

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL

**REDISEÑO DEL PROCESO DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA: “TRANSFORMADOR DE
DISTRIBUCIÓN COMO EJE ARTICULADOR EN LA GESTIÓN
DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA”**

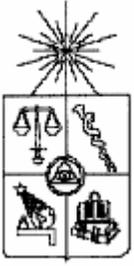
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

MATÍAS EDMUNDO BUSTAMANTE MOLTEDO

**PROFESOR GUÍA:
NICOLAS JADUE MAJLUF**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARIO MORALES PARRAGUE
HERNAN CARDENAS HERMOSILLA**

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2009**



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**REDISEÑO DEL PROCESO DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA: “EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN COMO EJE
ARTICULADOR EN LA GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA”**

MATÍAS EDMUNDO BUSTAMANTE MOLTEDO

**MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2009**

**REDISEÑO DEL PROCESO DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA:
“TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN COMO EJE ARTICULADOR EN LA GESTIÓN DE LAS
PÉRDIDAS DE ENERGÍA”**

Chilectra es la principal empresa distribuidora de energía eléctrica de Chile. Provee electricidad a 33 comunas de la Región Metropolitana superando el 1,5 millones de clientes, siendo la más grande en términos de venta de energía eléctrica. Al 31 de Diciembre del 2007 registra un 5,9% en el indicador de pérdidas de energía, lo que implica un incremento de 0,5 puntos porcentuales respecto al 2006. Sin perjuicio de lo anterior, el nivel de pérdidas de la compañía continúa siendo uno de los más bajos a nivel latinoamericano. Estas pérdidas se clasifican en las pérdidas técnicas y las no técnicas. Las *pérdidas técnicas*, son mermas propias del negocio y no serán tratadas en este trabajo, ya que están relacionadas con las tecnologías usadas en las redes de alta tensión para el transporte de la energía, desde las generadoras hasta las empresas distribuidoras. Las *pérdidas no técnicas* se refieren al mal uso del servicio, así como también a errores administrativos propios del negocio, las cuales corresponden al 1,9% del total de la compra de energía a las generadoras, que suma alrededor de \$15.200 millones al año.

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar e implementar un plan sistemático que permita identificar con el mayor detalle posible a los clientes hurtadores con el fin de disminuir las pérdidas no técnicas de energía asociadas a un Transformador de Distribución, en adelante TD, a un 1% en el largo plazo, ocupando a este último como ente gestor de dichas pérdidas.

Se trabajó con la metodología de mejora de procesos “Seis Sigma” porque ofrece la posibilidad de generar una mejora continua en los procesos y por su enfoque en la satisfacción de los clientes, todo lo cual se encuentra alineado con los objetivos de Chilectra.

Como resultados destacamos la obtención de estimaciones específicas en la cantidad de energía eléctrica perdida sectorizada por la posición geográfica de cada TD, logrando así un mayor nivel de gestión de dichas pérdidas, diseño de redes eléctricas más eficientes, mayor control sobre el grupo de clientes asociados al TD, entre otros. Como consecuencia se obtuvo una fidelización de los clientes de Chilectra.

Finalmente, se tiene que el proyecto permitió detectar las pérdidas no técnicas de energía para la muestra del 0,02% de TD's, demostrando que es posible reducir considerablemente las pérdidas de energía dentro del largo plazo, ya que en el estudio se detectaron pérdidas por \$736.599.000, con un costo de \$352.299.500 para el período Noviembre 2008 – Febrero 2009.

Se recomienda continuar gestionando y controlando los procesos de la Compañía, abarcando nuevas áreas no cubiertas en este proyecto con la metodología Seis Sigma, de manera de fortalecer la orientación al cliente y la mejora continua de procesos críticos de negocio, buscando elevar la satisfacción de los clientes. Además, dada la complejidad del proceso de Reducción de Pérdidas la metodología entregará herramientas y técnicas necesarias para medir, analizar e implementar mejoras en el proceso, como por ejemplo, el diseño de un Data Mart y aplicación de un Datamining en la detección de pérdidas de energía.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes Generales y Cifras Relevantes de la Empresa.....	5
1.2 Sector Eléctrico.....	6
1.3 Sistemas Eléctricos.....	9
1.4 Tarifas del Sector.....	9
2. DEFINICIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	
2.1 Planteamiento de Problema.....	10
2.2 Justificación del Proyecto.....	11
2.3 Objetivos.....	12
2.4 Alcances.....	12
2.5 Resultados Esperados.....	12
3. MARCO CONCEPTUAL	
3.1 ¿Qué es Seis Sigma?.....	13
3.2 Historia y origen de Seis Sigma.....	13
3.3 Beneficios.....	15
3.4 Niveles de desempeño Sigma.....	16
3.5 Principios de Seis Sigma.....	17
3.6 Herramientas Seis Sigma.....	18
3.7 Ciclo DMAIC.....	18
4. DESARROLLO METODOLÓGICO	
4.1 Definición de Pérdidas de Energía Eléctrica.....	20
4.2 Cuantificación de las Pérdidas No Técnicas por sus tipos.....	24
4.3 Situación actual de la detección de Pérdidas No Técnicas de Energía.....	25
4.4 Distribución por Áreas Geográficas.....	28
4.5 Plan Sistemático de Medición del proceso de Reducción de Pérdidas.....	29
5. DESARROLLO DEL PROYECTO	
5.1 Expectativas del Cliente.....	36
5.2 Respuesta a Expectativas del Cliente.....	38
5.3 Criterios de Selección de TD's.....	42
5.4 Estimación de Beneficios.....	42
5.5 Estimación de Costos.....	44
5.6 Proyección para Globalidad de Chilectra.....	46
5.7 Rentabilidad del Proyecto.....	47
5.8 Mejora del Proceso de Micromedición.....	48
6. RESULTADOS	48
7. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	49
8. ANEXOS	
8.1 Anexo 1: Cifras Relevantes de la Empresa.....	50
8.2 Anexo 2: Opciones tarifarias a usuarios finales.....	52
8.3 Anexo 3: Períodos consumo eléctrico.....	56
8.4 Anexo 4: Procedimiento Balance de Energía.....	57
8.5 Anexo 5: Levantamiento y Lecturas Clientes para un TD.....	64
8.6 Anexo 6: TD's considerados en el estudio.....	66

1. Introducción

1.1 Antecedentes Generales y Cifras Relevantes de la Empresa¹

Chilectra S.A. fue constituida por escritura pública el 28 de agosto de 1996. Su capital social es de M\$337.859.212 representado por 1.150.742.161 acciones. Sus acciones cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile. Su negocio principal es explotar, en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas. Sus activos totales ascienden a M\$1.244.512.416 al 31 de diciembre de 2007. El área de concesión de la compañía asciende a 2.118 km² y abarca 33 comunas de la Región Metropolitana, además de las zonas abarcadas por la Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

Chilectra está presente en mercados externos, con concesiones de distribución eléctrica en Argentina, Perú, Brasil y Colombia. En 2008 obtuvo una utilidad del ejercicio de \$257.768 millones, lo que implicó un incremento de \$124.567 millones respecto del resultado neto obtenido en 2007.

El personal de la compañía al 31 de diciembre de 2008 registró una dotación de 670 trabajadores.

Chilectra es la principal empresa de energía eléctrica de Chile. Provee electricidad a 33 comunas de la Región Metropolitana y cuenta hoy con 1.510.971 clientes.

Debido a la consolidación en la distribución de energía eléctrica en Chile, la compañía se propuso ampliar sus operaciones a América Latina, adquiriendo participación en importantes empresas distribuidoras de la región. Esta operación iniciada en 1991, transformó a Chilectra en 2003 en la cabecera de la línea de negocio de Distribución de Endesa en América Latina, con presencia en Argentina a través de Edesur; en Colombia con Codensa; Brasil: con Ampla (Rio de Janeiro) y Coelce (Ceará) y en Perú a través de Edelnor.

Argentina

Edesur S.A., es la empresa trasandina que tiene como objetivo principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur de la ciudad de Buenos Aires y sus alrededores, comprendiendo dos terceras partes de la Capital Federal y doce partidos de la provincia. Su área de concesión abarca 3.309 kms², sirviendo a 2.138.753 clientes. <http://www.edesur.com.ar/>

Brasil

Río de Janeiro: Desde 2004, Chilectra mantiene una participación accionaria en la Companhia de Eletricidade Do Rio de Janeiro Cerj (hoy Ampla).

Ampla es una compañía de distribución de energía que abarca el 73,3% del territorio del estado de Rio de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.054 km². Con una población

¹ Memoria Anual Chilectra S.A. 2007

cercana a los ocho millones de habitantes repartidos en 66 municipios.
www.ampla.com

Fortaleza: En el Nordeste de Brasil, está presente la compañía, en la empresa de distribución de energía del Estado de Ceará, Coelce, que abarca una zona de concesión de 148.825 km²., atendiendo a una población de siete millones de habitantes, representados a través de 2.333.590 clientes.

▶ Colombia

La Compañía Comercializadora y Distribuidora de Energía S.A. (Condensa), distribuye y comercializa energía en Bogotá, capital de Colombia y en 96 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima. Con un área de operaciones de 14.087 km².
<http://www.codensa.com.co/>

▶ Perú

Chilectra está presente en Perú a través de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor, entidad concesionaria del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón.

Edelnor atiende a 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la distribuidora de la zona sur cinco distritos adicionales.

<http://www.edelnor.com/>

1.2 Sector Eléctrico²

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de: generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2004 alcanzó los 48.879,8 gigawatts-hora (GWh). Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysen y Magallanes).

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

² En los anexos (anexo 1) se adjunta información más específica con respecto a las actividades del sector eléctrico.

A continuación se presenta una breve descripción de los distintos participantes del Mercado Eléctrico.

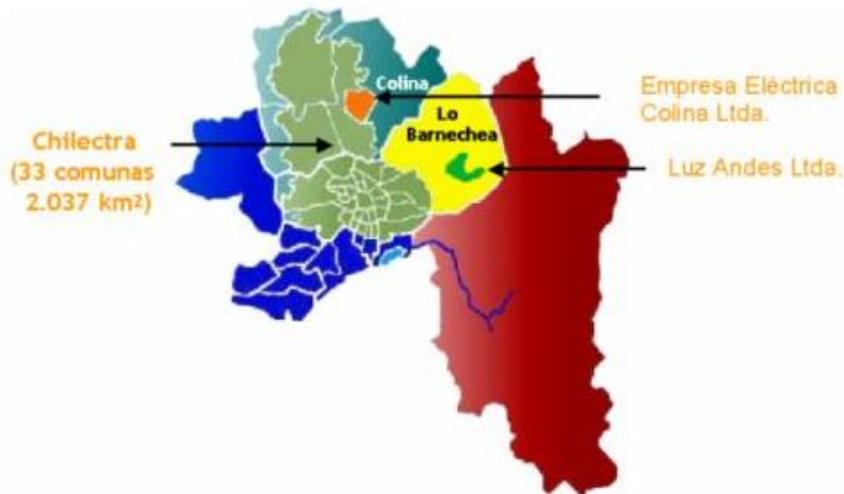
El mercado de la distribución eléctrica es un negocio que se establece mediante áreas de concesión.

Las tarifas son fijadas por la autoridad cada cuatro años, basándose en los costos medios de la empresa modelo.

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de la Región Metropolitana en términos de venta de energía³.

Su área de concesión es de 2.118 Kms², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana: Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, Estación Central, Independencia, La Cisterna, La Florida, La Granja, La Reina, Las Condes, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Pedro Aguirre Cerda, Peñalolén, Pudahuel, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquín, San Miguel, San Ramón, Vitacura, Santiago, Providencia, Huechuraba, Quilicura, Lo Barnechea, Colina, Lampa y Til Til. Además, incluye las zonas abarcadas por Empresa Eléctrica de Colina Limitada y Luz Andes Ltda. (Figura 1)

Figura 1: Mapa área de concesión en la Región Metropolitana.

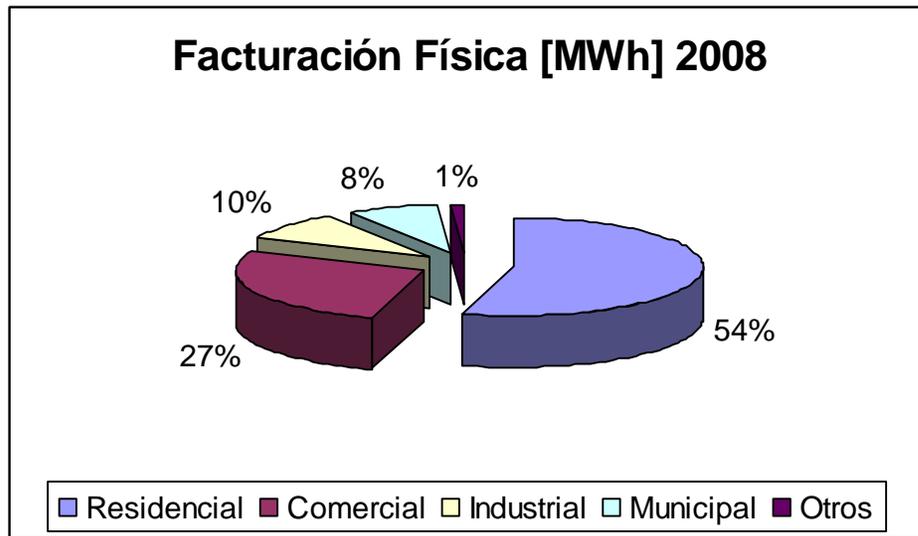


La venta física de energía durante el año 2008 alcanzó a 12.535,2 GWh⁴, inferior en 2,99% al año anterior, que fue menos afectado por restricciones de abastecimiento con motivo de la sequía. (Figura 2)

³ Fuente: CNE- Comisión Nacional de Energía. Sitio web, estadísticas año 2002.

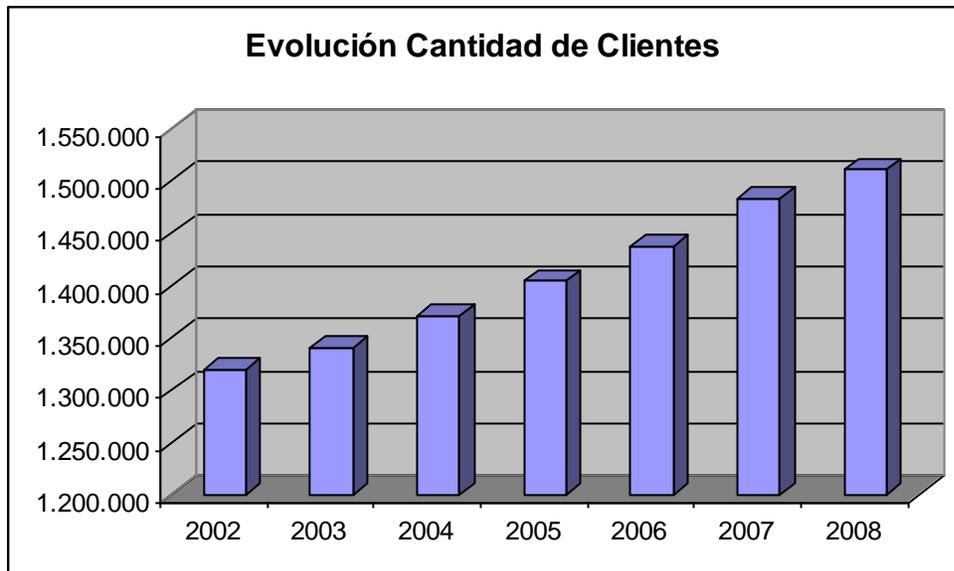
⁴ 1 GWh = 1 millón de KWh.

Figura 2: Facturación Física 2008



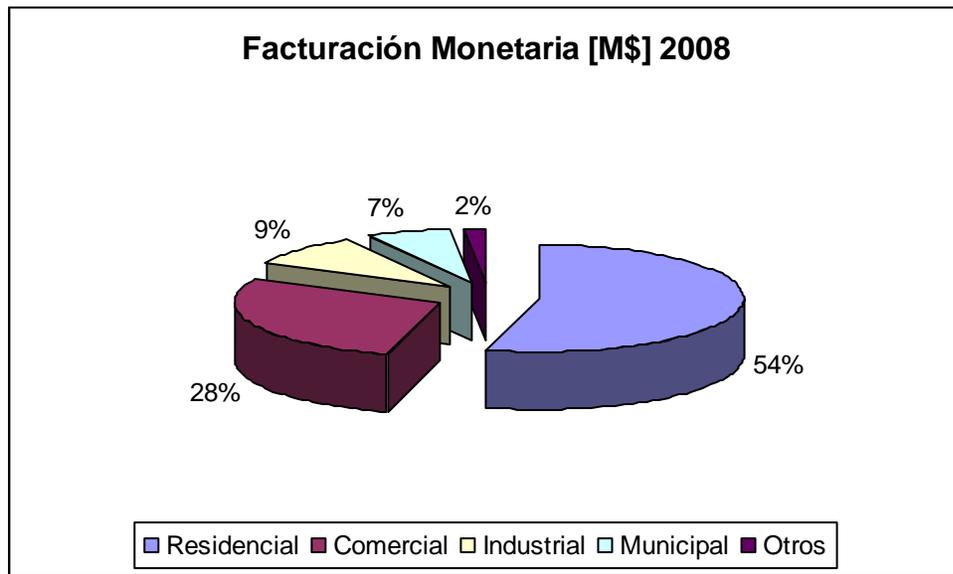
El número de clientes al 31 de Diciembre del 2008 alcanzó a 1.510.971, con un incremento del 3,45% en relación con el 2007. (Figura 3)

Figura 3: Evolución de la cantidad de clientes de la empresa.



Es importante ver los porcentajes de venta que posee la empresa en función de la actividad, ya que esto afectará el alcance que se le dará al proyecto, según los intereses de la empresa. (Figura 4)

Figura 4: Energía Vendida por Actividad.



1.3 Sistemas Eléctricos

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país.

1.4 Tarifas del Sector⁵

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores.

⁵ En los anexos (anexo 2) se adjunta información más específica con respecto a las tarifas del sector eléctrico.

Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado).

