación, del sistema de medida o conexiones indebidas en los suministros de energía y/o en las redes de distribución).

La solución planteada se logra mediante la instalación de equipos registradores de energía en los tableros de baja tensión de las distintas subestaciones de distribución, con el fin de obtener la totalidad de la energía entregada por la subestación y compararla con el registro de los medidores de alumbrado público y clientes. De esta forma se obtienen los niveles de pérdidas que son calificados como "controlada", "crítica" o "muy crítica" y de acuerdo a ello brindar el tratamiento correspondiente.

En el informe se analiza los niveles de pérdidas de las empresas de distribución del país con respecto a las pérdidas reconocidas por OSINERGMIN, concluyéndose que se hace necesario implementar este sistema de balance, consiguiendo niveles de pérdidas cada vez menores y así obteniendo la mayor rentabilidad de las inversiones de las empresas distribuidoras.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Objetivos del trabajo	3
1.3. Evaluación del problema	3
1.3.1 Pérdidas no técnicas.....	4
1.3.2 Pérdidas reconocidas para las empresas de distribución	5
1.3.3 Métodos usados.....	6
1.3.4 Factores relevantes para la reducción de pérdidas	7
1.4 Alcance del trabajo.....	9
CAPITULO II	
MARCO LEGAL Y TÉCNICO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	10
2.1 Aspectos legales.....	11
2.1.1 Ley de Concesiones Eléctricas	11
2.1.2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.....	12
2.1.3 Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica	12
2.1.4 Código Penal	13
2.2 Actividades del sector eléctrico	13
2.2.1 Generación	14
2.2.2 Transmisión	14
2.2.3 Distribución	14
2.2.4 Comercialización.....	14
2.3 Subestaciones de distribución.....	14
2.3.1 Tipos de subestaciones.....	15
2.3.2 Elementos básicos de las subestaciones	17
2.4 Irregularidades y anomalías que producen pérdidas no técnicas	18
2.4.1 Error en el proceso de facturación.....	18
2.4.2 Error en el Sistema de Medición	20
2.4.3 Error en la Instalación del Sistema de Medición.....	21
2.4.4 Vulneración de la Condiciones del Suministro.....	22

2.4.5	Consumo sin autorización del concesionario.....	25
CAPITULO III		
APLICACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES		27
3.1	Métodos convencionales.....	27
3.1.1	Quiebres de consumo	27
3.1.2	Consumos cero	28
3.1.3	Consumo menor a la potencia de contrato	29
3.1.4	Consumo menor al promedio del giro comercial.....	29
3.1.5	Giro usualmente trifásico con medidor monofásico	30
3.1.6	Alimentadores críticos	31
3.2	Caso de estudio	31
3.2.1	Calificación de subestaciones	32
3.2.2	Programa de inspección mediante métodos convencionales	34
3.2.3	Inspecciones de suministros y detección de irregularidades	35
3.2.4	Aspectos básicos de la inspección de suministros	36
3.2.5	Resultado de las Inspecciones y Detecciones.....	37
CAPITULO IV		
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....		40
4.1	Método de balances de energía en subestaciones de distribución en BT.....	40
4.2	Proceso para el balance de energía.....	42
4.2.1	Instalación del sistema de medición totalizador.....	42
4.2.2	Verificación del sistema de medida de alumbrado público	43
4.2.3	Verificación de la cadena eléctrica	44
4.2.4	Cálculo de los niveles de pérdidas	47
4.3	Optimización de los procesos para la reducción de pérdidas no técnicas	48
4.3.1	Priorización en atención de subestaciones.....	49
4.3.2	Generación de Clientes Sospechosos.....	50
4.3.2	Conclusiones.....	51
4.4	Caso de Estudio.....	52
4.4.1	Balance de Energía.....	52
4.4.2	Inspección de suministros	54
4.4.3	Conclusiones	55
CAPITULO V		
PROYECTO DE INSTALACIÓN DE TOTALIZADORES		57
5.1	Concepto de medición permanente en subestaciones de distribución.....	57
5.1.1	Situación sin medición por subestación de distribución en baja tensión	58

5.1.2	Situación con medición por subestación de distribución en baja tensión.....	59
5.2	Método de Selección de subestaciones de distribución para instalación permanente.....	60
5.2.1	Indicador X.....	60
5.2.2	Criterio de la zona geográfica.....	60
5.2.3	Aplicación del método en subestaciones de transmisión.....	62
5.2.4	Aplicación del método en alimentadores de subestaciones de transmisión.....	63
5.3	Estudio técnico.....	65
5.4	Disponibilidad de insumos.....	66
5.5	Inversión para el proyecto instalación de totalizadores.....	68
5.5.1	Inversión para instalación de totalizadores.....	68
5.5.2	Inversión de inspección de suministros en subestaciones con medición.....	72
5.5.3	Inversión para normalización de suministros con detección.....	72
5.6	Ingresos del proyecto.....	74
5.6.1	Ingresos en el primer año.....	75
5.6.2	Ingresos para el año dos.....	76
5.6.3	Total Ingresos para el proyecto.....	77
5.7	Análisis de rentabilidad.....	78
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
	ANEXO A ALGORITMO DE LA TÉCNICA QUIEBRES DE CONSUMO.....	85
	ANEXO B CALIFICACIONES DE LAS SUBESTACION DEL CASO DE ESTUDIO.....	87
	ANEXO C CONSUMO PROMEDIO POR GIRO DE NEGOCIO – CERCADO DE LIMA.....	96
	ANEXO D MEDICIONES PARA BALANCE DE ENERGÍA.....	97
	ANEXO E ACTIVIDADES DE INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.....	101
	ANEXO F GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	107
	BIBLIOGRAFÍA.....	109

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas no técnicas de energía es un problema que afecta a todas las empresas de distribución en mayor o menor grado. En el presente informe se muestra que pese a los esfuerzos realizados por las concesionarias del Perú, no alcanzan los niveles reconocidos por el ente regulador. Debido a ello se hace necesario implementar un sistema que refuerce los sistemas convencionales empleados, los cuales presentan serias deficiencias en sus resultados. Por ello es que se plantea un sistema de balances de energía en subestaciones de distribución de baja tensión para un control y reducción efectivo de las pérdidas no técnicas.

Este sistema de balances es desarrollado en todo su proceso, desde la instalación del equipo totalizador hasta la obtención de los resultados, para ello se presenta un caso de estudio empleando ambos métodos: convencionales y el método mejorado con el sistema de balances de energía.

En el presente documento se hace referencia a la regulación correspondiente tanto en lo normado por el OSINERGMIN, el Ministerio de Energía y el código penal dado que muchas de las irregularidades son calificadas como hurto de energía.

EL informe se divide en cinco capítulos:

- En el capítulo I se plantea el problema y se realiza su respectiva evaluación en los factores más relevantes y aplicables a las empresas de distribución del país tales como: rentabilidad, cuantificación de las pérdidas, optimización de los recursos, efectividad de las inspecciones y reducción y control de las pérdidas. En este capítulo también se precisa el objetivo y los alcances del informe.
- En el capítulo II se presenta el marco legal y técnico describiendo además los conceptos y definiciones asociados a las pérdidas técnicas y las subestaciones de distribución. Así mismo se describen las diferentes irregularidades que producen pérdidas no técnicas incluyendo registros fotográficos para visualizar las conexiones indebidas.
- En el capítulo III se desarrolla la aplicación de los métodos convencionales que emplean las empresas de distribución, presentando además un caso de estudio para ilustrar los resultados en términos de cantidad de inspecciones, detecciones y energía reducida.
- En el capítulo IV se explica la metodología del sistema de balances de energía, además de todo el proceso desde la instalación hasta el cálculo del balance de energía. En la sección final de este capítulo presenta la segunda parte del caso de estudio incluyendo un cuadro comparativo que permite observar la mejora con respecto al

sistema tradicional de reducción de pérdidas no técnicas, se explica la priorización en atención de subestaciones, así como la generación de Clientes Sospechosos.

- En el capítulo V se describe e, Proyecto de Instalación de Totalizadores en las Subestaciones de Distribución de Baja Tensión. En este capítulo se explica el concepto de medición permanente en subestaciones de distribución, el método de selección de subestaciones de distribución para instalación permanente, el estudio técnico, la disponibilidad de insumos, la inversión para el proyecto instalación de totalizadores, los ingresos del proyecto y finalmente el análisis de rentabilidad.

- Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones basadas en la descripción de los métodos expuestos y en los resultados del caso de estudio descrito en los capítulos III y IV.

La bibliografía se compone de publicaciones del Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, Informes y Anuarios del OSINERGMIN a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria entre otros documentos.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se hace el planteamiento del problema, se describe el problema y se exponen los objetivos, seguidamente se evalúa la problemática y se precisan los alcances, finalmente se presenta una síntesis del informe.

1.1 Descripción del problema

Deficiencia de los métodos convencionales para la detección, reducción y control de las pérdidas no técnicas; es decir las producidas por problemas en el proceso de facturación o por la inadecuada medición, además de la existencia de conexiones incorrectas o indebidas.

Los métodos convencionales no permiten una reducción sostenida de las pérdidas.

1.2 Objetivos del trabajo

Optimizar los procesos destinados a la reducción de pérdidas no técnicas mediante la implementación de una nueva metodología denominada Sistema de Balances de Energía que se complementará a los métodos convencionales.

1.3 Evaluación del problema

La Figura 1.1 muestra el proceso de distribución y pérdidas de energía.

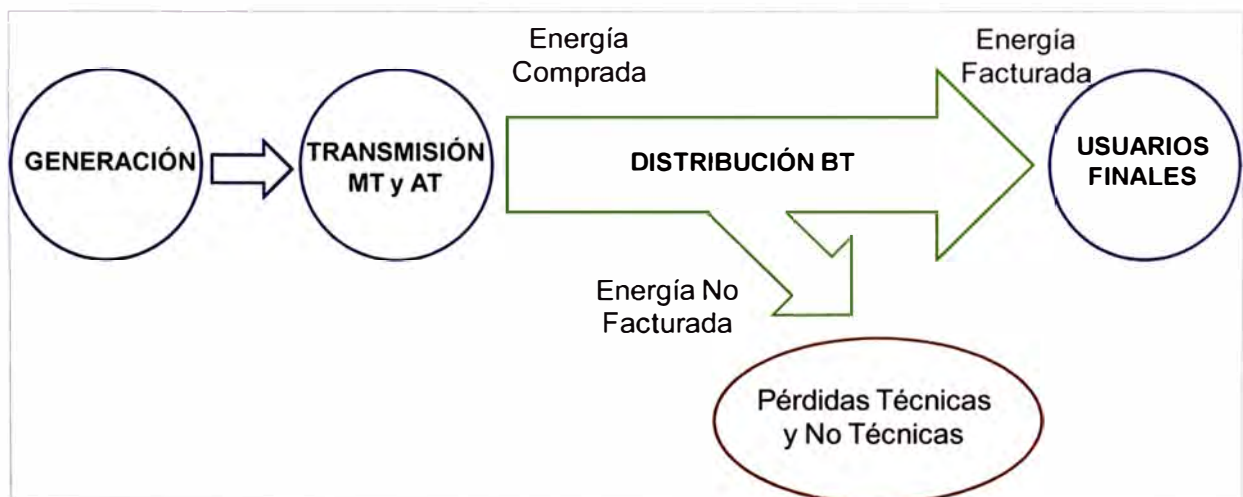


Figura 1.1 Proceso de distribución y pérdidas de energía.

La actividad de comercialización de una empresa distribuidora de energía eléctrica consiste básicamente en realizar transacciones de compra de potencia y energía a una empresa generadora para luego venderla a sus clientes (usuarios finales) dentro de una

determinada zona de concesión y para ello utiliza la infraestructura eléctrica (subestaciones de distribución y redes eléctricas) hasta el punto de entrega al usuario.

Durante el proceso de distribución a los clientes se producen pérdidas de potencia y energía las cuales se pueden clasificar en dos tipos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las primeras son básicamente por el efecto Joule en los conductores, ya que consumen un determinado porcentaje de la energía que se transporta. Las pérdidas no técnicas se producen por errores de facturación, mal registro del consumo, además de malas conexiones e incluso por hurto.

1.3.1 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas totales de energía en la empresa distribuidora se calculan básicamente como la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada, por lo tanto el porcentaje de pérdidas es calculado mediante la Fórmula (1.1).

$$\%Pérdidas = \left(\frac{\text{Energía.Comprada} - \text{Energía.Facturada}}{\text{Energía.Comprada}} \right) \cdot 100\% \quad (1.1)$$

La Energía comprada se refiere a toda la energía que la empresa distribuidora compra a las empresas de generación y que ingresa al sistema eléctrico de su zona de concesión.

La energía facturada se refiere a la suma de las energías facturadas a los clientes tanto del mercado regulado como del mercado no regulado. Así mismo, esta energía facturada considera a los consumos pertenecientes tanto al alumbrado público como a los consumos propios. Este último se refiere a la energía consumida por las instalaciones en los locales pertenecientes a la empresa de distribución.

Así mismo las pérdidas no técnicas de energía se calculan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. Ver Fórmula (1.2):

$$\%PérdidasNoTécnicas = PérdidasTotales - PérdidasTécnicas \quad (1.2)$$

Frente a las pérdidas no técnicas, las empresas de distribución en el Perú han realizado esfuerzos a fin de controlarlas y conseguir niveles óptimos que les permitan acercarse dentro de los márgenes estándares y reconocidos por el Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía (OSINERGMIN), quienes finalmente determinan estos valores para el cálculo de las tarifas de energía. Las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD) de acuerdo al artículo 64° de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas), el VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

De lo anterior se concluye que las pérdidas influyen directamente en las tarifas. Estas pérdidas pueden ser reconocidas hasta cierto margen determinado por OSINERGMIN. Por lo tanto el objetivo de cada empresa es que las pérdidas estándares (técnicas y no técnicas) se reduzcan a los mínimos valores. Las pérdidas técnicas son parte de la infraestructura eléctrica, mientras que las no técnicas son parte del registro de consumos, así como de las instalaciones irregulares.

1.3.2 Pérdidas reconocidas para las empresas de distribución

El Informe N° 002- 2011- GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria División de Distribución Eléctrica) señala en su sección 3.7.1 Factores de Expansión de Pérdidas, que el porcentaje de pérdidas no técnicas a reconocer para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013 será de 2.85%.

Así mismo, el informe hace referencia que los porcentajes de pérdidas no técnicas reconocidas irán disminuyendo año a año hasta el valor de 2,08% desde el 2009 hasta un horizonte de ocho (8) años. Y que éste porcentaje de 2,08% (Figura 1.2) sumado a las pérdidas técnicas estándares del periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013, permiten alcanzar valores del nivel de pérdidas que la empresa Luz del Sur obtuvo en el año 2008, es decir el nivel de pérdidas de 6,4% según los ratios comerciales de la sección 3.5 del Anuario Estadístico 2008 del OSINERGMIN.

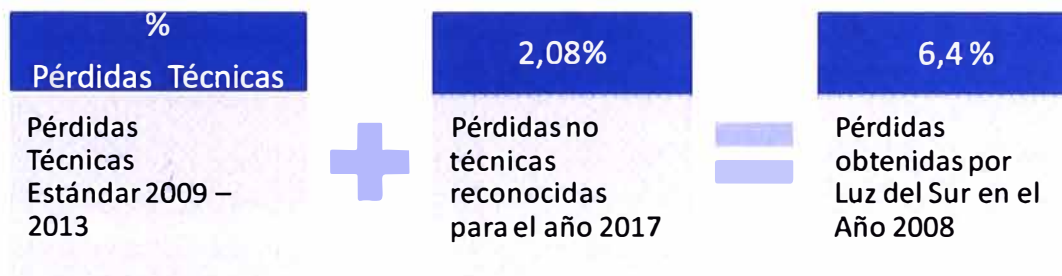


Figura 1.2 Pérdidas estándares año 2008

Lo anterior permite deducir que el porcentaje de Pérdidas técnicas estándares para el periodo noviembre 2009– Octubre 2013 resulta de la diferencia de 6,4% y 2,08%, es decir 4,32%. Conociendo que para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013, las pérdidas técnicas estándar es de 4,32% y las pérdidas reconocidas ascienden a 2,85%, entonces se puede calcular que las pérdidas estándar totales resulta 7,17%.(Figura 1.3)



Figura 1.3 Pérdidas estándares periodo 2009-2013

De este modo y tomando la información de los ratios de las pérdidas de las empresas de distribución en el año 2010, según la sección 5.1 del documento Procesamiento y Análisis de la Información comercial de las empresas de electricidad año 2010, el 91% de las empresas del país, tienen aún una dura tarea para contrarrestar las pérdidas no técnicas para no ver afectados sus intereses, tomando en cuenta además que según el Informe N° 002- 2011- GART, las pérdidas estándares se irán reduciendo en la medida que disminuyan las pérdidas no técnicas reconocidas por el OSINERGMIN del valor de 2,85% a sólo 2,08% a partir del año 2009 hasta el año 2017. (Ver Figura 1.4)

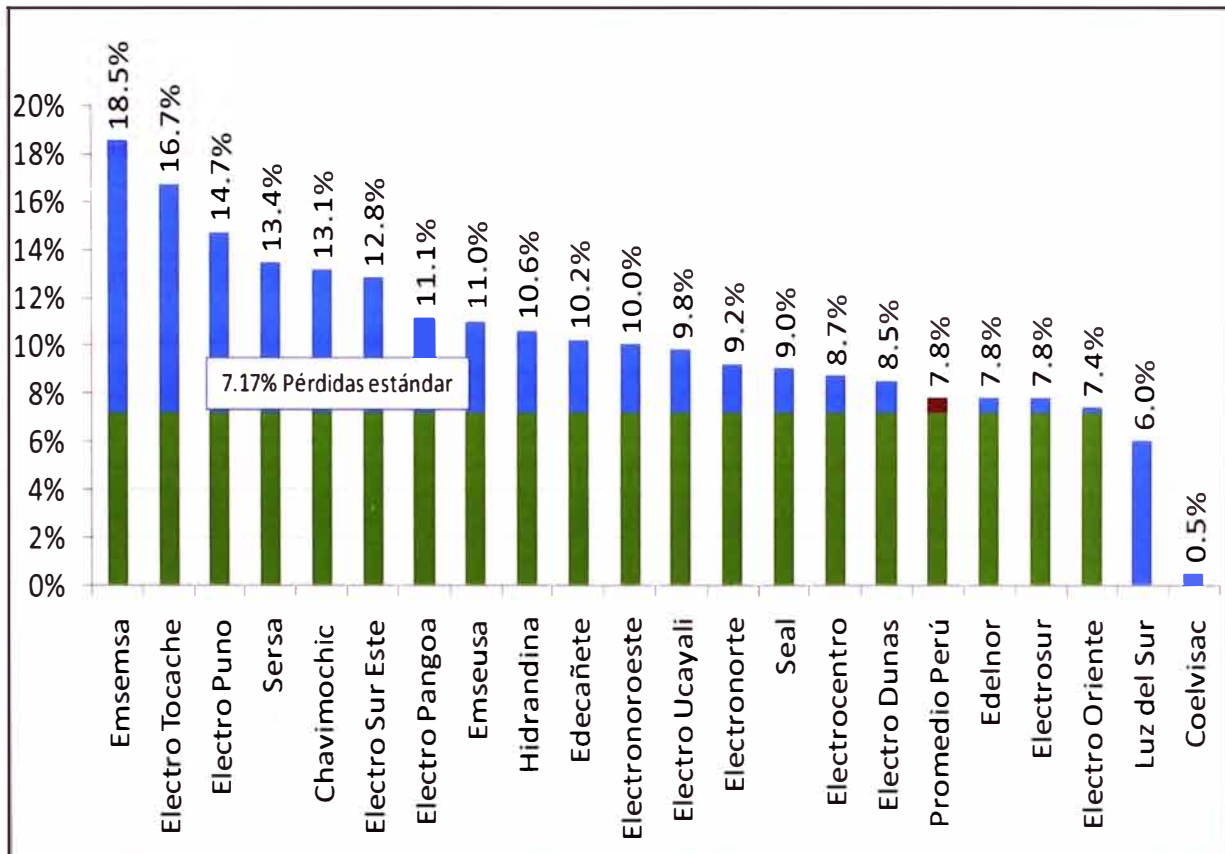


Figura 1.4 Pérdidas totales vs estándares periodo 2009-2013

1.3.3 Métodos usados

Las empresas por lo general utilizan métodos convencionales, los cuales no son efectivos para la detección, reducción y control de pérdidas no técnicas. Esto afecta de manera negativa a la empresa ya que no logra efectuar las acciones correctivas necesarias y oportunas para reducir las pérdidas.

Para optimizar estos procesos convencionales, es que se plantea la utilización de una metodología denominada "Sistema de Balances de Energía", la cual si permite una adecuada detección, reducción y control de pérdidas no técnicas.

Esta metodología requiere cierta inversión en cuanto a equipamiento (totalizadores colocados en las Subestaciones de Distribución) y un gestor informático que registra la información recogida por el personal de campo y presenta reportes basados en dicha

información.

El despliegue del equipamiento involucra también ciertos costos operativos, pero en líneas generales, se logra demostrar que la inversión económica del proyecto es rentable basado en dos parámetros: el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa interna de retorno).

El capítulo V describe la metodología del proyecto de despliegue en cuestión, llamado "Proyecto de Instalación de Totalizadores en las Subestaciones de Distribución de Baja Tensión", en donde se analiza los diversos criterios de evaluación (técnico y económica) para la instalación de totalizadores.

1.3.4 Factores relevantes para la reducción de pérdidas

Complementariamente a lo ya expuesto, se puede destacar que la empresa distribuidora intenta reducir los niveles de las pérdidas no técnicas apoyada fuertemente en el análisis de los consumos de sus clientes. La reducción de las pérdidas no técnicas considera cinco factores relevantes (Figura 1.2).

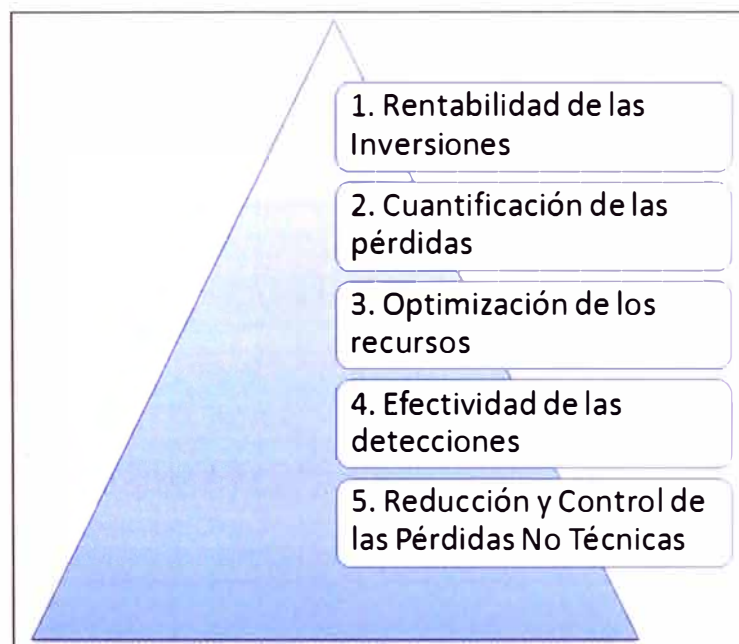


Figura 1.2 Proceso de distribución y pérdidas de energía.

a. Rentabilidad de las Inversiones: Las pérdidas no técnicas de energía afectan directamente las ganancias y rentabilidad de las inversiones de las empresas de distribución al no lograr facturar un volumen de energía que compraron a sus proveedores.

b. Cuantificación de las pérdidas: Cuando no se conocen los niveles de pérdidas a niveles apropiados resulta complicado establecer parámetros de control y reducción de las pérdidas, lo que lleva a las empresas de distribución a recurrir a sistemas convencionales de detección basado en sistemas de algoritmos sobre registros de consumos que con serias limitaciones. Para conocer la real afectación de las pérdidas de energía en las inversiones de la empresa distribuidora, es importante cuantificar esta

energía mediante sistemas de medida hasta niveles que permitan elaborar estrategias de reducción o implementación de medidas técnicas y tecnológicas.

c. Optimización de los recursos: Las pérdidas no técnicas se encuentran distribuidas a lo largo de toda la zona de concesión de la empresa distribuidora por ello resulta de alta importancia que cada orden de inspección sea dispuesta con el mayor análisis para un adecuado empleo de los recursos. Sin embargo, cuando el proceso de generación de inspecciones están basados en sistemas limitados que no contemplan la medición de la energía perdida, los recursos no son empleados óptimamente a la vez que los niveles de pérdidas se mantienen en el mejor de los casos y otras veces se incrementan. De otro lado, cuando se contempla un sistema de cuantificación de las pérdidas, esta información es considerada en el análisis y la programación de las tareas, empleando los recursos tales como personal técnico, equipos y herramientas, de tal forma que permitan el máximo beneficio con la menor inversión.

d. Efectividad de las Inspecciones: Los resultados del empleo de los recursos se miden mediante la efectividad de las inspecciones. Este parámetro se calcula realizando el cociente entre la cantidad de detecciones efectivas y la cantidad de inspecciones realizadas. Sin embargo, el problema se presenta cuando las inspecciones son emitidas en base sólo los registros de consumos que en muchos resulta insuficiente, pues existen una serie de modalidades de conexiones indebidas o manipulaciones al sistema de medida, que no logran ser detectados por este medio debido a que no presentan irregularidades en sus registros de consumo. Siendo la efectividad un indicador del empleo de los recursos, se hace necesario emitir inspecciones que estén basados en sistemas más confiables y medibles y que permitan conocer la cantidad de energía que se pretende encontrar de tal modo que se logre una mayor cantidad de detecciones efectivas.

e. Reducción y Control de las Pérdidas: La detección, el control y la reducción sostenida de las pérdidas es uno de los mayores problemas que enfrentan las empresas distribuidoras hoy en día, debido a las distintas modalidades de fraude que existen y que van cambiando con el transcurso del tiempo. Si las empresas basan su modelo de gestión en sólo la evolución de los consumos de los clientes difícilmente lograrán las metas propuestas en sus planes estratégicos. Se hace entonces necesario implementar plataforma de Balances de Energía a nivel de subestaciones de Distribución que permita hacer una verdadera gestión de la reducción de las pérdidas mediante una oportuna detección y monitoreo de los niveles periódicamente.

Conclusión

Se puede concluir que es importante y urgente implementar un Sistema de Balances

de Energía que permita controlar y reducir las Pérdidas no técnicas, obtener una mejor efectividad de las inspecciones, un mejor empleo de recursos, cuantificar la energía perdida periódicamente y consecuentemente hacer más rentables las inversiones de la empresa distribuidora.

1.4 Alcance del trabajo

El informe tiene como metas lo siguiente:

- Presentar y analizar las metodologías convencionales así como el método propuesto de Sistema de Balances de Energía en redes de distribución de Baja Tensión, a fin de ser ilustradas con un caso de estudio.
- Describir el proyecto de instalación de totalizadores en subestaciones de distribución incluyendo el análisis de la rentabilidad.

CAPÍTULO II MARCO LEGAL Y TÉCNICO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

En el Perú las empresas de distribución en conjunto han logrado una considerable reducción de las pérdidas de energía, sin embargo se observa que cada año son menores los puntos de reducción, lo que sugiere nuevas alternativas a implementar. Sin embargo, como se muestra en la Figura 2.1, hasta el año 2010 las empresas nacionales presentan márgenes notables de niveles de pérdidas mientras que el promedio del total de empresas resulta de sólo 7,8 %.

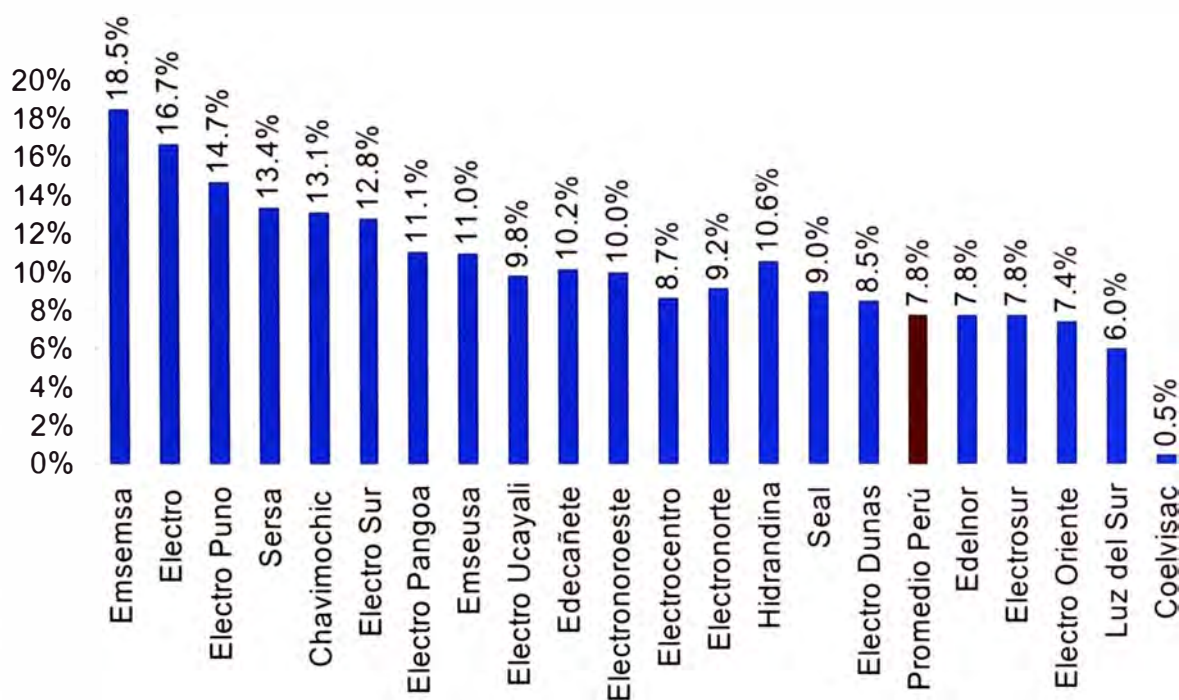


Figura 2.1 Pérdidas por empresa de distribución

Los indicadores económicos de los proyectos convencionales de reducción de pérdidas de las empresas de distribución determinan la pertinencia de la aplicación del proyecto propuesto. Estos indicadores permiten evaluar la rentabilidad de los métodos convencionales y cuánto se deberá invertir para recuperar una unidad de energía. Esto quiere decir que las empresas deben decidir si mantienen el sistema tradicional o si invierten en un proyecto de medición automática para un control y reducción de pérdidas, sostenido en el tiempo.

El presente capítulo se divide en las siguientes secciones:

- Los aspectos legales relacionados con las pérdidas no técnicas.
- Las actividades del sector eléctrico.
- Subestaciones de distribución.
- Irregularidades y anomalías que producen pérdidas no técnicas.

2.1 Aspectos legales

Los aspectos legales relacionados a las pérdidas de energía no técnicas son las siguientes:

- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica.
- Código penal.

Los cuales son desarrollados a continuación.

2.1.1 Ley de Concesiones Eléctricas

Es el Decreto Ley 25844 del 6 de noviembre de 1992 y sus modificatorias. Las disposiciones de esta ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG (Organismo Supervisor de Inversión en Energía), en representación del Estado, son los encargados de velar por el cumplimiento de esta Ley, quienes podrán delegar en parte las funciones conferidas.

Esta ley precisa que las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

Los artículos relacionados a las pérdidas son los siguientes.

- Art. 89°.- El usuario tiene una potencia de contrato la misma que debe respetar y no deberá excederse de la misma, en caso contrario queda sujeto a la suspensión del servicio y pagos de multas que fija el reglamento.
- Art. 90°.- Se establecen tres causales de corte de servicio sin aviso previo:
 - a) Por deuda
 - b) Por uso de energía no autorizado por la empresa y/o vulneración de las condiciones del suministro.
 - c) Por seguridad cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas.
- Art. 91.- En los casos de sustracción indebida de la energía, las personas podrán ser denunciadas penalmente.
- Art. 92°.- Cuando exista inadecuada medición o errores en el proceso de facturación, la empresa concesionaria podrá realizar el recupero de energía hasta un máximo de 12 meses anteriores a la fecha de detección. Este cargo se efectuará en diez cuotas sin intereses ni moras.

2.1.2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Los artículos relacionados a este reglamento son los siguientes:

Art. 143.- Las pérdidas estándares que se considerarán para el cálculo del VAD incluyen las pérdidas físicas y comerciales.

Art. 171.- Cada vez que se realicen intervenciones en el suministro eléctrico deberá comunicarse al usuario mediante constancia escrita.

Art. 172.- El equipo de medición deberá ubicarse en un lugar accesible para que la empresa concesionaria pueda realizar sus controles. En caso que haya acceso se podrá facturar en base a promedio por un periodo de hasta seis meses, luego del cual procederá al corte debiendo antes notificar al usuario con 30 días calendarios de anticipación.

Art. 173.- Cuando el equipo de medición sea dañado debido a defectos en las instalaciones internas del cliente, éste deberá asumir el costo del reemplazo o reparación del mismo, quedando sujeto a corte superada la anomalía de sus instalaciones.

Art. 177.- En los casos de consumo de energía sin la autorización del concesionario, en concordancia con el Art. 90 b de la Ley, se podría calcular la energía consumida multiplicando la carga conectada por 240 horas mensuales para los usos domésticos y 480 horas mensuales para los usos no domésticos.

Art. 181.- Los usuarios podrán solicitar a la empresa de distribución la contrastación de sus equipos de medición mediante una empresa autorizada. Si los resultados demuestran que el equipo se encuentra dentro de los márgenes de precisión que indica la norma técnica, el usuario asumirá los costos de la prueba. En caso contrario la concesionaria asumirá los costos de la prueba y del reemplazo del equipo. Además deberá refacturar los consumos según el Art. 92 de la Ley.

Art. 202.- La empresa concesionaria podrá solicitar a OSINERGMIN la sanción al usuario que haya usado la energía sin autorización o haya vulnerado las condiciones del suministro. Para ello deberá sustentar la solicitud con documentos.

2.1.3 Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica.

Las pérdidas no técnicas se concentran en cinco situaciones que son descritas como causales en el numeral cinco de la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica" Resolución Ministerial N° 571-2006-MEM/DM:

i) Error en el Proceso de Facturación: se producen por situaciones como inconvenientes en la toma de la lectura del contador de energía y facturación con factores de medición errados, lo que genera importes de facturación menores a los que efectivamente corresponden.

ii) Error en el Sistema de Medición: Se producen cuando existe un mal funcionamiento

del sistema de medida y éste registra consumos menores a los que realmente corresponden.

iii) Error en la Instalación del Sistema de Medición: Se producen cuando existe un error en el conexionado del sistema de medición realizado por el concesionario, ya sea al momento de la instalación o por alguna intervención posterior.

iv) Vulneración de las Condiciones del Suministro: Se produce cuando existen manipulaciones en el sistema de medida o su conexión que genera registros de consumo menores a los reales corresponden. Las vulneraciones incluyen derivaciones indebidas desde el cable de acometida o red matriz de distribución.

v) Consumo sin Autorización del Concesionario: Se producen cuando personas distintas al concesionario y que no son clientes pues cuentan con un contrato, sustraen la energía mediante conexiones indebidas.

2.1.4 Código Penal

El hurto, uno de los problemas que contribuyen a las pérdidas no técnicas, es contemplado en el Código Penal, en su Art. 185° y 186°, donde indica que se sancionará con pena de hasta 8 años a las personas que hayan sustraído energía eléctrica para su beneficio. Esto es debido a que tanto la energía eléctrica, el gas, el agua y cualquier elemento que tenga valor económico, incluso el espectro electromagnético, son considerados bienes.

2.2 Actividades del sector eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 1° señala que sus disposiciones norman las cuatro actividades del sector eléctrico: la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía.

La Figura 2.2 resume los elementos actores de las actividades del sector eléctrico.

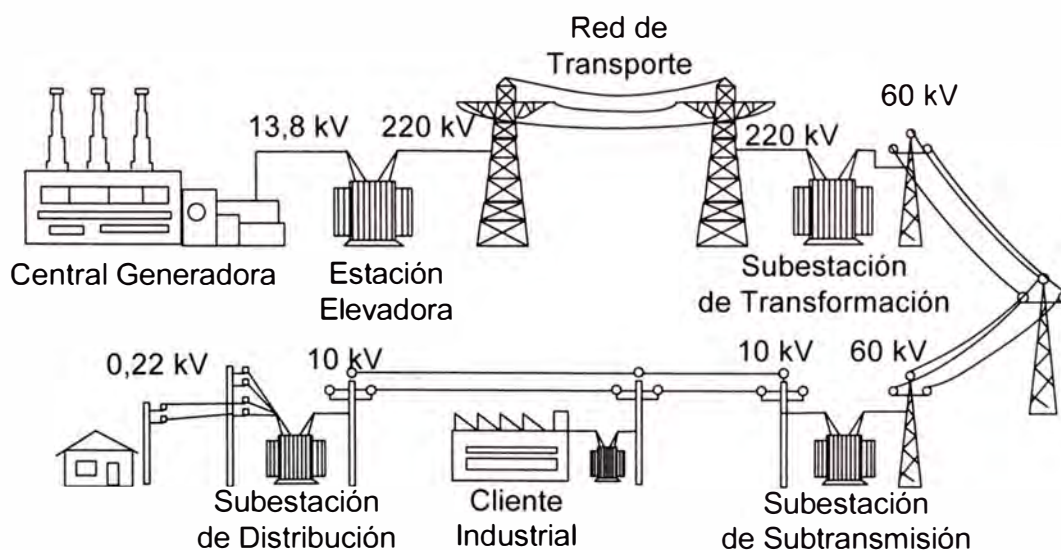


Figura 2.2 Elementos de las actividades del sector eléctrico

2.2.1 Generación

En esta actividad las generadoras son las encargadas de producir y planear la atención de la demanda de energía del país, empleando diversas fuentes de energía tales como la hídrica y la térmica entre otras. Siendo la producción de energía térmica más costosa debido al costo del combustible, por tal motivo éste tipo de centrales térmicas son empleadas una vez que la producción de energía hidráulica ha llegado a su máxima capacidad.

2.2.2 Transmisión

En esta actividad se transporta la electricidad desde las zonas de producción en las generadoras hasta las zonas de demanda o de consumo. Para ello las empresas de transmisión emplean redes de alta tensión que les permite un transporte económico de la energía.

2.2.3 Distribución

En esta actividad se recibe la energía entregada por las empresas de generación o transmisión para finalmente distribuir la electricidad por las diferentes calles de nuestras ciudades, mediante las llamadas redes de distribución en media y baja tensión, las mismas que pueden ser aéreas o subterráneas. Ver Figura 2.3.

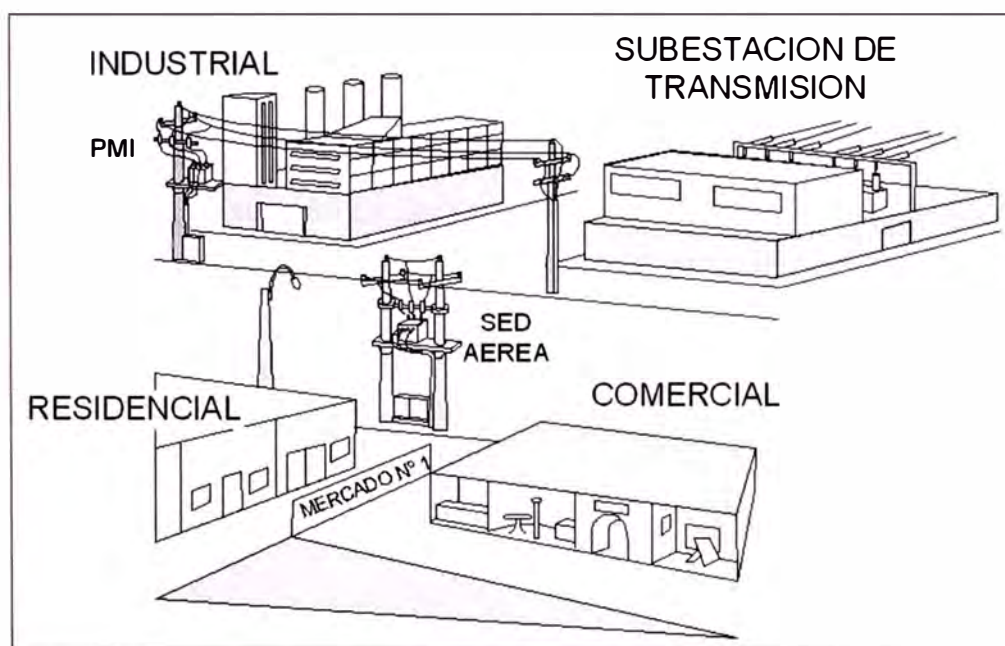


Figura 2.3 Actividades de distribución y comercialización

2.2.4 Comercialización

Es la actividad mediante la cual se realizan las operaciones comerciales con los clientes tales como la facturación y atención al cliente. Actualmente en el Perú esta actividad es realizada por las empresas de distribución.

2.3 Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución son aquellas que permiten reducir la tensión de

media a baja tensión para poder distribuirla entre los clientes o usuarios finales. Para ello la subestación (Figura 2.4) cuenta con al menos dos aéreas definidas: Celdas de media tensión, Circuitos de Baja Tensión.

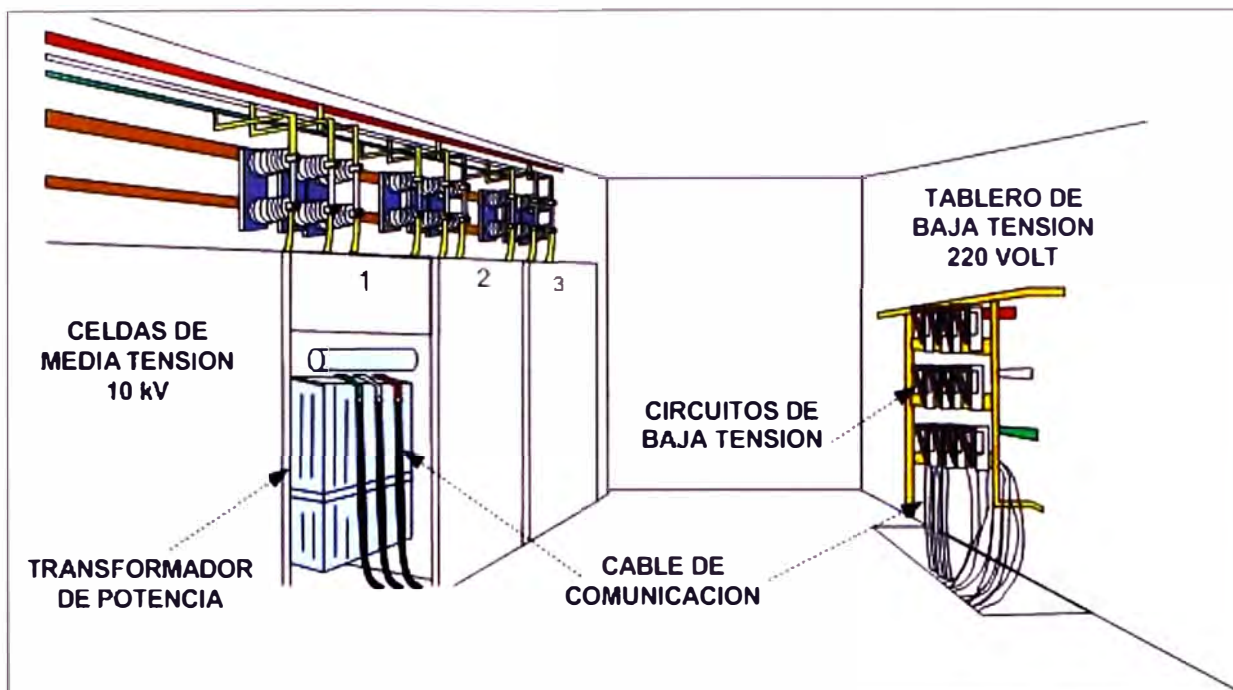


Figura 2.4 Esquema interior de una subestación de distribución convencional

La reducción de la tensión es realizada mediante un transformador de potencia cuyo lado primario toma la media tensión y el lado secundario provee la baja tensión, la misma que es llevada a un tablero mediante un cable de comunicación. El tablero de baja tensión cuenta con una serie de circuitos con protección mediante fusibles que recorrerán las calles alrededor de la subestación para brindar el servicio de electricidad al usuario final.

2.3.1 Tipos de subestaciones

Los tipos de subestaciones disponibles son las siguientes:

- Convencional de superficie.
- Compacta superficie o Pedestal.
- Aérea Monoposte.

Estas son explicadas a continuación

a. Convencional Superficie y subterránea

Son subestaciones ubicadas en un ambiente delimitado por una construcción de material noble y en cuyo interior cuenta con dos ambientes claramente definidos como son las celdas de Media Tensión y Tablero de Baja Tensión (Figura 2.5). Estas subestaciones pueden ser de tipo superficie o subterránea.

Pueden tener uno o más transformadores de distribución así como uno o más tableros de baja tensión, lo que les permite atender demandas mayores que una

subestación compacta o aérea. En algunos casos llega a alimentar hasta 20 circuitos de baja tensión y alrededor de 1500 clientes.



Figura 2.5 Vista exterior de una subestación de distribución convencional

b. Compacta Superficie y Pedestal

Son subestaciones que poseen un transformador de potencia y tablero adyacente por lo que no requiere aéreas tan grandes como las subestaciones convencionales. Así mismo pueden instalarse sin problemas en la vía pública como se muestra en la Figura 2.6, pues se cuenta con los sistemas de protección contra contactos eléctricos como es el sistema de puesta a tierra tanto para los circuitos de media como de baja tensión.

Las subestaciones compactas pueden ser de tipo superficie o bóveda y deben su nombre a la ubicación de su transformador de potencia, mientras que su tablero siempre se encuentra en superficie para su acceso y control de los circuitos de baja tensión.

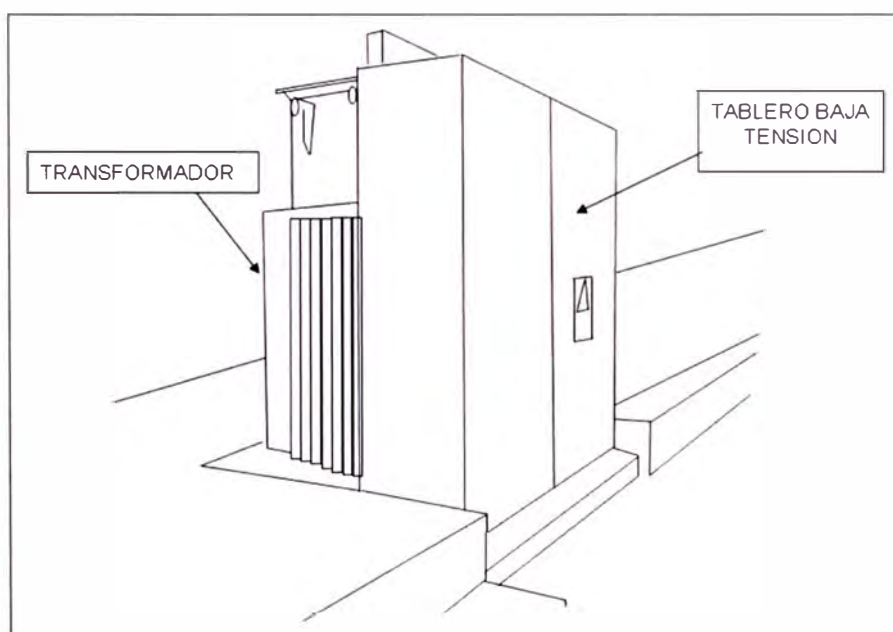


Figura 2.6 Vista de una subestación compacta superficie

c. Aéreas, Biposte y Monoposte

Las subestaciones aéreas son aquellas cuyo transformador se encuentra instalado en altura, mientras que el tablero puede estar a altura o superficie (Figura 2.7). Por este motivo las subestaciones aéreas poseen transformadores de hasta 400 kVA cuando son del tipo biposte y hasta 50 kVA cuando son del tipo monoposte. Pueden ser instaladas en la vía pública y son diseñadas para atender un promedio de 100 a 200 clientes.

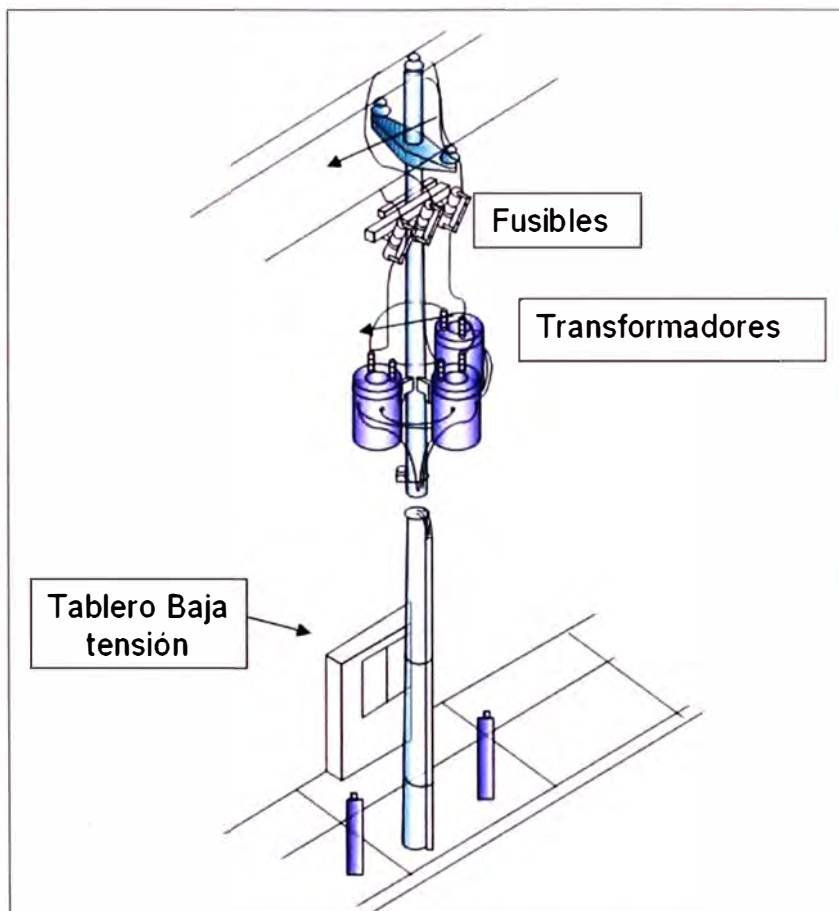


Figura 2.7 Vista de una subestación compacta superficie

2.3.2 Elementos básicos de las subestaciones

Se desarrollan los siguientes tópicos:

- Celdas de media tensión
- Transformador de distribución
- Tablero de baja tensión

a. Celdas de media tensión

Son compartimentos dentro de una subestación de tipo convencional. Las celdas son alimentadas por unas barras de media tensión (MT) ubicadas en la parte superior.

Cada celda tiene un circuito en media tensión para alimentar tanto a clientes MT, transformadores de distribución, circuitos de llegada MT y circuitos de salida o enlace MT. Cada celda está debidamente numerada o rotulada para identificar su destino o procedencia.

b. Transformador de distribución

Los transformadores de distribución se encuentran en todos los tipos de subestaciones convencional, compacta o aérea y son los encargados de reducir la tensión de media a baja tensión. En el lado de baja tensión se conectan al tablero mediante el cable de comunicación. Las capacidades del transformador son diseñadas en función a la suma de las potencia de los clientes que se tiene previsto atender

b. Tablero de baja tensión

Los tableros comprenden los circuitos de baja tensión y su respectivo sistema de protección en base a fusibles. Cada circuito se encuentra debidamente rotulado para indicar si se trata de una alimentación para redes de alumbrado público o de servicio particular.

Así mismo cada llave o circuito de servicio particular se encuentra numerado e identificado para las calles que recorre. Las maniobras en los tableros de distribución requieren mucha destreza por parte del personal técnico y cumplimiento de las normas de seguridad debido a la cercanía de los circuitos y las barras de baja tensión.

2.4 Irregularidades y anomalías que producen pérdidas no técnicas

Tal como se mencionó anteriormente, las pérdidas no técnicas se concentran en cinco situaciones que son descritas como causales en el numeral cinco de la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica" Resolución Ministerial N° 571-2006-MEM/DM. A continuación se describen con mayor detalle:

- Error en el Proceso de Facturación:
- Error en el Sistema de Medición: Se producen cuando existe un mal
- Error en la Instalación del Sistema de Medición: Se producen cuando existe un
- Vulneración de la Condiciones del Suministro: Se produce cuando existen
- Consumo sin Autorización del Concesionario: Se producen cuando personas sin

2.4.1 Error en el proceso de facturación

Se producen por situaciones como inconvenientes en la toma de la lectura del contador de energía y facturación con factores de medición errados. Las irregularidades son las siguientes.

a. Error de Factor

Se produce en suministros que tienen una medición indirecta (Figura 2.8), es decir cuando el sistema de medida cuenta con transformadores de corriente. Estos transformadores de corriente tienen una relación de transformación (Figura 2.9) que se emplea en la facturación de los consumos del cliente y por lo tanto debe ser registrado en el sistema correctamente.

Sin embargo, cuando este factor de facturación no ha sido actualizado debidamente

en el sistema de facturación y tiene un valor menor al que realmente corresponde, entonces se producen subregistros de los consumos a los que efectivamente corresponden.



Figura 2.8 Medición Indirecta

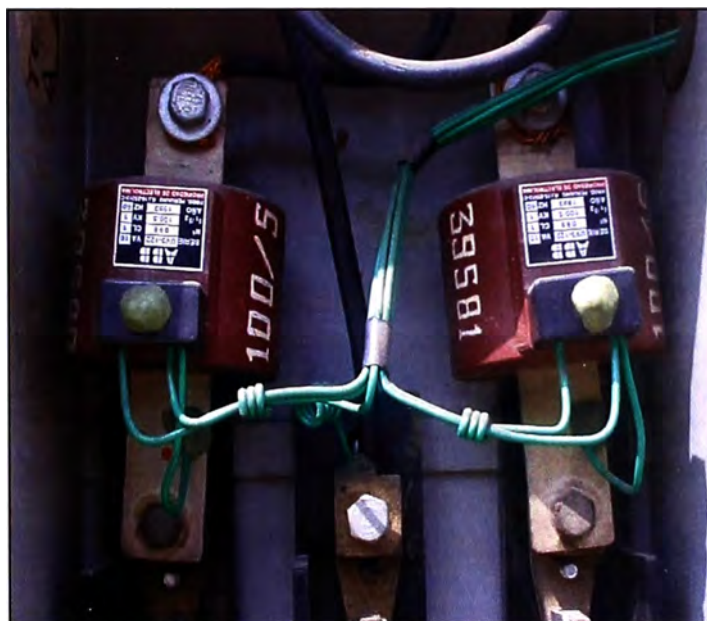


Figura 2.9 Factor de Medición 20 (100/5)

En la Figura 2.9 la relación de transformación es de 100/5 es decir factor 20, sin embargo si en el sistema de facturación se considera un factor menor como por ejemplo 1, entonces los registros de consumo serán menores a los que realmente corresponde.

b. Actualización de Lectura

Se presenta cuando por falta de acceso al sistema de medida se facturaron consumos promediados, y estos consumos promediados resultan ser significativamente menores a los que corresponden una vez logrado el acceso al contador de energía.

En la Figura 2.10 y Tabla 2.1 se presenta a manera de ejemplo la lectura de un medidor y sus registros de consumo respectivamente. La configuración de la "Actualización de Lectura" se produce cuando luego de varios meses sin lograr tomar la lectura real del medidor, se toma una lectura cuyo cálculo de consumo con respecto a la última lectura real, presenta un consumo mucho mayor a los promedios efectuados durante el periodo sin leer.



Figura 2.10 Lectura de Medidor

Tabla 2.1 Registros de lecturas de Medidor

Fecha	Consumo	Lectura	Tipo Facturación
06/10/2011	3 202	5 275	Normal
25/09/2011	200	0	Promedio
26/08/2011	200	0	Promedio
27/07/2011	200	0	Promedio
27/06/2011	200	0	Promedio
28/05/2011	200	0	Promedio
28/04/2011	200	0	Promedio
29/03/2011	243	873	Normal
27/02/2011	180	630	Normal
28/01/2011	250	450	Normal
29/12/2010	200	200	Normal
29/11/2010	0	0	Normal

2.4.2 Error en el Sistema de Medición

Se producen cuando existe un mal funcionamiento del sistema de medida y éste registra consumos menores a los que realmente corresponden.

a. Numerador entrelazado, malogrado o trabado

Se produce cuando por defecto del sistema contómetro, el numerador ha dejado de

integrar los consumos de energía y presenta un claro atasco de sus tambores con las numeraciones.

En la Figura 2.11 la lectura del medidor está indefinida debido a que el dígito correspondiente a las centenas se encuentra entrelazado, es decir el tambor de éste sistema contómetro se encuentra atascado, precisamente entre los números 5 y 6.



Figura 2.11 Numerador entrelazado

b. Sellos Conformes medidor defectuoso

Se produce cuando por fallas en el mismo contador de energía el medidor presenta errores de precisión fuera de los márgenes permitidos en la norma técnica según su clase. El medidor deberá ser contrastado por un ente autorizado para sustentar la irregularidad.

c. Reductores de corriente no cumplen relación

Se produce cuando por fallas en el mismo equipo, dicho transformador de corriente presenta errores de precisión fuera de los márgenes permitidos en la norma técnica según su clase. El medidor deberá ser contrastado por un ente autorizado para sustentar la irregularidad.

2.4.3 Error en la Instalación del Sistema de Medición

Se producen cuando existe un error en el conexionado del sistema de medición realizado por el concesionario, ya sea al momento de la instalación o por alguna intervención posterior.

a. Medidor conectado en contrafase

Se trata de un error en la conexión donde se invierten dos los sistemas o fases del sistema de conexión que finalmente se contraponen y no permiten un real registro de los

consumos de energía. Se asume que son errores de la misma empresa concesionaria.

b. Conexión Directa prescindiendo del medidor realizado por la concesionaria

Se trata de una conexión realizada por la empresa concesionaria con el fin de mantener el servicio, el cual fue interrumpido por una situación imprevista sucedida en la caja toma y/o medición del cliente. Esta conexión tiene carácter provisional y hasta la ejecución de los trabajos definitivos que resuelvan el suceso para una adecuada conexión y/o medición.

La Figura 2.12 la caja de un suministro en conexión directa, es decir el cable de acometida está conectado directamente con los cables de línea interna del cliente. Esta conexión fue realizada provisionalmente por la empresa distribuidora con el fin de mantener con servicio al cliente, en cuya caja de suministro se presentó una falla eléctrica que originó la interrupción imprevista.



Figura 2.12 Conexión directa provisional

c. Reductores de corriente desconectado

Se presenta cuando los cables del lado secundario del transformador de corriente se encuentran desconectados. Se asume que es debido a un mal conexionado por parte de la empresa concesionaria.

2.4.4 Vulneración de la Condiciones del Suministro

Se produce cuando existen manipulaciones en el sistema de medida o su conexión que genera registros de consumo menores a los reales corresponden. Las vulneraciones incluyen derivaciones indebidas desde el cable de acometida.

a. Bobina de corriente de medidor puentado

El contador de energía electromecánico cuenta con dos bobinas de corriente tanto

para contadores monofásicos o trifásicos. Estas bobinas de corriente tienen dos terminales que llegan hasta la bornera del medidor. En la bornera uno de los terminales recibe al cable de acometida y el segundo terminal recibe al cable de línea interna del cliente para cada fase. Sin embargo cuando los terminales son unidos en la bornera mediante un cable puente, la corriente consumida por el cliente es derivada fuera de la respectiva bobina de corriente. Este tipo de irregularidades es conocido también como puente o “cangrejo”. Este tipo de falta representa una vulneración de las condiciones del suministro y corresponde la suspensión del servicio en aplicación al Art. 90 Inciso B de la Ley de Concesiones Eléctricas.

b. Puentes de Tensión del medidor abiertos

El contador de energía electromecánico cuenta además con bobinas de tensión, una bobina en contadores monofásicos y dos en contadores trifásicos. Estas bobinas tienen terminales que se unen con fases al interior del contador mediante unos conectores llamados puentes, con el objetivo de transmitir los campos magnéticos correspondientes al valor de la tensión. Sin embargo, cuando alguno de los puentes de la bobina de tensión es desconectado, los campos magnéticos correspondientes a los valores de tensión son anulados y disminuye el par motor sobre el disco y consecuentemente se produce el subregistro de los consumos de energía. Este tipo irregularidades está sujeto a corte del servicio en aplicación al Art. 90 Inciso B de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En las Figuras 2.13 a y b muestran respectivamente un medidor electromecánico y su bornera de conexión. Este tipo de medidor tiene unos terminales de su bobina de tensión que llega hasta la bornera y que es unida al borne de ingreso del cable de acometida mediante un puente ajustable. La manipulación sucede cuando este puente es desajustado tal como se resalta con una circunferencia en la Figura 2.13 b .

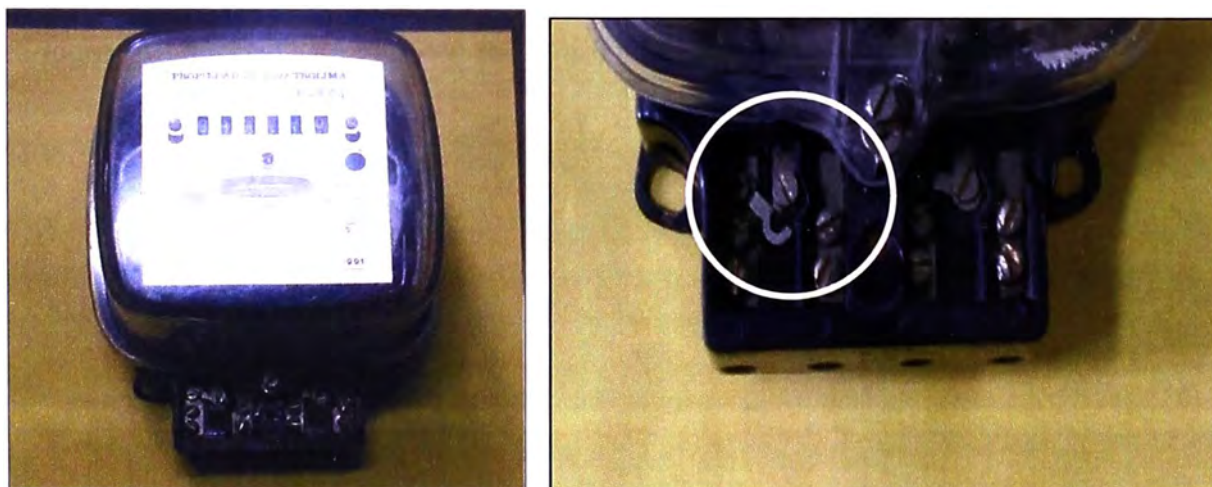


Figura 2.13 a) Medidor electromecánico, b) bornera del medidor

c. Engranajes del medidor manipulados

La integración de la energía es realizada por el elemento contómetro, el cual está

compuesto por un sistema de engranajes que transmite el movimiento del disco hacia los tambores que presentan la lectura del medidor. Sin embargo cuando el sistema de engranajes es vulnerado mediante la manipulación de sus dientes o cambiado por un componente inadecuado, se produce un subregistro de consumos. Este tipo irregularidades está sujeto a corte del servicio en aplicación al Art. 90 Inciso B de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En la Figura 2.14 se presenta un medidor en el cual uno de los engranajes del elemento contómetro ha sido manipulado mediante el limado de sus engranajes. Esta hecho genera afecta el sistema de integración de la energía pues no se transmite correctamente el movimiento del eje del disco al numerador.