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

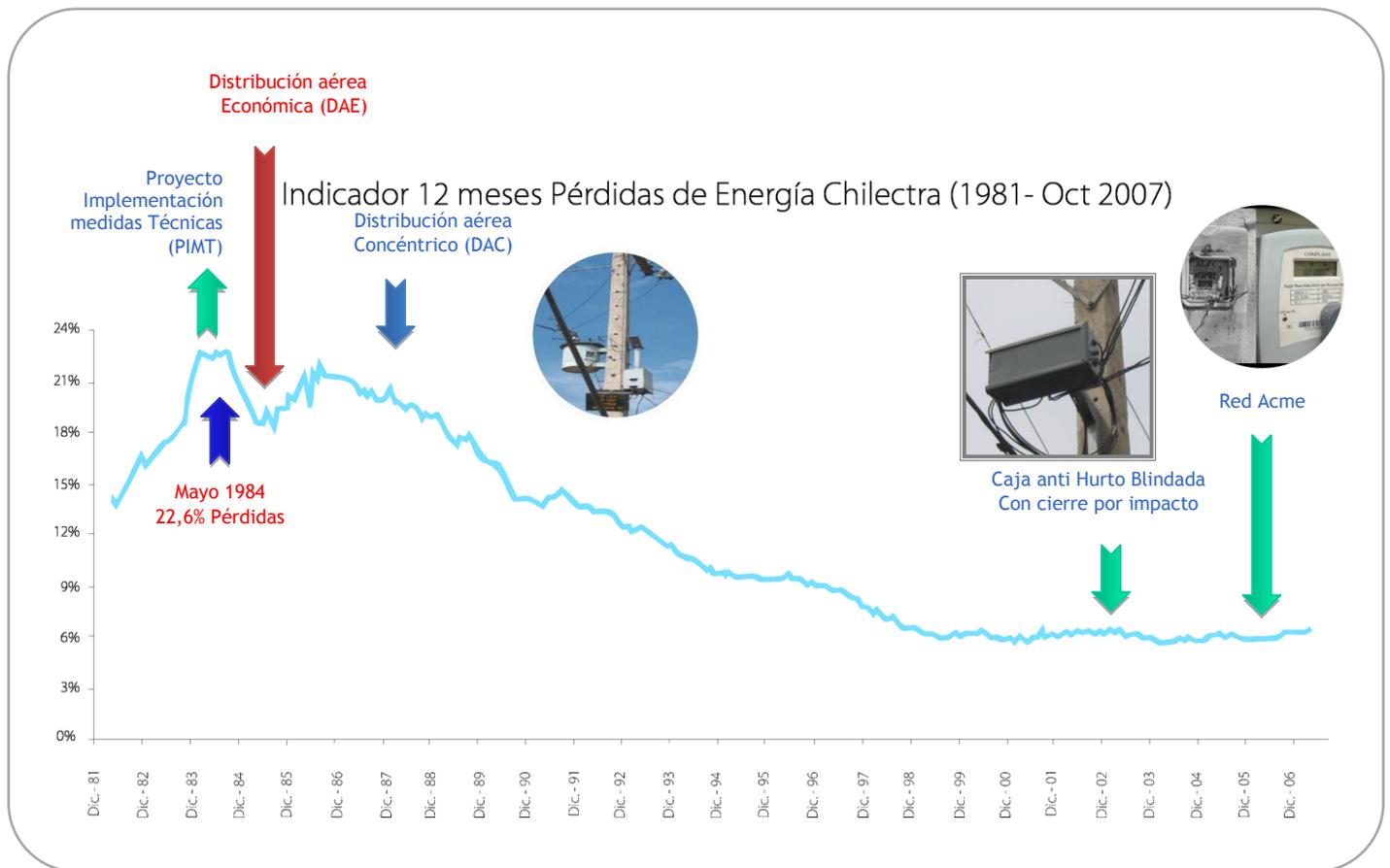
$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

2. Definición y Justificación del Proyecto

2.1 Planteamiento del Problema

Las áreas de Disciplina de Mercado y Comercial, en conjunto con la subgerencia de informática de Chilectra, persiguiendo el afán de poder sistematizar de la mejor forma posible las funciones que se realizan dentro de ella y, así también introducir nuevas tecnologías con el objetivo de estar a la vanguardia dentro del mercado, es que se han propuesto la necesidad de introducir herramientas de tecnologías inteligentes en la gestión de la detección de pérdidas que ocurren en la empresa producto de fraudes y errores administrativos propios del negocio (equivocaciones en la toma de estados, regulación de factores de potencia, etc.) debido a que en los últimos 7 años las pérdidas de energía eléctrica se han mantenido constantes (cerca del 6% anual) a pesar de ser atacadas con las distintas medidas técnicas que han ido apareciendo en el tiempo (Ver Figura 5).

Figura 5. Indicador de Pérdidas de Energía Eléctrica para Chilectra entre 1981 – 2007



Es así como se pretende desarrollar un plan sistemático para la oportuna detección de pérdidas no técnicas en los suministros de energía eléctrica utilizando la metodología de mejora continua de procesos de Seis Sigma, específicamente el ciclo DMAIC⁶.

2.2 Justificación del Proyecto

El proyecto se fundamenta en el hecho de que actualmente las mermas que se atribuyen a las pérdidas no técnicas, se elevan a la suma de \$ 15.200.000.000.- estimados al año, cifra que corresponde al 1,9% de la compra de energía eléctrica a las generadoras, y que solo podrán ser disminuidas si se toman medidas para poder evitarlas y tomar acciones más eficientes y de forma más sistemática. Esto viene dado de que cada año, las variaciones del indicador respecto al presupuesto, repercuten en el margen compra-venta en promedio MM\$ 800, por cada 0,1% de variación.

⁶ DMAIC, proceso de cinco etapas para rediseñar o mejorar procesos: Define (definición), Measure (medición), Analyze (análisis), Improve (mejora) and Control (control)

Se utilizará esta metodología porque la organización espera implementarla permanentemente como una manera de gestionar las mejoras continuas en los procesos críticos de negocio y elevar la satisfacción de los clientes. Y segundo, porque dada la complejidad del proceso de Micromedición, donde existen diversos tipos de clientes, la metodología entrega herramientas y técnicas necesarias para medir, analizar e implementar mejoras en el proceso.

2.3 Objetivos

2.3.1 Objetivo General

Desarrollar e implementar un plan sistemático que permita identificar, con el mayor detalle posible, comportamientos y conductas anómalas en los suministros de energía eléctrica que permitan encontrar y/o predecir las pérdidas de energía eléctrica mediante la función de gestor del Transformador de Distribución (TD), que en conjunto con herramientas de hardware y software computacional permitan a Chilectra recoger y almacenar enormes cantidades de datos descriptivos y comportamiento en el tiempo de sus clientes.

2.3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos para la realización del trabajo y ayudar al desarrollo del objetivo general son los siguientes:

- Mantener el indicador de pérdidas de Chilectra controlado en el 5% anual
- Tener medidos el 70% de los TD's en un horizonte de 2 años
- Propuesta de Sistema para realizar seguimiento a clientes hurtadores
- Prospección de datos focalizada (Micromedición)
- Recuperar clientes colgados y sin suministro
- Procedimiento de acciones a tomar

2.4 Alcances

El proyecto se circunscribe al proceso de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en las que incurre la Compañía en estudio. Como requerimiento de ésta se medirán y aplicará el rediseño del proceso a los Transformadores de Distribución de hasta 300 KVA (kilo volt ampere) presentes en su concesión dentro de su conjunto de clientes de la zona Metropolitana, dejando afuera a los Transformadores de Distribución particulares (empresas y grandes clientes).

Quedan fuera del alcance del proyecto los procesos de facturación por consumo de energía y de recaudación de los pagos correspondientes debido a que no abordan la solución que aquí se plantea.

2.5 Resultados Esperados

Los siguientes son los resultados esperados que se resumen de este proyecto:

- Se establecerá una metodología óptima para lograr controlar y mantener las pérdidas en un 5% (no técnicas en 1%) en el conjunto de clientes objetivo.

- Focalización de la población hurtadora, es decir, obtener una metodología óptima para el proceso de Micromedición con el objeto de establecer el nivel de pérdidas establecido anteriormente de energía asociada al transformador de distribución.
- Establecer Indicadores de Gestión (eficiencia).

3. Marco Conceptual

Como se mencionó en el punto 2 “Definición y Justificación del Proyecto”, la metodología seleccionada para abordar este proyecto es el ciclo de mejora continua, DMAIC, de Seis Sigma.

3.1 ¿Qué es Seis Sigma?

Básicamente, Seis Sigma es una poderosa herramienta de gestión que facilita la mejora continua de procesos. Para P. Pande, R. Neuman y R. Cavanagh autores de “Las claves de Seis Sigma”, esta metodología se define como “un sistema complejo y flexible para conseguir, mantener y maximizar el éxito en los negocios. Seis Sigma funciona especialmente gracias a una comprensión total de las necesidades del cliente, de uso disciplinado del análisis de hechos y datos, y de la atención constante a la gestión, mejora y reinención de los procesos empresariales”.

El nombre de la metodología proviene de la letra griega Sigma, que en estadística representa la medida de la desviación estándar. Luego, el concepto Seis Sigma representa el nivel de error permitido de 3.4 defectos por millón, lo que significa operar con un nivel de calidad de 99.99997%. En definitiva, Seis Sigma es una medida que señala qué tan bien se comporta un proceso en términos de calidad.

3.2 Historia y origen de Seis Sigma

El origen de Seis Sigma se encuentra en la década de los ochenta cuando Motorola (1987) comenzó a estudiar el rendimiento de procesos críticos de la compañía de manera de lograr mejoras en los mismos.

Motorola creó y utilizó Seis Sigma para responder a la siguiente pregunta: ¿Qué hacemos para permanecer en el mercado?. En la década de los ochenta esta compañía, como muchas otras, no podía detener el avance de los competidores japoneses. El problema de Motorola, bien definido y conocido por esta compañía, era la calidad de sus productos. Sin embargo, para enfrentar esta situación, la compañía tenía varios programas de calidad, pero ninguno de ellos ofrecía una corrección real a los problemas de productos defectuosos. No fue sino hasta 1987, que surgió un nuevo sistema para resolver este tipo de problemas en el sector de comunicaciones: este concepto innovador fue llamado Seis Sigma.

Para entonces Seis Sigma era un método simple, directo y coherente para medir y comparar los rendimientos de los procesos con las necesidades de los clientes (la medida Sigma) y con un objetivo ambicioso de calidad que rozaba la perfección (el objetivo Sigma).

Con el apoyo de Bob Galvin, presidente de Motorola de la época, Seis Sigma rápidamente se propagó por toda la compañía, y se convirtió en el motor impulsor que la dirigiría a cumplir una meta de calidad -trazada a principios de los ochenta-, y que a esa altura parecía imposible:

mejorar 10 veces la tasa de calidad en los procesos y productos (escrito como 10K) en cinco años, la cual finalmente, fue reemplazada por 10K en dos años, es decir 100K en cuatro años, gracias a Seis Sigma.

¿Qué ha logrado Motorola con Seis Sigma?

A poco tiempo de aplicar Seis Sigma (1988), Motorola, obtuvo el Premio Calidad Malcolm Baldrige⁷.

Una década después de la puesta en marcha de Seis Sigma, Motorola consiguió lo siguiente:

- Aumentó las ventas en cinco veces, con un beneficio de casi 20% anual.
- Ahorros acumulados que ascienden a 14.000 millones de dólares.
- La cotización de acciones se incrementó a un ritmo de 21,3% anual.

Los resultados de Motorola han sido posibles gracias a cientos de esfuerzos individuales que afectaron al diseño de productos, la manufactura y al servicio de todas las unidades de negocios de la compañía. Los proyectos Seis Sigma modificaron decenas de procesos administrativos y transaccionales.

Además de Motorola, existen muchas empresas que han aplicado esta metodología. A continuación se sintetizan los casos de AlliedSignal/Honeywell y General Electric.

Caso AlliedSignal/Honeywell

A principio de los noventa, AlliedSignal (luego de la fusión de 1999, su nuevo nombre fue Honeywell), también comenzó iniciativas de calidad, que incluyeron la formación de todo el personal y la aplicación de los principios de Seis Sigma. Con esto, en 1999 se logró una reducción de costos de 600 millones de dólares anuales.

Sin embargo, las iniciativas no sólo apuntaban a reducir los costos de reproceso de defectos, sino que también los mismos principios estaban siendo aplicados en el diseño de nuevos productos, donde se logró reducir el tiempo de entrega de 42 a 33 meses en los nuevos productos de motores de aviones.

En 1998, gracias a Seis Sigma, la compañía aumento un 6% su productividad y logró un beneficio record de 13%. Además, en ese mismo año, el valor de mercado de la compañía se elevó a un 27% anual.

Para los directivos de Allied, Seis Sigma representaba “algo más que cifras, una declaración de nuestra determinación en la búsqueda de un estándar de excelencia utilizando todas las herramientas disponibles y no dudando en reinventar la forma en la que hacemos las cosas”.

Caso General Electric (GE)

“Seis Sigma ha cambiado a GE para siempre. Todos, desde los fanáticos que surgen desde sus experiencias como Black Belts, hasta los ingenieros, los auditores y los científicos, pasando

⁷ Premio calidad Malcolm Baldrige, considerado como “el estándar de la excelencia en los negocios”, fue establecido por el Congreso de Estados Unidos en 1987 para promover la importancia de la calidad, reconocer los logros de las organizaciones en esta área y publicitar las estrategias de desempeño exitosas. Para más información, ver http://www.baldrige.nist.gov/Motorola_88.htm.

por la alta dirección que llevará a esta empresa al nuevo milenio, son verdaderos creyentes en Seis Sigma, en la forma en que esta compañía funciona”⁸.

Sin duda en GE fue donde Seis Sigma fue asimilado con mayor fuerza y pasión, gracias al decidido impulso de su Presidente Jack Welch, en la década de los ochenta. Gracias a Seis Sigma, GE logró elevar sus márgenes operativos, que por décadas estuvieron en un 10%, a cifras cercanas al 15%.

3.3 Beneficios

Ya hemos vistos casos donde la metodología Seis Sigma resultó fundamental para permanecer en el mercado (Motorola), ahorrar costos (AlliedSignal) o incrementar la utilidad (GE), pero, ¿qué otros beneficios ofrece Seis Sigma? A continuación se detallan algunos de estos beneficios:

1. Aumenta el valor para el cliente: la orientación hacia los clientes, que es un tema central en la metodología, significa aprender y desarrollar qué es lo mejor para ellos con una planificación adecuada.
2. Lleva a cabo un cambio estratégico: cuando se tiene una mejor y mayor comprensión de los procesos claves de una compañía, ésta tiene la habilidad para ajustarse al mercado, ser flexible y realizar los cambios necesarios minimizando los riesgos.
3. Genera éxito sostenido: dada la realidad actual, donde los mercados son cambiantes y los competidores desafiantes, la única forma de mantenerse competitivo es innovar y mejorar constantemente los procesos de las organizaciones. Seis Sigma provee las habilidades y la cultura necesarias para generar los cambios y mejoras permanentes requeridas.
4. Define un objetivo de rendimiento para toda la organización: en organizaciones de cualquier tamaño, es complejo lograr que todas las personas trabajen en la misma dirección y tengan los mismos objetivos; además, cada unidad de negocio tiene sus propios desafíos y metas, pero todas entregan servicios y productos a los clientes. Seis Sigma logra centrar la atención en un mismo objetivo: el nivel Sigma de perfección en los procesos, productos y servicios.
5. Acelera las tasa de mejora en los procesos: debido que Seis Sigma toma un proceso como un todo (por ejemplo, tiempo de entrega de un producto a clientes), muchas unidades de negocio pueden ser revisadas y mejoradas al mismo tiempo, lo que indudablemente acelera la mejora, a diferencia de implementar mejoras aisladas por cada unidad de negocio que interviene en el macro proceso. Además, como Seis Sigma es una metodología cíclica, se asegura la mejora permanente del proceso ya optimizado o mejorado.
6. Proporciona aprendizaje: Seis Sigma puede ayudar a acelerar y aumentar el desarrollo y la capacidad de compartir nuevas ideas en toda la organización. Cuando el personal está capacitado en mejorar procesos y en la forma de gestionarlos, puede aplicar la metodología en unidades tan diversas como las de servicio al cliente (Front) o en procesos transaccionales (Back), realizando mejoras y utilizando las mejores prácticas aplicadas en otras áreas.

8 Jack Welch, Presidente de GE, en discurso dirigido a la reunión anual de GE, el 21 de abril de 1999.

3.4 Niveles de desempeño Sigma

El foco de desempeño se centra en los defectos, o mejor dicho en la reducción de los defectos que afectan la satisfacción de los clientes. El nivel Sigma de la metodología acepta sólo 3,4 defectos por un millón de oportunidades (DPMO), como se muestra en la tabla N° 1:

Tabla N° 1: Nivel Sigma y defectos

σ	DPMO	Porcentaje
3.0	66,807	93%
3.5	2,275	98%
4.0	621	99.0%
4.5	135	99.87%
5.0	233	99.977%
6.0	3.4	99.9997%

Ahora, más de alguien se podrá preguntar ¿por qué no conformarse con un 99% de perfección?. A continuación la tabla N°2 compara los problemas que tendríamos con una calidad del 99% frente a los rendimientos Seis Sigma:

Tabla N°2: 99% de calidad frente al rendimiento Seis Sigma

Objetivos de rendimiento - Lo que se obtendría...	
Por cada 300.000 cartas enviadas:	
<u>Con 99%</u> 3.000 direcciones equivocadas	- <u>Con Seis Sigma</u> 1 dirección equivocada
En 500.000 reinicios de un ordenador:	
<u>Con 99%</u> 4.100 fallos	- <u>Con Seis Sigma</u> < 2 fallos
En 500 años de cierres mensuales:	
<u>Con 99%</u> 60 meses sin cuadrar	- <u>Con Seis Sigma</u> 0,18 meses sin cuadrar
Por cada semana de emisión de TV (por canal)	
<u>Con 99%</u> 1,68 horas de tiempo muerto de emisión	- <u>Con Seis Sigma</u> 1,8 segundos de tiempo muerto de emisión

3.5 Principios de Seis Sigma

Los principios definidos a continuación, son aquellos normalmente aceptados por los expertos de la metodología. Estos son:

- **Principio 1: Enfoque u orientación real al cliente**

El enfoque hacia los clientes es la prioridad principal, de esta manera las mejoras Seis Sigma se definen por el impacto en la satisfacción en los clientes.

- **Principio 2: Gestión basada en datos y hechos**

En Seis Sigma las opiniones y suposiciones no tienen cabida a menos que sean respaldadas por datos y hechos concretos. Por lo anterior, es clave determinar qué medidas son fundamentales para medir el rendimiento del proceso. Luego, se aplican los datos y el análisis para comprender cabalmente tanto el proceso como las variables claves, atacando las causas raíces que originan los problemas. Y, como consecuencia de lo anterior, se encuentran soluciones permanentes y óptimas.

- **Principio 3: Orientación a procesos, gestión por procesos y mejora de procesos**

Seis Sigma sitúa a los procesos como clave para alcanzar el éxito empresarial, lograr ventajas competitivas, medir y mejorar rendimientos, diseñar productos, satisfacer al cliente, lograr reducción de tiempos, etc.

- **Principio 4: Gestión Proactiva**

Ser proactivo significa adelantarse a los acontecimientos. En el mundo real ser proactivo significa definir metas ambiciosas y revisarlas frecuentemente, establecer claras prioridades, orientarse en la prevención de problemas (en vez de apagar incendios, en forma reactiva), y cuestionar el por qué se hacen las cosas de determinada forma.

- **Principio 5: Colaboración sin barreras**

En Seis Sigma es fundamental trabajar en equipo, donde se colabore sin fronteras para cristalizar la mejora, logrando mejores comunicaciones y relaciones laborales más fluidas y naturales.

- **Principio 6: Búsqueda de la perfección**

Las organizaciones deben buscar impulsarse constantemente para ser cada día más perfectas, en cuanto a calidad. Sin embargo, en este camino debe estar dispuesta a cometer y aceptar los errores que el proceso de mejora pueda causar.

3.6 Herramientas Seis Sigma

Esta metodología utiliza diversas herramientas estadísticas para mejorar los procesos y la calidad de éstos. En tal sentido el universo es bastante amplio, sin embargo a continuación se presentan algunas de las herramientas estadísticas más importantes:

- Diagrama de Flujo de Proceso
- Diagrama Causa-Efecto
- Diagrama de Pareto
- Histogramas
- Otros

3.7 Ciclo DMAIC

Para mejorar procesos existentes, Seis Sigma nos entrega el siguiente ciclo o ruta, llamado DMAIC por sus iniciales en inglés:

1. Definición (Define (D))
2. Medición (Measure (M))
3. Análisis (Analyze (A))
4. Mejora (Improve (I))
5. Control (Control (C))

DMAIC se aplica directamente al problema real, utilizando múltiples herramientas y técnicas que incluyen rigurosos métodos estadísticos. Dado que el ciclo está basado en la retroalimentación, sostiene la mejora en el largo plazo.

Otro tema relevante de DMAIC, es que disemina o distribuye la mejora a través de la organización, replicando la metodología en sí y/o copiando las mejores prácticas de un área en otra. En definitiva, actúa como agente del cambio.

A continuación, se detalla cada componente del ciclo DMAIC:

3.7.1 Definición (D)

El objetivo de esta etapa es identificar áreas problemáticas (o problemas en un área crítica del negocio) y demostrar las razones por las cuales la organización debe trabajar en mejorar el proceso de dicha área.

Las principales actividades son la clarificación de las oportunidades de negocio, la definición de los requerimientos de los clientes y el mapeo del proceso.

Los entregables de esta etapa son la carta del proyecto (Project Charter)⁹, la validación de la voz del cliente, los requisitos críticos del cliente, mejoras rápidas (Quick wins) y los beneficios estimados con la mejora.

⁹ La carta de proyecto contiene el caso de negocio, la declaración del problema, la declaración de la meta, el alcance, el equipo de mejora y el plan del proyecto.

3.7.2 Medición (M)

Para investigar a fondo el problema desde todos los ángulos y obtener las pistas en cuanto a los contribuidores del problema, se deben realizar mediciones a los procesos clave.

La idea es centrar los esfuerzos en un contribuidor específico (o causa raíz) o, en otras palabras, se caracteriza la variable de salida del proceso (Y), y se identifican las variables independientes (X) que la afectan.