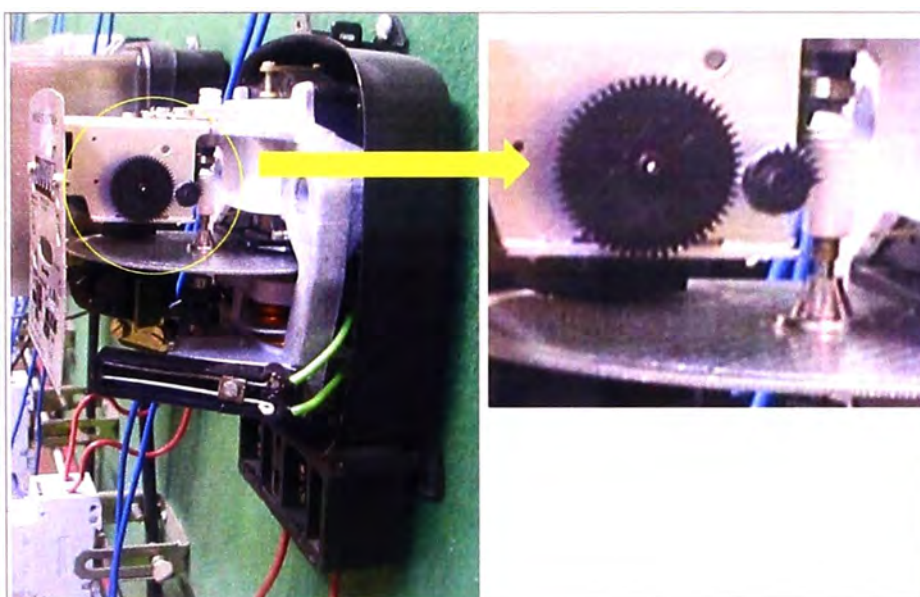


Figura 2.14 Medidor electromecánico

d. Numerador retrocedido

Se produce cuando son violados los sellos del contador de energía de tal modo que se logra el acceso al numerador del elemento contómetro con el fin de disminuir el la lectura. La configuración de la detección se realiza mediante dos constataciones policiales que demuestren que se produjo el retroceso de la lectura en dos fechas. Este tipo irregularidades está sujeto a corte del servicio en aplicación al Art. 90 Inciso B de la Ley de Concesiones Eléctricas.

e. Conexión Directa prescindiendo del medidor

Se producen cuando se modifican las conexiones en el sistema de medición de tal modo que el medidor deja registrar los consumos mientras que el usuario sustrae la energía. Esta conexión directa se realiza en la bornera o fuera de ella.

f. Hurto a través de la fase de tensión

Los contadores de energía trifásicos tienen un mecanismo de medición en base al método de los dos vatímetros, es decir con dos bobinas de corriente en las fases "R" y

“T”. Este hecho es aprovechado por los hurtadores quienes emplean la línea de la fase “S” del medidor trifásico en combinación con otra línea de distinta fase de otro medidor monofásico o trifásico. Inclusive este tipo de hurto se produce entre dos o tres líneas provenientes de las fases “S” de medidores trifásicos.

g. Disco o numerados manipulados a través de capsula perforada

Se produce cuando la capsula del medidor es perforada a la altura del disco o del numerador. El hecho se produce cuando a través del orificio creado en la capsula se introduce un elemento que obstaculiza el avance del disco o del numerador.

h. Sellos violados tarjeta electrónica manipulada

Los medidores electrónicos cuentan con una tarjeta electrónica la misma que lleva unos componentes para realizar el registro de la energía. Sin embargo cuando uno de los componentes es removido o alterado se produce un subregistro de la energía.

i. Medidor cambiado no corresponde al sistema

Se produce cuando el medidor es cambiado por otro de las mismas características pero con una lectura menor en las fechas previas a la lectura que realiza la empresa concesionaria para la facturación. Una vez que la lectura ha sido registrada el usuario nuevamente instala el medidor original para superar cualquier inspección o verificación del sistema de funcionamiento.

j. Conexión Clandestina al cable de acometida

Se origina cuando se realizan derivaciones desde el cable de acometida hacia las instalaciones del cliente. Se puede dar en los diferentes tipos de conexión como acometidas aéreas y subterráneas. La energía sustraída por esta conexión indebida no es registrada por el medidor y por lo tanto no es reflejado en el historial de consumos del servicio. Esta conexión es considerada como una vulneración de las condiciones del suministro, por lo tanto corresponde el corte del servicio en aplicación del Art. 90 Inciso b de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2.4.5 Consumo sin autorización del concesionario

Se producen cuando personas sin contrato de suministro y sin autorización del concesionario, sustraen la energía mediante conexiones indebidas.

a. Servicio eléctrico sin número de suministro

Se produce cuando se verifica la existencia de un suministro en servicio instalado en un predio y que no cuenta con un contrato ni número de cliente en el sistema comercial de la concesionaria. En consecuencia el predio realiza consumos de energía mediante esta conexión eléctrica sin que realicen las facturaciones correspondientes. Este tipo de conexiones ameritan el corte del servicio en aplicación del Art. 90 inciso B de la Ley de Concesiones. Este tipo de faltas tiene una variante en la irregularidad “Suministro retirado

en el sistema con servicio eléctrico”, donde el predio tenía un contrato con la concesionario, pero que ha dejado de tener vigencia por algún motivo y por lo tanto se disfruta del servicio eléctrico sin que se emitan las facturaciones correspondientes debido a su estado “retirado” en el sistema comercial de la empresa.

b. Conexión Clandestina al cable matriz

Son conexiones donde existen derivaciones desde el cable matriz aéreo o subterráneo sin autorización del concesionario, de tal modo que el consumo a través de ésta conexión no es registrada por ningún contador de energía (Figura 2.15).



Figura 2.15 Conexión clandestina al cable matriz

CAPÍTULO III APLICACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES

Las empresas de distribución emplean diversos métodos clásicos o convencionales para la detección de pérdidas no técnicas, luego las irregularidades detectadas son corregidas y de esa manera se logran avances en la disminución de las pérdidas.

En este capítulo se muestra preliminarmente los métodos convencionales, posteriormente se describe un caso de estudio de la aplicación de estos métodos con la finalidad de comparar sus resultados con el método propuesto.

3.1 Métodos convencionales

Los métodos convencionales de detección aplicados por las empresas de distribución utilizan las diversas técnicas de análisis de consumos, entre las cuales se encuentran las siguientes: Quiebres de consumo, consumos cero, consumo menor a la potencia de contrato, consumo menor al promedio del giro comercial, giro usualmente trifásico con medidor monofásico.

3.1.1 Quiebres de consumo

Consiste en evaluar los consumos de los clientes con el fin de detectar aquellos usuarios que luego de mantener un determinado promedio de consumos se presenta un punto de inflexión a partir del cual los registros disminuyen en una determinada proporción, como se observa en la Figura 3.1

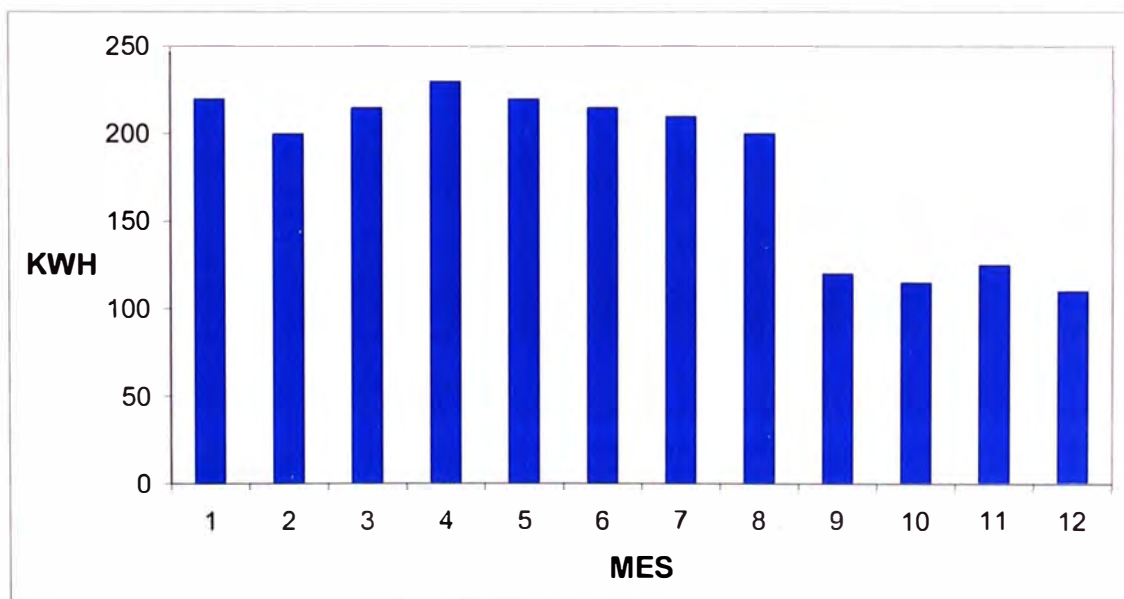


Figura 3.1 Esquema interior de una subestación de distribución convencional

Mediante ésta técnica se consigue detectar aquellas irregularidades que en su mayoría consisten en manipulaciones al contador de energía. Entre las éstas irregularidades comunes se detectan:

- Clientes que se han conectado en forma directa prescindiendo del medidor en el interior de la caja portamedidor.
- Conexiones clandestinas a la red de distribución.
- Conexiones clandestinas al cable acometida.
- Contadores de energía manipulados internamente.

Esta técnica es muy efectiva y permite detectar irregularidades y eliminarlas inmediatamente pues la mayoría se corrige en el momento por encontrarse dentro de la caja portamedidor.

Así mismo la técnica demuestra que existen viviendas o locales comerciales que efectivamente han disminuido sus consumos producto de nuevos regímenes de uso de la energía, o por disminución de la producción de sus artículos de venta.

En el Anexo A se presenta el algoritmo utilizado para esta método.

3.1.2 Consumos cero

Consiste en evaluar los consumos de los clientes y encontrar aquellos que en los últimos meses presentan un registro de cero kWh. Estos clientes son obtenidos mediante el algoritmo de quiebres de consumo, donde sobre la base de clientes así obtenidos, se agrega la condición de que el promedio del segundo periodo sea cero. Por ejemplo la Figura 3.2 muestra que el mes 12 tiene un consumo igual a cero.

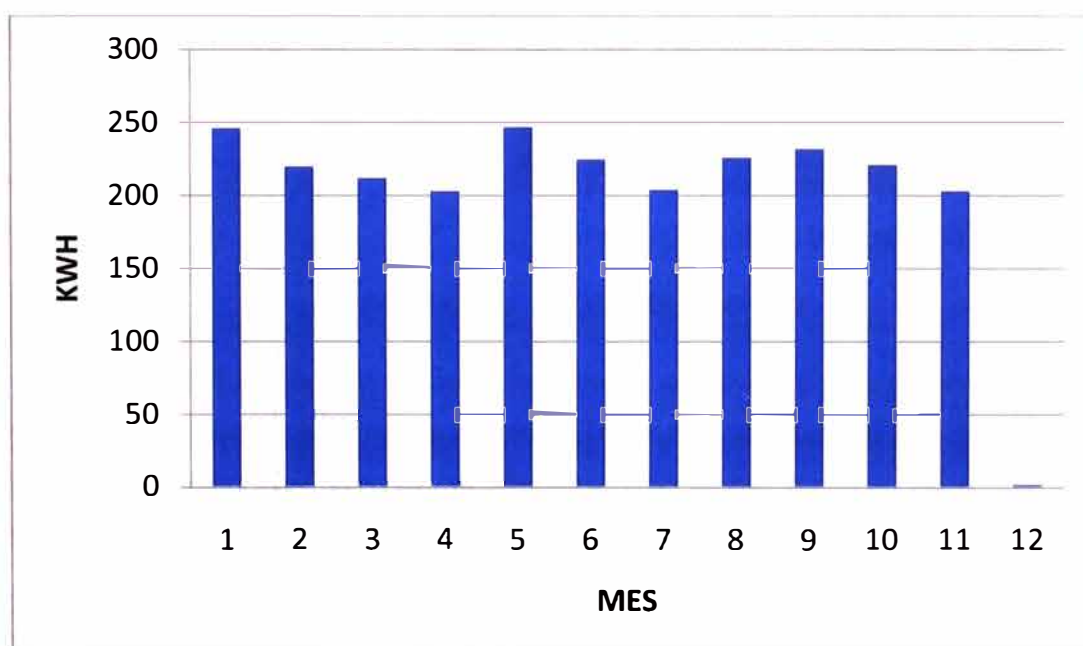


Figura 3.2 Ejemplo de consumo cero

Mediante la presente técnica se detectan irregularidades como:

- Disco del contador de energía defectuoso o trabado.

- Terminal de la bobina de tensión desconectado.
- Conexiones directas en sus variadas formas.

Este método es muy eficiente pues permite detectar los clientes que en el mes anterior se encuentran con consumo cero y eliminar rápidamente la irregularidad.

Así mismo la técnica nos demuestra que existen viviendas o locales comerciales que han dejado de habitar o funcionar respectivamente.

3.1.3 Consumo menor a la potencia de contrato

Los clientes que desarrollan un giro comercial usualmente contratan una potencia tal que les permita conectar la potencia instalada que poseen; lo que conlleva a un régimen de consumo promedio.

Sin embargo en aquellos casos donde los consumos, de éste tipo de clientes, se encuentran muy por debajo de su consumo estimado según su potencia de contrato, se genera la respectiva orden de inspección con el fin de verificar el sistema de conexión y funcionamiento del equipo de medición.

En la gráfica se observa un cliente que habría contratado 19,90 kw de potencia contratada sin embargo sólo utilizaría aproximadamente el 25% de dicha capacidad.

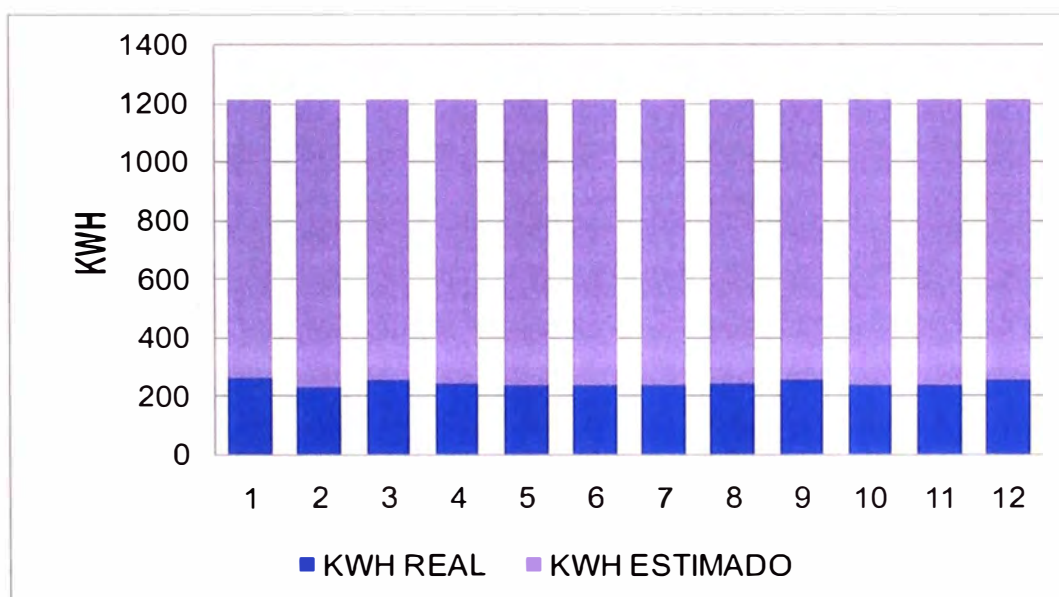


Figura 3.3 Ejemplo de Consumo menor a la potencia de contrato

Mediante ésta técnica se detectan las irregularidades como por ejemplo:

- Clientes con conexiones directas prescindiendo del medidor.
- Conexiones clandestinas al cable de acometida o a la red matriz.
- Contador de energía manipulado internamente.

La técnica aunque no es altamente eficiente, permite descubrir conexiones indebidas de considerable cantidad de energía sustraída.

3.1.4 Consumo menor al promedio del giro comercial

Las empresas logran identificar los giros de negocio que existen en su zona de

concesión, y a partir de ello establecen la clasificación de dichos rubros asignándoles los rangos de consumos en los que dichos negocios se mantienen. Se busca detectar aquellos clientes a pesar de pertenecer a un giro comercial determinado, sus consumos se encuentran en un promedio por debajo del rango que la empresa ha establecido en base a su análisis estadístico.

En la gráfica se observa los consumos mensuales estimados versus los reales de una pollería ubicada en el centro de la ciudad donde el consumo real está al 30% respecto del promedio.

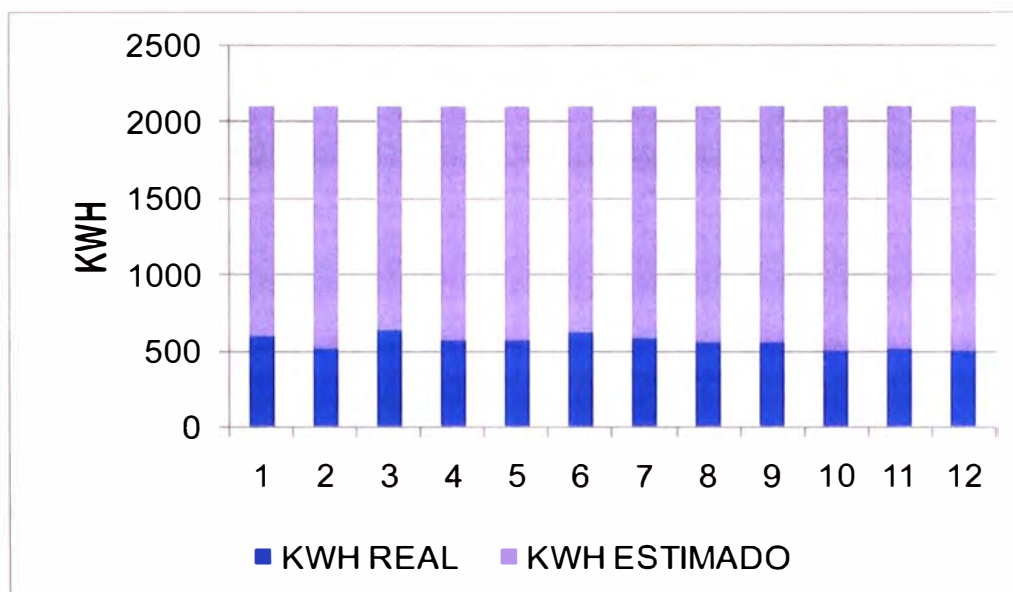


Figura 3.4 Ejemplo de Consumo menor a la potencia de contrato

Esta técnica es muy eficaz pues se detectan irregularidades que no se pudieran haber detectado mediante otros algoritmos, dado que los clientes mantienen un régimen de registros estable que no despierta sospechas. Sin embargo su giro comercial no es concordante con los registros que se facturan por el servicio de energía. Las irregularidades más frecuentes en estos casos son:

- Conexiones clandestinas al cable de acometida o a la red de distribución.
- Manipulación del contador de energía interna o externamente.

La técnica aunque no es altamente eficiente, permite descubrir conexiones indebidas de considerable cantidad de energía sustraída.

3.1.5 Giro usualmente trifásico con medidor monofásico

Existen clientes con giro de negocio que por su naturaleza debería emplear un servicio de energía trifásico por ejemplo las panaderías, fábricas de plásticos, carpinterías entre otros, sin embargo en realidad sólo cuentan con medidor de tipo monofásico.

La presente técnica busca detectar situaciones irregulares en éstos tipos de clientes conjugando los giros de negocio que deberían ser trifásicos ya determinados por la empresa concesionaria y así contrastarlos con los que tienen un medidor monofásico.

Se obtienen beneficios inmediatos pues la falta más frecuente detectada mediante ésta técnica consiste en la conexión directa de una línea desde la red de distribución. Esta línea sustraída es justamente la línea que el cliente no cuenta en su servicio monofásico.

Esta técnica es muy eficiente sin embargo su aplicación va decayendo una vez que se ha concluido la revisión de la base obtenida con éste algoritmo. Luego su aplicación se reduce a los clientes relativamente nuevos.

3.1.6 Alimentadores críticos

Las empresas que cuentan con medición a nivel de alimentador MT, es decir a nivel de circuito en media tensión de las subestaciones de transmisión, logran desarrollar balances de energía a nivel de éste circuito.

Del producto de éstos balances logran obtener ratios de porcentajes de pérdidas y energía perdida en kWh. Por lo tanto se puede inferir que los alimentadores que presentan niveles de pérdidas mayores a determinado valor son calificados como críticos y por lo tanto los clientes asociados a dicho alimentadores deben ser inspeccionados.

Sin embargo cada alimentador tiene un promedio de cinco mil clientes lo que demanda un considerable número de inspectores lo que finalmente afecta el nivel de producción deseado.

3.2 Caso de estudio

A continuación se presenta un trabajo desarrollado durante los años 2000 y 2001, donde se seleccionaron 107 subestaciones de distribución de los distintos distritos de Lima con el fin de aplicar de los métodos convencionales y evaluar su resultado.

La selección de las 107 subestaciones se realizó en base a los siguientes parámetros:

- Tipo de Zona: Comercial (**C**).
- Antecedentes de hurto: Alto (**H**).
- Cantidad de Servicios Trifásicos (**T**): Mayor a 30% de clientes
- Cantidad de Servicios Maxímetros (**M**): Mayor a 5% de clientes

Es necesario precisar algunos conceptos:

Zona Comercial (C)

Se considera así cuando existen más del 20% de los clientes de una determinada subestación de distribución, con algún giro de negocio como por ejemplo imprenta, pollería, tragamonedas, local comercial, entre otros.

En el anexo B Calificación de las Subestaciones del Caso de Estudio, se muestra la calificación de cada subestación analizada. Así mismo el estudio contempla 47 subestaciones denominadas como comercial lo que equivale al 43,93% de las 107 subestaciones seleccionadas.

Alto índice de Hurto (H)

Se considera alto índice de hurto cuanto al menos el 10% de los clientes pertenecientes a una subestación de distribución tienen antecedentes de hurto registrado en el sistema comercial de la empresa distribuidora.

Para este caso específico de las 107 subestaciones seleccionadas se ha considerado 101 subestaciones calificadas como de alto índice de hurto, es decir el 94,39% de total evaluado.

Suministros trifásicos (T)

Los suministros trifásicos tienen potencia contratada entre 10 y 19,90 kW y cuentan con un sistema de medición mediante un contador trifásico. Se considera zona de servicios trifásicos cuando al menos 30% de los clientes de una determinada subestación presentan un suministro trifásico.

Este tipo de clientes suelen tomar energía de forma indebida al tomar sólo la línea de la fase "S" de su servicio trifásico y otras líneas u otras fases desde otro servicio adyacente, ello con el fin de tener menor facturación dado que los contadores de energía no poseen sensor de corriente para la fase "S".

De las 107 subestaciones seleccionadas se han considerado 37 subestaciones con alta presencia de servicios trifásicos, es un 34,58% del total.

Suministros Máxímetros (M)

Los suministros máxímetros son aquellos que cuentan con potencia contratada mayor a 20 kW y cuyo sistema de medición está compuesto de dos transformadores de corriente y un contador de energía electrónico.

Se denomina zona de máxímetros cuando al menos el 5% de los clientes de una determinada subestación tienen suministros máxímetros. El tipo de vulneración más frecuente en los suministros máxímetros se ubica en la manipulación de los transformadores de corriente en diversas formas, lo que genera subregistros de alto impacto por los volúmenes de energía que pueden tomar.

3.2.1 Calificación de subestaciones

Las subestaciones seleccionadas fueron calificadas según los parámetros mencionados como Comercial (C), Hurto (H), Trifásicos (T), Máxímetros (M). Sin embargo, en algunos casos dichas subestaciones presentan más de una categoría, por lo tanto su denominación se compone de la combinación entre las abreviaciones de C, H, T y M como se muestra en la Tabla 3.1.

Los términos utilizados en esa tabla y su significado es el siguiente:

CTHM : Comercial, Trifásicos, Hurto y Máxímetros.

CHM : Comercial, Hurto y Máxímetros.

CTH : Comercial, Trifásicos y Hurto.

CTM : Comercial, Trifásicos y Maximetros.

THM : Trifásicos, Hurto y Maximetros.

CH : Comercial y Hurto.

HM : Hurto y Maximetros.

TM : Trifásicos y Maximetros.

H : Hurto.

Tabla 3.1 Clasificación de subestaciones por distrito

ítem	Distrito	CTHM	CHM	CTH	CTM	THM	CH	HM	TM	H	total
1	Breña	0	0	0	1	0	2	0	0	0	3
2	Callao	4	2	0	0	0	0	0	1	6	13
3	El Agustino	1	0	0	0	1	2	0	0	17	21
4	Jesús María	1	0	0	0	0	1	0	0	1	3
5	Lima Cercado	7	0	1	3	4	6	3	1	11	36
6	Rímac	0	1	0	0	0	1	0	0	3	5
7	San Juan de Lurigancho	8	1	3	0	1	2	0	0	10	25
8	San Martín de Porres	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
total		21	4	4	4	6	14	3	2	49	107

Tal como se puede apreciar en la Figura 3.1, el 46% de las zonas seleccionadas son subestaciones calificadas como "Hurto" en mérito a tener más del 10% de sus clientes con antecedentes de manipulaciones. Así mismo se puede notar que el 19% de las subestaciones seleccionadas tienen las cuatro categorías definidas, lo que significa zonas de alto potencial para programación de trabajos de inspección de suministros.

De la Figura 3.2 se observa que las zonas seleccionadas tienen mayor presencia en los distritos de Lima Cercado, San Juan de Lurigancho y el Agustino donde se reúne 82 subestaciones lo cual representa el 76% del total.

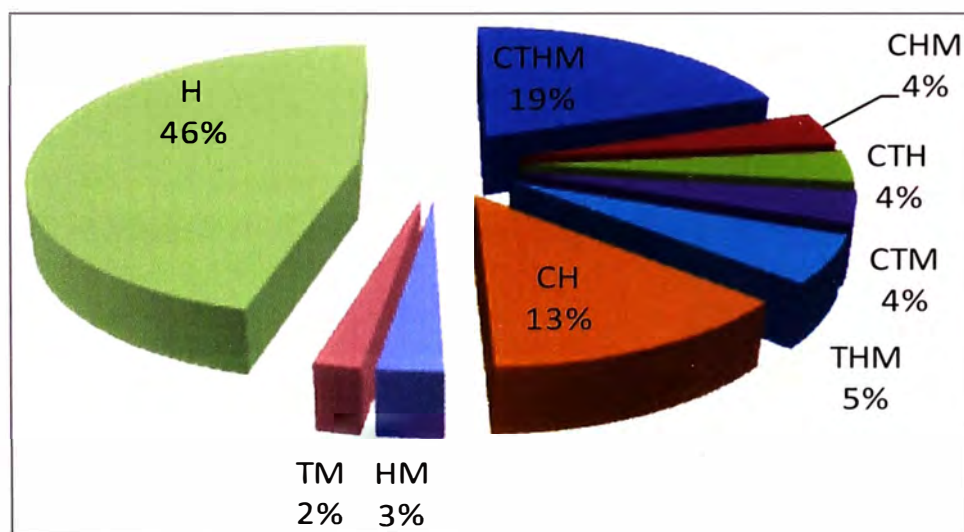


Figura 3.1 Proporción de las clasificaciones

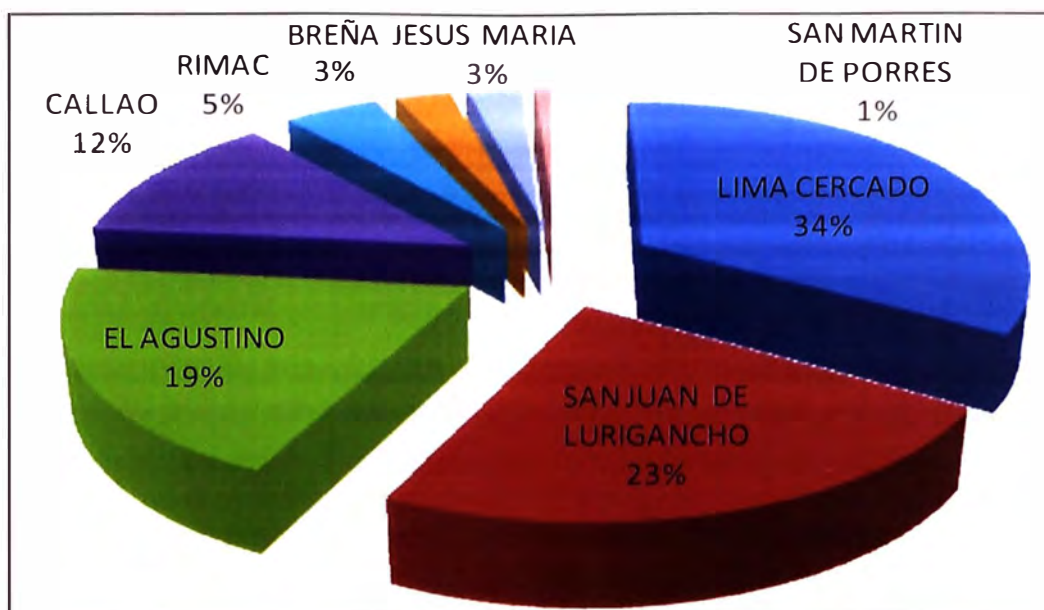


Figura 3.2 Participación por distrito

3.2.2 Programa de inspección mediante métodos convencionales

Una vez realizada la selección de las subestaciones a trabajar mediante los métodos convencionales, se procedió a programar las inspecciones.

Para ello estableció los parámetros que señalarían el orden en que se realizarían las inspecciones, lo cual consistía en otorgar mayor prioridad a aquellas subestaciones que reunieran mayor número de calificaciones entre Comercial (C), Hurto (H), Trifásicos (T) y Maxímetros (M) tal como se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Prioridad según clasificación

Calificación	Prioridad
CTHM	1
CHM	2
CTH	3
CTM	4
THM	5
CH	6
HM	7
TM	8
H	9

Seguidamente las subestaciones con igual número de calificaciones fueron agrupadas por distrito con el fin de ahorrar tiempo de desplazamiento.

Finalmente se programaron las inspecciones de las subestaciones para los meses de junio a setiembre del año 2000, como se muestra en la Tabla 3.3.

Las inspecciones fueron generadas en base a las técnicas de quiebres de consumo, consumos cero, consumo menor según potencia de contrato y consumo menor al promedio según su giro comercial.

Tabla 3.3 Programa de inspección subestaciones por distrito

DISTRITO	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Total Sed's
Breña	3	0	0	0	3
Callao	7	6	0	0	13
El agustino	4	2	15	0	21
Jesús María	2	1	0	0	3
Lima cercado	25	11	0	0	36
Rímac	1	1	0	3	5
San Juan de Lurigancho	15	0	5	5	25
San Martín de Porres	0	1	0	0	1
Total	57	22	20	8	107

De este modo como se muestra en la Tabla 3.4, se generaron 4 588 inspecciones de suministros durante los meses de junio a setiembre del año 2000, las mismas que comprenden las 107 subestaciones de distribución. Además el trabajo fue asignado a 4 inspectores de hurto quienes tienen rendimiento de 12 inspecciones diarias en promedio por cada inspector.

Tabla 3.4 Programa de inspecciones por distrito

DISTRITO	INSPECCIONES PROGRAMADAS				
	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Total Inspecciones
Breña	206	0	0	0	206
Callao	45	255	0	0	300
El Agustino	109	50	1 298	0	1 457
Jesús María	49	25	0	0	74
Lima cercado	671	1 045	0	0	1 716
Rímac	1	37	0	107	145
San Juan de Lurigancho	138	0	128	379	645
San Martín de Porres	0	45	0	0	45
TOTAL	1 219	1 457	1 426	486	4 588

3.2.3 Inspecciones de suministros y detección de irregularidades

En esta sección es necesario precisar que las inspecciones se realizaron siguiendo la reglamentación de ese entonces como es la entrega de la constancia escrita o aviso previo antes de la intervención del suministro, tal como lo establece el Art. 171 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Sin embargo actualmente las inspecciones y configuración de la irregularidades se

encuentran reguladas además de la Ley de Concesiones DL 25844 y su Reglamento DS N° 009-93-EM, por la Norma de Contrastes RM N° 496-2005-EM/DM, de Calidad de Suministro y por la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica" Resolución Ministerial N° 571-2006-MEM/DM.

Precisamente en ésta última norma de Reintegros y Recuperos, se indican las pautas de procedencia de los cargos en las facturas de los clientes por los conceptos de recuperos de energía.

Así mismo la citada norma define con detalle las actividades de inspección e intervención de suministro. Es así que en los numerales 1.5 y 1.6 de la sección 1. Definiciones se señalan que:

"1.5 Inspecciones: *Actividad de carácter técnico realizada por el Concesionario con el objetivo de determinar la lectura del contador, evaluar el estado del sistema de protección, el estado general del Sistema de Medición sin la apertura de los precintos"*

Lo que significa que esta actividad comprende sólo verificación de la conexión, toma de lectura del contómetro y verificaciones generales sin abrir los sellos de seguridad de la bornera o capsula del medidor.

"1.6 Intervención *Acciones de carácter técnico que realiza el Concesionario, en toda o parte de la Conexión, efectuando desconexiones o abriendo los precintos de seguridad del contador."*

Así mismo se señala que si luego de hacer la inspección se requiere abrir los precintos de seguridad, entonces esta actividad puede convertirse en intervención y para ello es necesario comunicar al cliente previamente mediante constancia escrita según lo señala el Art. 171 del Reglamento de La Ley de Concesiones.

3.2.4 Aspectos básicos de la inspección de suministros

Las inspecciones de suministros se realizan considerando algunos aspectos básicos con el objetivo de detectar cualquier situación irregular. Estos aspectos básicos son:

a. La verificación del conexionado del contador de energía

Que consiste en constatar si el sistema de conexión empleado corresponde al modelo y marca del medidor según la fase del servicio eléctrico. En el parque de medidores de la empresa distribuidora pueden coexistir varias marcas de medidores y varios modelos de cada marca, cada una de ellas con un tipo de conexión, por lo que el inspector de hurto debe estar adecuadamente capacitado para identificar cada tipo de conexión.

Así mismo el inspector debe contar con el habilidad para reconocer puentes indebidos en la bornera, cables adicionales y ajenos a la conexión entre otras irregularidades.

b. Prueba de contraste visual

Es una prueba en campo que consiste en verificar el estado de funcionamiento del

sistema de medida mediante una comparación de energías calculadas en kWh que debería registrar el contador en base a la corriente detectada en el momento, versus lo realmente avanzado por el medidor en el mismo intervalo de tiempo.