Aquí se seleccionan los requisitos críticos del cliente, se genera un plan de recolección de datos, se calcula el nivel Sigma del proceso y se empiezan a analizar los datos de manera de identificar los principales contribuidores al problema.

Los entregables de esta etapa son la validación de los requerimientos críticos del cliente, la definición clara de los límites específicos del proceso, el plan de la medición, el sistema validado de medición, la colección de los datos, análisis preliminar de los datos, la definición del nivel base Sigma y la refinación de la declaración del problema de la carta del proyecto.

3.7.3 Análisis (A)

En esta etapa, el enfoque es identificar y validar las causas raíces (o variables independientes) que originan los problemas del proceso.

Las principales actividades son la identificación y validación de las causas raíces potenciales, y evaluar las relaciones o correlaciones entre las mismas.

Al finalizar la etapa se debe contar con un listado de las causas raíces potenciales, la validación estadística de las mismas y la demostración estadística de las relaciones de las causas raíces con la mejora del proceso.

3.7.4 Mejora (I)

El objetivo es identificar, evaluar y seleccionar las soluciones que son rentables, oportunas, que eliminen las causas raíces (no sólo los síntomas) y que no causen nuevos problemas en el proceso.

En esta etapa se deben desarrollar las mejoras y confirmar los resultados, para luego validar dichas mejoras.

Por lo tanto, al finalizar la etapa se deben entregar las soluciones para tratar cada causa raíz validadas, la implementación del nuevo proceso, un análisis de riesgo de la nueva operación, un plan piloto (si corresponde), completar el plan piloto, exhibir los resultados estadísticamente validados de la mejora y, por último, la implementación definitiva junto con la comunicación de la mejora.

3.7.5 Control (C)

El objetivo es aplicar la mejora en el sistema para evitar que el problema y/o sus causas raíz ocurran otra vez.

Aquí se deben documentar todos los cambios de la mejora, integrar la implementación con los procedimientos existentes, construir un sistema de control con la documentación, las métricas o medidas, y métodos para identificar y solucionar los potenciales problemas futuros, e implementar el proceso de control.

Al concluir esta etapa se entregará un robusto plan de control que entregue resultados previstos y esperados en el tiempo, que pueda soportar los cambios de personal, de sistemas de información, de insumos entrantes, regulaciones, y que sea adaptable a los cambiantes requerimientos de los clientes.

4. Desarrollo Metodológico

En este capítulo se mencionarán los diferentes tipos de pérdidas en las empresas de distribución de energía eléctrica que varían dependiendo del comportamiento del consumo¹⁰, y los diferentes criterios empleados por Chilectra para su detección.

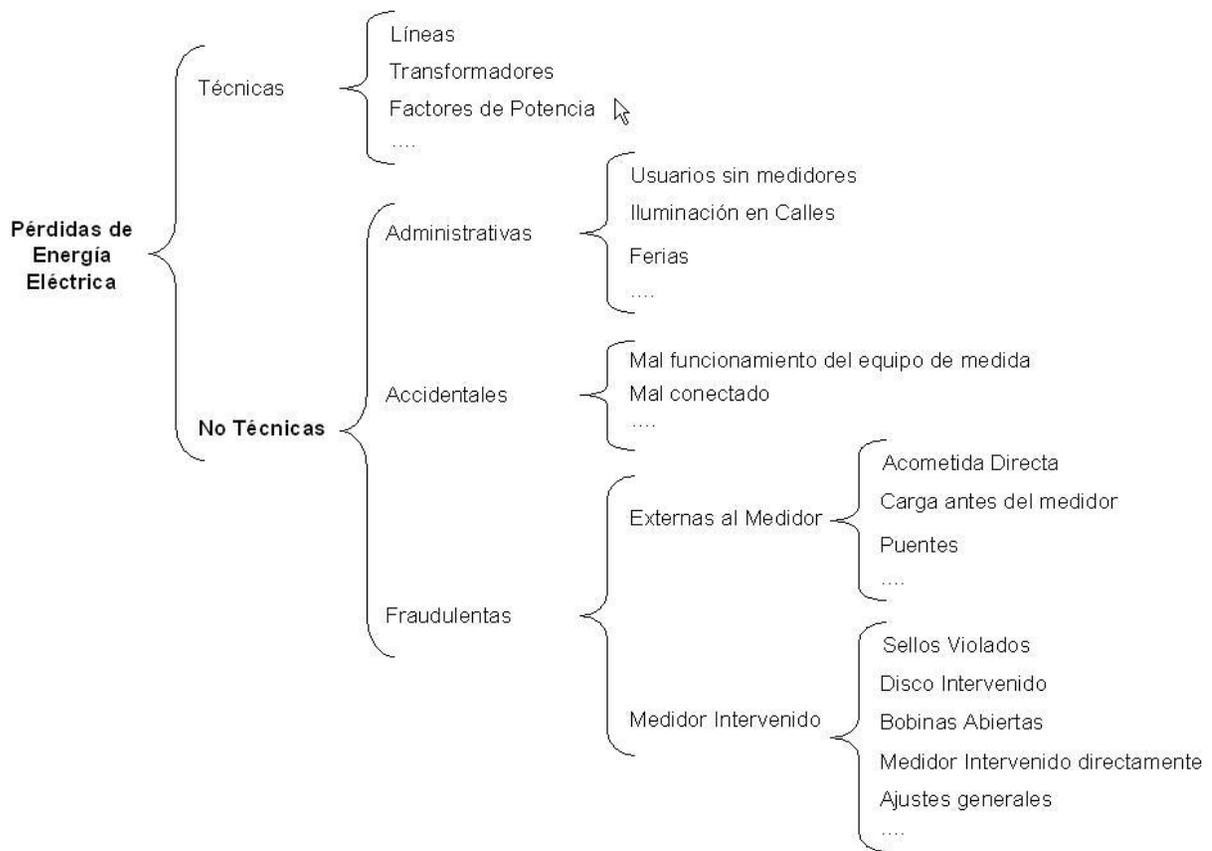
4.1 Definición de Pérdidas de Energía Eléctrica

Como se mencionaba en el comienzo de este trabajo, las pérdidas que se generan en el negocio de la distribución eléctrica pueden clasificarse en dos tipos: (Figura 6)

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas No Técnicas

¹⁰ En los anexos (Anexo 3) se adjunta información más específica con respecto al comportamiento del consumo mensual y anual.

Figura 6: Clasificación de Pérdidas de Energía Eléctrica



Las Pérdidas Técnicas se refieren a las pérdidas que se generan en la transmisión de la energía eléctrica, desde la generación de ésta en las centrales hidráulicas o termoeléctricas, hasta su distribución a los distintos suministros por parte de las empresas distribuidoras. Estas pérdidas son propias del negocio y están relacionadas con el voltaje al cual es transmitida la energía, así como también al material conductor de las redes de alta tensión. Esto debido a la ley de Ohm, que dice a mayor voltaje, las pérdidas son menores, teniendo en cuenta las resistencias de los cables de alta tensión por la que son transmitidas. Estas pérdidas son de alrededor de un 4% del total de la compra de la energía a las generadoras.

Las Pérdidas No Técnicas se refieren al mal uso del servicio, así como también a errores administrativos propios del negocio. Estas pérdidas corresponden al 1,9% del total de la compra de energía a las generadoras, que suma alrededor de \$ 15.200.000.000.- al año.

Las pérdidas asociadas al mal uso del servicio, son denominadas como hurtos de energía o fraudes y corresponden, en su mayoría, a servicios con alteraciones en el medidor de corriente provocadas por los mismos usuarios, arranques directos desde las líneas de tensión (colgados) hacia la residencia, entre otras.

Dentro de las pérdidas asociadas a errores administrativos, están aquellas que se producen por ejemplo, por una mala toma de estado del servicio, como también por errores en la actualización de los estados de los consumos, ya que esta información no se registra en las bases

de datos de forma oportuna o no son informadas a los departamentos comerciales encargados de ingresar esta información.

Analizando las pérdidas por errores administrativos o fraudes podemos encontrar los siguientes tipos:

❖ Por errores administrativos:

- Mal cálculo de la constante de facturación por parte de los técnicos. Este factor es el que pondera la medición del medidor de un suministro, para poder registrar su consumo. Esto produce una medición menor o mayor del consumo real utilizado, afectando y alterando los datos para su posterior facturación.
- Instalación de medidores sin entregar la información. Esto se produce cuando los contratistas encargados de instalar los medidores en los nuevos suministros, no entregan la información a su debido tiempo al Asistente Comercial del Establecimiento, para su ingreso al sistema comercial. Este error implica que el suministro no sea facturado y que este consumiéndose sin tener que pagar por ello.
- Error en la toma de estados. Se produce si no es bien realizada la lectura de medidores del estado del consumo por parte de los lectores respectivos, para registrar el consumo del servicio, esto genera error en su medición, y por consiguiente en la facturación del servicio. Este error causa una facturación menor o mayor de lo realmente consumido.

❖ Por mal uso del servicio (fraudes):

- Servicios consumiéndose con estado nulo. Los servicios que son nulos, no se facturan, por lo que al estar registrando consumos y estos no son facturados, el dueño del suministro, al no informar de esto, está incurriendo en una irregularidad, que debe ser normalizada por la distribuidora.
- Servicios Trifásicos (Industriales) que desconectan una fase. Los modelos trifásicos de los medidores poseen tres fases de corriente R, S y T, al desconectar uno de los tres puentes, produce una disminución de 1/3 al consumo total que se está utilizando. Este efecto también se produce al crear un “puente” en el circuito de corriente del medidor trifásico, que no permite que la corriente de una de las fases pase por el medidor. El cambio en el consumo se ve mucho más claro que en un consumo residencial. Más notorio se ve cuando hay un medidor Reactivo que al registrar 1/3 menos que el medidor Activo, hace que el ángulo de la constante sea más grande y que el factor de potencia exceda los límites históricos ($\text{Cos } \phi$).
- Servicios Monofásicos (Residenciales, Comerciales) que intervienen con puentes de tensión. Esta intervención se efectúa haciendo un puente en el circuito de corriente del medidor, que impide el paso total de la corriente que se consume realmente, a los medidores que marcan el consumo. Esta distorsión permite que el usuario conecte la línea sólo cuando el cliente lo decida, como por ejemplo en la noche, donde se produce menor consumo. Así se pueden producir consumos parejos en el año, cosa que no puede ocurrir en un suministro normal. El consumo

que se registra es sólo el 10% de lo que realmente debería marcar, a causa de este efecto.

Este puente, la mayoría de las veces es dejado en forma permanente y los consumos son bajos con relación al hogar.

- Arranques directos desde los empalmes domiciliarios (Colgados). Aquí ocurre que el medidor no registra ningún consumo, algo extraño debido a que si un servicio está vigente y no registra consumo durante un cierto período de tiempo, es porque algo extraño está ocurriendo.
Lo que se hace es una conexión directa desde el poste de baja tensión hacia la residencia, sin tener ningún paso por el medidor que registra o marca el consumo en el domicilio. Son los delitos más comunes, y representan gran pérdida para las empresas de distribución eléctrica en general. Acá se puede alimentar el consumo total de un suministro o sólo los artefactos que tienen mayor consumo. La ley es estricta en ese sentido y su infracción es penada con presidio de 6 meses a 3 años, para los que cometan este robo.
- Potencias usadas por el servicio mayor a la contratada. Al momento de contratar un suministro, el servicio de energía eléctrica debe acordar la potencia a la cual se le facturará el servicio. Si éste por alguna razón requiere más potencia de la que se contrató, debe solicitar un cambio respecto de la potencia contratada previamente. Puede ocurrir que un suministro, al momento de solicitar el servicio, contrató una potencia de 1 Kw. y después de algún tiempo creció como cliente (locales comerciales) por lo que debería pagar ahora más potencia, si esta supera los 10Kw. Si no da aviso de este crecimiento ante el servicio eléctrico (SEG), estará utilizando más potencia de la contratada y eso es una conducta irregular.
- Alteración de los transformadores de corriente. Acá se altera la relación entre el paso de la corriente real y la medición (corriente primaria y secundaria) que va a los medidores. Es similar a lo que ocurre al alterar la constante de facturación del servicio, lo que hace que el consumo o corriente usada sea mayor a la facturada, en razón de la corriente que fluye por el conductor y que muestra medidor.
- Cambios en el Factor de Potencia. Este factor existe cuando un suministro posee dos medidores, uno que marca la energía activa y otro la reactiva. Al alterar el medidor de energía activa (que marca los Kwh. del suministro), se produce una modificación en la relación que tiene éste con medidor de energía reactiva, que hace que su factor sea menor¹¹, por lo tanto malo, pero que pondera sobre un consumo menor, ya que se alteró el medidor activo. La suma de los efectos es que se pague menos por lo consumido, asociado al factor de potencia del suministro.

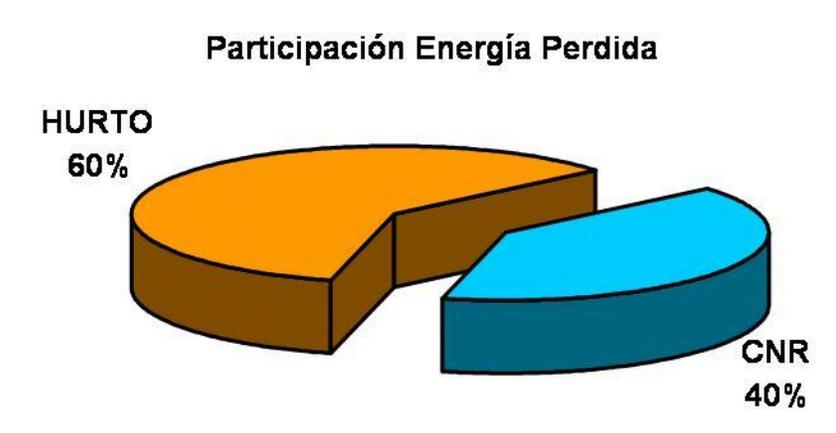
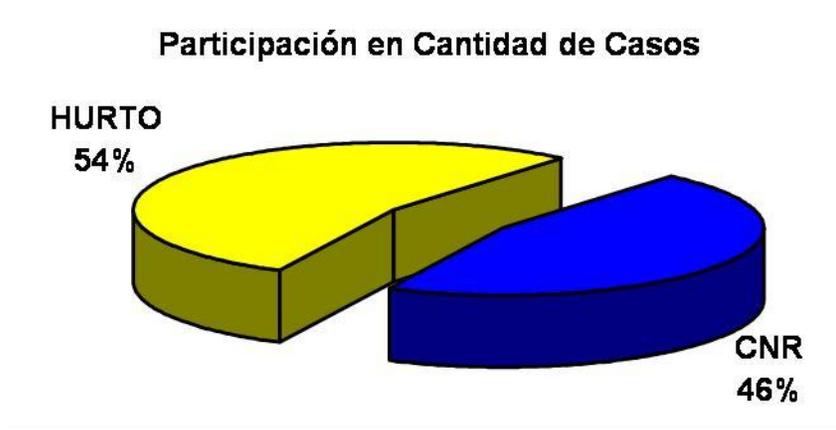
¹¹ Si el factor de potencia es menor a 0,92 se carga un porcentaje de la facturación a razón de 1% mientras más bajo sea.

4.2 Cuantificación de las Pérdidas No Técnicas por sus tipos

Si bien no existe una cuantificación exacta de Pérdidas No Técnicas por sus tipos específicos es posible clasificarlas en dos grandes grupos: “Hurto” y “Consumos No Registrados o CNR”.

- ❖ Consumos No Registrados: Es la energía suministrada no reflejada en la medición del cliente producto de una anomalía donde el usuario no posee responsabilidad. Ejemplos: Medidor Falla Interna, Quemado, Destrozado.
- ❖ Hurto de Energía: Es la energía consumida no reflejada en la medición del cliente producto de una intervención de responsabilidad del usuario. Ejemplos: Medidor Intervenido, Colgados a la red, etc.

Se realizó un muestreo estadístico simple tomando como universo la cantidad de anomalías detectadas en los últimos 24 meses, de lo cual se obtuvo:



De las figuras anteriores notamos que el 60% del total de las Pérdidas No Técnicas (2%) corresponde al Hurto de Energía, y el 40% a CNR. Destacando que en período de invierno se incrementa el Hurto promedio mensual por cliente, elevando esta cifra en un 4%.

4.3 Situación Actual de la detección de Pérdidas de Energía No Técnicas

Durante 2007, Chilectra continuó con los esfuerzos orientados al control de las pérdidas de energía, registrando al 31 de Diciembre del 2007 un 5,9% en este indicador, lo que dio cuenta de un incremento de 0,5 puntos porcentuales respecto al 2006. Sin perjuicio de lo anterior, el nivel de pérdidas de la compañía continúa siendo uno de los más bajos a nivel latinoamericano.

El incremento observado durante 2007 en el nivel de pérdidas tuvo su explicación en el aumento en el volumen de hurtos de energía consecuencia de las bajas temperaturas registradas en este año y en el significativo aumento de los precios finales de la energía eléctrica.

Este aumento ha sido resultado del sostenido incremento experimentado por los precios a nivel de generación, reflejo principalmente de la escasez de combustibles como el gas natural procedente de Argentina, la muy pronunciada alza del precio del petróleo, además de una hidrología seca en Chile.

En la actualidad Chilectra S.A. lleva a cabo el cálculo de pérdidas de energía mediante un proceso de carácter manual que permite ajustar el desfase temporal existente entre la compra de energía y la facturación de energía, el cual consiste en consolidar un conjunto de planillas electrónicas obteniendo como resultado las pérdidas en Mwh, venta total y acumulados mensual y anual. (Figura 7 y 8)

Figura 7: Cálculo Pérdidas Técnicas de Energía

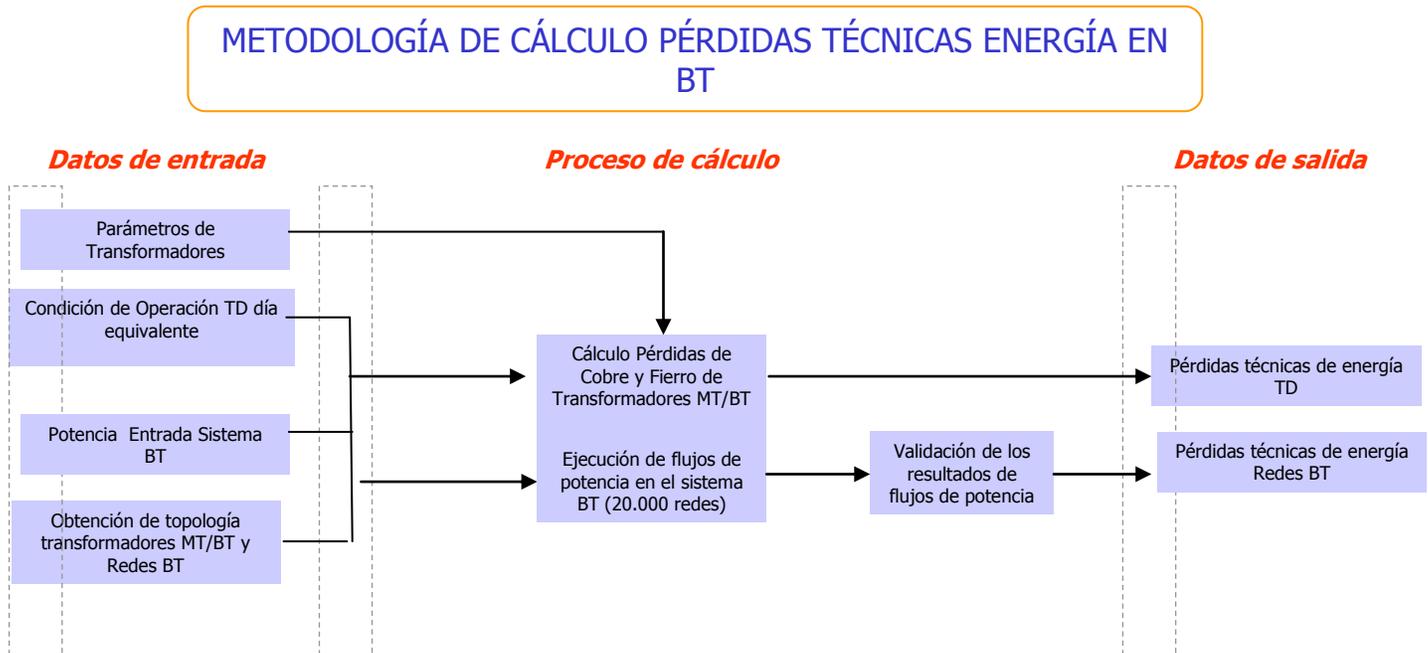
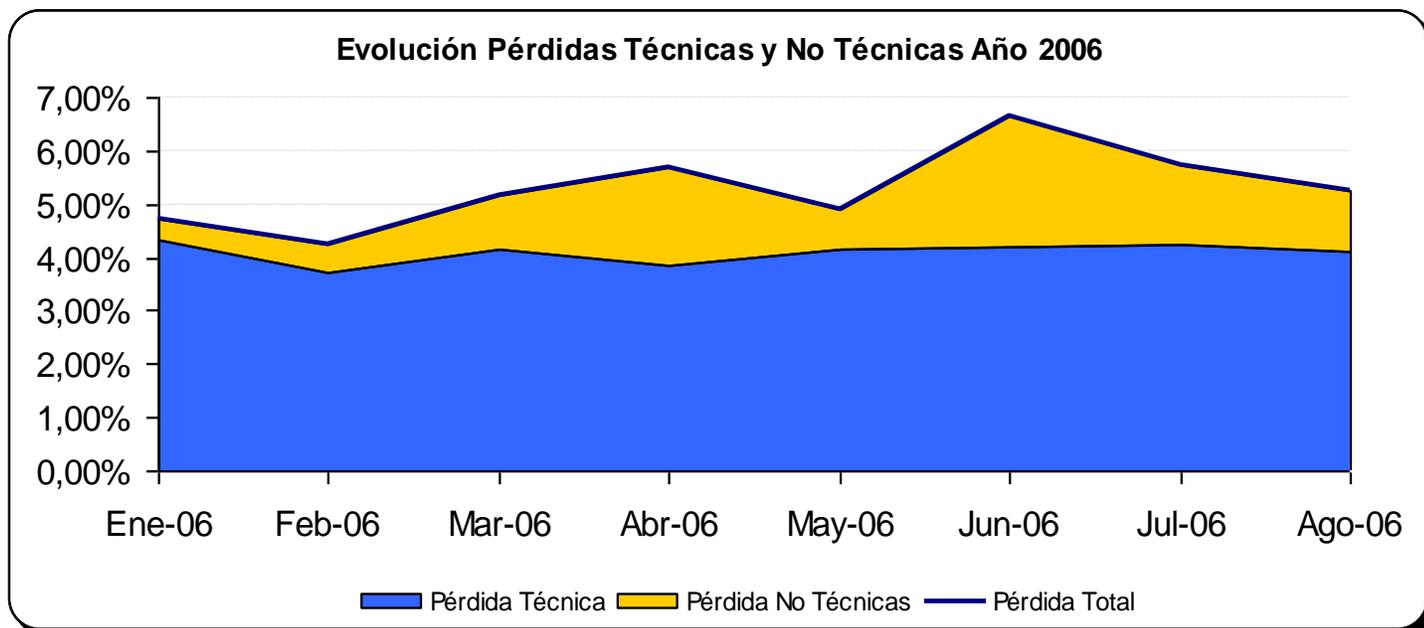


Figura 8. Evolución Pérdidas Técnicas y No Técnicas



Este proceso conlleva un gran esfuerzo, el cual en la actualidad solamente ha podido obtener información para proyectos de macromedición, no disponiendo de todos los antecedentes requeridos para tener la información de todos los medidores asociados a la red de baja tensión (BT) del Transformador de Distribución (TD).

El proceso de Macromedición consiste en efectuar los Balances de Energía en Mwh para sectores que comprenden un conjunto de transformadores de distribución. En este proceso, la medición de las energías (entrantes y salientes del sector) se realiza mediante equipos totalizadores instalados en las redes de Media Tensión y consolidando la energía entregada al sector, durante el período de un mes y contrastando éstos resultados con la energía facturada por los clientes asociados al sector en estudio y el AP (alumbrado público) del sector. Debido a que son estimaciones gruesas, pueden desencadenar señales de gestión equívocas, como perseguir hurto inexistente, o simplemente perder oportunidades de diseño de redes más eficientes.

La información correspondiente a las datas de los equipos de medida (totalizadores) son aportadas por CAM¹² vía correo electrónico al Área de Disciplina de Mercado, mediante planillas electrónicas (Excel).

Asimismo, la información de los clientes, se obtiene del SC4i¹³ mediante los archivos mensuales que genera el Área de Facturación para cada sector de facturación.

Las medidas optadas por Chilectra para reducir las pérdidas de energía detectadas por estos medios han evolucionado con el tiempo. Como ejemplo de estas “Medidas Técnicas” se

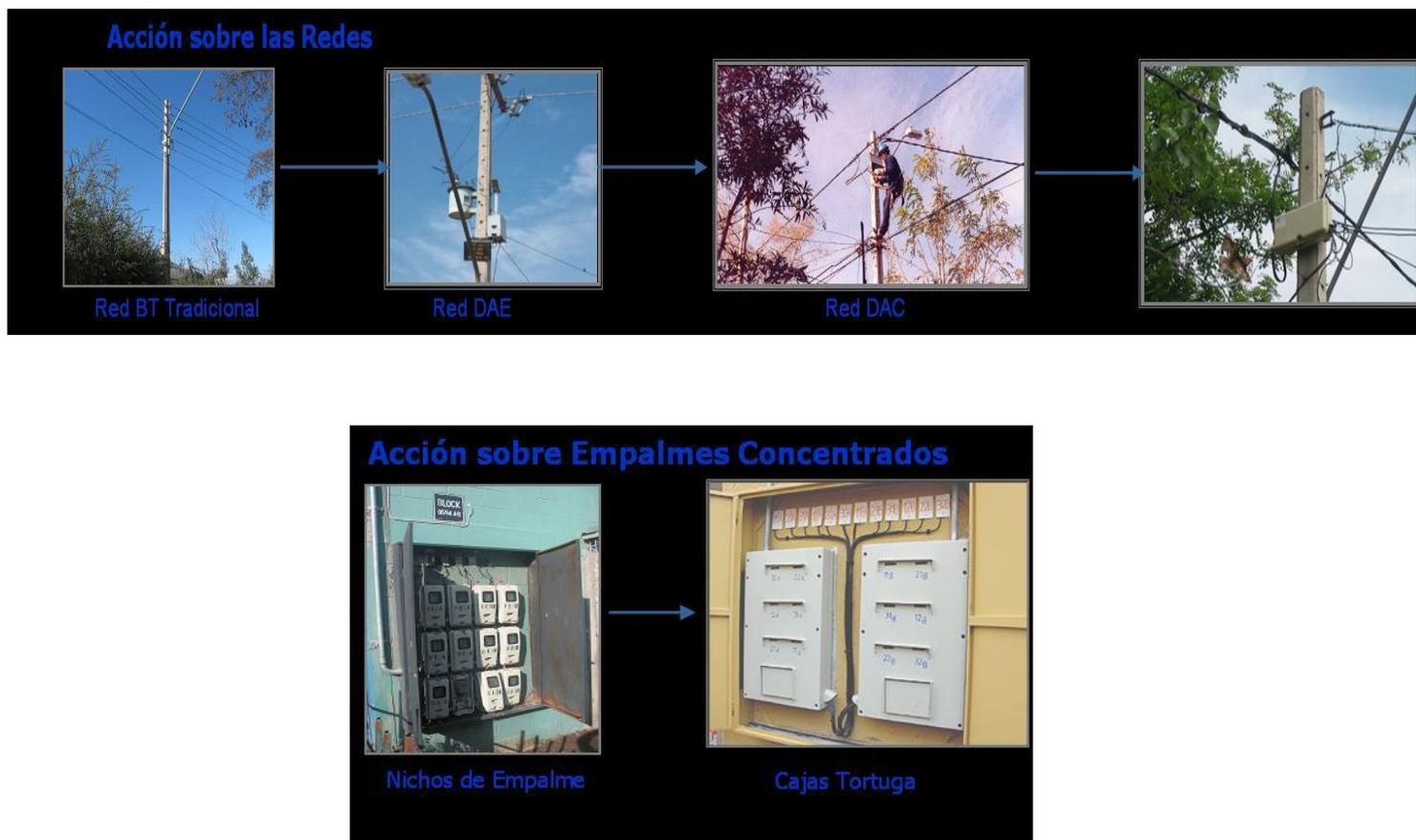
¹² Compañía Americana Multiservicios, forma parte del holding Enersis.

¹³ Programa de gestión comercial “Sinergia Comercial 4i”.

tienen la red DAC (Distribución Aérea Concéntrica), blindar las Cajas de Distribución, instalación medidor auditor en los casos más extremos, etc. (Figura 9).

Éstas medidas técnicas no han tenido la efectividad esperada debido a que su aplicación ataca sólo casos puntuales, no permitiendo tener una visión acabada del grupo de clientes pertenecientes a la zona en que se aplica, lo que dificulta la reducción del nivel de pérdidas.

Figura 9. Medidas Técnicas aplicadas por Chilectra



Durante 2007 la compañía continuó desarrollando iniciativas orientadas a optimizar el nivel de Pérdidas de Energía No Técnica en las redes de Chilectra. En efecto, durante abril comenzó la implementación del proyecto denominado “Legua Emergencia” que tiene por objetivo reducir el hurto de energía eléctrica a nivel residencial. Esta iniciativa contempla la instalación de una red anti-hurto, denominada Red ACME, que es una adaptación de la solución Red Ampla, aplicada en Brasil por nuestra participada Ampla Energía y Servicios, con excelentes resultados en la disminución del hurto en asentamientos precarios de Río de Janeiro. El objetivo del proyecto también contempla un acercamiento permanente con la comunidad, con la finalidad de continuar con los procesos de regularización del suministro y desarrollo de iniciativas de beneficio mutuo.

En efecto, a partir de los resultados del estudio etnográfico de asentamientos precarios, se originó el Móvil de Asesoría Comunitaria (MAC), cuyas líneas de trabajo principales en “Legua Emergencia” han sido desarrollar auditorías energéticas intradomiciliarias, talleres de eficiencia energética, el programa de red de juntas de vecinos por la eficiencia energética

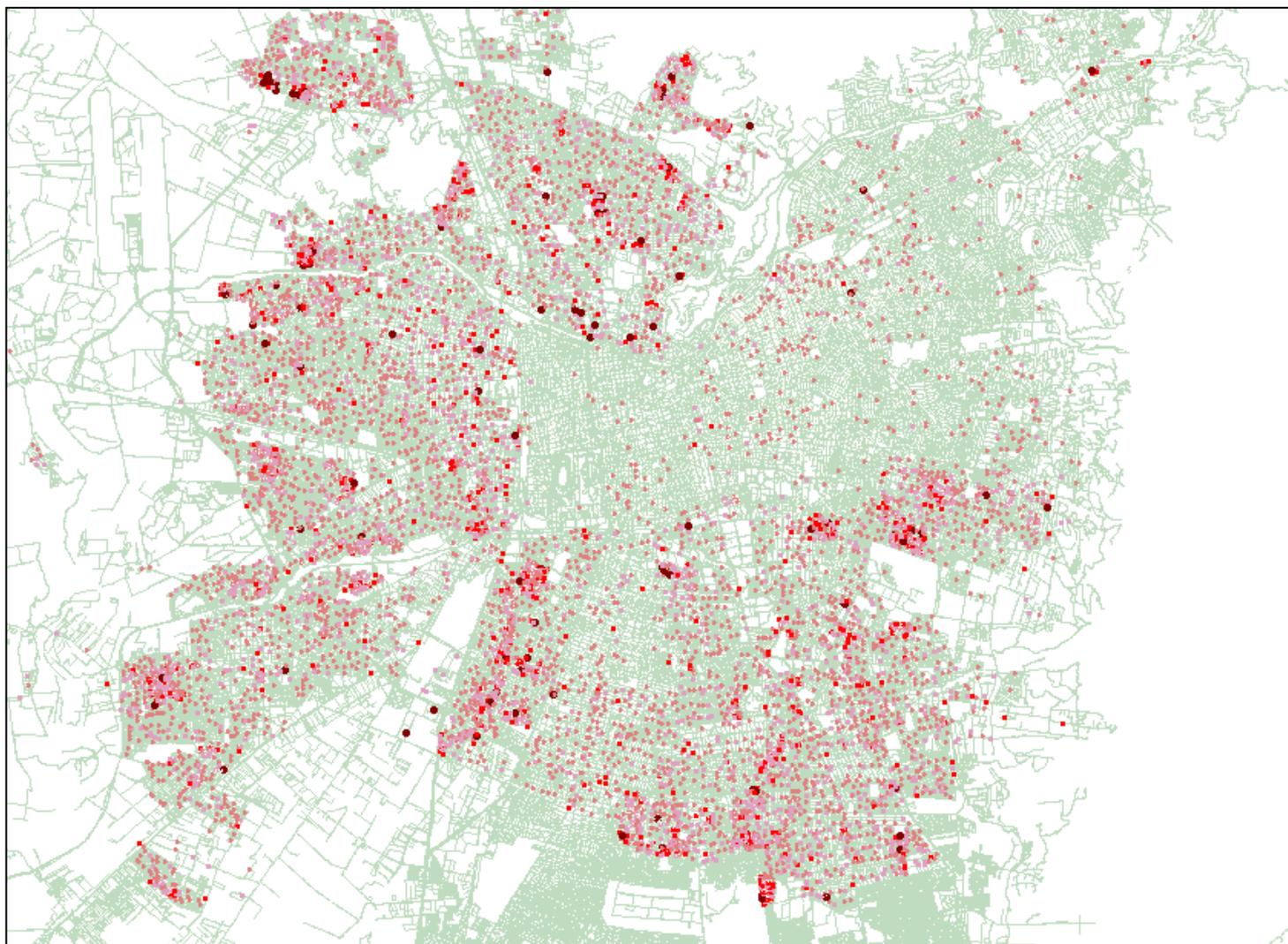
denominado “monitores de la luz” y ofrecer a aquellos clientes que presentan altos niveles de morosidad alternativas o convenios de pago adecuados a sus posibilidades.

4.4 Distribución por Áreas Geográficas

Chilectra cuenta con una Base de Datos de clientes histórica desde el mes de Febrero del año 2002, la cual contiene toda la información referida a cada cliente en cuanto a Nombre, Dirección, Potencia contratada, Tipo de Cliente (Residencial u otro), Consumos Mensuales, Facturaciones, etc., junto con si es Cliente Hurtador o no, lo cual queda guardado si alguna vez fue sorprendido hurtando energía eléctrica.

La compañía cuenta con el programa ARCVIEW, el cual ubica geográficamente a cualquier cliente perteneciente a su Base de Datos dentro de su área de concesión, logrando tener así un mapa en el cual se visualiza a todos los clientes hurtadores encontrados a la fecha en cuestión. En la figura 10 se observa la existencia de clientes hurtadores en casi toda el área de concesión, demostrando la gran cantidad de energía perdida. Las comunas con menores índices de hurtos son Santiago, Providencia y Las Condes, por el contrario, los hurtos se concentran en las comunas periféricas, destacando el caso de La Pintana.

Figura 10. Dispersión de las Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica.

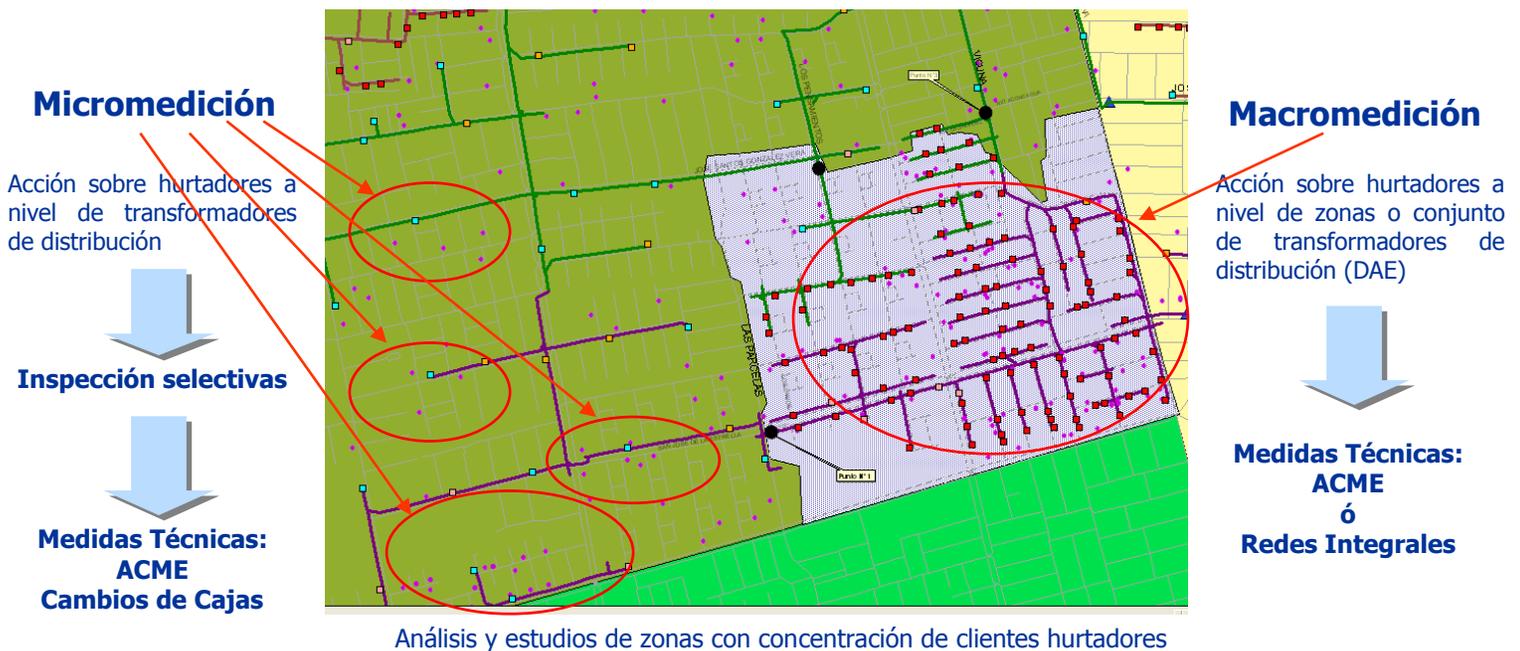


ARCVIEW permite ver al detalle de calles logrando así tener una ubicación exacta de los clientes que se quieren observar.

También se encuentran cargadas en el programa las redes de distribución de energía eléctrica de Alta, Media y Baja tensión, y los medidores de la red de Media Tensión (Macromedición).

En la figura 11 observamos un zoom en el programa ARCVIEW para medidores de la red de Media Tensión (Macromedición) y medidores en los TD de la red de Baja Tensión (Micromedición), a los cuales le aplican las medidas técnicas más adecuadas para poder disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

Figura 11. Focalización de Medidas Técnicas



4.5 Plan Sistemático de Medición del proceso de Reducción de Pérdidas

Se investigó con el mayor detalle posible el problema planteado para obtener pistas en cuanto a qué factores contribuyen con mayor importancia a la mejor manera de medición y control posibles para apalejar el hurto de energía eléctrica.

Con esto se logró visualizar que lo que hacía falta es lograr cuantificar las pérdidas reales por grupo de clientes, ya que atacar casos individuales no ha demostrado efectividad al pasar los años. De esto surgió el Plan Sistemático de Medición llamado Micromedición.

El proceso de Micromedición consiste en efectuar un Balance de Energía¹⁴ en MWh para el conjunto de clientes asociados a la red de Baja Tensión (BT) de un transformador de distribución. En este proceso, la medición de las energías se realiza mediante un equipo de medida instalado en los circuitos de BT del TD, consolidando la energía entregada al sector

¹⁴ Se realizó un nuevo procedimiento para llevar a cabo el Balance de Energía en la Micromedición. (Anexo 4).

durante un período determinado (de 7 ó 30 días para propósitos de diagnóstico de pérdidas y de períodos mayores, en caso de medida permanente).

El balance se realiza contrastando los datos del equipo de medida con la energía facturada por los clientes asociados del transformador en estudio y los circuitos de Alumbrado Público (AP).