Para ello es necesario apoyarse en la constante del medidor, un cronómetro y una calculadora básica. Mediante esta prueba se detectan errores de precisión del medidor causados por fallas del propio equipo o por manipulaciones internas.

c. Detección de corrientes homopolares

Se realiza empleando una pinza amperimétrica para medir la corriente de los dos o tres conductores de la acometida, de modo que la tenaza de la pinza abrace la totalidad de dichos cables.

La corriente esperada debe ser cero según la suma fasorial de las corrientes, sin embargo cuando el valor obtenido es mayor a cero se evidencia un desbalance que puede tener entre otras causas la utilización de una conexión ilegal que no es registrada por el contador.

d. Comparación de los consumos registrados versus el giro de negocio

Consiste en la comparación de los registros de los consumos del cliente versus los kWh/mes que debería haber registrado según su categoría en el giro de negocio que desarrolla. (Ver Anexo C. Consumo por Giro de Negocio – Cercado de Lima)

Es decir si el cliente tiene como registros de consumo un promedio de 300 kWh/mes y el inspector verifica que el suministro atiende a un negocio de internet de al menos 10 cabinas y que según sus tablas debe facturar en promedio 700 kWh/mes, entonces el cliente es calificado como sospechoso y queda sujeto a las revisiones para detectar la posible irregularidad.

e. Comparación de consumos registrados versus consumos proyectados con la lectura de la inspección:

Consiste en calcular el consumo mensual mediante la diferencia entre la lectura al momento de la inspección y la última lectura de facturación, sobre la cantidad de días transcurridos.

De este modo se calcula un consumo proyectado el cual se compara con los consumos facturados y de existir una diferencia sustantiva mayor al 30% entonces el servicio queda sujeto a lecturas posteriores de seguimiento, pues puede tratarse de una modalidad de hurto basado en retroceso de lecturas mediante la manipulación del elemento contómetro.

3.2.5 Resultado de las Inspecciones y Detecciones

Sobre la base de las 4588 inspecciones programadas se realizaron 5001 inspecciones como se muestra en la Tabla 3.5, es decir 413 inspecciones adicionales,

ello debido a que durante los trabajos, el inspector puede encontrar algunas situaciones no programadas en servicios aledaños que ameriten una inspección, tales como tapas de suministros sin cerraduras, tapas de cajas toma en mal estado entre otros.

Es así que el número de inspecciones ejecutadas superaron en 9% a las inspecciones programadas como se muestra en el cuadro adjunto.

Tabla 3.5 Inspecciones ejecutadas

DISTRITO	INSPECCIONES EJECUTADAS				
	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Total Inspecciones
Breña	224	0	0	0	224
Callao	46	274	0	0	320
El Agustino	119	53	1 434	0	1 606
Jesús María	53	26	0	0	79
Lima Cercado	737	1 126	0	0	1 863
Rímac	1	41	0	116	158
San Juan de Lurigancho	153	0	142	408	703
San Martín de Porres	0	48	0	0	48
TOTAL	1 333	1568	1 576	524	5 001

Así mismo de las 5001 inspecciones realizadas se detectaron 211 irregularidades, como se indica en la tabla 3.6, lo que equivale a 4,22% de efectividad al final del periodo de los trabajos.

Tabla 3.6 Detección de irregularidades

DISTRITO	DETECCIONES				
	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Total Detecciones
Breña	8	0	0	0	8
Callao	1	4	0	0	5
El Agustino	5	3	54	0	62
Jesús María	2	1	0	0	3
Lima Cercado	28	66	0	0	94
Rímac	0	3	0	8	11
San Juan de Lurigancho	6	0	4	15	25
San Martín de Porres	0	3	0	0	3
TOTAL	50	80	58	23	211

Consecuentemente las detecciones generaron un volumen de energía cursada ascendiente a 79 721 kWh/mes, como se indica en la tabla 3.7. La energía cursada es la

energía recuperada por mes y que una vez detectada se deja de perder.

Tabla 3.7 Energía Cursada por Distrito

DISTRITO	ENERGÍA CURSADA (KWH)				Total kWh/mes cursada
	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	
Breña	2 572	0	0	0	2 572
Callao	514	1 414	0	0	1 928
El Agustino	2 274	907	16 119	0	19 300
Jesús María	318	359	0	0	677
Lima Cercado	12 954	26 813	0	0	39 767
Rímac	0	1 221	0	2 910	4 131
San Juan de Lurigancho	2 946	0	1 340	5 302	9 588
San Martín de Porres	0	1 758	0	0	1 758
TOTAL	21 578	32 472	17 459	8 212	79 721

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Con el fin de plantear una solución al problema descrito sobre las deficiencias de las técnicas de reducción de las pérdidas no técnicas de energía en redes de distribución de BT (baja tensión), se presenta el método de Balance de Energía a nivel de Subestaciones de Distribución.

Este método de cuantificación de las pérdidas será desarrollado describiendo el método y cada uno de los procesos que componen el balance de energía incluyendo esquemas de conexión y ejemplos numéricos.

4.1 Método de Balances de Energía en subestaciones de distribución de BT

El balance de energía, es método mediante el cual se logra determinar los niveles de pérdidas de un determinado circuito o conjunto de circuitos de baja tensión, en este caso se calculan los niveles de pérdidas del total de circuitos de una subestación de distribución. Este método permite conocer a ciencia cierta los volúmenes y porcentajes de energía perdida, de tal modo que se convierte en una poderosa herramienta de planificación y distribución de los recursos para los trabajos de reducción de pérdidas no técnicas.

Mediante éste método se realiza la comparación de la energía total entregada por la subestación de distribución versus la energía registrada por los contadores de energía conectados a los circuitos que derivan de dicha subestación. Para ello es primordial instalar un medidor totalizador (T) a la altura del tablero de distribución y un medidor para el circuito de alumbrado público.

Como se muestra en la Figura 4.1, el medidor totalizador (T) se instala en el tablero de distribución con el fin de medir el total de la energía distribuida por la subestación. Así también se instala un medidor en el circuito de alumbrado público (ALP) para medir el consumo de las luminarias instaladas en este circuito. Además teniendo en cuenta que los servicios eléctricos para los usuarios, cuentan con su propio medidor conectados a la red de servicio particular (SP), es posible reunir toda esta energía y denominarla (Clientes). De esta forma se consigue la siguiente ecuación de en términos de energía activa (kWh).

$$\text{Pérdidas Baja Tensión} = T - (\text{ALP} + \text{Clientes}) \quad (4.1)$$

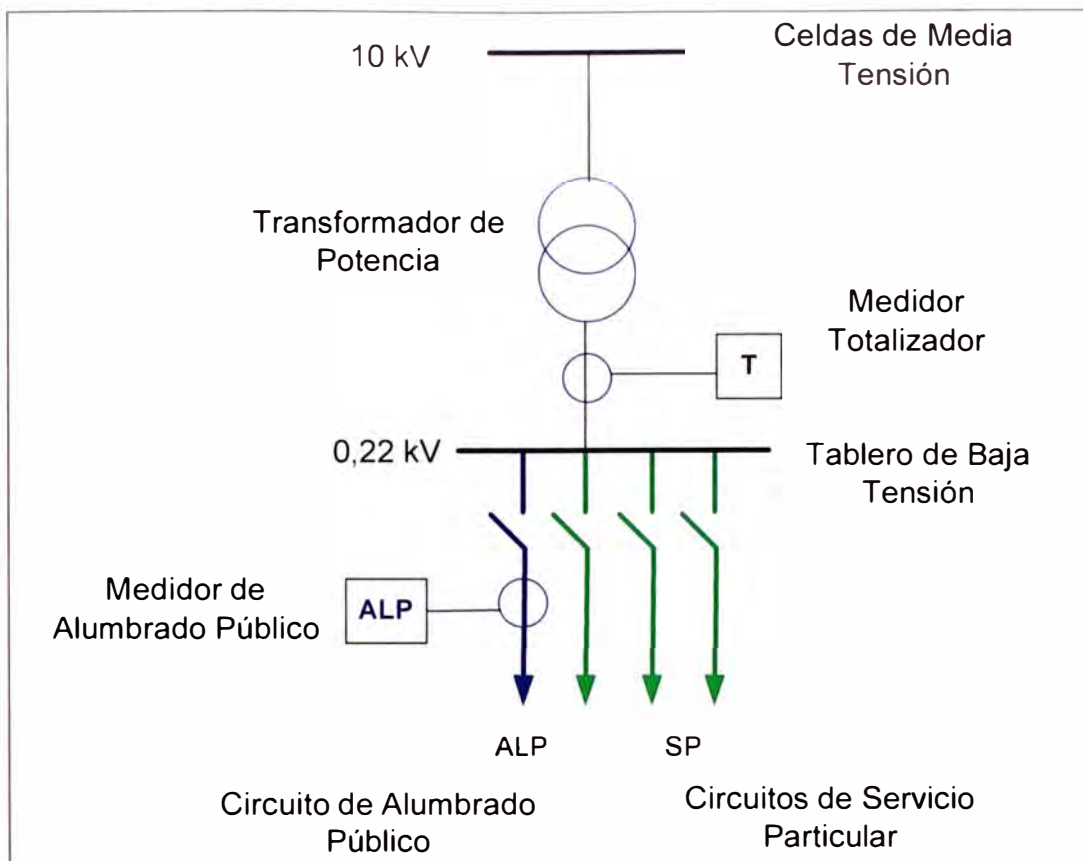


Figura 4.1 Medidor Totalizador y ALP en tablero BT

Para una mejor comprensión se describe el ejemplo de la figura 4.2 donde se muestran los registros del medidor totalizador T alumbrado público ALP y Clientes:

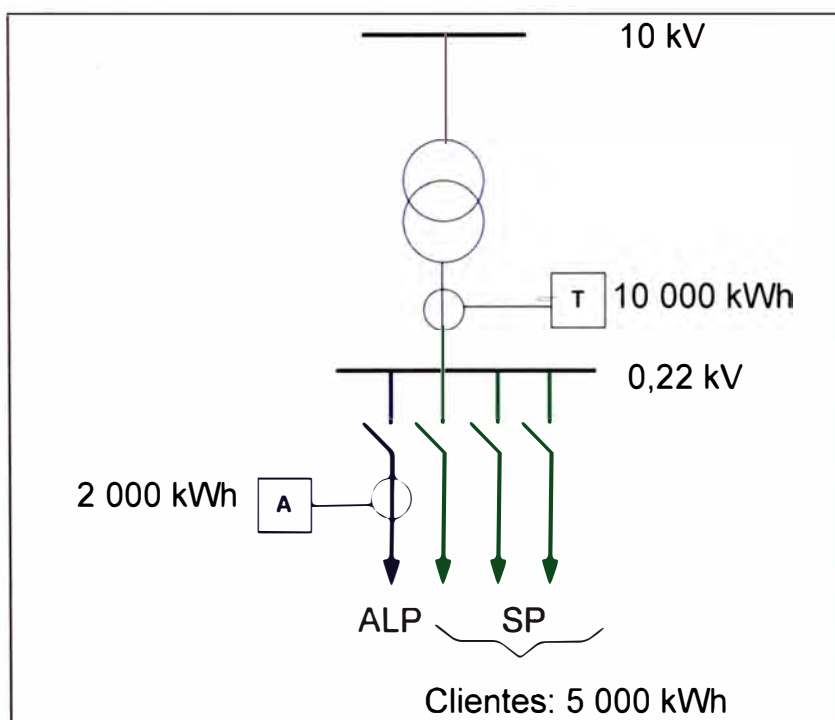


Figura 4.2 Ejemplo de Balance en una subestación de distribución.

Donde:

kWh Perdidos = Totalizador – (ALP + Clientes)

kWh Perdidos = 10 000 – (2 000 + 5 000)

kWh Perdidos = 3 000 = 30%

4.2 Proceso para el balance de energía

El proceso de Balance de Energía comprende un conjunto de actividades relacionadas con la instalación de sistemas de medida en la subestación tales como el sistema de medición Totalizador y el Alumbrado Público, verificaciones de cadena eléctrica y lecturas a los contadores de medida involucrados para finalmente obtener el balance de energía deseado.

A continuación la Figura 4.3 muestra los diferentes procesos y seguidamente se desarrollan cada uno de ellos con mayor detalle.

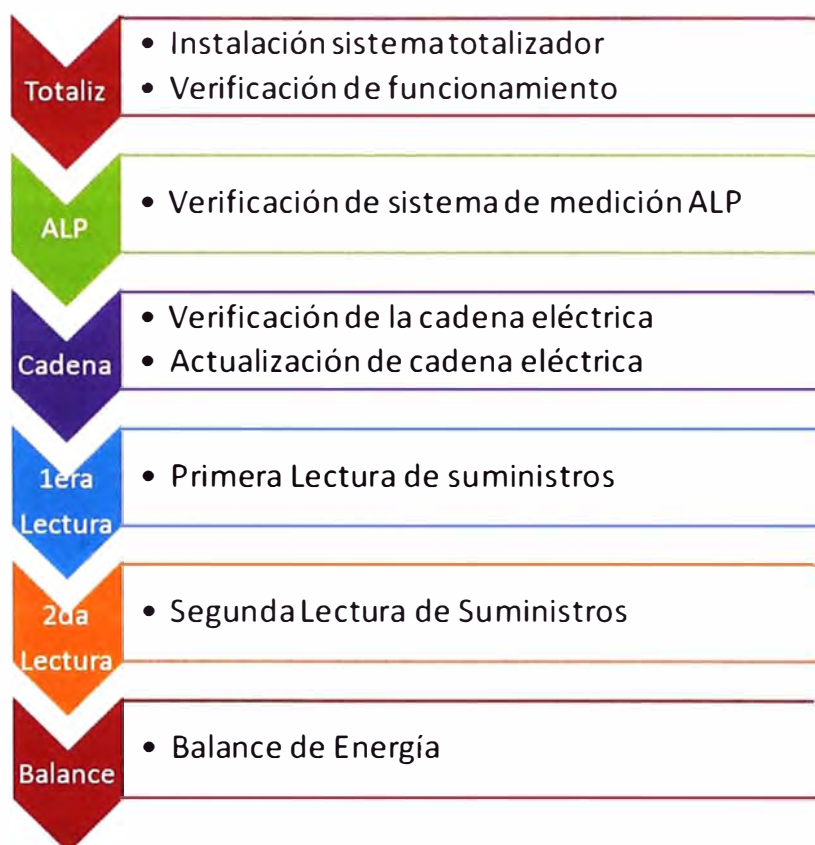


Figura 4.3 Proceso de Balance de Energía

4.2.1 Instalación del sistema de medición totalizador

Una vez seleccionada la subestación a trabajar se instala un sistema totalizador en el tablero de baja tensión de la subestación. Seguidamente se realizan las pruebas de verificación de funcionamiento del contador de energía para el sistema totalizador.

a. Sistema de medición Totalizador:

Se trata de una medición indirecta de energía realizada en el tablero de la subestación de distribución con el fin de registrar la energía total entregada por dicha subestación. Se compone de los transformadores de corriente y un contador de energía

el cual es instalado adecuadamente para su control durante el periodo de medición.

Tal como se muestra en la Figura 4.4, el esquema sigue el método de medición de potencia con dos vatímetros. Los transformadores de corrientes se instalan en las fases R y T respetando las polaridades de ingreso de corriente en el primario y salida de corriente en el secundario.

El cableado secundario se conecta a la bornera del contador de energía respetando también sus respectivos puntos de ingreso y salidas de corriente por cada fase.

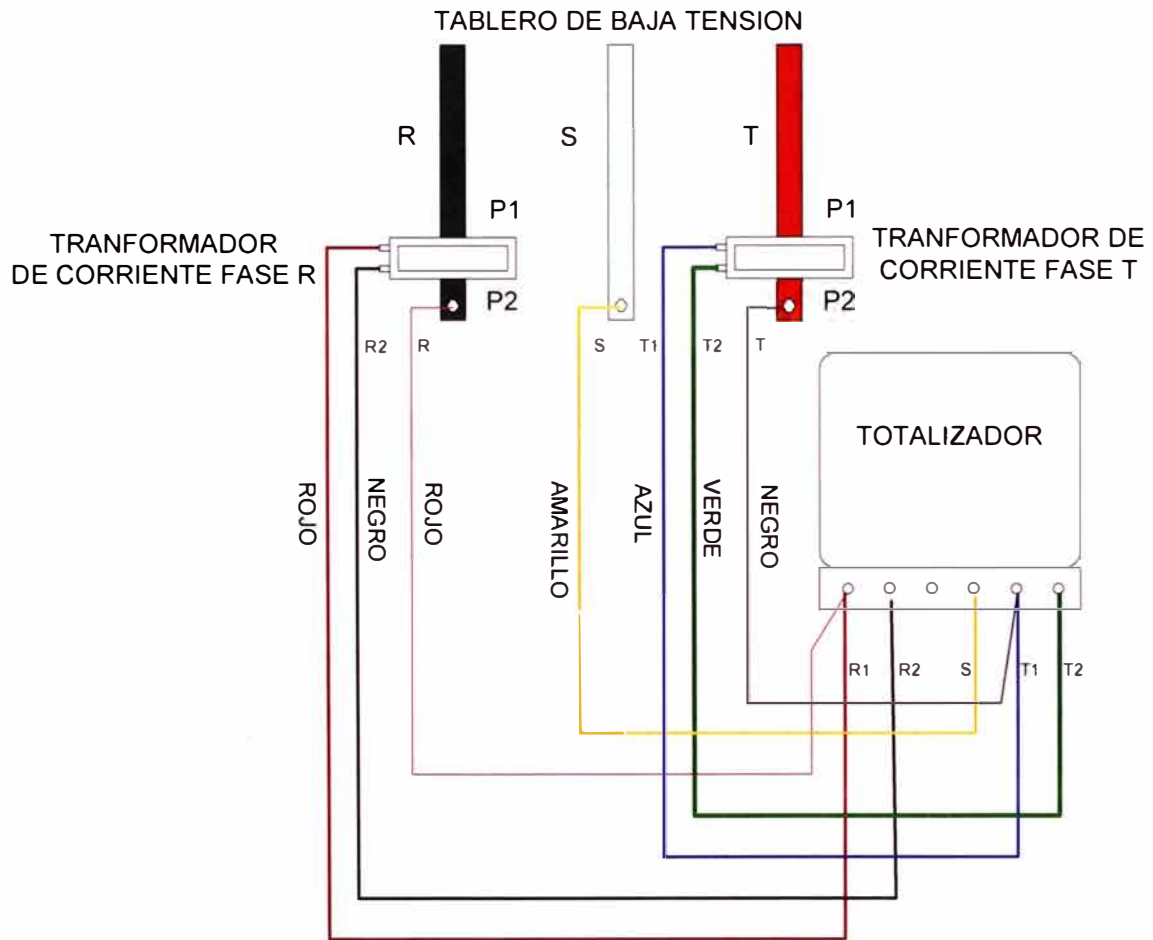


Figura 4.4 Esquema de instalación Equipo Totalizador

b. Verificación del sistema de medida totalizador:

Con la carga detectada en el momento de la inspección y los datos de la placa característica del contador totalizador, se podrá calcular los niveles de precisión a fin de verificar si se encuentra dentro de los límites admisibles. Cabe indicar que dado que se trata de una prueba práctica donde la corriente puede ser variable, se admite un error de hasta 5%.

4.2.2 Verificación del sistema de medida de alumbrado público

Se verifica el estado de funcionamiento del sistema de medida del alumbrado público. Para ello se enciende temporalmente el circuito de alumbrado con el fin de que el

medidor sea verificado en servicio.

a. Sistema de medición Alumbrado Público:

La gran mayoría de las subestaciones cuentan con redes de distribución de alumbrado público el cual debe contar con un medidor para que se pueda realizar el balance de energía. Es así que se instala un sistema de medición para el circuito de alumbrado público el cual puede ser instalado como medición directa o indirecta. En la Figura 4.5 se observa una medición de tipo directa pues los cables del circuito de ALP llegan al equipo de medida y luego se dirige hacia las luminarias previo paso por el circuito contactor, el cual está programado para encender desde las 6:00 p.m. hasta las 6:00 a.m. según esté conectado a un interruptor horario o a una fotocélula.

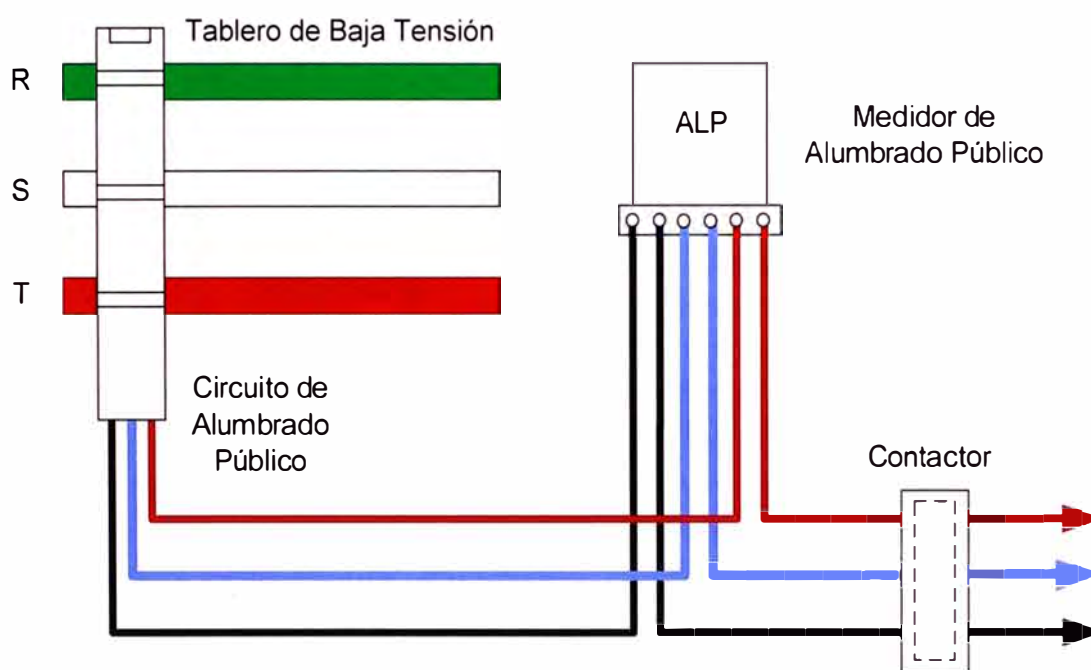


Figura 4.5 Esquema Instalación medidor ALP

4.2.3 Verificación de la cadena eléctrica

Consiste en comparar la relación de los clientes según el sistema técnico comercial de la empresa distribuidora con la relación de los clientes conectados eléctricamente, según pruebas en campo, a la red de distribución de la subestación analizada.

a. Prueba de verificación de cadena eléctrica

Para realizar esta prueba al menos dos técnicos inspectores proceden a abrir el tablero de baja tensión y conectar las pinzas amperimétricas en la llave de servicio particular que se desea verificar.

Paralelamente otros dos técnicos se ubican en el último cliente del citado circuito guiado por los planos eléctricos de la red de distribución. Luego éstos últimos técnicos preparan el conexionado en la caja toma del cliente a verificar de tal modo que puedan conectar, al cable de acometida de éste servicio y por breves momentos, una carga

resistiva que logre reflejarse en la llave del circuito analizado en el lado de la subestación.

Es así que mediante la conexión y desconexión de la carga resistiva al extremo del circuito BT y la medición de corriente en el lado del tablero BT de la sed, se logra verificar la variación de la corriente censada por la pinza amperimétrica en el lado del tablero BT, para concluir que dicho extremo o cliente pertenece o no a la llave analizada. Ver Figura 4.6 y Tabla 4.1.

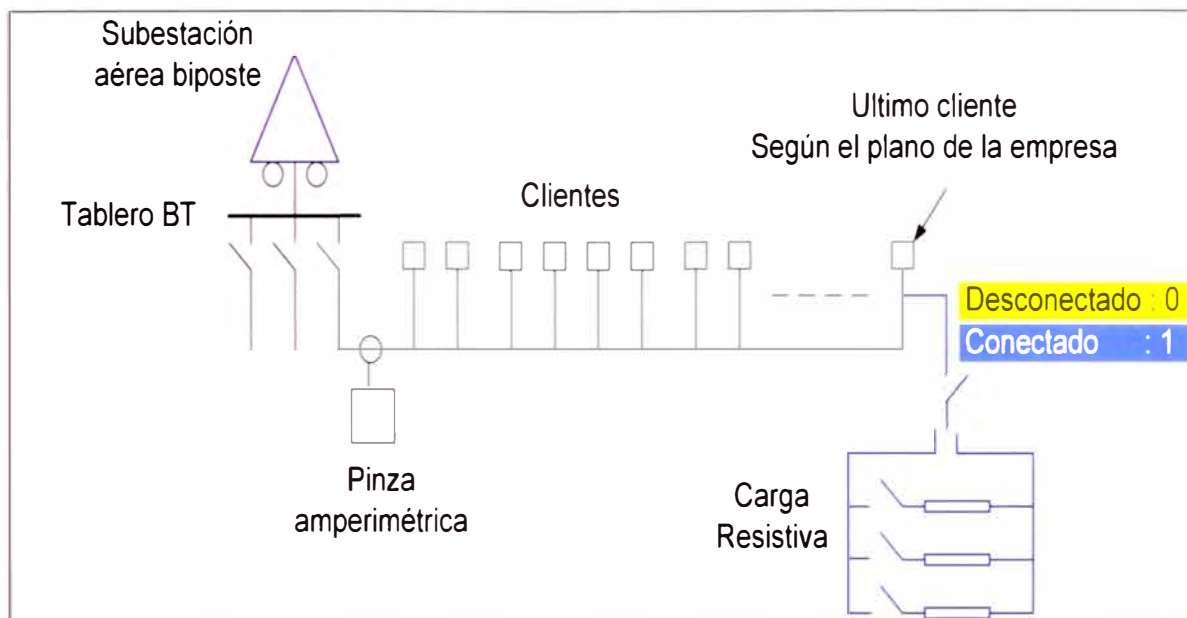


Figura 4.6 Verificación de cadena eléctrica

En el ejemplo analizado y tal como se aprecia en la Tabla 4.1, el cliente pertenece a la sed debido a que la corriente inyectada en la llave analizada se refleja en el tablero BT de la subestación de distribución.

Tabla 4.1 Conexión y desconexión de carga resistiva

Medición de corriente Con pinza amper. – lado sed	Estado de conexión Carga resistiva – lado cliente
51	0 : Desconectado
84	1 : Conectado
48	0 : Desconectado
86	1 : Conectado
50	0 : Desconectado
82	1 : Conectado

b. Ejemplo de aplicación de verificación de cadena eléctrica

Se cuenta con el siguiente esquema de la Figura 4.7 perteneciente a la subestación 02484A, la misma que cuenta con dos circuitos de servicio particular: llave 1 y llave 2, donde los suministros 1, 2 y 3 pertenecen a otra subestación que limita con la llave 2 de la sed 02484A, mientras que los suministros 4, 5 y 6 si pertenecen a la llave 1.

Luego de las pruebas de verificaciones de cadena eléctrica se concluye que los

suministros 1, 2 y 3 pertenecen a la llave 2, y que además los suministros 4, 5 y 6 no pertenecen a la llave 1. Por lo tanto el circuito se modifica como se muestra en la Figura 4.8.

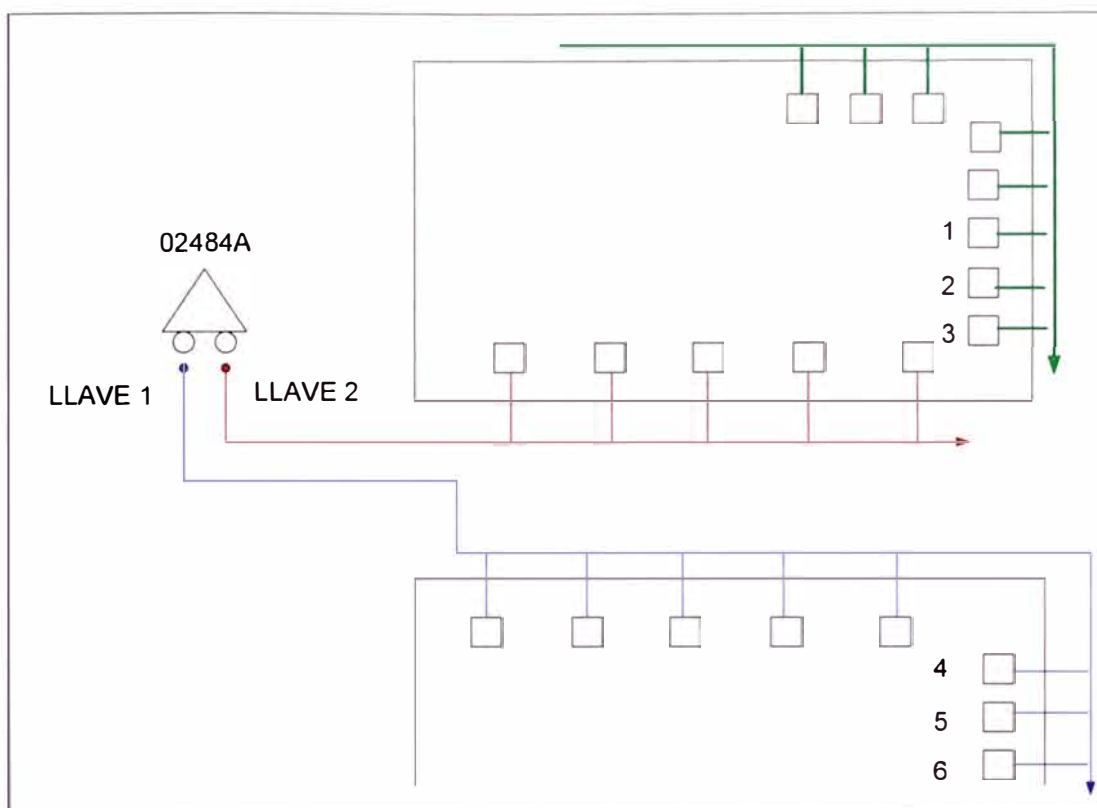


Figura 4.7 Esquema inicial SED 02484A

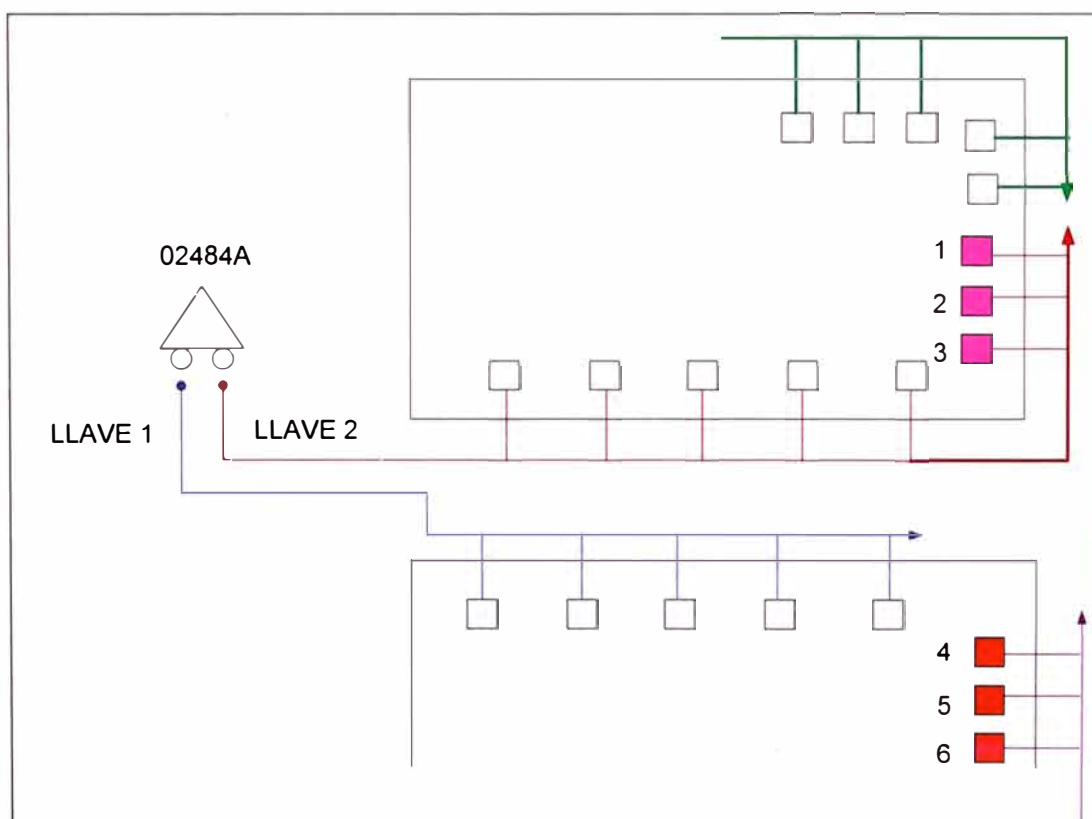


Figura 4.8 Esquema final SED 02484A

b. Actualización de la cadena eléctrica

Es el proceso mediante el cual se añaden o retiran clientes de la subestación de distribución con el fin de contar con los clientes que verdaderamente se encuentran conectados a las redes de distribución de la subestación analizada.