La información correspondiente a las datas de los equipos de medida (totalizadores) son aportadas por CAM vía correo electrónico al Área de Disciplina de Mercado, mediante planillas electrónicas (Excel)

De lo anterior se plantearon dos posibles procesos para lograr lo buscado.

4.5.1 Primer esquema de operación

1. Selección TD
2. Levantamiento de Clientes (Anexo 5)
3. Instalación Equipo Medida
4. Lectura durante 7 días
5. Análisis: Balance de Energía
6. Plan de Acción Inmediato
7. Seguimiento: posible Instalación de Equipo de Medida permanente

Dentro de las ventajas de este esquema tenemos menores costos debido a que los equipos de medida se instalan sólo de acuerdo al nivel de pérdidas que presente el TD.

Como desventajas presenta un mayor tiempo total del proceso y demora en las acciones de control (inspecciones). También detona un impacto en relación a los clientes debido a la gran cantidad de lecturas que se le realizan durante el mes, debido a esto puede que clientes hurtadores se auto-normalicen al ver al personal de Chilectra tan seguido.

4.5.2 Segundo esquema de operación (Figura 12)

1. Instalación de Equipo de Medida permanente
2. Levantamiento de Clientes
3. Pre-inspección: Lectura especial + Chequeo Caja empalme
4. Acción Inmediata si cliente presenta anomalías
5. Envío informe consolidado: Levantamiento clientes + resultados inspección
6. Envío Data a Chilectra por parte de CAM
7. Balance de Energía

Las primeras 5 etapas se llevarán a cabo durante los primeros 10 días del mes. El envío de la data se realizará el día 1 del siguiente mes.

Como ventajas tenemos la simplificación del proceso de medida ya que están programadas como mínimo 4 instalaciones diarias, menor impacto en clientes y mejora en la oportunidad de acciones de control de medida. Pero tenemos la desventaja de la pérdida de selectividad en transformadores debido a la instalación de medidor permanente.

Figura 12. Etapas proceso de Micromedición



4.5.3 Recolección de Datos

Como primer punto de la Recolección de Datos, se deben definir las preguntas básicas referidas al proceso:

- Qué medir.
- Cómo realizar la medición.
- Quién es el responsable de las mediciones.

Tipo de datos a medir

Antes de iniciar la recolección de datos, es necesario explicar los tipos de datos que serán medidos de acuerdo a su naturaleza:

- Dato Continuo: el dato o variable es medido con una unidad de medida, por ejemplo: Kwh entregados desde la red de MT a la BT, Kwh consumidos, etc.
- Dato discreto: el dato o variable es un atributo, por ejemplo: la existencia o no de una característica. Es un contador de muestras. Por ejemplo: medidor particular intervenido, colgado directamente a la red, recaudaciones, etc.

¿Qué Medir?

Lo que se busca es encontrar las diferencias entre la energía eléctrica entregada por el sistema de distribución de energía contra la consumida por el cliente final, es decir, realizar la

comparación entre la energía eléctrica traspasada desde la red de Media Tensión (MT) a la de BT contra la consumida por cada cliente (facturación) conectado a un mismo TD.

Para esto es necesario medir la cantidad de Kwh que son traspasados desde la red de MT a la de BT, los Kwh consumidos por cada uno de los clientes finales conectados a un mismo TD y los Kwh consumidos por el AP.

¿Cómo realizar las mediciones?

Los Kwh traspasados desde la red de MT a la de BT son medidos por un Medidor instalado en cada uno de los TD's seleccionados para el estudio, el cual entrega como Output la cantidad total de Kwh que fueron transformados y entregados por el respectivo TD a la red de BT para ser consumidos por los clientes conectados a éste. Se espera que en el largo plazo se encuentren medidos la totalidad de TD's existentes en la concesión de la Compañía (aprox. 12000 TD's).

Los Kwh consumidos por cada uno de los clientes finales conectados a un mismo TD son medidos de acuerdo al consumo registrado en el Medidor de cada uno de éstos, es decir, la cantidad de Kwh que aparecen al momento de facturarles su estado de cuenta mensual.

Los Kwh consumidos por AP son medidos de manera provisional, primero se calcula la cantidad de Watts (W) que consumen (multiplicando cantidad de luminarias por la capacidad de cada una), posteriormente se obtienen los Kwh multiplicando la cantidad de W anterior por la cantidad de horas que están encendidas las luminarias (h) por la cantidad de días a medir (d).

$$AP (Kwh) = W \times h \times d$$

¿Quién es responsable de las mediciones?

El responsable de realizar las mediciones en terreno es CAM, específicamente los agentes calificados que realizan un barrido focalizado vivienda por vivienda conectadas a un mismo TD (ver Anexo 5).

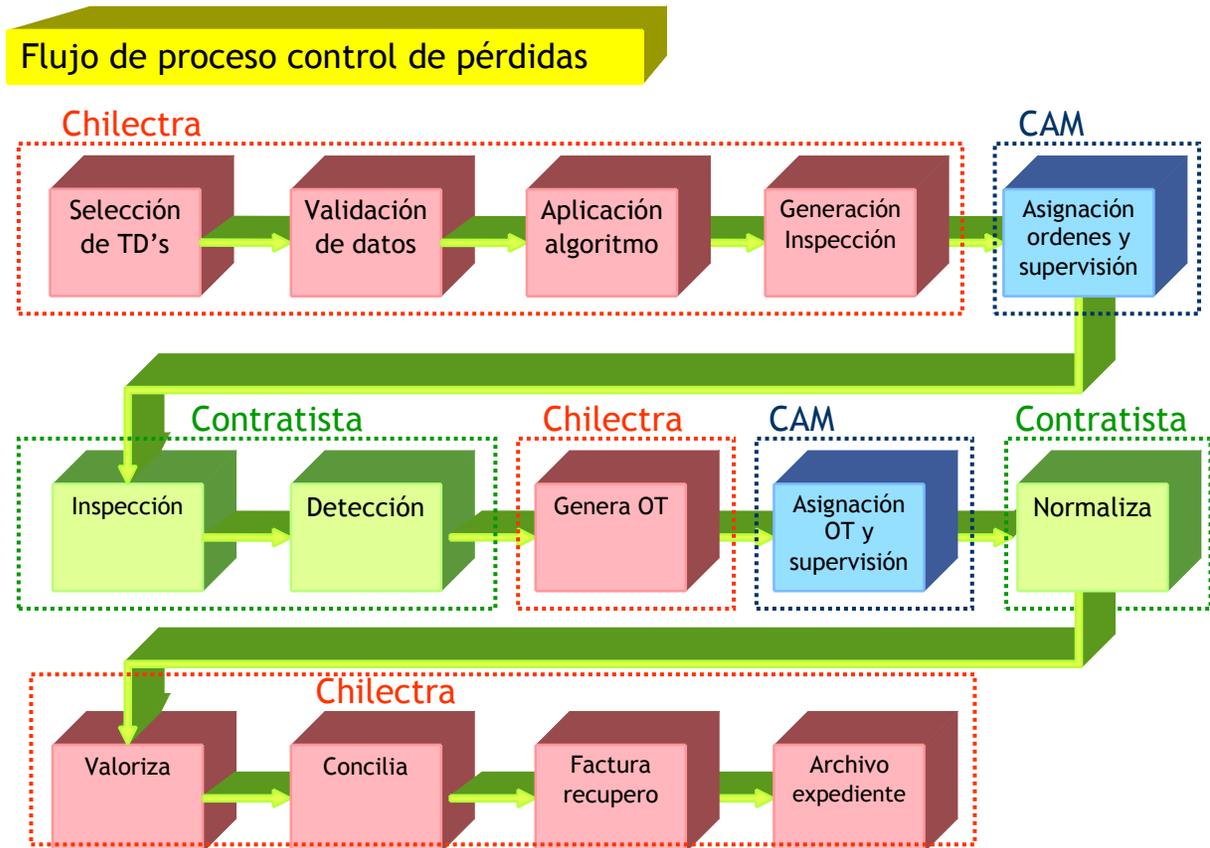
Los demás cálculos son realizados por profesionales del Departamento de Control de Pérdidas de Chilectra.

4.5.4 Mapeo detallado del proceso

A continuación se presenta el Flujo completo del Proceso estudiado, identificando agentes responsables de cada etapa. (Figura 13)

Como primera etapa tenemos a Chilectra como responsable en la selección del TD a ser medido. A esto continúa CAM y Contratista verificando en terreno si TD presenta clientes intervenidos, al ser validado se genera una orden de trabajo (OT) con la cual se da inicio a la normalización de los clientes hurtados. Finalmente se valorizan las pérdidas provisionando el consumo no registrado durante el período hurtado y se archiva en base de datos.

Figura 13. Flujo proceso control de pérdidas.



4.5.5 Análisis del problema

El objetivo de esta etapa es identificar y validar las causas raíces que originan las pérdidas de energía eléctrica en su consumo.

Por lo tanto, esta etapa se centra en la investigación de las causas del no cumplimiento con la Tasa Meta de Reducción de Pérdidas fijada por la Compañía en 5%.

La principal herramienta a utilizar en esta etapa es el Diagrama Causa-Efecto.

4.5.5.1. Diagrama de Causa – Efecto

El diagrama de Causa-Efecto, también llamado diagrama de Fishbone o Ishikawa¹⁵, tiene por objetivo identificar la raíz de las causas potenciales que afectan al proceso y, por ende, afectan el rendimiento del mismo.

¹⁵ Se conoce también como Diagrama de Ishikawa, por su creador, el Dr. Kaoru Ishikawa (reconocido como el padre de la calidad total), 1943.

Para construir este diagrama, se realizó una sesión en la cual participó un equipo multidisciplinario. Cada participante de la sesión realiza labores en ámbitos relacionados con el proceso en estudio.

Las áreas representadas en estas sesiones fueron:

- Control de Hurtos: área responsable de mitigar los hurtos y pérdidas de energía eléctrica.
- Marketing: área responsable del desarrollo de productos y de las comunicaciones con los clientes.
- IT: área informática de la Compañía, responsable del mantenimiento de los sistemas operacionales y ejecución de los proyectos y mejoras a los mismos.
- Servicio: área responsable por la atención de los clientes en las sucursales y vías remotas, además de mantener la información de los mismos actualizada en las bases de datos.

El diagrama de Causa-Efecto que se generó en las sesiones y que se estimó conveniente de estudiar para encontrar las raíces potenciales del problema del proceso se presenta a continuación:

Personas	Tiempos mayores a los esperados en el levantamiento manual de clientes	Personal escaso para realizar dicha tarea
		Ingreso manual de data recolectada por medidor
		Envío fuera de plazo de planillas
	Personal CAM poco incentivado para realizar regularización del servicio	Ofrecimiento de coimas por parte de clientes fraudulentos
		Bajos sueldos
		Alta carga laboral
Métodos	Mala identificación de clientes posibles de hurto	Baja segmentación de clientes
		Bajo seguimiento a clientes identificados como hurtadores
	Altos tiempos en identificar clientes hurtadores	Los cruces de información histórica son realizados manualmente
	Demora en la generación de orden de normalización	Muchos pasos para dar orden de normalizar a cliente
		Baja cantidad de personal de CAM
		Impide realizar mayor gestión de normalización de clientes
Ambiente	Mal manejo de información	Difícil comunicación entre deptos., de repente casi nula

		No existe proceso de compartir información entre depts. para que se potencien
	Reclamos por cobros mal imputados	Cargos por consumo imputados a cliente erróneo
		Mal funcionamiento de Medida Técnica aplicada a sector específico
Productos	Baja recaudación de pagos	No existe actitud por parte de algunos clientes a pagar sus consumos
		Facilidad de pagos
		Baja probabilidad de cortar suministro

4.5.5.2 Matriz Causa-Efecto

En el punto anterior se encuentran las potenciales causa raíz, luego cada una se analiza simplemente realizando preguntas sencillas como por ejemplo: ¿Por qué ocurre?, ¿Por qué se da esta condición?, etc.

Estas se deben iterar sobre la misma causa varias veces (la metodología habla de 3 a 5 preguntas)

La idea es que el resultado de las preguntas sea algo realizable, es decir, que pueda ser hecho para evitar que el problema (o retraso, error, etc.) siga ocurriendo.

Efecto Primario	Efecto Secundario	Causa	Solución propuesta
Personas	Tiempos mayores a los esperados en el levantamiento manual de clientes	Poco personal y actitud evasiva de algunos clientes	Contratar personal y capacitarlo de mejor manera. Y concientizar al cliente
	Personal CAM poco incentivado para realizar regularización del servicio	Baja preocupación por el bienestar del trabajador	Incentivar adecuadamente al trabajador
Métodos	Mala identificación de clientes posibles de hurto	Pobre y lento procedimiento de identificación de clientes hurtadores	Proceso de Micromedición
	Altos tiempos en identificar clientes hurtadores	Pobre y lento procedimiento de identificación de clientes hurtadores	Proceso de Micromedición
	Demora en la generación de orden de normalización	Pobre y lento procedimiento de identificación de clientes hurtadores	Proceso de Micromedición
Ambiente	Mal manejo de información	No existencia de procedimiento a seguir	No Aplica
	Reclamos por cobros mal imputados	No existencia de revisión de consumo	Realizar pruebas eficaces de funcionamiento al aplicar medidas técnicas
Productos	Baja recaudación de pagos	Baja disposición a pagar por parte del cliente	Concientización ciudadana

5. Desarrollo del Proyecto

Este proyecto se realizó durante un período de 7 meses (desde Diciembre del 2008 a Junio del 2009), después de que el área de Disciplina de Mercado y Control de Pérdidas decidiera un estudio y aplicación de un Plan de Reducción de Pérdidas de Energía No Técnicas.

5.1 Expectativas del Cliente

Un punto importante para el desarrollo del proyecto es definir con claridad “lo que quiere el cliente”, como una necesidad explícita. En esta metodología estos requisitos suelen llamarse CTQ, que representa el resultado clave del proyecto.

Habitualmente, los requisitos son obtenidos de los clientes en sondeos, grupos focales, entrevistas, sistemas de reclamos, investigaciones de mercado, explorando datos internos, etc.

Por lo tanto, es relevante identificar al cliente en este proyecto. Si nos preguntamos ¿Quién es el cliente?, encontramos que el cliente es la Compañía (Chilectra) que quiere disminuir la tasa de pérdidas no técnicas de energía eléctrica junto con recuperar a sus clientes hurtadores.

Dado lo anterior, para explicitar la solicitud (necesidad del cliente) se realizaron dos sesiones con actores relevantes de la Compañía y que de alguna medida se relacionarán con el proyecto. Estos actores relevantes son:

- Los Ejecutivos responsables del área de pérdidas y hurtos de energía.
- Parte del equipo de trabajo de acciones correctivas para mitigar las pérdidas de energía eléctrica.

El resultado de este ejercicio, fue un listado con expectativas respecto al proyecto:

1. Mejorar las probabilidades de éxito en mitigar las pérdidas de energía al aplicar medidas correctivas a clientes hurtadores analizando en mayor profundidad a los clientes afectados.
2. Mejorar las probabilidades de pago por parte de clientes recuperados otorgándoles planes de pago a la medida.
3. Disminuir en un 60% los cobros conflictivos por errores de cruce de información, digitación o cobros indebidos, permitiendo que se reintente el cobro en el mes en curso.
4. Generar avisos de cobranza por segmento con mensajes personalizados para cada tipo de cliente para elevar la recaudación en un 25% o más.
5. Asignar probabilidades de pago a cada cliente con el objetivo de generar perfiles de clientes buenos pagadores y clientes malos pagadores.
6. Reducir el costo de recaudación en un 10%.
7. Realizar cruce diario de información de consumos de manera de tener un análisis limpio y claro con la debida coordinación de las demás áreas involucradas.
8. Automatizar mediciones de entrega de energía eléctrica a un grupo de clientes de BT y su correspondiente consumo energético para así generar informes de gestión para disminuir los tiempos de trabajo en lo más posible.
9. Cumplir con la meta anual de tener controladas las pérdidas de energía en un 5%, lo más parejo mensualmente, teniendo en cuenta alzas en tiempos de invierno.
10. Reducir en un 60% la cantidad de clientes hurtadores que no corresponden a clientes vigentes.
11. Recuperar un 70% la cantidad de clientes hurtadores que corresponden a clientes vigentes.

Para el presente trabajo nos competen directamente las expectativas 1, 7, 8, 9, 10 y 11, las cuales trataremos de abordar, las que no quedarán pendientes como continuación de un futuro trabajo en la Empresa.

Todas estas expectativas que resolveremos tienen como variable crítica la Reducción de % energía eléctrica y Tiempo.

5.2 Respuesta a Expectativas del Cliente

La metodología que se está utilizando para desarrollar este proyecto considera en su ejecución el encontrar e implementar los Quick Wins, que representan mejoras al proceso rápidas y fáciles de implementar.

Estas mejoras fueron identificadas en la etapa de medición, siendo implementadas las siguientes:

1. Recuperar clientes hurtadores vigentes presentes en las áreas en que se realicen levantamiento de clientes. (Gráfico 4)

Existen algunos clientes que hurtan electricidad siendo clientes vigentes, es decir, pagan un porcentaje mucho menor de la cantidad real de electricidad que consumen. Este tipo de clientes es detectado debido a conexiones indebidas que posee, pudiendo ser porque su medidor fue intervenido intencionalmente o porque está defectuoso, entre otras. Otra manera de detectarlos, pero mucho más complicada, es en las oficinas mediante un estudio de su consumo histórico destacando su constante baja en el consumo de energía eléctrica.

El proyecto es capaz de recuperar este tipo de clientes al realizarse el levantamiento de clientes los datos son enviados a la oficina, los cuales son procesados y se revisa cliente por cliente los casos sospechosos de hurto de energía. Ante situaciones positivas de hurto se procede a recuperar al cliente de forma inmediata y restablecer su conexión legalmente.

Para el consumidor, su recuperación le implica un directo aumento en el gasto de la electricidad si sigue consumiendo como lo había estado haciendo en el último tiempo.

2. Recuperar clientes hurtadores no vigentes presentes en las áreas en que se realicen levantamiento de clientes. (Gráfico 3)

Existen algunos clientes que hurtan electricidad siendo clientes no vigentes, es decir, no pagan nada de la cantidad real de electricidad que consumen. Este tipo de cliente es detectado sólo mediante las conexiones indebidas que posee, puede ser porque su medidor fue intervenido intencionalmente o porque está defectuoso, conexión directa a la red BT, etc.

El proyecto es capaz de recuperar este tipo de clientes al realizarse el levantamiento de clientes los datos son enviados a la oficina, los cuales son procesados y se revisa cliente por cliente los casos sospechosos de hurto de energía, resultando que el cliente era no vigente. Ante situaciones positivas de hurto se procede a recuperar al cliente de forma inmediata y restablecer su conexión legalmente.

Para el consumidor, su recuperación le implica un directo aumento del 100% en el gasto de la electricidad, repercutiendo en que si sigue consumiendo como lo había estado haciendo en el último tiempo sus gastos aumentarán considerablemente.

Para las restantes expectativas del cliente expuestas anteriormente el proyecto puede dar solución parcial o definitiva. A continuación se detallan particularmente:

1. Mejorar las probabilidades de éxito en mitigar las pérdidas de energía al aplicar medidas correctivas a clientes hurtadores analizando en mayor profundidad a los clientes afectados. (Gráfico 2)

Gracias a que el proyecto concentra un grupo de clientes a ser medidos y analizados constantemente se tiene información suficientemente detallada para aplicar la mejor medida correctiva correspondiente a cada caso en particular.

2. Mejorar las probabilidades de pago por parte de clientes recuperados otorgándoles planes de pago a la medida.

Si bien no es un objetivo del proyecto, éste ayudará considerablemente al proceso de facturación otorgando información de consumo del cliente al mismo tiempo en que se realiza la facturación, no dando cabida a cobros por consumo provisionado evitando errores.

3. Disminuir en un 60% los cobros conflictivos por errores de cruce de información, digitación o cobros indebidos, permitiendo que se reintente el cobro en el mes en curso.

Debido a la segmentación y constancia de las medidas de consumo se disminuirán considerablemente los errores de tipo humano, siendo posible disminuir en aún más del 60% los cobros conflictivos por errores.

4. Generar avisos de cobranza por segmento con mensajes personalizados para cada tipo de cliente para elevar la recaudación en un 25% o más.