Esta actualización es reportada al área técnica correspondiente adjuntando los planos, reportes y firmas correspondientes.

4.2.4 Cálculo de los niveles de pérdidas

Se establece lo siguiente:

a. Primera Lectura

Consiste en realizar la primera lectura a todos los suministros involucrados, entre ellos: el equipo totalizador, alumbrado público y todos los clientes conectados eléctricamente a la subestación analizada.

b. Segunda Lectura

Luego de algunos días, a veces toda una semana, se procede con la segunda lectura a todos los suministros involucrados.

c. Balance de energía

Una vez obtenidos los valores de primera y segunda lectura tanto del equipo totalizador, alumbrado público y clientes, se calcula los niveles de pérdidas.

A continuación en la Tabla 4.2 se plantea a manera de ejemplo un cuadro con las lecturas primera y segunda de los suministros involucrados.

Tabla 4.2 Lecturas para Balance de Energía

Suministro	02/03/2001	09/03/2001	Factor	Consumo
	Lectura 1	Lectura 2		
Totalizador	2 000	2 300	80	24 000
ALP	1 500	2 500	1	1 000
Cliente1	6 543	6 765	1	222
Cliente2	8 907	9 876	1	969
Cliente3	4 653	4 789	20	2 720
Cliente4	4 098	4 564	1	466
Cliente5	3 245	4 563	1	1 318
Cliente6	8 765	8 956	40	7 640
Cliente7	5 643	6 578	1	935
Cliente8	9 456	9 543	20	1 740
Cliente9	2 745	3 564	1	819
Cliente10	6 389	7 539	1	1 150

Luego de ello se ingresan los datos tomados en el formato de cálculo de Balance de

Energía tal como se muestra a continuación (Figura 4.9).

SED	SED001					
CDRILL	CUADRILLA1					
LLAVE	GENERAL			FECHA 1	FECHA 2	DIAS
CNT CLIENTES	10			02-Mar	09-Mar	7
NOMBRE	SUMINISTRO	MEDIDOR	FACTOR	LECTURA 1	LECTURA 2	KWH
TOTALIZADOR	TOTALIZ1	MEDT 1	80	2000	2300	24000
ALP	ALP1	MEDALP 1	1	1500	2500	1000
CLIENTES						17979
KWH FACTURADOS	= ALP + CLIENTES					18979
KWH PERDIDOS	=TOTALIZADOR - FACTURADOS					5021
% PERDIDAS	= KWH PERDIDOS / KWH TOTALIZADOR					21%
KWH PERD PROJ MES	=KWH PERDIDOS / DIAS * 30,42					21820
OBSERVACIONES						
CALIFICACION: MUY CRITICA						

Figura 4.9 Esquema final SED 02484A

Cabe señalar que a partir de los niveles de pérdidas es posible establecer niveles de criticidad como sigue en la Tabla 4.3:

Tabla 4.3 Niveles de Criticidad

Parámetros	Criticidad
Menor a 8%	Controlada
Mayor a 8% y Menor a 15%	Crítica
Mayor a 15%	Muy Crítica

4.3 Optimización de los procesos para la reducción de pérdidas no técnicas

La optimización de los procesos para la reducción de las pérdidas no técnicas comprenden la Priorización de la atención de las subestaciones y la generación de inspecciones de clientes sospechosos.

4.3.1 Priorización en atención de subestaciones

Una vez aplicado el método de balance de energía en un determinado conjunto de subestaciones, será posible establecer una optimización de los procesos mediante la PRIORIZACION DE ATENCION DE LAS SUBESTACIONES evaluadas.

Con el fin de ilustrar la priorización, la Tabla 4.4 muestra una relación de subestaciones con sus niveles de pérdidas y su respectiva calificación:

Tabla 4.4 Subestaciones con niveles de pérdidas y criticidad

SED's	Clientes	% Perdidas	kWh/mes Perdidos	Calificación
Sed 001	108	12%	10 163	critica
Sed 002	98	34%	4 009	muy critica
Sed 003	86	6%	10 759	controlada
Sed 004	139	23%	4 189	muy critica
Sed 005	110	8%	10 314	critica
Sed 006	110	18%	13 617	muy critica
Sed 007	144	26%	5 543	muy critica
Sed 008	168	3%	16 435	controlada
Sed 009	113	7%	19 941	controlada
Sed 010	142	4%	11 216	controlada
Sed 011	139	17%	3 084	muy critica
Sed 012	91	21%	15 514	muy critica
Sed 013	185	18%	11 400	muy critica
Sed 014	209	9%	11 685	critica
Sed 015	107	25%	3 258	muy critica
Sed 016	162	27%	17 398	muy critica
Sed 017	100	19%	11 364	muy critica
Sed 018	80	12%	19 971	critica
Sed 019	116	7%	15 580	controlada
Sed 020	140	6%	13 095	controlada

Cabe señalar que en caso que se cuente con toda la información a la vez sobre los niveles de pérdidas, es posible establecer prioridades de atención calculando la posible energía a recuperar, considerando que las pérdidas por subestación son reducidas hasta el 8% en calificación "Controlada".

Así mismo se puede añadir un siguiente parámetro de prioridad, como el valor del cociente entre las posibles pérdidas a recuperar por subestación y la cantidad de clientes, tal como se muestra en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Subestaciones y nivel de prioridad

SED's	Clientes	% Perdidas	kWh/mes Perdidos	Calificación	kWh a Recup	kWh a Recup/Cliente	Prioridad
Sed 012	91	21%	15 514	muy critica	9 604	106	1
Sed 018	80	12%	19 971	critica	6 657	83	2
Sed 016	162	27%	17 398	muy critica	12 243	76	3
Sed 006	110	18%	13 617	muy critica	7 565	69	4
Sed 017	100	19%	11 364	muy critica	6 579	66	5
Sed 013	185	18%	11 400	muy critica	6 333	34	6
Sed 001	108	12%	10 163	critica	3 388	31	7
Sed 002	98	34%	4 009	muy critica	3 066	31	8
Sed 007	144	26%	5 543	muy critica	3 837	27	9
Sed 015	107	25%	3 258	muy critica	2 215	21	10
Sed 004	139	23%	4 189	muy critica	2 732	20	11
Sed 011	139	17%	3 084	muy critica	1 633	12	12
Sed 014	209	9%	11 685	critica	1 298	6	13
Sed 003	86	6%	10 759	controlada	0	0	
Sed 005	110	8%	10 314	controlada	0	0	
Sed 008	168	3%	16 435	controlada	0	0	
Sed 009	113	7%	19 941	controlada	0	0	
Sed 010	142	4%	11 216	controlada	0	0	
Sed 019	116	7%	15 580	controlada	0	0	
Sed 020	140	6%	13 095	controlada	0	0	

En la Tabla 4.5 se verifica que sólo se programan con prioridad aquellas subestaciones donde se tiene la expectativa de recuperar energía, donde la calificación es "Crítica" y "Muy crítica".

4.3.2 Generación de Clientes Sospechosos

La generación de clientes sospechosos tendrán las mismas técnicas de los métodos convencionales descritos en las secciones anteriores, y además se añadirá la técnica "Consumos proyectados irregulares":

- Quiebres de consumo.
- Consumos cero.
- Consumo menor a la potencia de contrato.
- Consumo menor al promedio del giro comercial.
- Giro usualmente trifásico con medidor monofásico

Dado que en el anterior capítulo se explicaron las cinco primeras técnicas, a continuación se detalla la técnica de consumos proyectados irregulares.

Consumos proyectados irregulares: consiste en calcular a partir de la primera y

segunda lectura del proceso de Balance de Energía, los consumos proyectados de los clientes y compararlos con los consumos promedios registrados en el sistema comercial. Aquello que muestren una variación mayor al $\pm 30\%$ serán seleccionados bajo el concepto de "Consumos proyectados irregulares" o clientes "sospechosos", tal como se muestra en la Tabla 4.6. Mediante ésta técnica se pretende verificar los potenciales clientes que sustraen energía bajo la modalidad del retroceso de lectura del suministro.

Tabla 4.6 Clientes marcados como sospechosos según consumos proyectados

Cliente	Factor	1era lectura	2da lectura	kWh proy	kWh mes 3	kWh mes 2	kWh mes 1	kWh prom	% VAR
1	1	5 166	5 182	80	81	91	89	87	-8%
2	1	34 290	34 334	220	199	224	192	205	7%
3	1	27 430	27 487	285	215	280	252	249	14%
4	1	16 588	16 630	305	204	262	238	235	-11%
5	1	9 670	9 692	110	181	209	199	196	-44%
6	1	10 450	10 462	60	44	70	68	61	-1%
7	1	27 771	27 893	610	503	494	409	469	30%
8	1	17 669	17 732	315	334	399	367	367	-14%
9	1	15 345	15 388	215	201	217	179	199	8%
10	1	18 002	18 008	30	42	41	27	37	-18%
11	1	14 474	14 508	170	129	139	122	130	31%
12	1	22 377	22 420	215	176	230	203	203	6%
13	1	4 268	4 345	385	290	377	302	323	19%
14	1	21 201	21 225	120	107	137	113	119	1%
15	1	23 251	23 353	510	399	405	626	477	7%
16	1	18 909	19 071	810	671	874	303	616	31%
17	1	5 957	6 000	215	212	270	208	230	-7%
18	1	65 992	66 180	940	425	473	383	427	120%
19	1	65 500	65 750	1 250	1 307	1 277	1 278	1 287	-3%
20	1	211 566	21 1800	1 170	1 251	1 346	977	1 191	-2%

4.3.3 Conclusiones

Las conclusiones sobre la optimización de los procesos destinados a la reducción de las pérdidas no técnicas bajo el método de Balance de Energía se basan en los aspectos siguientes:

- **Optimización de los Recursos:** Dado que se conoce los niveles de pérdidas por cada subestación de distribución y la energía aproximada a recuperar por cliente, es

posible establecer la prioridad de atención de las inspecciones, destinando los recursos a aquellas zonas donde existe la expectativa de detectar conexiones indebidas que permitan finalmente reducir las pérdidas de energía en el menor plazo.

- **Rentabilidad de las Inversiones:** Cuando se detectan en el breve plazo las conexiones indebidas que generan pérdidas de energía, no sólo se ahorra en recursos, además se incrementan la rentabilidad de las inversiones realizadas en ésta actividad.
- **Cuantificación de las pérdidas:** El personal deberá calcular constantemente si las detecciones realizadas alcanzan la expectativa de los volúmenes de pérdidas factibles de recuperar. Esto significa que será posible programar mayor número de días para cerrar las inspecciones en determinado radio de subestación o incrementar el personal acorde con la energía posible a recuperar.
- **Reducción y Control de las Pérdidas:** Mediante el método de Balance de Energía se podrá conocer mes a mes los niveles de pérdidas de las subestaciones de distribución, lo que permitirá llevar un adecuado sistema de detección, control y reducción de las pérdidas, ya que si una determinada subestación viene mes a mes con la calificación de “Controlada” y luego tiene resultado de sed “Crítica”, entonces de forma inmediata se puede programar la inspección de los clientes que hayan tenido una notable disminución de sus consumos, o en todo caso es posible realizar el proceso de balance con inspección de los equipos totalizador, alumbrado público y verificación de cadena eléctrica para detectar el posible irregularidad.

4.4 Caso de Estudio

Del mismo modo que en el capítulo III, en esta sección se muestra la segunda parte del caso de estudio, donde las 107 sed's seleccionadas fueron analizadas mediante el método de balance de energía.

Para ello se consideró el mismo orden de programación basado en los mismos parámetros Comercial (C), Hurto (H), Trifásicos (T) y Maxímetros (M).

Así mismo las cuatro cuadrillas fueron equipadas con ocho pares de transformadores de núcleo partido y ocho contadores de energía para ser empleados como medidores totalizadores o de alumbrado público.

4.4.1 Balance de Energía

Para iniciar el proceso de Balance y contar con la primera medición fue necesario realizar la instalación de equipos totalizadores móviles, es decir equipos que se instalaban en una determinada subestación mientras se realizaba la primera y segunda lectura. Luego de ello se procedía a retirar los equipos para instalarlos en otra subestación. De este modo se realizaron las mediciones de octubre 2000 a mayo 2001 como se muestra en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Instalación de totalizadores móviles

DISTRITO	INSTALACIÓN DE TOTALIZADORES MÓVILES							
	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	Total kWh/mes
Breña	0	1	1	1	0	0	0	3
Callao	4	2	0	1	6	0	0	13
El Agustino	1	1	0	2	1	15	1	21
Jesús María	1	0	0	1	1	0	0	3
Lima Cercado	7	8	10	11	0	0	0	36
Rímac	0	0	1	1	0	0	3	5
San Juan de Lurigancho	8	2	3	2	0	0	10	25
San Martín de Porres	0	0	0	0	1	0	0	1
TOTAL kWh	21	14	15	19	9	15	14	107

Cabe señalar que para la instalación de los totalizadores fue fundamental el empleo de los transformadores de núcleo partido o núcleo seccionable, el cual se puede instalar sin necesidad de interrumpir el servicio. De este modo resultó viable tanto la instalación y retiro de los equipos totalizadores de una subestación a otra.

Continuando con el proceso descrito de Balances de Energía, una vez instalado el equipo totalizador se realizaron la primera y segunda lectura para obtener en una primera medición los niveles de pérdidas y la calificación respectiva de cada subestación, tal como se muestra en la Tabla 4.8. (Ver detalle en Anexo D. Mediciones para Balance de Energía)

Tabla 4.8 Calificación de las subestaciones en primera medición.

Distrito	Calificación de Subestaciones			
	controlada	critica	muy critica	Total kWh/mes
Breña	3	0	0	3
Callao	12	1	0	13
El Agustino	7	11	3	21
Jesús María	3	0	0	3
Lima Cercado	25	8	3	36
Rímac	3	2	0	5
San Juan de Lurigancho	15	8	2	25
San Martín de Porres	1	0	0	1
TOTAL kWh	69	30	8	107

De la Tabla 4.7 se puede verificar que 69 subestaciones tienen calificación "controlada" lo que significa que sus niveles de pérdidas son menores o iguales al 8%.

Del mismo modo se tienen 30 subestaciones calificadas como “críticas” con niveles de pérdidas mayores a 8% y menores o iguales a 15%. Finalmente se obtuvieron 8 subestaciones calificadas como “muy crítica” con niveles de pérdidas mayores a 15%.

Cabe señalar que una vez conocido el valor de las mediciones o niveles de pérdidas de cada subestación se programaban las respectivas según su calificación entre “crítica” o “muy crítica”.

4.4.2 Inspección de suministros

Basado en las mejoras de los procesos para la reducción de las pérdidas no técnicas descrita en la sección 4.3.1 Priorización y 4.3.2 Generación de clientes sospechosos, se realizaron las inspecciones según se muestra en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9 Inspección de suministros

Distrito	Inspección De Suministros							
	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	Total kWh/mes
Breña	0	0	0	183	0	0	0	183
Callao	0	62	0	0	0	0	0	62
El Agustino	0	0	0	279	3	1,457	428	2 167
Jesús María	1	0	0	0	0	0	0	1
Lima Cercado	3	128	217	1 174	0	0	0	1 522
Rímac	0	0	0	0	0	0	138	138
San Juan de Lurigancho	44	0	20	15	0	0	686	765
San Martín de Porres	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL kWh	48	190	237	1 651	3	1 457	1 252	4 838

Así mismo a partir de las 4838 inspecciones se lograron obtener 527 detecciones como se muestra en la Tabla 4.10, lo que significa una efectividad de 10,9%.

Tabla 4.10 Detección de Irregularidades

Distrito	DETECCION DE IRREGULARIDADES							
	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	Total kWh/mes
Breña	0	0	0	8	0	0	0	8
Callao	0	9	0	0	0	0	0	9
El Agustino	0	0	0	30	2	126	57	215
Jesús María	1	0	0	0	0	0	0	1
Lima Cercado	1	11	18	172	0	0	0	202
Rímac	0	0	0	0	0	0	28	28
San Juan de Lurigancho	11	0	5	7	0	0	41	64
San Martín de Porres	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL kWh	13	20	23	217	2	126	126	527

Consecuentemente la cantidad de energía reducida mensual al final de los trabajos de las 107 subestaciones ascendió a 156 315 kWh como se muestra en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Detección de Irregularidades

Distrito	DETECCION DE IRREGULARIDADES							Total kWh/mes
	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	
Breña	0	0	0	1 738	0	0	0	1 738
Callao	0	1 400	0	0	0	0	0	1 400
El Agustino	0	0	0	6 616	103	52 262	14 410	73 391
Jesús María	1 109	0	0	0	0	0	0	1 109
Lima Cercado	83	2 166	5 368	38 645	0	0	0	46 262
Rímac	0	0	0	0	0	0	3 939	3 939
San Juan de Lurigancho	18 546	0	1 527	1 710	0	0	6 692	28 475
San Martín de Porres	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL kWh	19 738	3 566	6 895	48 709	103	52 262	25 042	156 315

Finalmente las 38 subestaciones calificadas inicialmente como "críticas" y "muy críticas" fueron sometidas a una segunda medición con el fin de verificar sus niveles de pérdidas obteniendo valores menores o iguales a 8% siendo ahora calificadas como "controladas".

4.4.3 Conclusiones

En la tabla 4.12 se muestran los indicadores relevantes de ambos métodos lo que permite establecer las siguientes conclusiones:

Tabla 4.12 Indicadores de métodos convencional y balance

Indicador	Convencionales	Balance de Energía
Cantidad subestaciones	107	107
Inspecciones	5 001	4 838
Notificaciones	211	527
Efectividad	4,22%	10,89%
Reducción kWh/mes	79 721	156 315
Energía cursada kWh/cliente	1 889	1 483

- La efectividad del método de balance es mayor al de los métodos convencionales.
- La cantidad de energía reducida en el método de balances es mayor al obtenido por el método convencional.
- La energía cursada en kWh/cliente se calcula como: (Reducción) / Notificaciones x N° meses. El N° de meses es el promedio del periodo de recupero, para este caso de estudio se estima en 5 meses.

La energía cursada en el método convencional es mayor que en el método de balance, lo que revela que en éste método se detectan las irregularidades más evidentes, mientras que en el método de balance la energía las detecciones son más sostenidas, por ello presenta mayor energía reducida al final del estudio.

CAPÍTULO V PROYECTO DE INSTALACIÓN DE TOTALIZADORES

En el presente capítulo se describe al Proyecto de Instalación de Totalizadores en las Subestaciones de Distribución de Baja Tensión. Este proyecto propone instalar de manera permanente la medición en las subestaciones de distribución y colocarlos, vía sistema comercial de la empresa concesionaria, en la misma ruta de lectura de los clientes asociados a dicha subestación. De esta forma tanto los medidores totalizadores, de alumbrado público y de clientes se leerán el mismo día cada mes. Luego aplicando el método de balance descrito en el capítulo IV será posible obtener mensualmente los balances de energía de cada subestación de distribución.

5.1 Concepto de medición permanente en subestaciones de distribución

Las empresas que cuentan con medición a nivel de alimentador MT, es decir a nivel de circuito en media tensión de las subestaciones de transmisión, logran conocer los ratios de porcentaje de pérdidas como se muestra en la Tabla 5.1.

Así mismo en la Figura 5.1 se tienen una representación de una subestación de transmisión y cinco alimentadores. En cada alimentador se aprecia una cadena de subestaciones de distribución que son representadas por un pequeño cuadrado.

Tabla 5.1 Niveles de Pérdidas por Alimentador MT

% Pérdidas por Alimentador				
T - 01	T - 02	T - 03	T - 04	T - 05
3,60%	9,30%	13,00%	16,00%	21,00%

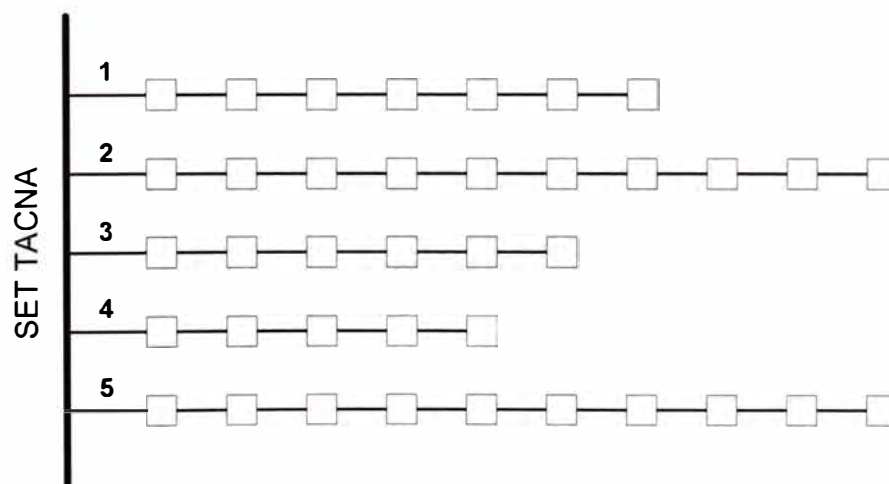


Figura 5.1 Alimentadores de la SET Tacna

5.1.1 Situación sin medición por subestación de distribución en baja tensión.

Sin embargo, pese a contar un sistema de medición por alimentador MT mas no con un sistema de medición a nivel de subestación de distribución en baja tensión, se considera que todas estas subestaciones se encuentran, en promedio, al mismo nivel de pérdidas que el alimentador tal como se muestra en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Niveles de Pérdidas por subestación de distribución

Sed's	% Pérdidas por Alimentador				
	T - 01	T - 02	T - 03	T - 04	T - 05
1	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
2	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
3	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
4	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
5	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
6	3,60%	9,30%	13,00%	14,50%	16,20%
7	3,60%	9,30%		14,50%	16,20%
8		9,30%		14,50%	16,20%
9		9,30%			16,20%
10		9,30%			16,20%
11		9,30%			16,20%

Por lo tanto, con la información de los niveles de pérdidas en cada alimentador MT, todas las subestaciones de distribución de dicho alimentador tendrán el mismo nivel de prioridad como se muestra en la Figura 5.2.

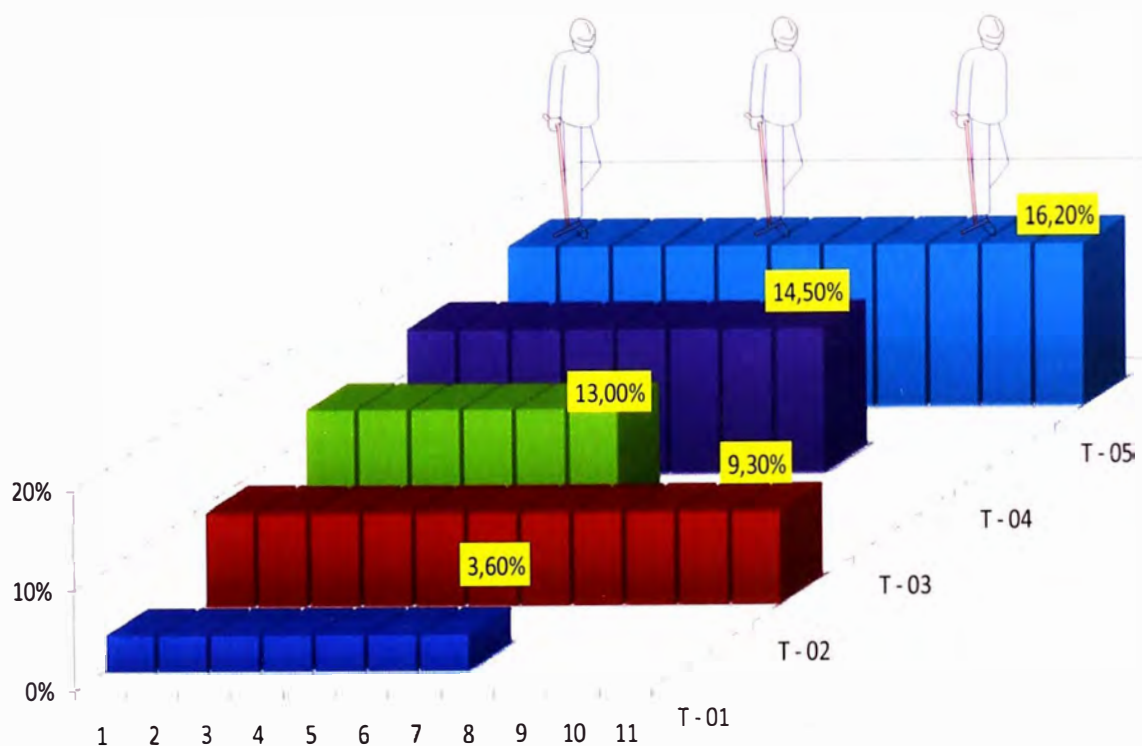


Figura 5.2 Inspección a lo largo del alimentador

5.1.2 Situación con medición por subestación de distribución en baja tensión.

Mediante el balance de energía permanente es posible observar dentro de cada alimentador, las subestaciones de que presentan los mayores niveles de pérdidas, como se muestra en la Tabla 5.3

Tabla 5.3 Identificación de Subestación de distribución críticas

Sed's	% Pérdidas por Alimentador				
	T - 01	T - 02	T - 03	T - 04	T - 05
1	3,00%	6,00%	8,00%	7,50%	8,20%
2	3,00%	14,00%	8,00%	7,50%	8,20%
3	3,00%	6,00%	18,00%	7,50%	33,0%
4	3,00%	6,00%	8,00%	7,50%	8,20%
5	12,00%	6,00%	8,00%	7,50%	8,20%
6	3,00%	6,00%	8,00%	26,00%	8,20%
7	3,00%	6,00%		7,50%	8,20%
8		6,00%		7,50%	42,0%
9		6,00%			8,20%
10		16,00%			8,20%
11		6,00%			8,20%

En tal sentido ya es posible destinar los recursos a las subestaciones de mayor incidencia de pérdidas como se muestra en la Figura 5.3.

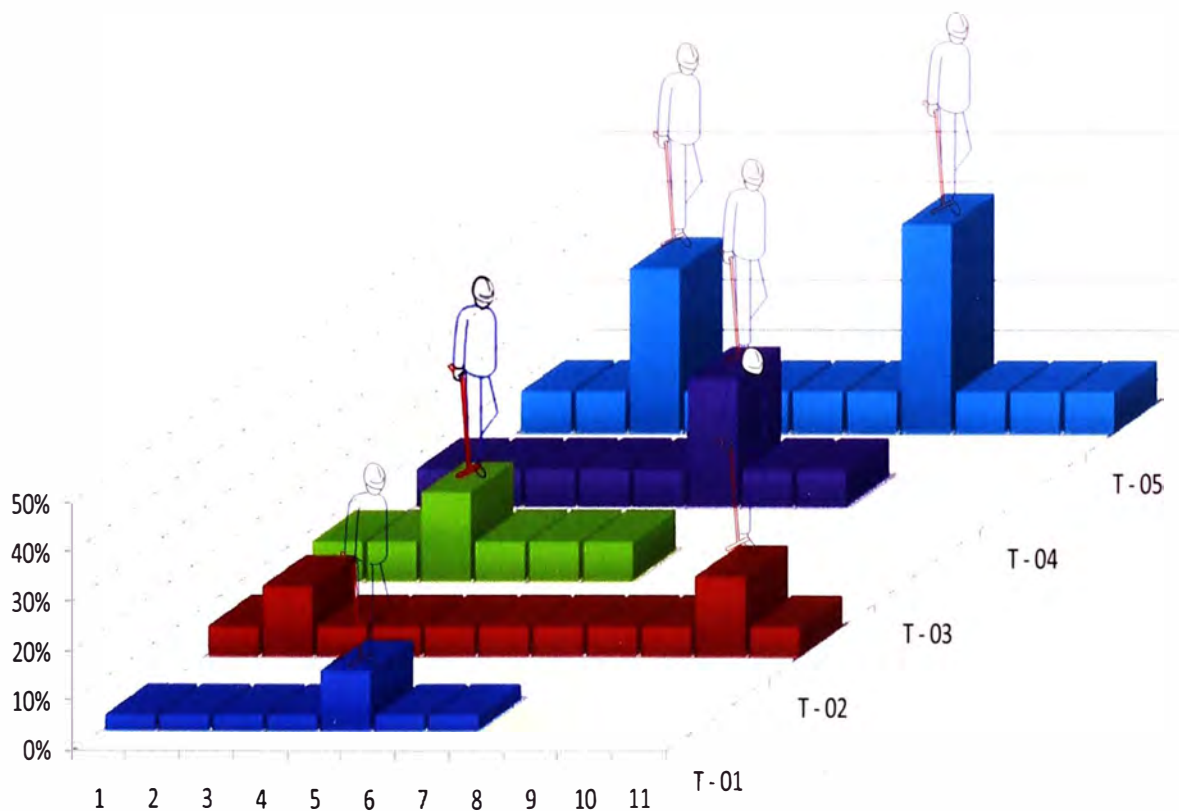


Figura 5.3 Inspección a lo largo del alimentador

5.2 Método de Selección de subestaciones de distribución para instalación permanente

Para la selección de las subestaciones a considerar en un proyecto de instalación permanente para balances mensuales de energía se realiza un análisis que involucra pérdidas por alimentador, cantidad de energía a detectar y cantidad de clientes asociados, todo ello reunido en un indicador X. Luego el análisis se complementa con una evaluación de las zonas geográficas que favorezca a la detección de irregularidades.

5.2.1 Indicador X

Se confecciona un indicador **X** que asigne un valor a cada subestación y señale así la opción más atractiva, basada en los siguientes parámetros:

- **% Perdidas:** El porcentaje de pérdidas indica la probabilidad de detección de conexiones indebidas, en consecuencia es directamente proporcional al indicador **X** de zona más óptima.
- **Cantidad de energía a detectar:** Se obtiene luego de disminuir las pérdidas técnicas estándares de las pérdidas globales del circuito medido. Este parámetro indica el volumen aproximado de energía esperada a detectar y cuanto más es atractiva una zona para trabajar, por ello resulta proporcional al indicador **X**.
- **Cantidad de clientes:** La cantidad de clientes señala el volumen de mano de obra a emplear en los trabajos de detección: cuanto menor es la cantidad de clientes la zona es más atractiva, por ello es inversamente proporcional al indicador **X**.

Dada la descripción de los parámetros se puede precisar que el indicador X está dado por la ecuación (3.1):

$$X = \frac{(\%Perdidas)(Energía.a.Detectar)}{Cantidad.Clientes} \quad (5.1)$$

Los tres parámetros son delimitados de la siguiente forma:

- a) % Perdidas: Se toman las zonas donde exista un valor mínimo de porcentaje de pérdidas, como las pérdidas técnicas estándares en redes de distribución de baja tensión.
- b) Cantidad de Clientes: Se considera una cantidad máxima de clientes, la misma que establece una franja dentro de la cual se busca delimitar la zona óptima del indicador X.
- c) KWh a recuperar: Se muestra la cantidad de energía que se pretende recuperar.

De esta manera se logra obtener una zona que se muestra en la Figura 5.4 a la que se denomina Zona Óptima (El indicador es aplicable a los SET y alimentadores).

5.2.2 Criterio de la zona geográfica

Una vez obtenido el indicador X se asignan dichos valores a los distintos circuitos que

recorren las zonas de concesión de las empresas distribuidoras de energía. Así se obtiene una relación ordenada mediante éste indicador, sin embargo es necesario continuar el análisis a fin de realizar una selección que considere las características de las zonas a trabajar. Para ello es necesario establecer una segmentación de las zonas entre: residencial, comercial, industrial y de alto índice de hurto.