Nuevamente debido a la segmentación se podrán aplicar medidas dirigidas a grupos particulares de clientes.

5. Asignar probabilidades de pago a cada cliente con el objetivo de generar perfiles de clientes buenos pagadores y clientes malos pagadores.

El proyecto aporta perfil detallado de consumo y comportamiento del cliente a tiempo real, pudiendo agrupar a los clientes como se necesite y estime.

6. Reducir el costo de recaudación en un 10%.

Nuevamente debido al proyecto se tiene la anulación del tiempo muerto transcurrido entre la medida de consumo y la facturación, evitando provisionar parte del consumo a ser facturado, repercutiendo favorablemente para el cliente final, y disminuyendo los costos y errores en que se incurría al provisionar el consumo.

7. Realizar cruce diario de información de consumos de manera de tener un análisis limpio y claro con la debida coordinación de las demás áreas involucradas.

Es una de las mayores ventajas que presenta el proyecto permitiendo analizar en el momento que sea necesario consumos históricos para ser comparados o utilizados por otras áreas de la empresa que requieran la información, influyendo positivamente a la integración de la compañía.

8. Automatizar mediciones de entrega de energía eléctrica a un grupo de clientes de BT y su correspondiente consumo energético para así generar informes de gestión para disminuir los tiempos de trabajo en lo más posible.

Si bien el proyecto no permite automatizar las mediciones tiene un alcance al mejoramiento del nivel de informes presentados actualmente, ya que con la mayor cantidad de información por cliente se podrán generar indicadores de gestión.

9. Cumplir con la meta anual de tener controladas las pérdidas de energía en un 5%, lo más parejo mensualmente, teniendo en cuenta alzas en tiempos de invierno. (Gráfico 2)

Es el objetivo central del proyecto, el cual podrá ser cumplido en el largo plazo su aplicación y mejora constante ya que cada vez se tendrán controlados una mayor cantidad de TD's, lo que trae consigo control sobre una mayor cantidad de clientes reduciendo así las pérdidas de energía que éstos presenten.

Gráfico 2: Mejora en aplicar medidas correctivas a clientes hurtadores

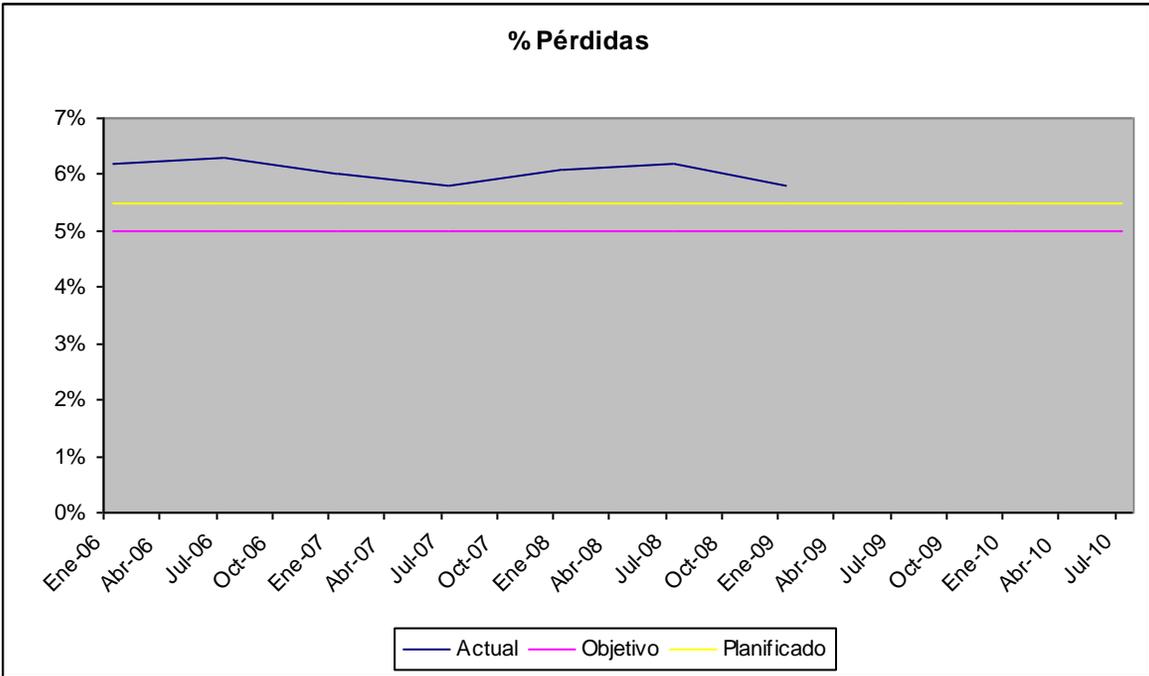


Gráfico 3: % Clientes Hurtadotes No Vigentes (tasa de 0,1% semestral)

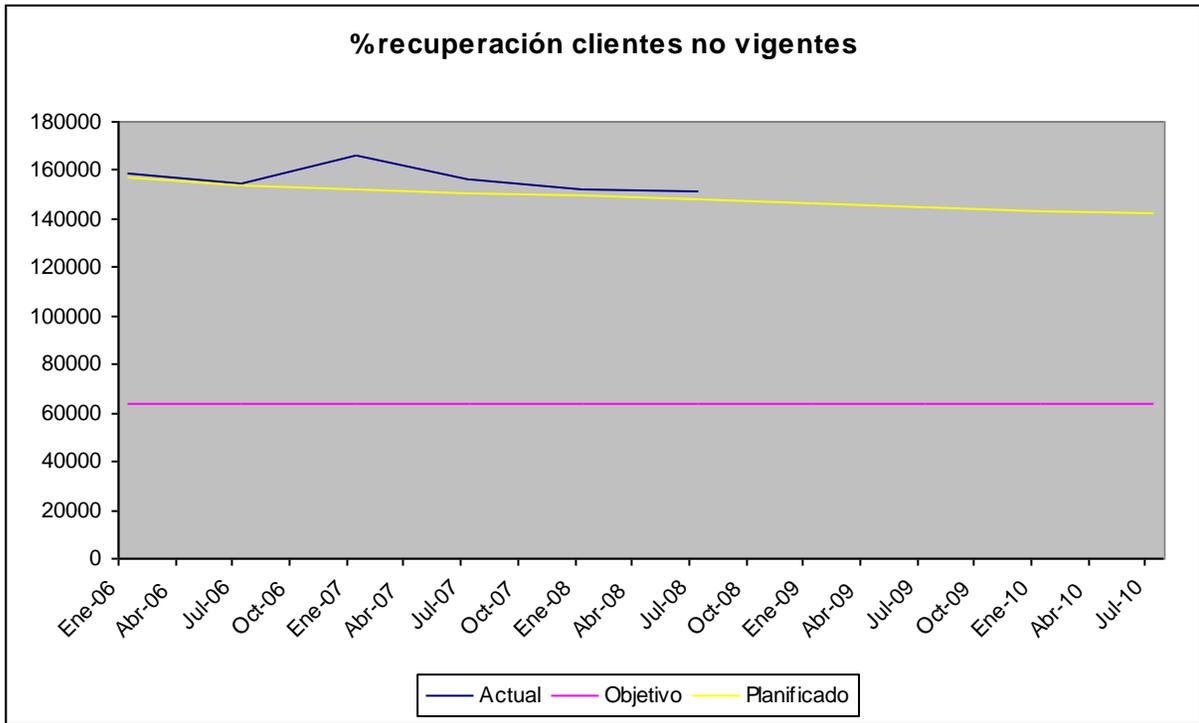
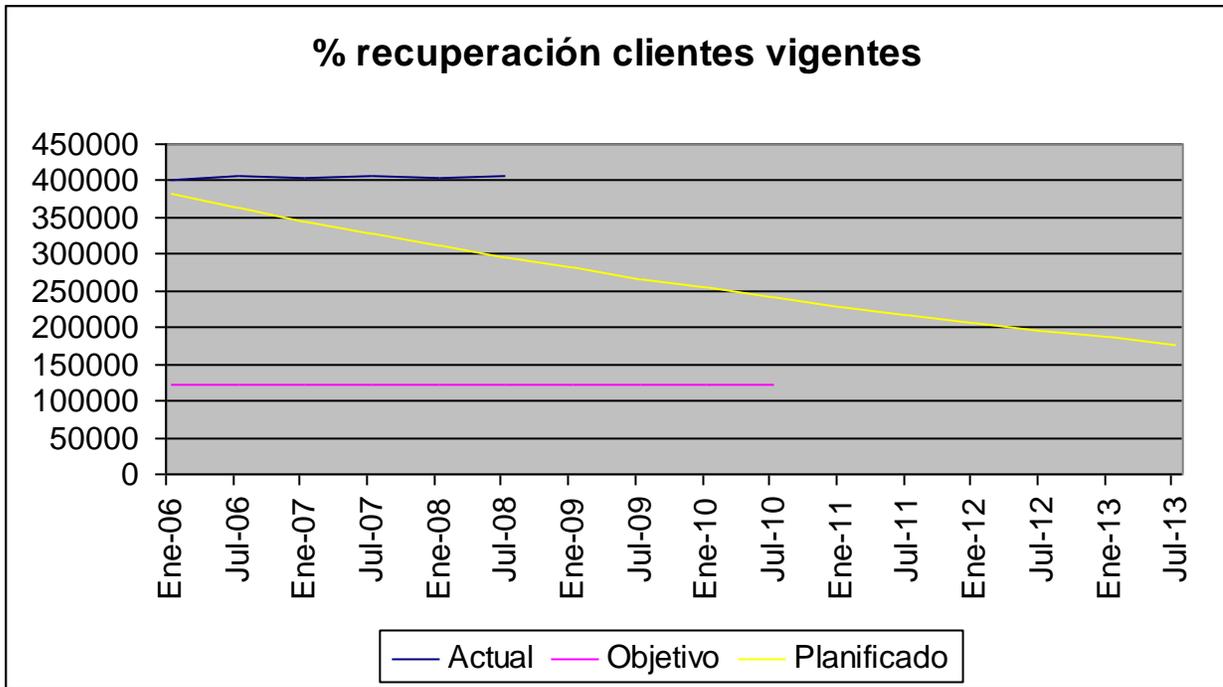


Gráfico 4: % Clientes Hurtadotes Vigentes (tasa del 0,5% semestral)



5.3 Criterios de Selección de puntos de evaluación (TD`s)

Como proceso anterior al de Micromedición se realizó un cruce de información entre dos subprocesos para obtener una selección de los TD`s a medir inicialmente para poner a prueba el proyecto.

El primer subproceso fue seleccionar a los clientes con mayores índices de hurto de las comunas más afectadas, ubicarlos geográficamente en el programa ARCVIEW rescatando la ubicación de los TD`s en donde existiera mayor concentración de estos clientes.

El segundo fue cargar en el programa SPSS gran parte de la Base de Datos de Chilectra haciendo un estudio de frecuencias de:

- Comportamiento de clientes
- Cambios bruscos en consumos mensuales de clientes comparados año a año.
- Medidores de los clientes intervenidos
- Clientes colgados directamente a la red
- Clientes hurtadores identificados en el tiempo

Seleccionando así a los clientes que presentaron mayores probabilidades de ser hurtadores y también fueron ubicados en el programa ARCVIEW.

De la intersección de los resultados de los subprocesos anteriores resultó una selección de 100 TD`s a medir como primera fase del proceso de Micromedición de los cuales sólo se pudieron medir 48.

Esta manera de seleccionar los TD`s confirmó algunos de los TD`s que ya habían sido medidos anteriormente (selección realizada anterior a la llegada del estudiante por profesionales de Chilectra) y rechazó otros, siendo éstos últimos pertenecientes al 8% de los TD`s que no redujeron sus pérdidas considerablemente.

A la fecha tenemos medidos 232 TD`s pertenecientes al área de concesión de Chilectra (Anexo 6).

5.4 Estimación de Beneficios

La estimación de beneficios se supuso en base a lo siguiente:

- a. Beneficios tangibles: hasta esta etapa los beneficios tangibles están dados en las mejoras tempranas, la reducción de índices de pérdida de energía:
 - La reducción de los hurtos de energía eléctrica trae consigo una reducción en las tarifas de regulación sectorial¹⁶.
 - Cálculo exacto del % pérdidas no técnicas de energía por TD (Figura 14)
 - Mayor segmentación de las Zonas de Hurtos, lo que significa tener identificados con gran detalles a clientes deshonestos.
 - Recuperación (facturación) de energía hurtada.
 - Aumento de Facturación por conceptos de alza del consumo registrado.

¹⁶ Decreto 99 “Composición de Tarifas”, Decretos Tarifarios. Fuente www.sec.cl

Figura 14: Cuadro representa el % de pérdidas de energía de cada TD medido en el proyecto.

Niveles de Pérdidas en Transformadores de Distribución					
	Total a la Fecha	Bajo %Perd< 8%	Medio 8%<%Perd<15%	Alto 15%<% Perd < 25%	Critico % Perd >25%
N° TD	232	28	82	102	20
N° Clientes	49.932	6.002	18.248	21.951	3.731
Energía Pérdida	5.812.792	691.199	2.155.007	2.456.788	509.798

Como se puede observar en el 100% de los casos se tienen pérdidas no técnicas de energía eléctrica considerables, concentrándose la mayor cantidad de ellas en el rango medio y alto equivalente al 80% de los TD's, con un total de 4.611.795 kwh de energía perdida, lo que representa un 79% del total de la energía perdida.

Al contabilizar esta energía perdida tenemos que los 4.611.795 kwh, corresponden a \$726.599.000 pesos.- (1 kwh = \$125 pesos)

A continuación se detallan 2 casos de los 232 TD's medidos en el proyecto.

Caso 1: Análisis para un período de 7 días de medición del TD con 233 clientes conectados

TOTAL ENERGIA LEIDA	58810	\$ 7.351.250
ALUMBRADO PUBLICO	7917	\$ 989.625
TOTAL ENERGIA FACTURADA	66727	\$ 8.340.875
TOTAL ENERGÍA REGISTRADA	91410	\$ 11.426.250
TOTAL ENERGÍA PERDIDA	24683	\$ 3.085.375
% DE PÉRDIDA	27%	

Caso 2: Análisis para un período de 7 días de medición del TD con 127 clientes conectados (Anexo 5)

TOTAL ENERGIA LEIDA	60990	\$ 7.623.750
ALUMBRADO PUBLICO	4853,94	\$ 606.743
TOTAL ENERGIA FACTURADA	65843,94	\$ 8.230.493
TOTAL ENERGÍA REGISTRADA	92035,3	\$ 11.504.413
TOTAL ENERGÍA PERDIDA	26191,36	\$ 3.273.920
% DE PÉRDIDA	28,50%	

Como se observa en estos ejemplos se logra recuperar aproximadamente $\frac{1}{4}$ de la energía que antes se perdía.

Como estos ejemplos tenemos que el 100% del total de la muestra (232) arrojan resultados positivos, pudiendo afirmar que el proceso funciona y se puede homologar para todos los TD's de la concesión, haciendo la salvedad de que a medida que se avance en las mediciones de los TD's se tendrán beneficios cada vez menores, pero significativos para la empresa.

b. Beneficios Intangibles: los principales beneficios están dados por la mejora en la calidad de la información y disminución de errores en las mediciones y reportes:

- Conocer específicamente al cliente que hurta energía
- Focalización de los hurtos
- Identificación de los hurtos
- Menor tasa de errores de medidas

5.5 Estimación de Costos

a. Conformidades

Actividades que aseguran que el proceso está produciendo salidas según especificaciones del cliente, administración de procesos y planificación; en esta categoría se incluyen:

a.1 Costos de valoración

Se incurre en estos costos al realizar inspecciones, pruebas y otras evaluaciones planeadas que se usan para determinar si lo producido, los productos o servicios cumplen con los requisitos establecidos.

Algunos ejemplos son: inspección de equipos de medida, levantamiento de clientes, análisis del cumplimiento con las especificaciones, inspecciones y pruebas de validación, actividades para la aceptación del producto, aceptación del control del proceso, etc.

Equipo	Costo	Observación
Instalación Medidor	25,7	UF, unitario
Levantamiento Clientes	2.500	unitario
Lectura Medidor	1	UF, por TD, mensual
HH personal Chilectra	0	Costo Hundido
Inspección Normalización	6.500	unitario por cliente
Arriendo Medidor	3	UF, unitario
TOTAL	2.423.700	Costo Total por medir a 200 clientes de 1 medidor, frecuencia mensual.

Cabe destacar que este es un costo promedio, ya que se calculo como el peor escenario posible, en el cual el 100% de los clientes resultaran hurtadores, en donde la compañía debe incurrir en un alto costo de Inspección y Normalización (\$1.300.000 pesos), lo que representa un 50% del costo total.

b. No Conformidad

Actividades requeridas para satisfacer los requerimientos de los clientes por posibles errores; en esta categoría se incluyen:

b.1. Costos de valoración

Se incurre en estos costos al realizar: inspecciones, pruebas y otras evaluaciones no planeadas debido a inspecciones o procesos de pruebas causadas por un error o defecto. (cuadro anterior)

b.2. Costos por fallas internas

Son los costos que podrían ser evitados si no existieran defectos en los productos utilizados a lo largo del proceso de reducción de pérdidas. Por ejemplo: reparación medidor de cliente, costo renovación instalaciones eléctricas varias, etc.

b.3 Costos por fallas externas

Son los costos que podrían ser evitados si el servicio no tuviese defectos. Estos costos surgen cuando los defectos se detectan después que proceso es puesto en marcha. Por ejemplo: recuperación de conexiones fraudulentas no detectadas inicialmente, conexión de nuevo cliente al TD medido, etc.

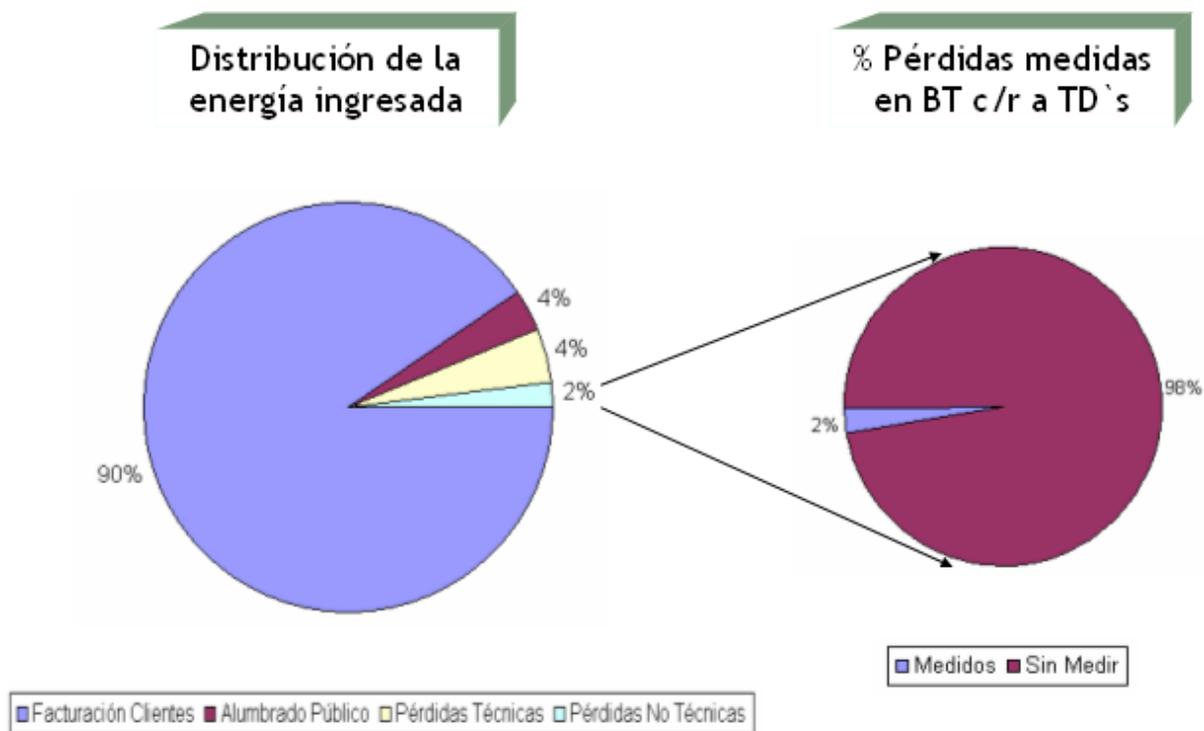
Es muy complicado medir estos costos de No Conformidad debido a su probabilidad de ocurrencia, pero se realizó una aproximación siendo lo más cercano a la realidad que se tiene tomando sucesos ocurridos a lo largo del tiempo llegando a la conclusión de que el proyecto de Micromedición es el más rentable comparado con otros aplicados anteriormente.

5.6 Proyección para Globalidad de Chilectra

Se tiene que hasta el momento sólo se puede explicar el total del 1,9% de pérdidas no técnicas por el bajo porcentaje de TD`s (2%) que está medido (Figura 15), lo que demuestra que queda mucho trabajo por realizar en el futuro debido a que es imposible lograr bajar considerablemente la tasa de pérdidas de energía con tal baja cantidad de TD`s medidos.

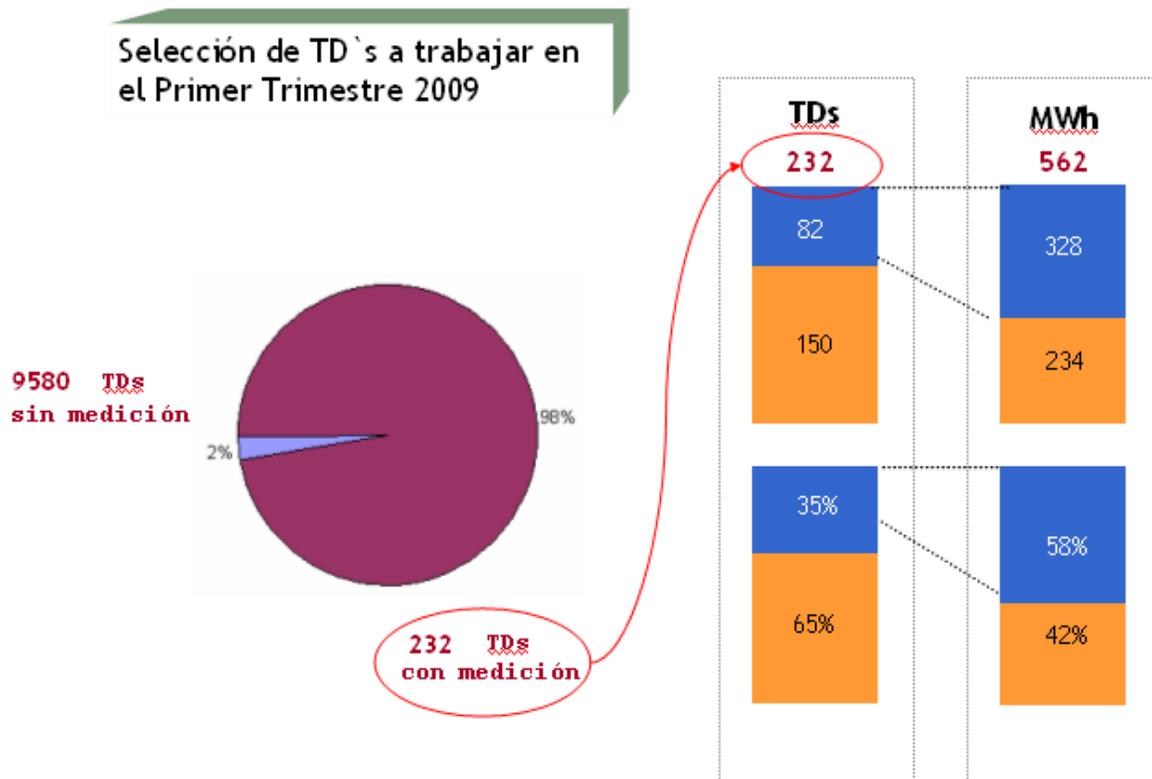
Sin embargo tenemos que este 2% de TD`s medidos arrojaron \$726.599.000 pesos en pérdidas, demostrando la trascendencia del proyecto en el futuro para la compañía.

Figura 15. Diagrama Pareto



Al realizar un cruce entre la cantidad de energía entregada hacia la red de BT con los TD`s medidos hasta el momento tenemos que un bajo porcentaje de ellos explica gran consumo, por lo que a éstos se les da mayor énfasis. (Figura 16)

Figura 16. Diagrama Pareto



5.7 Rentabilidad del Proyecto

De los puntos anteriores tenemos que se cuantificaron \$726.599.000 pesos en pérdidas de energía, bajo un costo de \$352.640.000 pesos da como rentabilidad de proyecto \$373.959.000 pesos al recuperar el 100% de las pérdidas, es decir bajo el escenario más optimista. Evaluando un escenario más cercano a la realidad tenemos que el proyecto es rentable hasta recuperar el 50% de dichas pérdidas, lo que equivale a \$363.299.500 pesos.

El punto de quiebre en donde se hace rentable la instalación de un TD se da cuando el % de energía recuperable es menor a los beneficios que esta otorga, lo cual viene dado directamente de los costos de aplicación del proyecto a un grupo de clientes en donde se estima una pérdida menor al 8%. Para estos casos se continuará aplicando las medidas técnicas actuales ya que demuestran ser beneficiosas para casos particulares.

Como beneficio extra tenemos el ahorro en la aplicación de medidas técnicas a clientes que presentan bajos niveles de pérdidas de energía. También tenemos ahorro de los costos por falencias del manejo de información de los clientes en el proceso de lectura, facturación, o cualquier transacción que afecte los datos involucrados en la facturación (instalaciones, cambios de medidor, cortes, reconexiones, finalizaciones, etc.). También tenemos una mejor calidad de servicio y la imagen de las Empresas Distribuidoras ahorrando en temas de fidelización de clientes.

5.8 Mejora del proceso de Micromedición

El objetivo es identificar, evaluar y seleccionar las soluciones que son rentables, oportunas, que eliminen las causas raíces (no solo los síntomas) y que no causen nuevos problemas en el proceso.

Como mejora de este plan de medición se propone la implementación de una Plataforma de Integración y Monitoreo (PIM), la gestión de la información necesaria para la automatización y almacenamiento de una Aplicación para la Macro y Micro Medición.

Dada la naturaleza de los datos utilizados para la ejecución de estos procesos de cálculo y, producto de la complejidad de compilación y unificación de estos datos, se requerirá automatizar el proceso dentro del corto plazo, permitiendo tener la información de un sector específico, de tal forma que permita la disminución de tiempos de manipulación y consolidación de la data, la eliminación de errores producto de esta manipulación y la generación de una base de datos que permita almacenar toda la información contingente y la histórica, de forma tal de poder generar cuadros estadísticos y de tendencias, tanto de los sectores medidos a través de la Macromedición, como las tendencias y comportamiento del consumo de los clientes asociados a los Transformadores de Distribución que están siendo medidos mediante el proceso de Micromedición.

Los siguientes aspectos son algunos de los objetivos que se pretende obtener con la implementación de la solución:

- ✚ Automatizar procesos de cálculos de pérdidas.
- ✚ Optimizar tiempos de análisis.
- ✚ Apoyar la labor de análisis de los proyectos.
- ✚ Permitir utilizar una base de información única, que sea común para todas las áreas.
- ✚ Proyectar condiciones de pérdida anual y mensual, según datos históricos.
- ✚ Finalmente, que sea una herramienta de apoyo a la obtención de información crítica para Chilectra.

6. Resultados

Como primer resultado es importante destacar las mejoras tempranas que contribuyeron a normalizar clientes vigentes y no vigentes produciendo una baja de 3% en promedio por TD, la cual es poco considerable si la comparamos con la alcanzada en el proceso completo, pero casi instantánea del porcentaje de pérdidas de energía por TD.

Respecto a la muestra efectiva medida (182 TD's) tenemos que corresponden a un total de 38.067 clientes de la concesión, representando tan solo un 2,53% del total, los cuales consumieron un total de 17.476.200 Kwh durante el período medido (1 mes) da como resultado de Energía "recuperada" (se deja de consumir bajando los costos de compra de Chilectra) un total de 2.970.954 Kwh, representando una mejora del 17% de consumo para esta muestra.

Debido a que esta muestra se tomaron los TD's que presentaban mayores tasas problemáticas se tiene que el resultado de recuperación de energía debería ir decayendo con el pasar del tiempo debido a que la futura selección de TD's será cada vez más acotada y con menor índice de pérdida. Por esta razón es muy difícil estimar el tiempo necesario para poder cumplir

con el objetivo principal, pero se asegura lograr dejar el porcentaje de pérdidas de energía en un 5% anual pudiendo mejorar año a año.

Por otro lado, si los resultados siguen siendo los esperados y se trabaja los 12 meses del año a conciencia, tenemos que demoraríamos en regularizar toda la concesión 5,5 años, logrando medir los 12.000 TD's, teniendo así el máximo control posible, con lo que se alcanza el objetivo específico de tener una tasa de pérdidas del 5% anual, pudiendo de ahí en adelante incluir mejoras cada vez más focalizadas a problemas particulares de clientes.

7. Comentarios y Conclusiones

Una vez concluido el proyecto, se encontró que las principales variables que afectaban las Pérdidas No Técnicas de Energía eran el poco criterio y conocimiento de causa de los clientes, la magnitud de la segmentación de mediciones de consumos a clientes, baja fiscalización y largos tiempos de análisis por parte de Chilectra para realizar la búsqueda de clientes hurtadores (producto de la poca sintonía entre departamentos). Aquí, se corrigieron los problemas encontrados implementando nuevo proceso de búsqueda de clientes hurtadores, lográndose reducir considerablemente la tasa de hurto, creyendo firmemente en poder lograr el

Finalmente, al analizar tanto los objetivos iniciales como desarrollo e implementación de este proyecto, se puede concluir que se cumpliría el objetivo general inicialmente establecido: implementar un plan sistemático de medición utilizando el TD como eje gestor de la energía eléctrica. Además, se cumplieron gran parte de los objetivos específicos como reducir la tasa de pérdidas de energía a un 5% fijo anual, es más, debería poderse aún más, excepto el lograr medir el 70% de los TD's en dos años.

7.1 Recomendaciones

Según los resultados obtenidos en el presente proyecto, se recomienda continuar gestionando y controlando con mayor nivel de profundidad (al menos en forma semestral) el proceso de Micromedición por parte del Área de Disciplina de Mercado.

Se sugiere también abarcar nuevas áreas y procesos de negocios no cubiertas en este proyecto, revisando el ciclo completo de un proceso, a pesar de que este pase por distintas áreas y funciones de la Compañía, como por ejemplo, Facturación, Servicio, Recaudación, Marketing, etc., con metodologías de mejora de procesos, como Seis Sigma DMAIC, de manera de fortalecer la orientación al cliente y la mejora continua en los procesos clave de esta Compañía.

El logro de estos objetivos sólo se puede alcanzar con el firme apoyo de la plana ejecutiva de esta Compañía, quienes deben evangelizar a sus equipos con esta nueva "forma de hacer las cosas".

8. Anexos

8.1 Anexo 1

8.1.1 GENERACIÓN

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras deseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

8.1.2 TRANSMISION

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de Marzo de 2004 a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

8.1.3 DISTRIBUCION

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

8.1.4 CONSUMIDORES

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

1. Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW)

2. Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW

3. Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

No obstante, los suministros a que se refiere el numeral anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts-kilómetro.

A nivel nacional, los clientes no regulados representaron cerca del 54% del consumo total de energía del año 2004.

Otros organismos participantes en el mercado eléctrico.

Otros organismos que participan en el sector eléctrico en Chile son; Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC): Los CDEC's se rigen por el Decreto Supremo N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería, y están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico, considerando:

1. Operación segura y de mínimo costo del sistema
2. Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
3. Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
4. Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

En Chile existen el CDEC del Sistema Interconectando del Norte Grande (www.cdec-sing.cl) y el del Sistema Interconectado Central (www.cdec-sic.cl).

8.2 Anexo 2

OPCIONES TARIFARIAS A USUARIOS FINALES

Existen distintas opciones tarifarias dependiendo del tipo de consumo de los usuarios finales. Las opciones tarifarias son libremente elegidas por el cliente y su duración es de un año, al cabo del cual el cliente puede mantenerla o cambiarla por otra, según sea su conveniencia.

Estas opciones se han estructurado considerando dos tipos de clientes:

- Clientes en alta tensión (AT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 volts; y
- Clientes en baja tensión (BT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 volts.

Además, las diferentes fórmulas se han estructurado considerando alternativas respecto de la modalidad de registro del consumo (sólo energía, potencia máxima leída o contratada o bien, potencia leída o contratada horariamente).

Las tarifas aplicadas por Chilectra, según lo establecido por ley ([Decreto 311/2008](#)), son influidas por:

- La potencia requerida por el cliente y/o la distribución (temporal) de sus consumos máximos.
- La forma en que Chilectra llega hasta las instalaciones del cliente, ya sean AÉREAS y/o SUBTERRÁNEAS
- Si el suministro es en baja tensión (voltajes menores a 400 volts En caso de voltajes monofásicos de 220 Volts o trifásicos de 380 Volts), lo que da lugar a las tarifas con prefijos 'BT', o alta tensión (voltajes mayores a los 400 Volts. Por ejemplo, suministros de 12 KV (12.000 Volts), cuyas tarifas tienen el prefijo 'AT'.

Existen distintas modalidades de aplicación tarifas (BT ó AT), lo que da origen a sufijos numéricos (del 1 a 4). Esto significa que por ejemplo una tarifa BT-2 y una AT-2 se calculan en forma similar, pero se diferencian en los precios fijados para energía y potencia.

Todas las tarifas contemplan un cargo fijo y el valor de la Energía (kiloWatt-hora) consumidos, pero se diferencian entre ellas por las consideraciones con respecto al uso de la potencia por parte del cliente, por lo que puede elegir entre:

Para clientes de baja tensión, las opciones tarifarias son las siguientes:

- BT1:** Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial)
- BT2:** Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público)
- BT3:** Medición de energía y medición de demanda máxima
- BT4:** Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades
- BT4.1:** Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia

BT4.2: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia

BT4.3: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada

Existen las opciones AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT 4.3, que son idénticas a las mostradas para clientes BT, pero definidas para Alta Tensión.

El detalle de estas opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación se encuentra contenido en el "Decreto N°276/2004 "Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2004-2008".

http://www.cne.cl/electricidad/regimen_tarifario/opciones.php

8.2.1 Tarifa BT-1: Tarifa de Clientes Hogar (Residencial)

Opción de tarifa simple en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa, los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 KW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se considerarán los siguientes casos:

Caso a:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT-1) se produce en meses en que se han definido horas de punta; y

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT-1) se produce en meses en que no se hayan definido horas punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea igual o inferior a dos.

Caso b:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT-1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea superior a dos.

8.2.2 Tarifa BT-2/ AT-2: Tarifa de Potencia Contratada

Es cuando el cliente contrata una capacidad de potencia por un plazo de un año.

El cliente tiene la libertad de utilizar la potencia contratada las 24 horas del día, durante la vigencia del contrato.

Para usar esta modalidad se requiere que la potencia contratada por el cliente sea determinada por alguna de las siguientes alternativas:

- Ponderando la carga existente en la instalación.
- Por medición instrumental de la potencia máxima.

La cifra contratada se deberá ajustar a la capacidad de interruptores automáticos disponibles en el mercado

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por potencia contratada:
 - Consumos Presentes en Punta
 - Consumos Parcialmente Presentes en Punta
 - Cargo por energía.

La facturación mínima mensual se obtiene de la suma del cargo fijo y el cargo por potencia contratada, incluso si el consumo de energía es nulo. Esto significa que el cliente paga el derecho a usar la potencia contratada, la use o no, y por ello esta tarifa es conveniente para aquellos clientes que su consumo de potencia se mantiene constante a lo largo del tiempo.

Se considera que el consumo del cliente es PRESENTE EN PUNTA cuando el cociente entre su demanda media en horarios de punta y su potencia contratada es mayor o igual a 0.50.

Además, si dentro de periodos de 60 minutos consecutivos en periodos de horas punta el cociente entre la demanda media y la potencia contratada es superior a 0.85, y esto ocurre por lo menos 5 días hábiles al mes, se considera que el consumo del cliente es PRESENTE EN PUNTA.

Si el cociente entre la demanda media (es el resultado de dividir la energía consumida durante las horas punta por la cantidad de horas punta) y la potencia contratada es menor a 0.5, se considera que los consumos del cliente son PARCIALMENTE EN PUNTA.

8.2.3 Tarifa BT-3/ AT-3: Tarifa de Demanda Máxima Leída

El cliente requiere tener un medidor con registrador de demanda máxima (medidor que almacena mensualmente la lectura de consumo de potencia máxima ocurrida entre intervalos de 15 minutos) y registro simple de energía.

Esta tarifa es conveniente si los requerimientos de potencia son fluctuantes, ya que una tarifa contratada fija como BT-2/AT-2 obliga a pagar por la potencia contratada aún si esta no se usa, mientras que con BT-3/AT-3 la tarifa se ajusta a las necesidades reales del cliente.

La tarifa se compone de los siguientes cargos que se suman en la facturación mensual:

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por demanda máxima, aplicando un precio diferenciado (el precio no es igual si los consumos están “presentes en punta”
 - “parcialmente presentes en punta”, estimados según los mismos criterios establecidos para la Tarifa BT-2/ AT-2) entre:
 - Consumos Presentes en Punta
 - Consumos Parcialmente Presentes en Punta

- Cargo por energía.

Se entiende por demanda máxima leída en un mes como el valor más alto de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes se obtiene de elegir el mayor valor entre:

- Cargo por demanda máxima facturado en el mes. (cargo por demanda máxima es la más alta que resulta de comparar la demanda máxima leída en el mes, con el promedio de las dos más altas demandas registradas en los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de los últimos doce meses incluido el mes que se factura).
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

8.2.4 Tarifa BT-4/ AT-4: Tarifa Horaria

La tarifa horaria favorece con precios medios más bajos de suministro a aquellos clientes que disminuyen en forma considerable su demanda en las horas punta. Esta tarifa es conveniente cuando la demanda en horas punta es inferior al 65% de la demanda de potencia en otras horas.

La facturación de la tarifa BT-4/AT-4 puede ser adoptar 3 modalidades, que comprenden los siguientes cargos que se suman en la factura:

- Tarifa BT-4.1/AT-4.1:

Comprende los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por energía.
- Cargo mensual por demanda máxima contratada de potencia en horas punta (para controlarla de que no sobrepase la contratada el cliente debe contar con una Sistema de Medida Adicional (SIMA), que con un interruptor horario, vigila la potencia disponible en horas punta según el contrato).
- Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Esta tarifa es similar a BT-2/AT-2, pero diferenciando los consumos según los horarios normales y de punta

- Tarifa BT-4.2/AT-4.2:

Comprende los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por energía.
- Cargo mensual por demanda máxima leída (es el valor más alto de las demandas integradas en periodos sucesivos de quince minutos) de potencia en horas punta.
- Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Es similar a considerar aplicar BT-3/AT-3 durante las horas punta, y BT-2/AT-2 en el resto del tiempo.

- Tarifa BT-4.3/AT-4.3:

Comprende los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por energía.

- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas punta (la demanda máxima a facturar en horas punta se determina: 1) De abril a septiembre se la demanda máxima leída. 2) En el resto de los meses, se factura el promedio de las dos demandas más altas registradas durante las horas punta en los cinco meses de invierno inmediatamente anterior).
- Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada (es el promedio de las dos más altas demandas registradas en los últimos doce meses inmediatamente anteriores, incluido el mes que se factura).

Es equivalente aplicar la tarifa BT-3/AT-3 a las demandas de potencia en horas punta y suministrada separadamente. Por tal razón, el cliente debe poseer un medidor que registra separadamente (el medidor de potencia se controla con un interruptor horario, de manera que discrimine entre los consumos en horas punta y el total suministrado) ambas demandas.

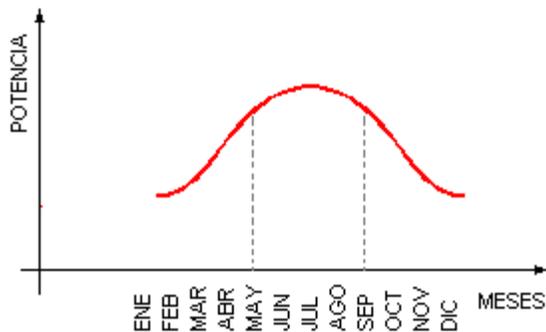
8.3 Anexo 3

Conoce los períodos de mayor consumo de energía eléctrica y cómo Chilectra actúa para suministrarla en dichos momentos.