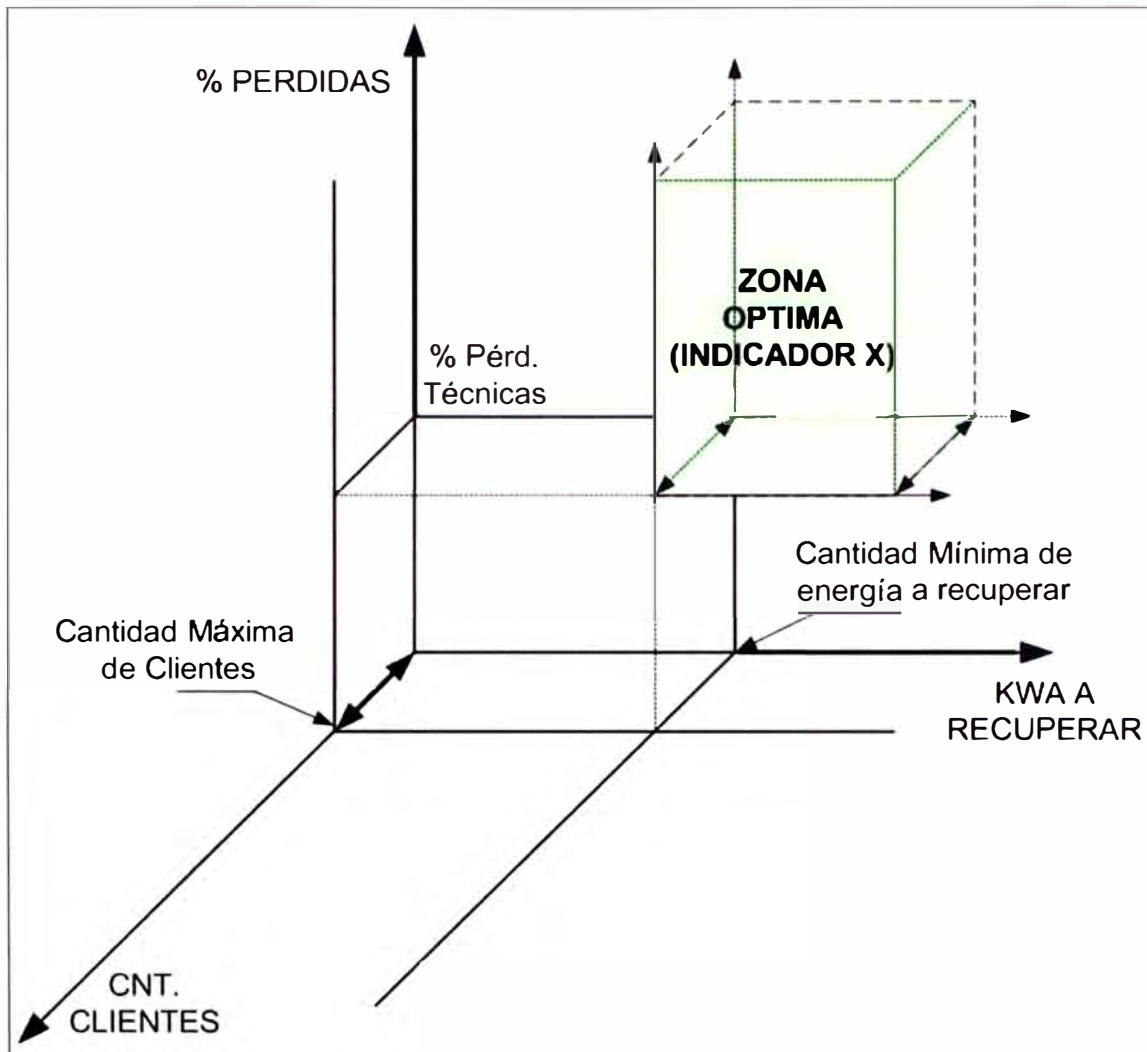


Figura 5.4 Zona Óptima

- Zona Residencial: Es una zona donde el 98% de los suministros de una determinada subestación, tienen tarifa BT5B, es decir de carácter domiciliario.
- Zona Comercial: Donde se observa que al menos el 20% de los clientes en una subestación de distribución, tienen un giro comercial, tales como tiendas, galerías, mercados, entre otros.
- Zona Industrial: Cuando se tiene una presencia de suministros trifásicos de al menos 30% de los clientes de una subestación. Se encuentran en estas zonas fábricas o industrias de distintos rubros.
- Zona Alto Hurto: Son denominadas así las subestaciones donde se tiene al menos 10% de los clientes con antecedentes de conexiones indebidas.

La Figura 5.5 muestra el recorrido de un alimentador de una subestación de transmisión, donde los rectángulos pequeños que se derivan del alimentador representan a las subestaciones de distribución, los mismos que se ubican en diferentes tipos de zonas.

Finalmente se recomienda la instalación de los equipos de medición permanente, totalizadores, en las zonas de comercio e industria.

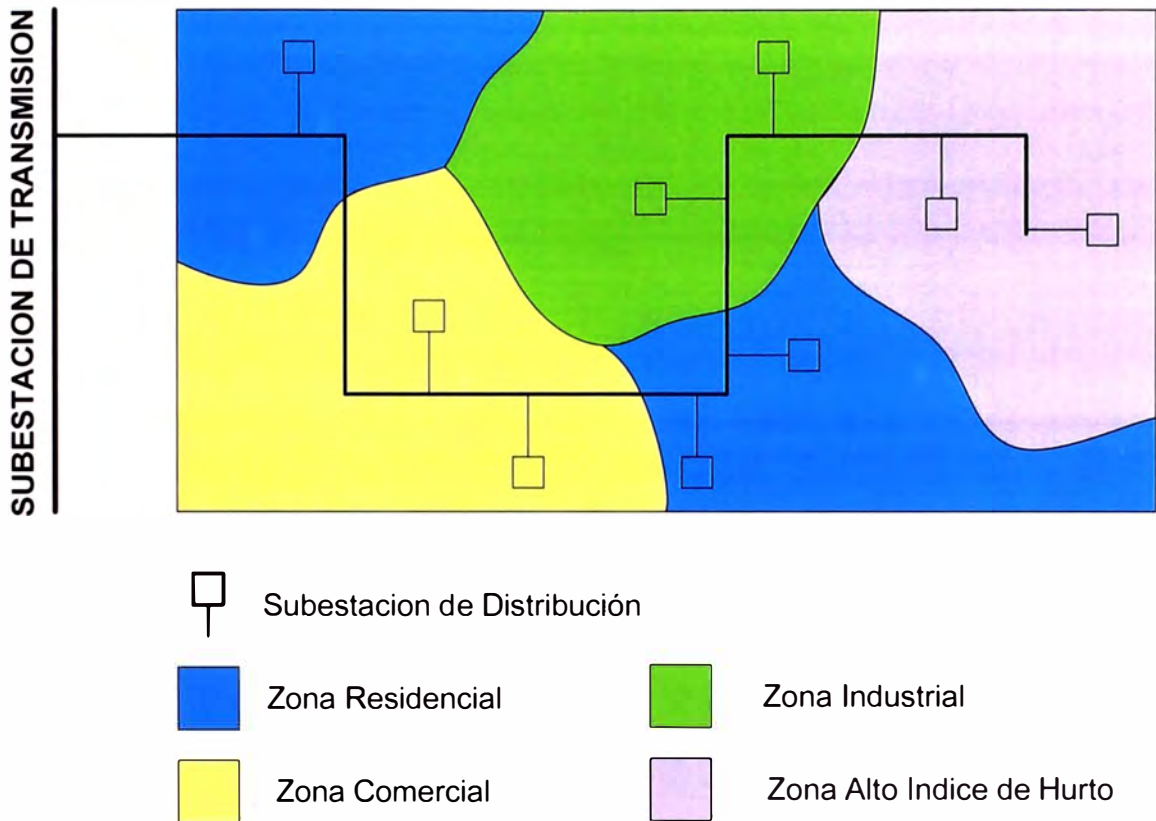


Figura 5.5 Recorrido de un alimentador de una subestación de transmisión

5.2.3 Aplicación del método en subestaciones de transmisión

La Tabla 5.4 muestra un cuadro de balance de pérdidas a nivel de subestación de transmisión de una empresa de distribución de Lima Norte (año 2002).

Tabla 5.4 Cuadro de balance de pérdidas a nivel de subestación de transmisión

SET	Nombre de SET	Energía distribuida	Cant. Clientes	Energía perdida		Cnt energía a recuperar	Indicador X
				KWh	%		
F	StaMarina	11 403 815	42 008	2 973 042	26,07%	2 288 814	14,20
P	Santa Rosa	17 497 945	65 484	2 500 618	14,29%	1 450 741	3,17
V	Ventanilla	4 051 930	27 202	661 573	16,33%	418 457	2,51
N	Ancón	1 305 862	9 354	213 036	16,31%	134 684	2,35

SET	Nombre de SET	Energía distribuida	Cant. Clientes	Energía perdida		Cnt energía a recuperar	Indicador X
CV	Caudivilla	8 662 009	50 608	1 285 764	14,84%	766 044	2,25
T	Tacna	18 898 597	70 123	2 333 145	12,35%	1 199 230	2,11
CH	Chavarria	19 713 585	76 548	2 401 967	12,18%	1 219 152	1,94
W	Zapallal	3 207 941	26 780	509 497	15,88%	317 021	1,88
PA	Pando	10 837 289	35 231	1 192 637	11,00%	542 400	1,69
TV	Tomas Valle	11 109 396	45 542	1 261 131	11,35%	594 567	1,48
CG	Canto Grande	11 058 606	59 200	1 355 177	12,25%	691 660	1,43
O	Oquendo	2 320 319	12 482	284 451	12,26%	145 232	1,43
I	Infantas	15 461 241	72 378	1 802 609	11,66%	874 935	1,41
PP	Puente Piedra	2 545 050	13 296	281 614	11,07%	128 911	1,07
J	Jicamarca	4 348 701	39 850	566 958	13,04%	306 036	1,00
MA	Maranga	9 452 255	27 057	812 433	8,60%	245 298	0,78
M	Mirones	13 182 687	42 486	1 059 724	8,04%	268 763	0,51
ID	Industrial	1 480 811	4 413	113 671	7,68%	24 823	0,43
K	Barsi	6 138 978	21 063	457 328	7,45%	88 989	0,31

De la tabla 5.4 se tiene que el indicador X señala a las subestaciones Santa Marina (F), Canta (CT), Santa Rosa (P), Ventanilla (V) y Ancón (N), como las cinco zonas más atractivas a trabajar respecto al resto de subestaciones.

Lo que sigue es identificar las zonas comerciales e industriales u otros antecedentes, como reincidencia de hurtos sobre las zonas detectadas mediante el indicador X, de esa manera se obtiene las áreas que producirán un mayor rendimiento en la aplicación del método de balance de energía.

5.2.4 Aplicación del método en alimentadores de subestaciones de transmisión

Si la empresa cuenta con medición a nivel de alimentador de subestaciones de transmisión, entonces se puede efectuar la misma metodología que la empleada en la sección anterior, para determinar los alimentadores de mayores beneficios cuantitativos. A continuación se muestra dos ejemplos en los cuales se puede aplicar esta metodología.

a. Selección en SET Santa Rosa

La Tabla 5.5 muestra los datos referentes a esta SET. Del cuadro se observa que los

alimentadores P-19, P-15, P-14 y P-23 están con los más altos valores del indicador X. Así mismo se debe mencionar que dichos alimentadores recorren zonas residenciales e industriales del distrito de San Juan de Lurigancho.

Ello evidencia un certero análisis acerca de la selección óptima de la zona a trabajar el proyecto de instalación de equipos de medición en subestaciones de distribución.

Tabla 5.5 Características de la SET Santa Rosa

Aliment.	Energía distribuida	Cant. Clientes	Energía perdida		Cant. Energía recuperar	Indicador X
			KWh	%		
P-06	136 986	162	15 631	11,41	7 412	5,22
P-07	1 190 275	2 733	120 150	10,09	48 733	1,80
P-13	1 444 688	6 064	214 484	14,85	127 803	3,13
P-14	1 058 760	5 219	233 583	22,06	170 057	7,19
P-15	329 726	1 398	71 538	21,70	51 755	8,03
P-18	319 687	1 118	42 639	13,34	23 457	2,80
P-19	394 408	1 812	100 273	25,42	76 609	10,75
P-21	1 232 171	5 966	157 184	12,76	83 253	1,78
P-23	1 510 725	3 350	230 952	15,29	140 309	6,40
P-24	1 294 694	6 425	163 967	12,66	86 285	1,70
P-25	127 155	616	21 878	17,21	14 249	3,98
P-27	1 789 505	5 651	187 364	10,47	79 994	1,48
P-28	1 153 484	6 027	175 071	15,18	105 862	2,67
P-29	739 753	1 893	134 831	18,23	90 446	8,71
P-31	1 339 407	4 460	99 947	7,46	19 583	0,33
P-32	695 028	2 437	118 077	16,99	76 376	5,32
P-33	1 432 028	5 396	174 126	12,16	88 204	1,99
P-34	1 309 464	4 757	238 923	18,25	160 355	6,15
Total	17 497 944	65 484	2 500 618	15,31	1 450 742	3,39

b. Selección en SET Santa Marina

En la Tabla 5.6 se observa que los alimentadores F-12, F-04 y F-03 tienen los más altos valores del indicador X. Sin embargo dichos alimentadores pertenecen a zonas donde existe un alto índice de hurto realizado por personas de muy bajas condiciones económicas y sociales del distrito del Callao.

Lo que se requiere es la aplicación de una nueva tecnología que limite la vulneración de las redes de baja tensión, ya sea empleado un nuevo tipo de cable o configuración del mismo.

Tabla 5.6 Características de la SET Santa Marina

Aliment.	Energía distribuida	Cant. Clientes	Energía perdida		Cant. Energía recuperar	Indicador X
			KWh	%		
F-01	1 043 413	3 952	145 244	13 ,92	82 639	2 ,91
F-03	517 650	1 803	199 588	38 ,56	168 529	36 ,04
F-04	1 520 211	4 453	645 431	42 ,46	554 218	52 ,85
F-06	217 127	941	31 363	14 ,44	18 336	2 ,81
F-07	687 390	2 190	59 669	8 ,68	18 425	0 ,73
F-08	384 241	1 561	53 108	13 ,82	30 053	2 ,66
F-09	613 961	2 046	155 465	25 ,32	118 628	14 ,68
F-11	344 881	615	34 972	10 ,14	14 279	2 ,35
F-12	56 554	1 906	395 561	69 ,94	392 168	143 ,90
F-14	1 230 830	4 421	125 951	10 ,23	52 101	1 ,21
F-16	689 267	2 277	258 769	37 ,54	217 413	35 ,84
F-17	976 305	3 722	276 102	28 ,28	217 524	16 ,53
F-18	1 450 549	4 601	260 581	17 ,96	173 549	6 ,77
F-19	1 141 890	5 441	222 297	19 ,47	153 784	5 ,50
F-21	529 544	2 079	108 941	20 ,57	77 168	7 ,64
Total	17 497 945	65 484	2 500 618	14 ,29	1 450 741	3 ,17

5.3 Estudio técnico

En esta sección se determina el tamaño del proyecto el cual está dado por su capacidad instalada (expresada en unidades de producción). El tamaño de una nueva unidad de producción está dado por la cantidad de subestaciones seleccionadas, la disponibilidad de las materias primas, la tecnología, los equipos y el financiamiento. A continuación se describe cada parámetro para el presente estudio.

- **Cantidad de subestaciones seleccionadas:** Se deberá seleccionar (sobre el total de subestaciones) aquellas que producen mayor beneficio, mediante el indicador X y la selección geográfica.

- **Disponibilidad de insumos:** Es un aspecto vital en el desarrollo del presente proyecto. Los insumos más importantes lo conforman el contador de energía y los transformadores de corriente para medida. A partir de sus características técnicas y sus bondades de precisión se obtiene información valiosa de los ratios de pérdidas en la zona evaluada.

- **Tecnología:** La tecnología de los equipos es otro factor a considerar en la aplicación del proyecto. Debido a que los puntos de instalación son las subestaciones de distribución que ya se encuentran en servicio, se debe observar el tipo de transformador

de corriente a emplear, pues, en caso de utilizar transformadores convencionales o de núcleo cerrado, se requerirá un corte temporal de servicio. Por el contrario, si se cuenta con transformadores de corriente de tipo núcleo partido, no se tendrá necesidad de cortar el servicio, pero su instalación debe ser cuidadosa ya que la intervención del circuito será con tensión. Es de notar que la utilización de una determinada tecnología influye en los montos de inversión y consecuentemente en el financiamiento, por ello es necesario proponer diferentes tamaños con el fin de seleccionar el tamaño del proyecto aplicable a cada empresa de distribución.

- **Financiamiento:** La Tabla 5.7 muestra un análisis de los posibles tamaños para un proyecto de éste tipo. Se han considerado algunos factores, tal como la cantidad de subestaciones a trabajar, la inversión requerida, el indicador de beneficios X, el indicador de zona geográfica Z cuya calificación puede sugerirse según sea zona residencial, comercial, industrial y otros. De esta manera se obtiene un índice final que permita decidir sobre que alternativa se presenta más atractiva. En la Tabla 5.7 se observa que el mejor índice obtenido es el de la alternativa 5, con un monto de inversión de 80 mil dólares, sin embargo en la alternativa 3 se cuenta también con un alto índice final pero sólo con un monto de inversión de 52 mil dólares, por lo tanto ésta sería la opción a elegir si la capacidad de financiamiento de la empresa fuera limitado. Finalmente se debe precisar que cuando se haya determinado el tamaño más apropiado para el proyecto, será necesario convocar el personal idóneo para conducir cada uno de los puestos de trabajo.

Tabla 5.7 Análisis de posibles tamaños para el proyecto

Alternativa	Tamaño			Cantidad (Q)	Inversión MUS\$ (I)	Indicador (X)	Zona Geográfica (Z)	Índice Final Z . X . Q / I
	S	C	A					
1	50			50	11	2	0,20	1,79
2	50	50		100	22	3	0,50	6,76
3	50	80	100	230	52	7	0,80	24,75
4	50	100	150	300	68	6	0,70	18,52
5	50	100	200	350	80	8	0,80	28,12

Nota: Se ha considerado subestaciones del tipo convencional (S), Compacta (C) y Aéreas (A).

5.4 Disponibilidad de insumos

Los insumos para la obtención de una medición permanente en la subestación de distribución consisten en los materiales necesarios para la instalación de un sistema de

medida de energía; entre los cuales están:

- Contador de energía.
- Transformador de corriente.

a. Contador de energía:

Este equipo debe ser capaz de registrar la energía activa con un desempeño invariable bajo las más adversas condiciones operativas y ambientales (temperatura, humedad, tensión, frecuencia, campos magnéticos externos y desequilibrio de carga). El equipo debe mantener su exactitud dentro de todo su rango de operación. En tal sentido se debe considerar las siguientes características (Ver Tabla 5.8):

- Precisión: que constituye un factor de relevante importancia dado que el resultado se utilizará para cálculos de porcentajes de pérdidas de energía. El valor de la precisión depende del tamaño del proyecto y la capacidad económica de la empresa para su adquisición.
- Vida Útil: Debido a que se busca una medición permanente con el mínimo de mantenimiento se requiere una garantía del fabricante de una prolongada vida útil, que en el mejor de los casos resulta ser de 30 años a más.
- Bajas Pérdidas: las bajas pérdidas del equipo apoyan en el ahorro de energía a la empresa distribuidora.
- Tensión Nominal: de acuerdo a la tensión que utiliza la empresa.
- Corriente Nominal: Se requiere que se encuentre acorde con la el valor nominal de corriente del secundario del transformador, dado que ambos elementos conformarán parte del mismo sistema de medición.
- Frecuencia Nominal: de acuerdo con el que utiliza la empresa.

Tabla 5.8 Especificaciones técnicas del medidor totalizador

Característica	Unidad	Valor
Tensión nominal	V	220
Corriente nominal	A	5
Corriente máxima	A	10
Nº de hilos		3
Frecuencia nominal	Hz	50 - 60
Corriente de arranque	%In	0,5
Consumo en el circuito de tensión	W	1.1
	VA	5,5
Consumo en el circuito de corriente	W	0,25
	VA	0,40

b. Transformador de corriente

El transformador de corriente para medida debe ser instalado en las barras de baja tensión o en los cables de comunicación entre el transformador de potencia de la subestación y las barras de baja tensión. Esto es con el fin de registrar la energía distribuida de la subestación. En consecuencia debe considerarse la interrupción o no de la energía.

Para el primer caso podrán utilizarse los transformadores convencionales de núcleo cerrado, mientras que en el segundo caso deberán emplearse transformadores de núcleo partido. Sin embargo para ambos casos deberán considerarse las siguientes características:

Tabla 5.9 Características técnicas a considerar

Características Técnicas	Valores
Tensión nominal	220 V
Tensión más elevada para el material (U_m)	0,72 kV c.a. / a.c.
Nivel de Aislamiento	3 Kv
Respuesta en frecuencias	Lineal 50 .. 60 Hz
Corriente térmica de cortocircuito asignada (I_{th})	60 In
Corriente dinámica asignada (I_{dyn})	2,5 I_{th}
Clase de precisión	1.0
Clase térmica	A (105°)
Instalación	Interior y exterior
Grado de protección	IP 54

Nota: IP (Protección contra ingreso) respecto a los agentes ambientales y humanos externos a los dispositivos eléctricos. 4 "Protegido contra cuerpos sólidos de 1 mm de diámetro o mayores" y 5 "Protegido contra polvo, solo pasará el tamaño y cantidad de polvo que no daña al dispositivo.

5.5 Inversión para el proyecto instalación de totalizadores

La inversión necesaria para la instalación de totalizadores en subestaciones de distribución, se compone de:

- Inversión para instalación de totalizadores
- Inversión de inspección de suministros en subestaciones con medición.
- Inversión para normalización de suministros con detección.

5.5.1 Inversión para instalación de totalizadores

La inversión para la instalación de los equipos totalizadores incluye los costos de la mano de obra y los materiales tanto de conexión como de los transformadores de medida. Previamente se describen los costos unitarios para cada caso.

a. Costos unitarios de mano de obra

Para el cálculo de los costos de mano de obra para los trabajos de instalación es necesario describir las actividades y sus precios unitarios. El Anexo C describe las 19 actividades de la Instalación del Equipo de Medición, y en los cuales se basa el cálculo de los costos de mano de obra

La Tabla 5.10 muestra los costos de la mano de obra (nuevos soles).

Tabla 5.10 Mano de obra

Item	Descripción	Unid	Precio Unitario S/.
1	Construcción y colocación de murete	Un	47 ,24
2	Cambio / Instalación de caja LT	Un	29 ,15
3	Cableado y entubado en SED aérea Monoposte	Un	50 ,00
4	Cableado y entubado en SED aérea Biposte	Un	44 ,56
5	Cableado y entubado en SED Compacta	Un	21 ,78
6	Cableado y entubado en SED Convencionales	Un	52 ,60
7	Cambio / instalación de Medidor	Un	6 ,37
8	Cambio / instalación de Transformadores de corriente	Jgo	16 ,08
9	Colocación de seguro en caja LT	Un	14 ,41
10	Soldado de tapa L, LT	Un	7 ,04

b. Costos unitarios de materiales de conexión

Así mismo se muestra la relación de materiales de conexión. La Tabla 5.11 muestra los costos de éstos materiales (nuevos soles)

Tabla 5.11 Materiales

Item	Descripción	Unid	Precio Unit S/.
1	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.azul	M	0 ,23
2	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.amarillo	M	0 ,23
3	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.negro	M	0 ,23
4	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.rojo	M	0 ,23
5	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.verde	M	0 ,23
6	Tubo pvc tp.sap 3/4"d. p.inst.electr.	M	0 ,87
7	Fleje ac.inox. 0.8esp.x 13mm.ancho.	M	2 ,24
8	Grapa (hebilla) acero inox. p.fleje 13.00mm.ancho	UN	0 ,52
9	Caja toma/med.tp."It" reducida	UN	21 ,26
10	Medidor activa trif.220v.5(10) cl.2	UN	205 ,16
11	Curva pvc tp.sap 90 grados 3/4"d. p.inst.electr.	UN	0 ,43
12	Curva pvc tp.sap 180 grados 3/4"d. p.inst.electr.	UN	0 ,75
13	Plancha policarb.tam-2 120x110x2.5mm. p.cj."I-It"	UN	1 ,17
14	Cinta elect.termopl. a.perform.19mmx20m.negra	RO	6 ,37
15	Tornillo ho.galv.cab.red.nº 10 3/4" aurosc.	UN	0 ,03
16	Tarugo madera (cedro) 1/2"d.x 2" long.	UN	0 ,17

Item	Descripción	Unid	Precio Unit S/.
17	Perno ho.galv.cab.exag. c/t. 1/4 x 1"	UN	0 ,06
18	Grapa ho.galv.p.sujec.c/1 oreja p.tubo 3/4"d.	UN	0 ,28
19	Tirafondo ho. galv. 3/8x1.1/2"	UN	0 ,20

c. Costos totales de mano de obra de instalación

Se considera, para la evaluación de los costos de materiales y mano de obra, 200 subestaciones aéreas, 100 del tipo compactas y 50 de tipo convencionales. Así se obtiene el siguiente estimado de mano de obra (Ver Tabla 5.12).

Tabla 5.12 Estimado de mano de obra (en soles)

Item	Descripción	Unid	Mes1	Mes2	Mes3	Mes4	Mes5	Total Sed's	Precio Unitario	Sub Total.
1	Construcción y colocación de murete	un	60	60	60	60	60	300	47,24	14 171
2	Cambio / Instalación de caja LT	un	70	70	70	70	70	350	29,15	10 201
4	Cableado y entubado en SED aérea Biposte	un	40	40	40	40	40	200	44,56	8 911
5	Cableado y entubado en SED Compacta	un	20	20	20	20	20	100	21,78	2 178
6	Cableado y entubado en SED Convencionales	un	10	10	10	10	10	50	52,60	2 630
7	Cambio / instalación de Medidor	un	70	70	70	70	70	350	6,37	2 228
8	Cambio / instalación de Transformadores de corriente	jgo	70	70	70	70	70	350	16,08	5 628
9	Colocación de seguro en caja LT	un	70	70	70	70	70	350	14,41	5 042
10	Soldado de tapa L, LT	un	70	70	70	70	70	350	7,04	2 462
									Total	53 449

c. Cotos totales de materiales de conexión

La Tabla 5.13 muestra los materiales de conexión. Adicionalmente a los materiales de conexión son necesarios los transformadores de corriente (Tabla 5.14), para lo cual se considera el tipo núcleo partido (al asumirse que en las subestaciones no se puede realizar el corte del servicio). De lo cual se obtiene un total de mano de obra y materiales de S/. 282 290,05 (Tabla 5.15).

Tabla 5.13 Materiales de conexión

Item	Descripción	Unid	Mes1	Mes2	Mes3	Mes4	Mes5	Total Sed's	Precio Unitario S/.	Sub Total S/.
1	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.azul	M	710	710	710	710	710	3 550	0,23	817
2	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.amarillo	M	710	710	710	710	710	3 550	0,23	817
3	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.negro	M	1 420	1 420	1 420	1 420	1 420	7 100	0,23	1 633
4	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.rojo	M	1 420	1 420	1 420	1 420	1 420	7 100	0,23	1 633
5	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.verde	M	710	710	710	710	710	3 550	0,23	817
6	Tubo pvc tp.sap 3/4"d. p.inst.electr.	M	610	610	610	610	610	3 050	0,87	2 654
7	Fleje ac.inox. 0.8esp.x 13mm.ancho.	M	180	180	180	180	180	900	2,24	2 016
8	Grapa (hebilla) acero inox. p.fleje 13.00mm.ancho	UN	180	180	180	180	180	900	0,52	468
9	Caja toma/med.tp."It" reducida	UN	70	70	70	70	70	350	21,26	7 441
10	Medidor activa trif.220v.5(10) cl.2	UN	70	70	70	70	70	350	205,16	71 806
11	Curva pvc tp.sap 90 grados 3/4"d. p.inst.electr.	UN	100	100	100	100	100	500	0,43	215
12	Curva pvc tp.sap 180 grados 3/4"d. p.inst.electr.	UN	240	240	240	240	240	1 200	0,75	900
13	Plancha policarb.tam-2 120x110x2.5mm. p.cj."I-It"	UN	70	70	70	70	70	350	1,17	410
14	Cinta elect.termopl. a.perform.19mmx20m.negra	RO	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	53	6,37	334
15	Tornillo ho.galv.cab.red.nº 10 3/4" aurosc.	UN	140	140	140	140	140	700	0,03	21
16	Tarugo madera (cedro) 1/2"d.x 2" long.	UN	140	140	140	140	140	700	0,17	119
17	Perno ho.galv.cab.exag. c/t. 1/4 x 1"	UN	140	140	140	140	140	700	0,06	42
18	Grapa ho.galv.p.sujec.c/1 oreja p.tubo 3/4"d.	UN	60	60	60	60	60	300	0,28	84
19	Tirafondo ho. galv. 3/8x1.1/2"	UN	60	60	60	60	60	300	0,20	60
									Total S/.	92 285

Tabla 5.14 Transformadores de corriente

Item	Descripción	Unid	cant	Costo	Inversión
1	Transformador Cte.220V. 100/5A. Núcleo Part. 50x80mm	UN	100	195,08	19 508
2	Transformador Cte.220V. 200/5A. Núcleo Part. 50x80mm	UN	200	195,08	39 016
3	Transformador Cte.220V. 300/5A. Núcleo Part. 50x80mm	UN	400	195,08	78 032
				TOTAL S/.	136 556

Tabla 5.15 Inversión trabajos de instalación.

Conceptos	Inversión S/.
Total Mano de Obra	53 449
Total Materiales de conexión	92 285
Total Transformadores de corriente	136 556
Total Inversión de instalación	282 290

5.5.2 Inversión de inspección de suministros en subestaciones con medición.

Para el cálculo de los costos de las cuadrillas de detección de hurto a emplear se presenta la Tabla 5.16.

Tabla 5.16 Costos de cuadrillas de detección de hurto

Concepto	Periodo	Precio / Cnt. Unitario	Cantidad Cuadrillas	Total
Precio Cuadrilla	Mes	7 223,04	10	72 230,40

Tomando los resultados del estudio en la sección 4.6 y Tabla 4.12 se elaboran los ratios de rendimiento para la evaluación del proyecto:

Tabla 5.17 Rendimiento de personal de inspección.

Concepto	Cantidad
Cnt. Cdrillas	10
Inspecciones x día	100
Inspecciones x Mes	2 200
Efectividad	10,91%
Nro de Notificaciones	240
% Refacturaciones	50%
Nro Refacturaciones	120
Kwh/Cliente	1 483
Total Kwh/Mes	177 812

5.5.3 Inversión para normalización de suministros con detección

Las detecciones de hurto generan a su vez trabajos de normalización, es decir

trabajos que permiten subsanar situaciones con irregularidad y que califica al servicio eléctrico como fuera de norma. Para corregir las conexiones indebidas detectadas se necesita de mano de obra y materiales (Tabla 5.18 y 5.19).

Tabla 5.18 Mano de obra para trabajos de normalización

Actividad	p.u.	Cant.	Total
Instalación de nuevos suministros 1f aéreos	37,40	1	37
Instalación de nuevos suministros 1f subterráneos	71,18	1	71
Instalación de nuevos suministros 3f aéreos	38,00	1	38
Instalación de nuevos suministros 3f subterráneos	73,89	1	74
Cambio/reposición de medidores Monof.	5,73	76	436
Cambio/reposición de medidores trif.	5,73	15	90
Reposición o cambio de termomagnético	4,22	46	194
Cambio reparación de acometida Monof.	43,13	21	923
Cambio reparación de acometida Trifásica.	43,13	15	652
Reparación de conex. tipo DAC-DAE	16,89	2	34
Cambio de caja toma T-30, L, LT	27,75	46	1 272
Roturación y reparación de vereda	34,99	73	2 555
Traslado de conex. Subterránea	75,40	3	189
Traslado de conex. Aérea	37,70	1	38
Soldar tapa L, LT	15,08	76	1 147
			7 749

Tabla 5.19 Materiales en normalización

Actividad	p.u.	Cant.	Total
Instalación de nuevos suministros 1f aéreos	165,08	1	165
Instalación de nuevos suministros 1f subterráneos	137,92	1	138
Instalación de nuevos suministros 3f aéreos	467,78	1	468
Instalación de nuevos suministros 3f subterráneos	471,01	1	471
Cambio/reposición de medidores Monof.	1,06	76	81
Cambio/reposición de medidores trif.	279,00	16	4 369
Reposición o cambio de termomagnético	10,82	46	496
Cambio reparación de acometida Monof.	72,07	21	1 542
Cambio reparación de acometida Trifásica.	121,73	15	1 842
Reparación de conex. tipo DAC-DAE	44,70	2	89
Cambio de caja toma T-30, L, LT	26,83	46	1 230
Roturación y reparación de vereda	-	73	-
Traslado de conex. Subterránea	65,14	3	163
Traslado de conex. Aérea	92,30	1	92
Soldar tapa L, LT	-	76	-
	TOTAL S/.		11 146

El Total de inversión para las cuadrillas de inspección y trabajos de normalización asciende a S/. 1,093,501, como se indica en la tabla 5.19.

Tabla 5.20 Total inversión inspecciones y normalización.

Conceptos	Inversión S/.
Total Cuadrillas inspección	72 230
Total Mano de Obra Normalización	7 749
Total Materiales normalización	11 146
Total Inversión mensual	91 125
Total Inversión anual Inspección y normalización	1 093 501

Por lo tanto la inversión total del proyecto Instalación de Totalizadores ascenderá a:

Tabla 5.21 Total inversión proyecto instalación de totalizadores

Conceptos	Inversión
Total Inversión Instalación totalizadores (S/.)	282 290
Total Inversión anual Inspección y normalización (S/.)	1 093 501
Total Inversión de Proyecto Instalación totalizadores (S/.)	1 375 791
Total Inversión de Proyecto Instalación totalizadores (USD)	388 642

5.6 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto están dados por tres conceptos que se indican a continuación:

- Mayor ingreso por aumento de facturación: Antes de la detección de la irregularidad en un suministro, se perdía una determinada cantidad de energía; sin embargo, luego de la detección y de su respectiva normalización, se considera que un 70% de dicha energía retornará a la empresa mediante la propia facturación y por lo tanto se valorizará al costo de la venta de la energía.
- Mayor ingreso por menores compras: Así mismo un 30% de la energía que anteriormente se perdía debido a una irregularidad, ya no será reflejada en la facturación. Por lo tanto la empresa tampoco comprará dicha energía, por lo tanto este hecho significa un ahorro en las compras de la energía, en tal sentido se valorizará al precio de compra de la empresas distribuidora.
- Cobranza de CNR: Además los casos que se hayan detectado estarán sujetos a una respectiva valorización para el recupero de energía, que para esta evaluación asciende a 1483 kWh/cliente/mes y que sin embargo será considerada sólo en un 80%. Esta energía se valorizará al precio de venta.

En tal sentido para el análisis económico se consideran los precios y tipos de cambio como se indica en la Tabla 5.22:

Tabla 5.22 Parámetros de evaluación económica

Parámetros para evaluación	Valor
Energía a mayor facturación %	70%
Energía a menores compras %	30%
Decrecimiento efectividad anual	-2%
Factor cobranza CNR	80%
Horizonte (años)	10
Tipo de cambio 1USD en Nuevos Soles	3,54

5.6.1 Ingresos en el primer año

Se compone de lo siguiente:

a. Aumento de facturación.

Se considera un ingreso escalonado debido a que en el primer año el aumento de facturación es aplicable a los casos que se detectan a partir del mes de detección en adelante. Por ello mientras que enero tiene un beneficio por doce meses, diciembre tiene un beneficio de sólo un mes.

Cabe señalar que de acuerdo a la tabla 5.17, el rendimiento del recupero será de 177812 kWh/mes, sin embargo sólo se considerarán ingresos mensuales de la décima parte de dicho rendimiento en aplicación del Art. 92 de la Ley de concesiones eléctricas. Además el monto obtenido será disminuido al 70% de acuerdo a los parámetros de evaluación (Tabla 5.22) lo que da como resultado un ingreso mensual de 12 MWh. (ver Tabla 5.23)

Tabla 5.23 Ingresos por Aumento de Facturación año 1

Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Tot al
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	149
	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	137
		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	124
			12	12	12	12	12	12	12	12	12	112
				12	12	12	12	12	12	12	12	100
					12	12	12	12	12	12	12	87
						12	12	12	12	12	12	75
							12	12	12	12	12	62
								12	12	12	12	50
									12	12	12	37
										12	12	25
											12	12

Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Tot al	Unid
12	25	37	50	62	75	87	100	112	124	137	149	971	MWh
3	6	10	13	16	19	23	26	29	32	36	39	252	MS/.
1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	11	71	MUS\$

b. Menores compras

Se considera un ingreso escalonado debido a que en el primer año los beneficios de menores son aplicables a los casos que se detectan a partir del mes de detección en adelante. Así mismo como en el caso del aumento de facturación, se considera que el ahorro en menores comprar retornará a la empresa sólo en su décima parte y además estará afectada del 30% según los parámetros de evaluación, obteniendo un ingreso mensual de 5 MWh. (ver Tabla 5.24)

Tabla 5.24 Ingresos por Menores Compras año 1

Ene -03	Feb -03	Mar -03	Abr -03	May -03	Jun -03	Jul -03	Ago -03	Sep -03	Oct -03	Nov -03	Dic -03	Tot al
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	64
	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	59
		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	53
			5	5	5	5	5	5	5	5	5	48
				5	5	5	5	5	5	5	5	43
					5	5	5	5	5	5	5	37
						5	5	5	5	5	5	32
							5	5	5	5	5	27
								5	5	5	5	21
									5	5	5	16
										5	5	11
											5	5

Ene -03	Feb -03	Mar -03	Abr -03	May -03	Jun -03	Jul -03	Ago -03	Sep -03	Oct -03	Nov -03	Dic -03	Tot al	Unid
5	11	16	21	27	32	37	43	48	53	59	64	416	MWh
1	2	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	62	MS/.
0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	18	MUS\$

c. Facturación o Cobranza CNR

Como se muestra en la Tabla 5.25 se considera un cargo mensual de 177 812 kWh según el rendimiento obtenido en la tabla 5.17.

Tabla 5.25 Ingresos por Facturación o Cobranza CNR

Ene -03	Feb -03	Mar -03	Abr -03	May -03	Jun -03	Jul- 03	Ago -03	Sep -03	Oct -03	Nov -03	Dic -03	Total	Unid
178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	2 134	MWh
46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	555	MS/.
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	157	MUS \$

5.6.2 Ingresos para el año dos

Sólo se consideran ingresos por aumento de facturación y menores compras.

a. Aumento de Facturación

En la Tabla 5.26 se muestra los ingresos mensuales desde el mes de enero

2002). Luego se confecciona la Tabla 5.28 Flujo de Ingresos Anuales del Proyecto, en base a los ingresos de los años 1 y años siguientes calculados en las secciones anteriores. Así mismo se considera una Cobranza de CNR tan sólo para el primer año.

5.7 Análisis de rentabilidad

En la Tabla 5.29 muestra el flujo de caja con una inversión de USD 388 642 (Ver Tabla 5.21) en el año cero y beneficios anuales tomados de la Tabla 5.28 para un horizonte de 10 años.

a. Consideraciones:

- **Costo de operación y mantenimiento:** 2.5% sobre el monto de inversión en materiales.
- **Depreciación acelerada:** 10 % sobre el monto de inversión en materiales.
- **Utilidades antes de participación de los trabajadores:** resulta de la diferencia del Margen (Ingresos – gastos) disminuido de las depreciaciones.
- **Participación de Utilidades para trabajadores:** 5% del monto obtenido antes de participación de utilidades.
- **Utilidades después de participación de trabajadores:** resulta de la diferencia del monto utilidades antes de participación y el monto de participación de los trabajadores.
- **Impuestos de ley:** ascienden al 30% del monto obtenido como utilidades después de participación de trabajadores.
- **Utilidad después de impuestos:** Es la diferencia del monto de utilidades después de participación de trabajadores y los impuestos de ley.
- **Flujo de caja neto:** resulta de la adición del monto obtenido como Utilidad después de impuesto y la depreciación.

b. Ratios de Rentabilidad

- **Valor Actual Neto (VAN):** Se obtiene de la diferencia de los flujos anuales de caja calculados al valor presente (empleando la tasa de descuento de 15,10%) y del monto de inversión. Es así que se obtiene VAN positivo de USD 147 400; lo que significa que los flujos anuales calculados al valor presente con la tasa de descuento de 15,10% son mayores a la inversión inicial en USD 147 400, lo que a su vez representa un buen indicador de rentabilidad para proyecto.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es la tasa que empleada como tasa de descuento resulta un VAN de cero. En este caso se obtuvo una TIR de 25,29% muy superior a la tasa de descuento de 15,10% empleada en el cálculo, lo que muestra un buen rendimiento para el proyecto.

Tabla 5.29 Cuadro de resumen de flujo de caja

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (I)											
Aumento de Facturación		71,31	129,01	123,85	121,27	118,69	116,11	113,53	110,95	108,37	105,79
Menores Compras		17,63	31,90	30,62	29,98	29,35	28,71	28,07	27,43	26,79	26,16
Cobranza de CNR		87,76	37,61								
TOTAL INGRESOS		176,70	198,52	154,47	151,25	148,03	144,82	141,60	138,38	135,16	131,94
Gastos (G)											
Costo oper y manto (2.5% inver. mater)		2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
TOTAL GASTOS		2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Margen (M = I – G)		174,14	195,96	151,91	148,69	145,47	142,25	139,04	135,82	132,60	129,38
Deprec (10 años) (D)		10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24	10,24
Deprec Obras Civiles (D)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad de part. de trab. (UAPT=M-D)		163,89	185,71	141,67	138,45	135,23	132,01	128,79	125,58	122,36	119,14
Particip. de Trabaj. (PT = 5%*UAPT)		8,19	9,29	7,08	6,92	6,76	6,60	6,44	6,28	6,12	5,96
Utilidad desp. trab. (UDPT=UAPT-PT)		155,70	176,43	134,58	131,53	128,47	125,41	122,35	119,30	116,24	113,18
Impuestos (IM = 30%*UDPT)		46,71	52,93	40,37	39,46	38,54	37,62	36,71	35,79	34,87	33,95
Utilidad desp. impuestos UDI = UDPT-IM		108,99	123,50	94,21	92,07	89,93	87,79	85,65	83,51	81,37	79,23
Inversión (Io)	388,64										
Valor residual (VR)											0,00
Ahorro Pago Imp.(APIM=-0,335*UAPT)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - Io + VR + APIM	-388,64	119,23	133,74	104,45	102,31	100,17	98,03	95,89	93,75	91,61	89,47

Tasa de dscto		12,00%	14,70%	15,10%	16,73%	17,99%	20,00%
VAN		213,39	156,17	148,47	118,88	97,85	67,24
TIR				25,36%			

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Respecto a la rentabilidad de las inversiones, el método de balance de energía logró una mayor cantidad de energía reducida respecto a los otros métodos (para cinco mil inspecciones en promedio), significando mayores ingresos a la compañía. Cabe señalar además que la energía obtenida como reducción fue en un periodo inmediatamente posterior a la aplicación del método convencional, lo que castiga sobremanera el método de balance de energía.
2. En cuanto a la cuantificación de las pérdidas, al final de las 5 001 inspecciones realizadas por el método convencional no se logra determinar el nivel de las pérdidas de las subestaciones trabajadas, sin embargo mediante el método de balance se logró conocer los niveles de pérdidas, en términos de porcentaje y cantidad de energía, a partir de las mediciones y balances tal como se muestra en el anexo D. Esta cuantificación de las pérdidas permite establecer el nivel de criticidad de cada subestación mediante la calificación de “controlada”, “crítica” o “muy crítica” (ver Tabla 4.3). Así mismo en el anexo B se muestra que para el caso de las 38 subestaciones que fueron calificadas en la primera medición como “críticas” o “muy críticas” (ver Tabla 4.8) se realizó una segunda medición luego de las inspecciones a fin de verificar la reducción esperada. Es aquí donde radica la importancia de la medición y el método de balance pues a partir del beneficio de la cuantificación de las pérdidas se logra verificar si una determinada subestación cuenta con los niveles de pérdidas deseados.
3. Respecto a la optimización de los recursos, en la Tabla 4.8 se verifica que son 69 las subestaciones en estado de “controlada”, 30 las subestaciones con calificación “crítica” y 8 subestaciones con calificación “muy crítica”. Estas calificaciones permiten destinar las cuadrillas de inspección a las subestaciones con mayores niveles de pérdidas y de ésta manera optimizar los recursos que con los métodos convencionales eran destinados a las subestaciones en la misma proporción.
4. Respecto a la efectividad de las inspecciones, en la tabla resumen 4.12 se observa que con el método convencional se lograron 211 detecciones mientras que con el método de balance se obtuvieron 527 detecciones, todo ello sobre similar cantidad de

inspecciones, 5 001 con los métodos convencionales y 4 838 con el método de balance. Este rendimiento se traduce en una mayor efectividad para el método de balance ascendente a 10,89% contra un 4,22% para los métodos convencionales. Cabe indicar que en el proceso de mediciones y balance de energía para el caso de estudio, se tomaron lecturas a los medidores de los suministros, lo que permitió realizar proyecciones de consumos mensuales y compararlos con los consumos históricos. Este ejercicio permitió verificar clientes que de manera sospechosa registraban mayor consumo al usual o por el contrario se retraían en sus consumos, lo que finalmente derivó en detección de casos de manipulaciones bajo la modalidad de retroceso de lectura o conexiones directas prescindiendo del medidor. Por lo tanto se concluye que el método del balance logra una mayor efectividad pues permite detectar manipulaciones o irregularidades que mediante los métodos convencionales resultaría complicado realizar.

5. En cuanto a la reducción y control de las pérdidas, del anexo D se logra verificar que mediante el método de balance es posible obtener los niveles de pérdidas de las subestaciones y así concentrar los recursos en dichas zonas y, a partir de ello lograr una reducción efectiva de las pérdidas no técnicas de energía. Así mismo de implementarse este sistema de balance de manera permanente como se propone en el capítulo V, será posible realizar un control mes a mes de las pérdidas por cada subestación. En tal sentido se concluye que el sistema de balance de energía se comporta no sólo como una herramienta vital para la reducción de las pérdidas sino además como un sistema de monitoreo permanente de los niveles de pérdidas, aportando significativamente a la gestión de control y reducción sostenida de las pérdidas no técnicas de la empresa concesionaria.

Recomendaciones

1. Se recomienda implementar el método de balance de energía en las subestaciones de distribución como sistema complementario a las técnicas convencionales de análisis de consumos, de tal modo que se logre disminuir las pérdidas y además tener un control de las subestaciones medidas.
2. Se recomienda la implementación del proyecto Instalación de Totalizadores para obtener los beneficios cualitativos y de rentabilidad económica tal como se describe en la Tabla 5.29 donde se muestra el flujo de caja, además del Valor Actual Neto VAN positivo y ascendente a USD 148 469, y una Tasa Interna de Retorno TIR de 25,36% mucho mayor a la tasa descuento de 15,10%, lo que señala un buen rendimiento de la inversión mayor al mínimo requerido.
3. Se recomienda seguir cada paso del proceso del método de balance de energía en el capítulo IV a fin de lograr una adecuada medición de las pérdidas de energía.

4. Se recomienda aplicar las técnicas de detección de clientes sospechosos tal como se muestra en la sección 4.3.2. y en la Tabla 4.6
5. Se recomienda la aplicación de la técnica de selección de las subestaciones con la mayor probabilidad de rendimiento descrito en el capítulo V, pues ésta técnica ha sido probada en el caso de estudio y es el resultado de diferentes ensayos en la experiencia profesional.

ANEXOS

ANEXO A ALGORITMO DE LA TÉCNICA QUIEBRES DE CONSUMO

Para un mejor entendimiento se presenta a continuación el algoritmo y diagrama de flujo de la técnica de quiebres de consumo.

Se considera una base de datos con los consumos mensuales (Figura A.1):

- N : Número de meses iniciales de análisis
- M : Número de meses finales de análisis
- P1: Consumo Promedio Inicial
- P2: Consumo Promedio Final
- PP: Razón de proporcionalidad entre el consumo final versus el inicial
- Q: Valor mínimo de disminución para marcar como sospechoso.
- F : Fecha mínima de inspección

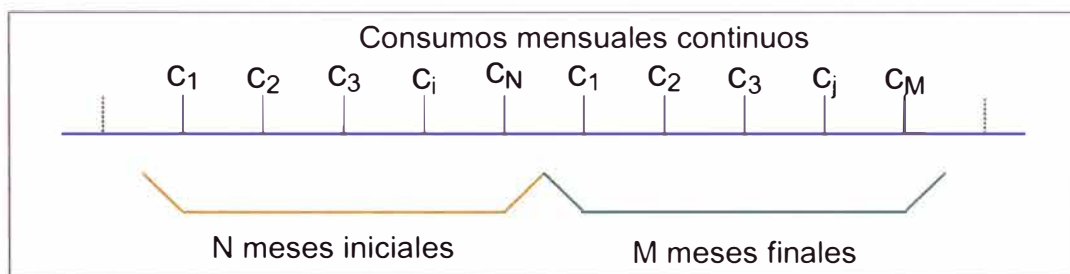


Figura A.1 Representación de consumos mensuales

Paso 1: Ingresar el valor de **N**

Paso 2: Ingresar el valor de **M**

Paso 3: Ingresar el valor mínimo de disminución **Q**

Paso 4: Ingresar la fecha mínima de inspección **F**

Paso 5: Tomar de la base de datos los consumos mensuales **C_i**

Paso 6: Calcular **P1** con la fórmula siguiente.

$$P1 = \left(\frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_i + C_N}{N} \right) \quad (A.1)$$

Paso 7: Calcular **P2** con la fórmula siguiente.

$$P2 = \left(\frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_j + C_M}{M} \right) \quad (A.2)$$

Paso 8: Calcular **PP** con la fórmula siguiente.

$$PP = \frac{P2}{P1} \quad (A.3)$$

Paso 9: Evaluación de resultados

Condición 1: Fecha última inspección < Fecha de mínima inspección

Condición 2: $PP < Q$

Si se cumple que la Condición 1 y la Condición 2, entonces se debe marcar al cliente como sospechoso, y además generar una base de clientes marcados como sospechosos. Ver en la Figura A.2 el diagrama de flujo descrito.

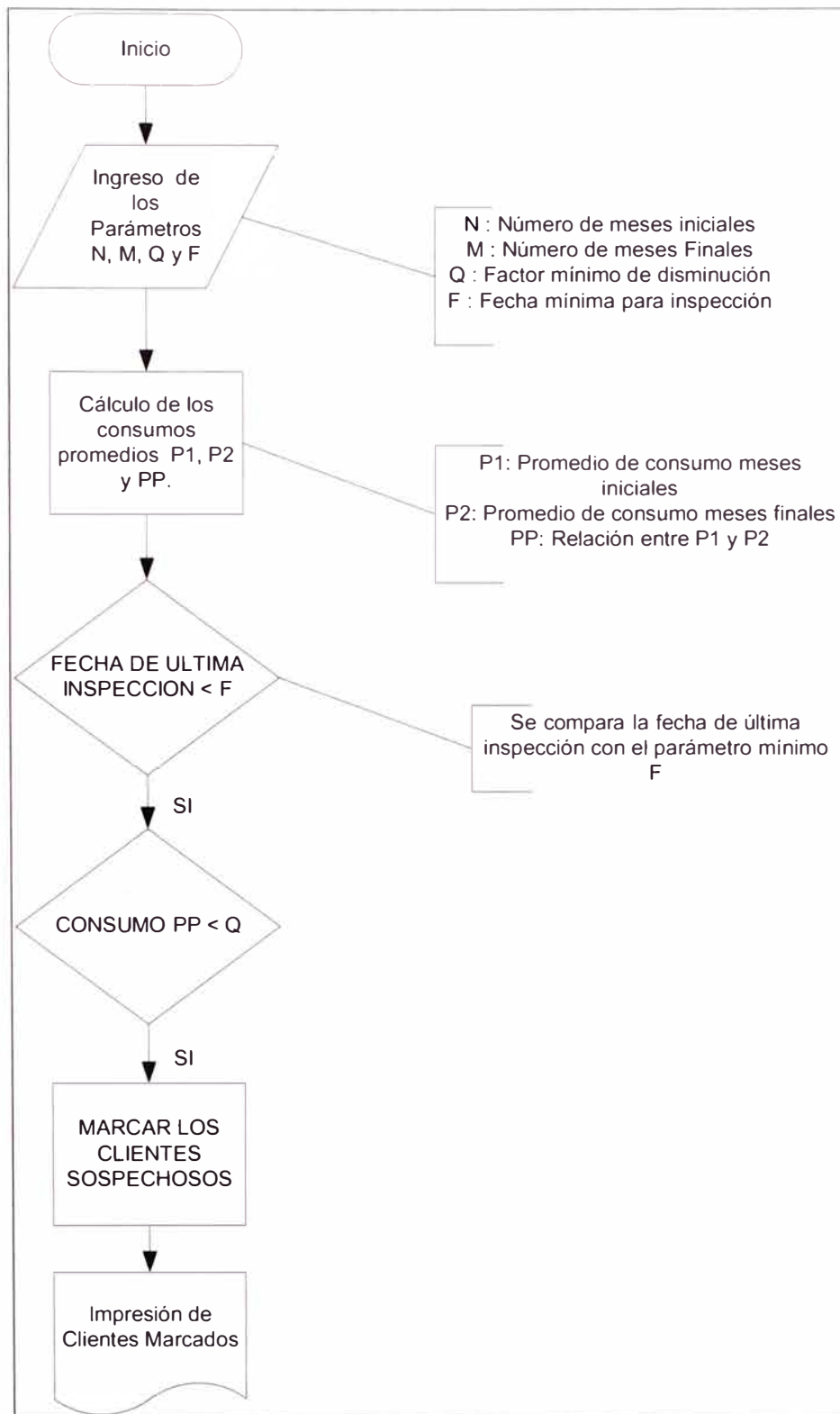


Figura A.2 Diagrama de flujo

ANEXO B. CALIFICACIONES DE LAS SUBESTACION DEL CASO DE ESTUDIO

En este anexo se incluyen las siguientes tablas:

Tabla B.1 Calificación Comercial

Tabla B.3 Calificación Hurto

Tabla B.5 Calificación Máxímetros

Tabla B.7 Calificación Trifásicos

Tabla B.1 Calificación Comercial

Item	SED's	clientes	comercial	% comercial	20% Calificación
1	00014S	497	147	30%	comercial
2	00027S	937	149	16%	
3	00032S	281	35	12%	
4	00037S	606	23	4%	
5	00048S	42	24	57%	comercial
6	00096S	66	45	68%	comercial
7	00114S	97	79	81%	comercial
8	00119S	318	131	41%	comercial
9	00139S	1	1	100%	comercial
10	00219S	70	6	9%	
11	00235S	294	85	29%	comercial
12	00253S	25	5	20%	
13	00255S	4	2	50%	comercial
14	00287S	113	13	12%	
15	00298S	79	14	18%	
16	00347S	195	32	16%	
17	00377S	72	72	100%	comercial
18	00410S	353	93	26%	comercial
19	00427S	291	50	17%	
20	00483S	15	7	47%	comercial
21	00543S	34	25	74%	comercial
22	00573S	154	19	12%	
23	00992S	493	31	6%	
24	01253S	214	47	22%	comercial
25	01351S	76	3	4%	
26	01367S	341	23	7%	
27	01368S	204	50	25%	comercial

Item	SED's	clientes	comercial	% comercial	20% calificación
28	01492S	2	2	100%	comercial
29	01916S	63	33	52%	comercial
30	01921S	5	3	60%	comercial
31	01937S	220	115	52%	comercial
32	02377A	252	16	6%	
33	02525A	3	3	100%	comercial
34	02562A	234	18	8%	
35	02563A	39	4	10%	
36	02739A	264	25	9%	
37	02824A	35	6	17%	
38	02834A	82	7	9%	
39	03185A	193	23	12%	
40	03285A	30	6	20%	
41	03436A	230	21	9%	
42	03483A	192	15	8%	
43	03531A	7	3	43%	comercial
44	03655A	37	7	19%	
45	03937A	30	30	100%	comercial
46	03945A	145	25	17%	
47	03953A	23	23	100%	comercial
48	04166A	29	12	41%	comercial
49	04167A	29	4	14%	
50	04168A	11	6	55%	comercial
51	04171A	43	14	33%	comercial
52	04176A	20	13	65%	comercial
53	04186A	61	6	10%	
54	04199A	16	6	38%	comercial

Tabla B.2 Calificación Comercial (continuación)

Item	SED's	clientes	comercial	% comercial	20% Calificación
55	04327A	30	2	7%	
56	04339A	1	1	100%	comercial
57	04343A	31	19	61%	comercial
58	04388A	275	25	9%	
59	04628A	20	6	30%	comercial
60	04706A	2	2	100%	comercial
61	04840A	39	19	49%	comercial
62	04952A	206	11	5%	
63	04999A	409	36	9%	
64	05121C	1	1	100%	comercial
65	05365C	15	0	0%	
66	05480C	144	6	4%	
67	05521C	16	2	13%	
68	05944C	122	34	28%	comercial
69	06195C	174	7	4%	
70	06317C	22	3	14%	
71	06445C	156	7	4%	
72	06451C	144	17	12%	
73	06452C	316	12	4%	
74	07108C	302	17	6%	
75	07232C	315	37	12%	
76	07234C	8	2	25%	comercial
77	07306C	186	18	10%	
78	07307C	138	10	7%	
79	07328C	75	7	9%	
80	07331C	96	13	14%	
81	07337C	44	12	27%	comercial

Item	SED's	clientes	comercial	% comercial	20% Calificación
82	07409C	112	18	16%	
83	07414C	57	10	18%	
84	07500C	408	74	18%	
85	07700C	330	27	8%	
86	07782C	112	16	14%	
87	07783C	55	3	5%	
88	08296C	141	5	4%	
89	08304C	4	3	75%	comercial
90	08594C	6	5	83%	comercial
91	08770C	269	40	15%	
92	08802C	61	23	38%	comercial
93	09042C	143	77	54%	comercial
94	12047A	77	35	45%	comercial
95	12048A	28	10	36%	comercial
96	20108A	51	24	47%	comercial
97	20249A	111	8	7%	
98	20285A	158	10	6%	
99	20623A	82	2	2%	
100	21692A	63	2	3%	
101	21708A	119	34	29%	comercial
102	21709A	144	9	6%	
103	21989A	8	5	63%	comercial
104	22019A	302	8	3%	
105	22089A	58	46	79%	comercial
106	22213A	5	5	100%	comercial
107	22250A	105	11	10%	

Tabla B.3 Calificación Hurto

Item	SED'S	TOTAL	HURTO	% HURTO	10% Calificación
1	00014S	497	90	18%	hurto
2	00027S	937	96	10%	hurto
3	00032S	281	108	38%	hurto
4	00037S	606	157	26%	hurto
5	00048S	42	4	10%	
6	00096S	66	33	50%	hurto
7	00114S	97	63	65%	hurto
8	00119S	318	41	13%	hurto
9	00139S	1	1	100%	hurto
10	00219S	70	26	37%	hurto
11	00235S	294	36	12%	hurto
12	00253S	25	6	24%	hurto
13	00255S	4	3	75%	hurto
14	00287S	113	40	35%	hurto
15	00298S	79	7	9%	
16	00347S	195	67	34%	hurto
17	00377S	72	41	57%	hurto
18	00410S	353	131	37%	hurto
19	00427S	291	77	26%	hurto
20	00483S	15	5	33%	hurto
21	00543S	34	8	24%	hurto
22	00573S	154	28	18%	hurto
23	00992S	493	52	11%	hurto
24	01253S	214	42	20%	hurto
25	01351S	76	8	11%	hurto
26	01367S	341	35	10%	hurto
27	01368S	204	43	21%	hurto

Item	SED'S	TOTAL	HURTO	% HURTO	10% Calificación
28	01492S	2	2	100%	hurto
29	01916S	63	28	44%	hurto
30	01921S	5	5	100%	hurto
31	01937S	220	45	20%	hurto
32	02377A	252	34	13%	hurto
33	02525A	3	3	100%	hurto
34	02562A	234	31	13%	hurto
35	02563A	39	6	15%	hurto
36	02739A	264	27	10%	hurto
37	02824A	35	31	89%	hurto
38	02834A	82	30	37%	hurto
39	03185A	193	29	15%	hurto
40	03285A	30	6	20%	hurto
41	03436A	230	36	16%	hurto
42	03483A	192	59	31%	hurto
43	03531A	7	1	14%	hurto
44	03655A	37	11	30%	hurto
45	03937A	30	28	93%	hurto
46	03945A	145	22	15%	hurto
47	03953A	23	7	30%	hurto
48	04166A	29	11	38%	hurto
49	04167A	29	5	17%	hurto
50	04168A	11	6	55%	hurto
51	04171A	43	7	16%	hurto
52	04176A	20	8	40%	hurto
53	04186A	61	9	15%	hurto
54	04199A	16	8	50%	hurto

Tabla B.4 Calificación Hurto (Continuación)

Item	SED'S	TOTAL	HURTO	% HURTO	10% Calificación
55	04327A	30	12	40%	hurto
56	04339A	1	1	100%	hurto
57	04343A	31	9	29%	hurto
58	04388A	275	28	10%	hurto
59	04628A	20	4	20%	hurto
60	04706A	2	2	100%	hurto
61	04840A	39	12	31%	hurto
62	04952A	206	97	47%	hurto
63	04999A	409	79	19%	hurto
64	05121C	1	0	0%	
65	05365C	15	0	0%	
66	05480C	144	28	19%	hurto
67	05521C	16	4	25%	hurto
68	05944C	122	32	26%	hurto
69	06195C	174	23	13%	hurto
70	06317C	22	3	14%	hurto
71	06445C	156	28	18%	hurto
72	06451C	144	32	22%	hurto
73	06452C	316	36	11%	hurto
74	07108C	302	32	11%	hurto
75	07232C	315	47	15%	hurto
76	07234C	8	0	0%	
77	07306C	186	50	27%	hurto
78	07307C	138	28	20%	hurto
79	07328C	75	14	19%	hurto
80	07331C	96	18	19%	hurto
81	07337C	44	11	25%	hurto

Item	SED'S	TOTAL	HURTO	% HURTO	10% Calificación
82	07409C	112	14	13%	hurto
83	07414C	57	19	33%	hurto
84	07500C	408	210	51%	hurto
85	07700C	330	61	18%	hurto
86	07782C	112	34	30%	hurto
87	07783C	55	20	36%	hurto
88	08296C	141	71	50%	hurto
89	08304C	4	1	25%	hurto
90	08594C	6	4	67%	hurto
91	08770C	269	53	20%	hurto
92	08802C	61	13	21%	hurto
93	09042C	143	37	26%	hurto
94	12047A	77	16	21%	hurto
95	12048A	28	14	50%	hurto
96	20108A	51	40	78%	hurto
97	20249A	111	20	18%	hurto
98	20285A	158	21	13%	hurto
99	20623A	82	13	16%	hurto
100	21692A	63	25	40%	hurto
101	21708A	119	52	44%	hurto
102	21709A	144	44	31%	hurto
103	21989A	8	4	50%	hurto
104	22019A	302	87	29%	hurto
105	22089A	58	4	7%	
106	22213A	5	2	40%	hurto
107	22250A	105	16	15%	hurto

Tabla B.5 Calificación Máxímetros

Item	SED'S	Total	Máxímetros	% Máxímetros	5% calificación
1	00014S	497	14	3%	
2	00027S	937	8	1%	
3	00032S	281	6	2%	
4	00037S	606	7	1%	
5	00048S	42	16	38%	maxímetros
6	00096S	66	9	14%	maxímetros
7	00114S	97	29	30%	maxímetros
8	00119S	318	12	4%	
9	00139S	1	1	100%	maxímetros
10	00219S	70	6	9%	maxímetros
11	00235S	294	7	2%	
12	00253S	25	12	48%	maxímetros
13	00255S	4	4	100%	maxímetros
14	00287S	113	3	3%	
15	00298S	79	8	10%	maxímetros
16	00347S	195	11	6%	maxímetros
17	00377S	72	13	18%	maxímetros
18	00410S	353	7	2%	
19	00427S	291	2	1%	
20	00483S	15	10	67%	maxímetros
21	00543S	34	6	18%	maxímetros
22	00573S	154	5	3%	
23	00992S	493	7	1%	
24	01253S	214	6	3%	
25	01351S	76	1	1%	
26	01367S	341	2	1%	
27	01368S	204	2	1%	

Item	SED'S	Total	Máxímetros	% Máxímetros	5% calificación
28	01492S	2	2	100%	maxímetros
29	01916S	63	27	43%	maxímetros
30	01921S	5	1	20%	maxímetros
31	01937S	220	9	4%	
32	02377A	252	1	0%	
33	02525A	3	3	100%	maxímetros
34	02562A	234	1	0%	
35	02563A	39	2	5%	maxímetros
36	02739A	264	1	0%	
37	02824A	35	1	3%	
38	02834A	82	2	2%	
39	03185A	193	1	1%	
40	03285A	30	2	7%	maxímetros
41	03436A	230	1	0%	
42	03483A	192	1	1%	
43	03531A	7	4	57%	maxímetros
44	03655A	37	1	3%	
45	03937A	30	1	3%	
46	03945A	145	2	1%	
47	03953A	23	2	9%	maxímetros
48	04166A	29	1	3%	
49	04167A	29	3	10%	maxímetros
50	04168A	11	2	18%	maxímetros
51	04171A	43	3	7%	maxímetros
52	04176A	20	1	5%	
53	04186A	61	1	2%	
54	04199A	16	1	6%	maxímetros

Tabla B.6 Calificación Maximetros (continuación)

Item	SED'S	Total	Maxímetros	% Maxímetros	5% calificación
55	04327A	30	1	3%	
56	04339A	1	1	100%	maxímetros
57	04343A	31	4	13%	maxímetros
58	04388A	275	1	0%	
59	04628A	20	3	15%	maxímetros
60	04706A	2	2	100%	maxímetros
61	04840A	39	3	8%	maxímetros
62	04952A	206	4	2%	
63	04999A	409	2	0%	
64	05121C	1	1	100%	maxímetros
65	05365C	15	3	20%	maxímetros
66	05480C	144	1	1%	
67	05521C	16	5	31%	maxímetros
68	05944C	122	2	2%	
69	06195C	174	1	1%	
70	06317C	22	9	41%	maxímetros
71	06445C	156	1	1%	
72	06451C	144	1	1%	
73	06452C	316	5	2%	
74	07108C	302	1	0%	
75	07232C	315	3	1%	
76	07234C	8	3	38%	maxímetros
77	07306C	186	1	1%	
78	07307C	138	1	1%	
79	07328C	75	4	5%	maxímetros
80	07331C	96	1	1%	
81	07337C	44	1	2%	

Item	SED'S	Total	Maxímetros	% Maxímetros	5% Calificación
82	07409C	112	1	1%	
83	07414C	57	1	2%	
84	07500C	408	6	1%	
85	07700C	330	3	1%	
86	07782C	112	1	1%	
87	07783C	55	1	2%	
88	08296C	141	2	1%	
89	08304C	4	2	50%	Maxímetros
90	08594C	6	6	100%	Maxímetros
91	08770C	269	1	0%	
92	08802C	61	3	5%	
93	09042C	143	7	5%	
94	12047A	77	1	1%	
95	12048A	28	1	4%	
96	20108A	51	2	4%	
97	20249A	111	2	2%	
98	20285A	158	1	1%	
99	20623A	82	1	1%	
100	21692A	63	2	3%	
101	21708A	119	1	1%	
102	21709A	144	1	1%	
103	21989A	8	2	25%	maxímetros
104	22019A	302	3	1%	
105	22089A	58	3	5%	maxímetros
106	22213A	5	1	20%	maxímetros
107	22250A	105	3	3%	

Tabla B.7 Calificación Trifásicos

Item	SED'S	FASE		Total	% Trifásicos	30% Calificación
		M	T			
1	00014S	424	73	497	15%	
2	00027S	779	158	937	17%	
3	00032S	248	33	281	12%	
4	00037S	562	44	606	7%	
5	00048S	4	38	42	90%	Trifásicos
6	00096S	48	18	66	27%	
7	00114S	66	31	97	32%	Trifásicos
8	00119S	272	46	318	14%	
9	00139S	1	0	1	0%	
10	00219S	64	6	70	9%	
11	00235S	252	42	294	14%	
12	00253S	1	24	25	96%	Trifásicos
13	00255S	0	4	4	100%	Trifásicos
14	00287S	107	6	113	5%	
15	00298S	41	38	79	48%	Trifásicos
16	00347S	156	39	195	20%	
17	00377S	46	26	72	36%	Trifásicos
18	00410S	301	52	353	15%	
19	00427S	270	21	291	7%	
20	00483S	3	12	15	80%	Trifásicos
21	00543S	22	12	34	35%	Trifásicos
22	00573S	133	21	154	14%	
23	00992S	439	54	493	11%	
24	01253S	195	19	214	9%	
25	01351S	70	6	76	8%	
26	01367S	304	37	341	11%	
27	01368S	168	36	204	18%	

Item	SED'S	FASE		Total	% Trifásicos	30% Calificación
		M	T			
28	01492S	2	0	2	0%	
29	01916S	42	21	63	33%	trifásicos
30	01921S	0	5	5	100%	trifásicos
31	01937S	146	74	220	34%	trifásicos
32	02377A	233	19	252	8%	
33	02525A	0	3	3	100%	trifásicos
34	02562A	229	5	234	2%	
35	02563A	18	21	39	54%	trifásicos
36	02739A	188	76	264	29%	
37	02824A	32	3	35	9%	
38	02834A	68	14	82	17%	
39	03185A	178	15	193	8%	
40	03285A	13	17	30	57%	trifásicos
41	03436A	222	8	230	3%	
42	03483A	187	5	192	3%	
43	03531A	1	6	7	86%	trifásicos
44	03655A	26	11	37	30%	
45	03937A	28	2	30	7%	
46	03945A	138	7	145	5%	
47	03953A	10	13	23	57%	trifásicos
48	04166A	11	18	29	62%	trifásicos
49	04167A	15	14	29	48%	trifásicos
50	04168A	4	7	11	64%	trifásicos
51	04171A	7	36	43	84%	trifásicos
52	04176A	3	18	21	86%	trifásicos
53	04186A	57	4	61	7%	
54	04199A	1	15	16	94%	trifásicos

Tabla B.8 Calificación Trifásicos (continuación)

Item	SED'S	FASE		Total	%	30%
		M	T			
55	04327A	29	1	30	3%	
56	04339A	0	1	1	100%	Trifásicos
57	04343A	19	12	31	39%	Trifásicos
58	04388A	254	21	275	8%	
59	04628A	12	8	20	40%	Trifásicos
60	04706A	0	2	2	100%	Trifásicos
61	04840A	32	7	39	18%	
62	04952A	198	8	206	4%	
63	04999A	394	15	409	4%	
64	05121C	0	1	1	100%	Trifásicos
65	05365C	0	15	15	100%	Trifásicos
66	05480C	138	6	144	4%	
67	05521C	4	12	16	75%	Trifásicos
68	05944C	100	22	122	18%	
69	06195C	168	6	174	3%	
70	06317C	4	18	22	82%	Trifásicos
71	06445C	151	5	156	3%	
72	06451C	136	8	144	6%	
73	06452C	297	19	316	6%	
74	07108C	263	39	302	13%	
75	07232C	297	18	315	6%	
76	07234C	1	7	8	88%	Trifásicos
77	07306C	178	8	186	4%	
78	07307C	131	7	138	5%	
79	07328C	65	10	75	13%	
80	07331C	92	4	96	4%	
81	07337C	41	3	44	7%	

Item	SED'S	FASE		Total	%	30%
		M	T			
82	07409C	106	6	112	5%	
83	07414C	53	4	57	7%	
84	07500C	359	49	408	12%	
85	07700C	305	25	330	8%	
86	07782C	104	8	112	7%	
87	07783C	50	5	55	9%	
88	08296C	136	5	141	4%	
89	08304C	0	4	4	100%	trifásicos
90	08594C	0	6	6	100%	trifásicos
91	08770C	256	13	269	5%	
92	08802C	8	53	61	87%	trifásicos
93	09042C	105	38	143	27%	
94	12047A	68	9	77	12%	
95	12048A	25	3	28	11%	
96	20108A	44	7	51	14%	
97	20249A	95	16	111	14%	
98	20285A	147	11	158	7%	
99	20623A	79	3	82	4%	
100	21692A	57	6	63	10%	
101	21708A	116	3	119	3%	
102	21709A	139	5	144	3%	
103	21989A	2	6	8	75%	trifásicos
104	22019A	289	13	302	4%	
105	22089A	34	24	58	41%	trifásicos
106	22213A	0	5	5	100%	trifásicos
107	22250A	98	7	105	7%	

ANEXO C CONSUMO PROMEDIO POR GIRO DE NEGOCIO – CERCADO DE LIMA

Item	Descripción del giro	Prom Kwh	Item	Descripción del giro	Prom kwh
1	Farmacias	415	29	Mercados campos feriales supermercados	627
2	Boticas	454	30	Mercados	218
3	Ferreterías	326	31	Campos feriales	682
4	Similares ferreterías	480	32	Autoservicios	1 415
5	Confecciones	2 057	33	Mercados, supermercados autoservicios	204
6	Similares confecciones, sastrería	279	34	Centros comerciales	345
7	Garajes	446	35	Iglesias	959
8	Depósitos	299	36	Bancos	1 425
9	Discotecas pubs night clubs bares similares	628	37	Oficinas en general	214
10	Restaurantes	540	38	Hipertiemendas de venta de artefactos eléctricos	1 175
11	Chifas	795	39	Tiendas de venta de artefactos eléctricos	682
12	Pollerías	2 102	40	Similares a tiendas de artefactos eléctricos	562
13	Pizzerías	1 335	41	Imprentas talleres offset similares	608
14	Expendios de comida en general	402	42	Imprentas	899
15	Tragamonedas	4 819	43	Talleres offset	1 044
16	Talleres de metalmecánica	515	44	Similares a imprentas talleres offset	343
17	Talleres de soldadura	269	45	Panaderías bodegas pastelerías	761
18	Talleres de vulcanizado	227	46	Panaderías	673
19	Talleres de carpintería	321	47	Bodegas	340
20	Renovadoras de calzado	473	48	Pastelerías	1 099
21	Hoteles	742	49	Similares a panadería, bodegas	373
22	Hostales	628	50	Lavanderías	529
23	Hospedajes	357	51	Peluquerías	384
24	Institutos	643	52	Centro de estética	363
25	Colegios	339	53	Estudios fotográficos	812
26	Clubes	498	54	Cabinas internet	678
27	Centro odontológico	366	55	Servicios generales	555
28	Ópticas	709	56	Cabinas telefónicas	403

ANEXO D. MEDICIONES PARA BALANCE DE ENERGÍA

Item	Código SED	Distrito	Fecha Instal Totaliz	cnt clientes	1ERA MEDICION				INSPECCION				2DA MEDICION			Calificación	
					F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación	Fecha	Cnt Inspecc	Cnt CNR Curs.	E. Cursada kWh/mes	F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes		
1	04339A	Lima	01/10	1	11/10	2%	320	Control		0	0	0					
2	00255S	Lima	03/10	4	11/10	6%	309	Control		0	0	0					
3	08594C	Lima	04/10	6	12/10	0%	61	Control		0	0	0					
4	00483S	Lima	05/10	15	11/10	7%	3 856	Control	05/10	3	1	83	15/10	7%	3 773		
5	00543S	Lima	06/10	34	14/10	0%	76	Control		0	0	0					
6	01916S	Lima	08/10	63	18/10	0%	441	Control		0	0	0					
7	00377S	Lima	09/10	72	16/10	6%	3 116	Control		0	0	0					
8	00114S	Jes M.	12/10	97	19/10	7%	2 787	Control	12/10	1	1	1 109	22/10	4%	1 678		
9	08304C	Callao	14/10	4	22/10	1%	24	Control		0	0	0					
10	22213A	Callao	15/10	5	24/10	4%	15	Control		0	0	0					
11	03953A	Callao	17/10	23	26/10	0%	39	Control		0	0	0					
12	04343A	Callao	18/10	31	26/10	6%	1 008	Control		0	0	0					
13	04628A	Agust	19/10	20	27/10	2%	43	Control		0	0	0					
14	04706A	SJL	20/10	2	28/10	4%	200	Control		0	0	0					
15	02525A	SJL	21/10	3	30/10	4%	1 500	Control		0	0	0					
16	01921S	SJL	22/10	5	30/10	4%	290	Control		0	0	0					
17	03531A	SJL	23/10	7	01/11	6%	5 049	Control		0	0	0					
18	21989A	SJL	24/10	8	01/11	47%	7 071	Muy Cr	24/10	3	3	6 460	03/11	4%	611	Control	
19	04168A	SJL	25/10	11	03/11	1%	113	Control		0	0	0					
20	04199A	SJL	27/10	16	05/11	3%	1 344	Control		0	0	0					
21	04171A	SJL	30/10	43	07/11	11%	13 210	Critica	30/10	41	8	12 086	09/11	1%	1 124	Control	
22	05121C	Lima	01/11	1	07/11	4%	508	Control		0	0	0					
23	07234C	Lima	03/11	8	12/11	2%	853	Control		0	0	0					
24	05521C	Lima	04/11	16	12/11	1%	418	Control		0	0	0					
25	06317C	Lima	05/11	22	13/11	6%	3 359	Control		0	0	0					

Item	Código SED	Distrito	Fecha Instal Totaliz	cnt clientes	1ERA MEDICION				INSPECCION			2DA MEDICION				
					F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación	Fecha	Cnt Inspecc	Cnt CNR Curs.	E. Cursada kWh/mes	F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación
26	00253S	Lima	06/11	25	15/11	5%	3 126	Control		0	0	0				
27	03285A	Lima	07/11	30	17/11	9%	1 400	Crítica	07/11	23	4	500	17/11	6%	900	Control
28	00048S	Lima	09/11	42	17/11	2%	302	Control		0	0	0				
29	01937S	Lima	11/11	220	17/11	9%	5 227	Crítica	11/11	105	7	1 666	21/11	6%	3 561	Control
30	22089A	Breña	13/11	58	21/11	1%	52	Control		0	0	0				
31	01492S	Callao	15/11	2	25/11	3%	613	Control		0	0	0				
32	00096S	Callao	17/11	66	25/11	9%	9 914	Crítica	17/11	62	9	1 400	27/11	8%	8 514	Control
33	02563A	Agust	25/11	39	03/12	5%	493	Control		0	0	0				
34	04176A	SJL	27/11	20	05/12	2%	379	Control		0	0	0				
35	04167A	SJL	29/11	29	09/12	2%	1 896	Control		0	0	0				
36	04166A	SJL	01/12	29	11/12	3%	253	Control		0	0	0				
37	04840A	SJL	02/12	39	10/12	2%	521	Control		0	0	0				
38	08802C	SJL	04/12	61	14/12	10%	4 705	Crítica	04/12	20	5	1 527	14/12	7%	3 178	Control
39	00139S	Rimac	06/12	1	14/12	2%	148	Control		0	0	0				
40	12048A	Lima	07/12	28	15/12	6%	155	Control		0	0	0				
41	07337C	Lima	08/12	44	15/12	1%	31	Control		0	0	0				
42	00219S	Lima	10/12	70	16/12	5%	2 180	Control	10/12	1	1	173	20/12	5%	2 007	
43	07328C	Lima	12/12	75	20/12	5%	629	Control		0	0	0				
44	12047A	Lima	14/12	77	21/12	7%	587	Control		0	0	0				
45	00298S	Lima	15/12	79	22/12	3%	1 640	Control		0	0	0				
46	09042C	Lima	17/12	143	26/12	6%	4 932	Control		0	0	0				
47	00347S	Lima	21/12	195	29/12	5%	1 971	Control		0	0	0				
48	00410S	Lima	24/12	353	02/01	13%	12 434	Crítica	24/12	216	17	5 196	03/01	8%	7 239	Control
49	00014S	Lima	27/12	497	02/01	4%	5 100	Control		0	0	0				
50	00235S	Breña	31/12	294	09/01	6%	4 183	Control		0	0	0				
51	00119S	Breña	01/01	318	08/01	8%	6 523	Control	01/01	183	8	1 738	11/01	6%	4 785	
52	20108A	Jes M.	02/01	51	10/01	2%	92	Control		0	0	0				
53	05365C	Callao	03/01	15	12/01	1%	126	Control		0	0	0				

Item	Código SED	Distrito	Fecha Instal Totaliz	cnt clientes	1ERA MEDICION				INSPECCION				2DA MEDICION			Calificación
					F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación	Fecha	Cnt Inspecc	Cnt CN R Curs.	E. Cursada kWh/mes	F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	
54	05944C	Agust	05/01	122	14/01	9%	3,794	Crítica	05/01	105	8	1,807	15/01	5%	1987	Control
55	01368S	Agust	06/01	204	13/01	13%	10,743	Crítica	06/01	174	22	4,809	16/01	7%	5934	Control
56	03937A	SJL	08/01	30	18/01	15%	3,594	Muy Cr	08/01	15	7	1,710	18/01	8%	1884	Control
57	01253S	SJL	09/01	214	17/01	5%	2,606	Control		0	0	0				
58	21708A	Rimac	10/01	119	18/01	2%	572	Control		0	0	0				
59	01351S	Lima	11/01	76	19/01	9%	1,348	Crítica	11/01	13	1	252	21/01	7%	1096	Control
60	02834A	Lima	13/01	82	22/01	6%	880	Control		0	0	0				
61	07331C	Lima	15/01	96	23/01	11%	2,391	Crítica	15/01	62	8	770	25/01	7%	1621	Control
62	08296C	Lima	16/01	141	26/01	25%	5,753	Muy Cr	16/01	107	17	5,631	26/01	1%	122	Control
63	06195C	Lima	18/01	174	27/01	3%	1,116	Control		0	0	0				
64	04952A	Lima	20/01	206	26/01	13%	2,909	Crítica	20/01	82	23	1,835	30/01	5%	1074	Control
65	00032S	Lima	21/01	281	31/01	9%	6,622	Crítica	21/01	176	18	4,697	31/01	3%	1925	Control
66	22019A	Lima	27/01	302	05/02	26%	13,776	Muy Cr	27/01	213	32	11,492	06/02	4%	2284	Control
67	07500C	Lima	29/01	408	07/02	10%	6,694	Crítica	29/01	265	13	4,108	08/02	4%	2586	Control
68	04999A	Lima	30/01	409	08/02	15%	10,760	Muy Cr	30/01	255	59	9,725	09/02	1%	1035	Control
69	00027S	Lima	31/01	937	10/02	7%	38,528	Control	31/01	1	1	135	10/02	7%	38392	
70	20623A	Jes M.	17/02	82	25/02	6%	448	Control		0	0	0				
71	02824A	Callao	18/02	35	24/02	7%	737	Control		0	0	0				
72	07783C	Callao	20/02	55	28/02	6%	392	Control		0	0	0				
73	20249A	Callao	22/02	111	01/03	1%	130	Control		0	0	0				
74	07782C	Callao	23/02	112	03/03	2%	436	Control		0	0	0				
75	03483A	Callao	24/02	192	04/03	2%	440	Control		0	0	0				
76	08770C	Callao	25/02	269	05/03	8%	2,947	Control		0	0	0				
77	20285A	SMP	27/02	158	08/03	7%	1,876	Control		0	0	0				
78	07414C	Agust	28/02	57	08/03	8%	1,079	Control	28/02	3	2	103	10/03	7%	976	
79	07409C	Agust	01/03	112	11/03	8%	1,393	Control	01/03	4	2	84	11/03	8%	1308	
80	00287S	Agust	03/03	113	10/03	66%	27,059	Muy Cr	03/03	72	7	24,463	13/03	6%	2596	Control
81	07307C	Agust	09/03	138	19/03	8%	1,928	Crítica	09/03	1	1	113	19/03	8%	1815	Control

Item	Código SED	Distrito	Fecha Instal Totaliz	cnt clientes	1ERA MEDICION				INSPECCION				2DA MEDICION			
					F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación	Fecha	Cnt Inspecc	Cnt CNR Curs.	E. Cursada kWh/mes	F_Balance	% Pérdida	E_Pérdida kWh/mes	Calificación
82	05480C	Agust	10/03	144	18/03	7%	1 552	Control	10/03	1	1	167	20/03	6%	1 385	
83	07306C	Agust	12/03	186	18/03	11%	3 718	Crítica	12/03	5	4	1 019	22/03	8%	2 699	Control
84	03185A	Agust	14/03	193	21/03	12%	2 894	Crítica	14/03	180	10	1 469	24/03	6%	1 425	Control
85	02562A	Agust	15/03	234	22/03	15%	3 525	Crítica	15/03	191	9	1 879	25/03	7%	1 646	Control
86	02377A	Agust	17/03	252	23/03	7%	2 980	Control		0	0	0				
87	02739A	Agust	19/03	264	28/03	8%	5 074	Crítica	19/03	180	4	337	29/03	8%	4 737	Control
88	04388A	Agust	21/03	275	28/03	19%	10 431	Muy Cr	21/03	212	21	7 920	31/03	5%	2 511	Control
89	00427S	Agust	23/03	291	30/03	11%	5 528	Crítica	23/03	57	22	3 775	02/04	3%	1 753	Control
90	07232C	Agust	26/03	315	04/04	7%	3 755	Control	26/03	5	3	1 899	05/04	3%	1 856	
91	07700C	Agust	27/03	330	03/04	12%	6 626	Crítica	27/03	92	14	4 435	06/04	4%	2 191	Control
92	01367S	Agust	29/03	341	04/04	8%	5 586	Crítica	29/03	270	16	1 393	08/04	6%	4 193	Control
93	00992S	Agust	30/03	493	07/04	11%	11 925	Crítica	30/03	187	12	3 309	09/04	8%	8 616	Control
94	00037S	Agust	03/04	606	12/04	18%	22 749	Muy Cr	03/04	428	57	14 410	13/04	7%	8 339	Control
95	04327A	SJL	04/04	30	11/04	4%	106	Control		0	0	0				
96	03655A	SJL	06/04	37	14/04	1%	144	Control		0	0	0				
97	04186A	SJL	08/04	61	15/04	3%	500	Control		0	0	0				
98	06451C	SJL	09/04	144	16/04	11%	3 033	Crítica	09/04	124	6	1 259	19/04	6%	1 774	Control
99	03945A	SJL	10/04	145	20/04	10%	2 395	Crítica	10/04	39	6	824	20/04	7%	1 570	Control
100	00573S	SJL	11/04	154	20/04	9%	946	Crítica	11/04	95	6	613	21/04	3%	333	Control
101	06445C	SJL	13/04	156	22/04	7%	2 410	Control		0	0	0				
102	03436A	SJL	15/04	230	22/04	11%	5 395	Crítica	15/04	82	5	2 103	25/04	7%	3 292	Control
103	07108C	SJL	17/04	302	25/04	9%	2 709	Crítica	17/04	118	5	382	27/04	7%	2 327	Control
104	06452C	SJL	18/04	316	25/04	8%	5 186	Crítica	18/04	228	13	1 513	28/04	6%	3 674	Control
105	21692A	Rima	22/04	63	30/04	9%	1 054	Crítica	22/04	16	1	929	02/05	1%	125	Control
106	22250A	Rima	23/04	105	01/05	3%	1 094	Control		0	0	0				
107	21709A	Rima	25/04	144	03/05	12%	3 721	Crítica	25/04	122	27	3 010	05/05	2%	711	Control

ANEXO E ACTIVIDADES DE INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

Se consideran en total 19 actividades:

Actividad 1 Construcción y Colocación de Murete

Comprende:

- Construcción de Murete con la caja LT incluida, de acuerdo a normas de la empresa concesionaria.
- Incluye colocación del Tubo.
- Incluye colocación de tablero de madera.
- Incluye colocación de cerradura.
- Traslado del murete al lugar de la instalación.
- Instalación de murete, con una profundidad mínima de 30cm sobre el nivel del piso. Además debe contar con cimentación de concreto en la base del murete.
- Rotura y Reparación de vereda en los casos que fuera necesario.
- Retiro y eliminación de desmonte.
- Caja LT será proporcionada por la empresa concesionaria.
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén

2. Actividad 2 Cambio / Instalación de caja LT

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Retiro de caja deteriorada si fuese el caso.
- Acondicionar pared para instalar la nueva caja (picado de pared) de acuerdo a las Dimensiones de la caja.
- Colocación de caja nueva LT.
- Incluye colocación de tablero de madera.
- Incluye colocación de cerradura.
- Resanar pared, material proporcionado por el Contratista.
- Retiro y eliminación de desmonte.
- Caja LT será proporcionada por la empresa concesionaria.
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén

Actividad 3 Cableado y entubado en SED aérea

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Subida a poste con tubo PVC mayor a ¾". Desde el murete hasta las barras del

- Transformador si fuera necesario.
- Enzunchado del tubo PVC con fleje de acero, a razón de 03 enzunchadas por cada 02 metros.
- Colocación de 07 cables TW ó similar por la tubería desde los transformadores de corriente hasta el medidor y, de acuerdo al código de colores establecido por el área usuaria.
- Señalización de las fases de tensión y corriente con marcadores proporcionados por el contratista.
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén

Actividad 4 Cableado y entubado en SED Compacta

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Colocación de tubo PVC mayor a $\frac{3}{4}$ ". Desde las barras del transformador hasta el murete.
- Enzunchado del tubo PVC con fleje de acero ó colocación de grapas según sea el caso.
- Colocación de 07 cables TW ó similar por la tubería desde los transformadores de corriente hasta el medidor y, de acuerdo al código de colores establecido por el área usuaria.
- Señalización de las fases de tensión y corriente con marcadores proporcionados por el contratista.
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén.

Actividad 5 Cableado y entubado en SED Convencionales

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Colocación de tubo PVC mayor a $\frac{3}{4}$ ". Desde las barras del tablero ó del cable de comunicación hasta la caja de la fachada.
- Colocación de 07 cables TW ó similar por la tubería desde los transformadores de corriente hasta el medidor y, de acuerdo al código de colores establecido por el área usuaria.
- Señalización de las fases de tensión y corriente con marcadores proporcionados por el contratista.
- La colocación de las grapas en el tubo se efectuarán a razón de 03 grapas por cada 02 metros.
- Se resanará la pared que se pico para colocar los tubos y finalmente se cubrirá con

pintura base de color blanco.

- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén.

Actividad 6 Cambio / Instalación de Medidor

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Retiro de medidor defectuoso.
- Colocación y conexionado de medidor nuevo.
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén.

Actividad 7 Cambio / Instalación de Transformadores de corriente

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Retiro de transformadores de corriente defectuosos, con tensión retirando transformadores de núcleo partido ó sin tensión retirando transformadores fijos (convencionales).
- Colocación y conexionado de los nuevos transformadores, con tensión instalando transformadores de núcleo partido ó sin tensión utilizando transformadores fijos (convencionales).
- Devolución del material proporcionado a nuestro almacén.

Actividad 8 .- Colocación de seguro en caja LT

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Material colocado por el Contratista.
- Barra horizontal pasante, material Fe negro 220x50x6mm.
- Incluye la colocación de la cerradura 05 pines.

Actividad 9 .- Soldado de tapa L, LT

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Material colocado por el Contratista.
- Colocación de 06 puntos de soldadura eléctrica en caja.

Actividad 10 Reparación y rotura de vereda o asfalto hasta 10 cm de espesor

Comprende (en m²):

- Trazo y marcación.

- Ejecución de rotura de vereda con y sin máquina de acuerdo al estado y las dimensiones de los pavimentos.
- Eliminación de cascotes y desmonte en general.

Para la reparación de vereda:

- Perfilado de todo el paño bruña a bruña.
- Compactado del área a reparar.
- Vertido de concreto del camión con carretilla, mezcladora o premezclado según el área a reparar.
- Reparación de vereda o pista con cubierta de hormigón hasta 10 cm de espesor (en el caso de veredas incluye perfilado de todo el paño, acabados del piso, frotachado, pulido y curado).
- Eliminación de cascotes del perfilado y limpieza del lugar.
- Material colocado por el Contratista (obra vendida).

Actividad 11 Reparación y rotura de vereda o asfalto mayor a 10 cm de espesor

Comprende (en m²):

- Trazo y marcación.
- Ejecución de rotura de vereda con y sin máquina de acuerdo al estado y las dimensiones de los pavimentos.
- Eliminación de cascotes y desmonte en general.

Para la reparación de vereda:

- Perfilado de todo el paño bruña a bruña.
- Compactado del área a reparar.
- Vertido de concreto del camión con carretilla, mezcladora o premezclado según el área a reparar.
- Reparación de vereda o pista con cubierta de hormigón mayor a 10 cm de espesor (en el caso de veredas incluye perfilado de todo el paño, acabados del piso, frotachado, pulido y curado).
- Eliminación de cascotes del perfilado y limpieza del lugar.
- Material colocado por el Contratista (obra vendida).

Actividad 12.- Inspección de SED: aéreas, compactas y convencionales

Comprende:

- Toma de datos de terreno según formato entregado por la empresa concesionaria. Datos de medidor Totalizador, AP y corriente homopolar.
- Ejecución de pinzado de cargas en cable de comunicación y AP de la SED. Uso de pinzas amperimétricas adecuadas.

Actividad 13 .- Toma y proporción de fotos

Comprende:

- Toma de fotos en la SED's inspeccionadas / Edificios. La cámara deberá tener fechadora.
- El contratista proporcionará las cámaras fotográficas, los rollos y será de su cargo el revelado.

Actividad 14 Cambio / Instalación de cajas tomas F1, F2 y F3 con LT – 3B

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Acondicionar pared para instalar la nuevas cajas tomas (picar pared).
- Incluye colocación de tablero.
- Incluye colocación de cerradura.
- Colocación de cajas nuevas.
- Resanar pared.
- Montar en la caja toma, las lozas portafusibles, barras, cableado del medidor.
- Instalación ó cambio de reductores.
- Materiales proporcionados por el Contratista: Cemento, arena y otros materiales menudos.
- Devolución del material a nuestro almacén.

Actividad 15 Cambio / Instalación de acometidas en cajas tomas

Comprende:

- Transporte del material desde el lugar indicado por la empresa concesionaria hasta la obra.
- Retiro de acometida defectuosa.
- Realización de empalmes en cable NKY, NYY hasta 300mm².
- Cableado y entubado de acometida hasta la caja toma.
- Tarrajear, resanar y pintar (con pintura base) las paredes.
- Materiales proporcionados por el Contratista: Cemento, arena y otros materiales menudos.
- Devolución del material a nuestro almacén.

Actividad 16 Tapiado de cajas y tomas antiguas

Comprende:

- Retiro de cajas y/o tomas.
- Tapiar nicho anterior.
- Tarrajear, resanar y pintar (con pintura base) las paredes.
- Trasladar el material retirado al almacén.

Actividad 17 Canalización y pasado a muro

Comprende:

- Picado de pared y colocación de tubo de 3m.
- Resanar pared.
- Tarrajear, resanar y pintar (con pintura base) las paredes.

Actividad 18 Inspección de suministros

Comprende:

- Aviso previo al cliente.
- Verificación del conexionado del medidor.
- Pinzado de la carga y la corriente homopolar.

Actividad 19 Construcción Buzón Mediano con tapa 0.5 x 0.7 x 1 m

Comprende:

- Trazo y marcación
- Apertura de Zanja en cualquier tipo de terreno con cable o sin cable
- Construcción de encofrado y/o estructuras de fierro
- Vertido de concreto según el volumen a cubrir empleándose carretilla, mezcladora o premezclado.
- Los acabados deben ser frotachados y pulidos
- Construcción de tapas de concreto con seguro para candado.
- Eliminación de cascotes del perfilado y limpieza del lugar.
- Llenar el interior con arena fina hasta el 75% de su altura.
- Suministro de todo material necesario a costo del contratista.

ANEXO F GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acometida	Cable que deriva de la red matriz aérea o subterránea
Empalme	Unión entre el cable matriz y el cable de acometida
Alimentador	Circuito en media tensión (10 kV) de una subestación de transmisión
Bobina de corriente	Electroimán con algunas espiras gruesas en el contador de energía
Bobina de tensión	Bobina de alto número de espiras delgadas en el contador de energía
BT	Baja Tensión (220 volts)
Caja portamedidor	Caja donde se instala el contador de energía
Caja toma	caja donde se instala el cable de acometida y el sistema de protección del suministro
CNR	Consumo No Registrado
Contador de energía	Medidor de energía
Contómetro	Elemento conformador por tambores numerados y engranajes para integrar la energía
Contraste	comparación de energía entre un medidor patrón y el medidor probado
Disco de medidor	Elemento móvil de aluminio que gira proporcionalmente a la potencia conectada al medidor
Línea interna	Son los cables particulares del cliente que salen del medidor hacia el predio.
Maxímetros	Suministros que cuentan con un medidor electrónico y su caja portamedidor y una caja toma adicional
Medición Indirecta	Es un tipo de medición que incluye un medidor y dos transformadores de corriente
Medidor	Contador de energía
Medidor de Alumbrado Público	Medidor de energía conectado al circuito de alumbrado público
MT	Media Tensión (10 kV)
Numerador	También llamado contómetro
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
Pérdidas comerciales	Pérdidas no técnicas reales
Perdidas Estándares	Pérdidas técnicas en un sistema de dimensión y operación eficiente
Pérdidas físicas	Pérdidas técnicas, producidas por el transporte de la energía en las redes de distribución
Pérdidas No Técnicas	Pérdidas por errores en la facturación, instalación y/o medición
Pérdidas No técnicas Reconocidas	Pérdidas no técnicas estándares reconocidas por el Osinergmin

Pérdidas Técnicas	Pérdidas producidas por el transporte de la energía en las redes de distribución
Pérdidas Técnicas Estándares	Pérdidas técnicas estándares reconocidas por el Osinergmin
Pérdidas Totales	Es la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas
Pinza amperimétrica	Instrumento que registra el valor de la corriente sin interrumpir el circuito
Potencia contratada	Potencia en kW que tiene contratado el cliente con la concesionaria
SED	Subestación de Distribución
Servicio retirado	Suministro sin contrato que no cuenta con sistema de conexión
SET	Subestación de Transmisión
Sistema de medida	Compuesto por el medidor y transformadores si fuera necesario
Sub registro	Registro por debajo de los que realmente corresponden
TIR	Tasa Interna de Retorno
Totalizadores	Sistema de medición que totaliza la energía de una SED
Transformadores Tipo núcleo partido	Transformadores de corriente con núcleo seccionable
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAN	Valor Actual Neto

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Decreto Ley 25844. Perú. Ley de Concesiones Eléctricas. Ministerio De Energía y Minas - Dirección General De Electricidad. Noviembre 1992. Art. 64, 89, 90, 91, 92.
- [2] Decreto Supremo N° 009-93-EM. Perú. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Ministerio De Energía y Minas - Dirección General De Electricidad. Febrero 1993. Art. 143, 171, 172, 173, 177, 181, 202.
- [3] Decreto Legislativo N° 635. Perú. Código Penal. Ministerio de Justicia. Abril 199. Art. 185, 186.
- [4] Resolución Ministerial N° 571-2006-MEM/DM. Perú. Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica". Ministerio De Energía y Minas - Dirección General De Electricidad. Diciembre 2006.
- [5] Factores de Expansión de Pérdidas. Parámetros de Cálculo Tarifario. Informe N° 002-2011-GART. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Enero 2011. 41p.
- [6] Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución. Ratios Comerciales. Anuario Estadístico 2008. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. 65p.
- [7] Pérdidas de Energía por Empresa. Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución. Ratios Comerciales. Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las empresas de Electricidad Año 2010. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. 28p.