Los distintos clientes requieren distintas cantidades de potencia a cada instante, pero puede observarse que el total del consumo de potencia del sistema muestra ciclos repetitivos en forma diaria y anual.

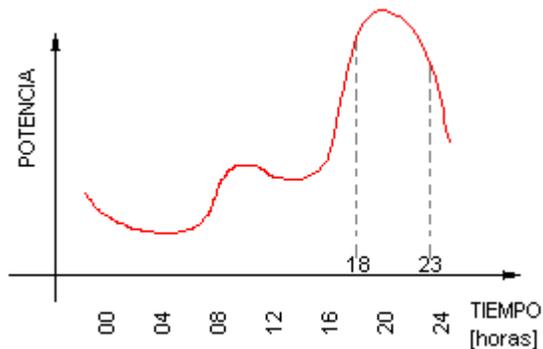
8.3.1 CICLO ANUAL:

A las actividades domésticas e industriales normales durante el año, se suman en invierno los requerimientos de mayores cantidades de energía para calefacción e iluminación por la menor duración de las horas de luz natural, y los requerimientos de mayor energía en los procesos debido a las bajas temperaturas. Por ello el consumo de potencia anualmente muestra la siguiente distribución:



8.3.2 CICLO DIARIO:

Diariamente el consumo de energía fluctúa desde un mínimo en horas de la madrugada, hasta alcanzar un máximo en horas entre las 18:00 y 23:00 horas, debido al consumo simultáneo de iluminación masiva, electrodomésticos (televisores, microondas, estufas) en los hogares, y el consumo industrial de las empresas que aún se encuentran en actividad, lo que se representa en el siguiente cuadro:



Chilectra debe proveer su servicio de manera de satisfacer los requerimientos energéticos de sus clientes aún en los instantes de mayor consumo.

En los instantes de mayor consumo de potencia del sistema las centrales hidroeléctricas no dan abasto para suplir la gran demanda de energía, debiendo entrar en operación centrales termoeléctricas, por lo que el costo de la energía suministrada se incrementa ostensiblemente. Por ello la fecha y hora en la cual se producen los consumos influyen directamente en los valores de las tarifas que Chilectra aplica a sus clientes.

Las horas de mayor consumo vistas en los gráfico se denominan 'HORAS PUNTA', corresponden al periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas durante los meses de abril a septiembre.

8.4 Anexo 4

PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

BALANCE DE ENERGIA

(Etapa 1)

Instalación equipos de medida permanente

1.0 Recepción de trabajos

CAM informará con 15 días de anticipación a la fecha esperada de ejecución y mediante correo electrónico, los puntos donde se instalarán los equipos de medida permanente. Se describe el número del transformador (T/D), las entrecalles donde se ubica el T/D y la capacidad (KVA.)

2.0 Pre-armado

El colaborador en sus dependencias deberá preparar las cajas y sus componentes a fin de llevar lista para instalación en terreno y deberá aportar todos los insumos necesarios para el trabajo (Listado en punto 9.0), incluyendo las Cajas metálicas conforme a descripción adjunta entregada por CAM, los medidores, transformadores de corriente y sistema de telemedida serán aportados por CAM.

3.0 Inspección técnica de TD

Para la instalación de los equipos de “Balance de Energía”, se debe inspeccionar el transformador, para determinar la factibilidad de realizar los trabajos de instalación de las cajas e insumos a utilizar. Los datos técnicos a observar son.

- Tipo red de distribución.
- Cantidad de circuitos que tiene el T/D.
- Tipo fusible en baja tiene el punto.
- Existencia de fusibles en media tensión y si están ubicados en el punto.
- Calibre y tipo de cable desde los fusibles de baja, a la red de distribución. (para instalar del mismo tipo)
- Verificar ferretería existente y si se pueden desplazar para la instalación de las cajas.
- Confirmar capacidad del TD.
- Cantidad de cables desde las salidas de los portafusibles por fase.

4.0 Solicitud desconexión

Una vez realizadas las inspecciones técnicas, se adjuntan en planilla Excel los números de T/D y la ubicación del transformador, para ser informadas a **CAM**. Paralelamente se debe solicitar autorización para las desconexiones a unidad de despacho de Chilectra, 8 días hábiles como máximo antes de la fecha deseada. En caso de TD con doble circuito se deben solicitar ambos circuitos.

5.0 Confirmación del despacho

La confirmación enviada por parte del despacho al colaborador será informada a **CAM** por correo electrónico, indicando el número de resolución de la unidad de Servicio Emergencia. Se confirman además la fecha y horarios de desconexión.

6.0 Trabajos en terreno

La empresa colaboradora será la encargada de solicitar en terreno el permiso de trabajo, hacer la desconexión y colocación de las tierras de protección, tanto en baja como en media tensión conforme a norma y reglamentos.

También se encargará de dictar charla de 5 minutos para posteriormente, instalar las cajas y alambrado del medidor, desde la bornera ubicada en la caja de los transformadores e instalar la telemedida.

Será responsabilidad de la empresa colaboradora, verificar el correcto alambrado y funcionamiento de las mediciones de las variables eléctricas del equipo, mediante el diagrama fasorial obtenido a través de Software **EMH Combi Master** cargado en PC portátil aportado por empresa colaboradora y deberá contactarse con personal de CAM (Unidad de teled medida), para realizar pruebas de comunicación de la teled medida.

Además deberá llenar acta adjunta de instalación de los equipos tanto de medida permanente y equipos de teled medida.

7.0 Actualización de planillas

Se designará a una persona para la actualización de las planillas Excel, las que deben contener equipos instalados y trabajos confirmados por el despacho para las futuras instalaciones. A la vez esta planilla se debe enviar como informe semanal a **CAM**.

8.0 Entrega de información a CAM

La empresa colaboradora deberá informar diariamente los trabajos realizados, semanalmente avance de desconexiones y armado de cajas.

9.0 Material usado en el proyecto

Los materiales utilizados en el proyecto Balance de energía de detallan mas abajo:

- CABLE CU 70MM2 XLPE CL 2 E-BT, Código SAP 6775309
- CABLE CU 120MM2 XLPE CL 2 E-BT-0001 REV, Código SAP 6775320
- CABLE CU 240 MM2 XLPE CL 2 E-BT-0001, Código SAP 6775322
- Cable THHN # 14 AWG Rojo, Código SAP 4578725
- Cable THHN # 14 AWG Azul, Código SAP 4578726
- Cable THHN # 14 AWG Blanco, Código SAP 4578727
- Cable THHN # 14 AWG Negro, Código SAP 4501528
- Borneras seccionables para señales de corrientes.
- Conduit Flexible.
- Conectores para conduit.
- Conector Muela CU 70 a 120 MM2, Código SAP 6750246
- Conector Muela CU 35 a 70 MM2, Código SAP 6750245
- Amarras plásticas, Código SAP 4501997
- Cinta plástica aislante, Roja, Blanca, Azul y Negra (3M)
- Cinta de goma.
- Guitarras
- Conectores bimetálicos. Para unión cobre - aluminio.

Caja metálica (descripción adjunta)

NOTA

Ésta descripción de servicio está sujeta a modificaciones tanto de agregar o quitar indicaciones e implementos que afecten directamente a este proyecto.-

(Etapa 2)

Levantamiento información de Clientes y Redes

1. Descripción de Servicio:

Este servicio consiste en el levantamiento de todas las cargas asociadas a TD para realizar balance de energía, tales como: Alumbrado Publico, Paletas publicitarias, cabinas telefónicas, clientes residenciales, comerciales y por otro lado, todas las características de las redes asociadas a TD.

2. Trabajo de Terreno:

Levantamiento de Información:

Se realizará levantamiento de información requerida conforme a detalle adjunto a continuación, con especial énfasis en los clientes sospechosos de hurto o hurto evidente. Todo en base a N° de transformador de distribución indicado por CAM. Esta información debe ser entregada a CAM durante los próximos 5 días a su solicitud.

Detalle de levantamiento previo:

- N° del TD.
- Capacidad del TD.
- Ubicación de TD.
- N° poste asociado. (Identificación de clientes conectados a cada caja de empalme)
- Dirección de clientes asociados.
- Tarifa
- Estado de la Propiedad
- Giro de cliente: Residencial, comercial o Industrial.
- Descripción: Casa Habitación, almacén, botillería, carnicería, etc.
- Ruta
- N° de medidor clientes asociados. (incluido alumbrado publico)
- Constante de lectura (*)
- Tipos de red.
- N° de fases de cliente.
- Acometida
- Capacidad del empalme (*)
- Protección (*)
- Tipo de caja (*)

- Observaciones generales de los empalmes de clientes asociados, enfocado al identificación de anomalías y a condiciones de hurto de energía: Colgados, sin sellos, caja empalme rota, abierta, medidor no gira, lectura retrocedidas, etc. (*)
- Alumbrado público no medido, N° de luminarias y capacidad (indicar si esta prendida durante luz día).
- Realizar croquis del circuito (plano esquemático)TD, Calles, postes, etc.
- Especial atención a Límites de Zonas en BT.
- Fotografías del TD, Tipos de red, tipos de propiedad.

Para efectuar este levantamiento se utilizará una planilla especial elaborada por Chilectra para tal efecto.

Nota:

1) El levantamiento efectuado en esta parte del proceso será de características no intrusivas, es decir, sin una intervención directa del personal en la manipulación y observación de los detalles de las condiciones de las cajas de empalme y medidores del cliente.

2)(*) Este tipo de información solicitada deberá ser aportada en el proceso de preinspección del cliente, en donde se efectuará una lectura del medidor y el levantamiento correspondiente de las observaciones tanto de la caja de empalme como de la condición de los medidores.

IMPORTANTE:

Para CAM, es crítico determinar condiciones de borde (límites de zona de TD) con fotografías y poste asociado.

3. Descripción Responsabilidades Empresa contratista:

La empresa responsable del proyecto debe asignar un supervisor responsable quién debe realizar y o coordinar las siguientes actividades:

- Recepcionar, organizar y archivar la información de los TD junto con sus antecedentes, en planillas Excel a informar.
- Coordinar íntegramente las actividades de levantamiento y entrega oportuna de la información a CAM.
- Semanalmente realizar informe de avance.
- Realizar mensualmente informe comercial y estado de pago con los eventos realizados en planilla Excel.

4. REQUERIMIENTOS

La empresa responsable para la ejecución de este trabajo requiere como mínimo de lo siguiente:

- Supervisor responsable de la coordinación y calidad del servicio.
- Cuadrilla de lectores para levantamiento de información y lecturas en clientes asociados.
- Vehículo utilitario.

- Teléfono móvil con número informado.
- Y todo lo necesario para el cumplimiento de la función.

NOTA

Ésta descripción de servicio está sujeta a modificaciones tanto de agregar o quitar indicaciones que afecten directamente a este proyecto.-

(Etapa 3)

Preinspección: Lectura Especial y Chequeo de condición de Cajas de Empalmes y Medidores

1. Descripción de Servicio:

Este servicio consiste en una pre-inspección, es decir, la toma de una lectura especial del medidor del cliente y una acuciosa revisión en busca de hurto de energía o anomalías en medidores y empalmes de clientes residencial, comercial e industrial asociados a TD.

2. Trabajo de Terreno:

Se realizará inspección de los empalmes en busca de hurto, específicamente en la caja empalme, considerando aspectos que se detallan más abajo, si se encuentra un cliente con estas características se debe registrar la condición y los hallazgos encontrados, para posteriormente, efectuar una inspección de control de hurto.

Esto procedimiento involucra lo necesario para abrir, inspeccionar y sellar las cajas de empalme.

Detalle de preinspección:

- Llamar a cliente.
- Identificarse y explicar la finalidad de inspección (revisar medidor)
- Verificar N° de medidor a cliente.
- Inspección Visual: Sellos adulterados, acometida, caja,
- Realizar lectura.
- Chequear estado de afiance caja empalme.
- Cortar y anotar sello caja empalme.

Anormalidades a informar a supervisor técnico de control de hurto:

- Medidor con daño evidente.
- Cubierta de medidor rota, trizada, perforada, sin sello.
- Conexiones con señales de Corto circuito.
- Caja empalme desafianzada.
- Hurto evidente: Conexiones directas, puentes, cliente colgado.

3. Descripción Responsabilidades Empresa contratista:

La empresa responsable del proyecto debe asignar un supervisor responsable quién debe realizar y o coordinar las siguientes actividades:

- Recepcionar, organizar y archivar la información de las preinspecciones en planillas Excel.
- Coordinar íntegramente las actividades de preinspección con inspector de Control de hurto en terreno.
- Comunicar a CAM periódicamente los avances y observaciones importantes.
- Semanalmente realizar informe de avance.
- Realizar informe comercial y estado de pago con medidas realizadas en planilla Excel.

4. REQUERIMIENTOS

El colaborador responsable para la ejecución de este servicio requiere como mínimo de lo siguiente:

- Supervisor responsable de la coordinación y calidad del servicio.
- Cuadrilla de inspectores para la preinspección de empalmes según estándar.
- Teléfono móvil con número informado.
- Y todos los implementos técnicos y de seguridad necesarios para el correcto cumplimiento de la función.

NOTA

Ésta descripción de servicio está sujeta a modificaciones tanto de agregar o quitar indicaciones que afecten directamente a este proyecto.-

8.5.2: Codificación de Empalmes, para llenado de formulario anterior.

COD		CODIFICACION DE EMPALMES					
Estado Propiedad	HABITADO	Casillero 1	TIPO RED	BT Monofásico	A	Empalme aéreo	
	DESHABITADO			BT Trifásico	S	Empalme subterráneo	
	CERRADO			AT medido en BT			
	NO UBICADO			AT medido en AT			
	SITIO ERIAL						
GIRO	RESIDENCIAL	Casillero 2	TIPO DE EMPALME	BT monofásico	A	Individual directo a la vivienda	
	COMERCIAL				B	Individual con poste medidor en la vivienda	
	INDUSTRIAL				D	Individual con poste medidor en el poste	
	MUNICIPAL				W	Pareado directo a la vivienda	
	FISCAL				X	Pareado con poste medidor en la vivienda	
					G	Pareado con poste medidor en el poste	
					K	Sin medidores	
	M				Acometida mural		
	Z				Colectivo		
	P				Alumbrado público		
	Q			Con mas de un medidor			
	R			Con medidor reactivo			
TIPO DE RED	AEREA NORMAL			Casillero 3, 4 y 5	CAPACIDAD DEL EMPALME	BT Monofásico	Potencia Nominal en KVA
	AEREA ECONOMICA	BT Trifásico	Potencia Nominal en KVA				
	AEREA PROTEGIDA	AT medido en BT	Potencia Nominal en KVA				
	SUBTERRANEA	AT medido en AT	Nivel de tensión en KV				
MEDIDA TECNICA IMPLEMENTADA	ACME	Casillero 6, 7 y 8	PROTECCION DEL EMPALME	BT Monofásico	Capacidad del interruptor o fusible en amperes		
	MEDIDOR AUDITOR				BT Trifásico	Capacidad del interruptor o fusible en amperes	
	DAC CAJA DISTRIBUCIÓN NORMAL				AT medido en BT	Capacidad del interruptor o fusible en amperes	
	DAC CAJA DISTRIBUCIÓN BLINDADA				AT medido en AT	Corriente primaria de los transformadores de cte.	
	DAE CAJA GUITARRÓN						
HALLAZGO	HURTO	Casillero 9	TIPO DE CAJA	BT Monofásico	P	Placa fusible	
	EN OBSERVACIÓN				I	Interruptor termomagnético	
	CAJA EMP. INCLINADA				H	Tarifa horaria	
	CAJA EMP. SIN SELLO				S	sistema medida adicional (SIMA)	
	PORTA SELLO ROTO				F	Fensa	
	BAJADA TAPADA				N	Negra (10473, 11265)	
	ACOMETIDA INTERVENIDA				T	Ticino	
	ARRANQUE DESDE RED				B	Caja protección en ENUP tipo AM, 1105	
	MEDIDOR NO GIRA				O	Otras	
	MEDIDOR QUEMADO				C	Chapa de seguridad	
	MEDIDOR DESCONECTADO				E	Caja hermética	
	SIN MEDIDOR				E	Concéntrico (Red DAE)	
					F	Concéntrico (Red Calpe)	
					C	Concéntrico	
					D	Alambre PVC en ducto	
	K	Kaleco 2 vías					
	T	Tetrapolar					
	O	Otras					
	S	Bajada solo concéntrico					
	1	Red Network Norte					
	2	Red Network Sur					
	3	Red aislación seca					
	4	Red aislación papel aceite					
	5	Red Network Poniente					
	6	Red goma desde camarilla					
	8	Conectado desde grupo de cajas					
	9	Conectado desde bajada de poste					

8.6 Anexo 6: TD's considerados en el estudio

N°	N° TD	Comuna	Clientes	% Pérdida
1	73514	P.A.Cerda	463	16,79%
2	2749	Pudahuel	433	20,77%
3	9416	Lo Prado	365	19,80%
4	29858	Pudahuel	353	9,59%
5	2194	Conchalí	347	22,53%
6	3518	San Miguel	333	6,81%
7	50104	La Florida	327	6,13%
8	32557	Maipú	327	4,98%
9	50316	Maipu	326	5,60%
10	6632	Conchalí	325	9,46%
11	29884	La Granja	321	6,28%
12	33711	Quilicura.	318	2,58%
13	53200	Maipu	314	9,31%
14	64028	Peñalolen	308	10,19%
15	29303	Huechuraba	302	13,90%
16	32465	Quilicura	302	8,11%
17	15492	Maipú	301	7,23%
18	85949	Peñalolen	300	58,25%
19	15716	La Granja	299	11,99%
20	84902	Peñalolen	298	22,82%
21	82993	Lo barnechea	296	51,79%
22	607	Independencia	294	8,25%
23	5814	Maipu	293	11,71%
24	2304	Conchalí	289	10,36%
25	2883	Cerrillos	285	7,78%
26	33598	Cerro Navia	284	12,69%
27	33709	Quilicura.	283	18,87%
28	9553	Pudahuel	279	15,77%
29	6820	Conchalí	277	18,92%
30	7982	Recoleta	272	2,63%
31	30668	Peñalolen	270	12,98%
32	7455	La granja	270	2,12%
33	28205	Renca	269	21,25%
34	5408	Recoleta	266	14,51%
35	9867	Renca	266	2,78%
36	32523	Quilicura	265	32,83%
37	12961	Conchalí	262	21,26%
38	6722	La Florida	261	25,03%
39	6190	Quinta Normal	259	33,78%
40	4950	Conchalí	259	12,28%
41	5576	Maipu	254	8,40%
42	2823	Renca	252	14,68%
43	5043	Conchalí	251	31,61%
44	25490	P.A.Cerda	250	22,59%
45	51688	Maipu	249	13,79%
46	12347	La Granja	249	12,08%
47	14467	Maipú	248	19,55%

48	3848	Renca	247	17,49%
49	52128	Maipú	246	17,14%
50	29306	Huechuraba	246	16,01%
51	2512	La Cisterna	245	23,18%
52	1878	San Ramon	245	21,25%
53	6182	Quinta Normal	243	19,72%
54	14010	La Florida	242	16,29%
55	4336	Quinta Normal	241	8,64%
56	680	Renca	240	15,84%
57	2196	San Ramon	240	13,19%
58	3996	San Joaquin	237	18,62%
59	14313	La Florida	237	8,14%
60	14633	La Cisterna	234	17,31%
61	8536	Quilicura.	233	10,31%
62	76108	Renca	232	25,25%
63	3250	La Granja	232	19,83%
64	3748	La Granja	232	17,04%
65	32160	Quilicura.	230	17,72%
66	4182	Pudahuel	229	18,18%
67	7022	Renca	227	12,75%
68	12458	Quinta Normal	226	49,80%
69	13080	Maipu	226	11,11%
70	15464	La Florida	225	12,47%
71	1830	San Miguel	224	33,04%
72	30653	Quilicura.	223	23,05%
73	4841	San Ramon	223	14,22%
74	15343	Maipu	222	45,90%
75	10598	Cerro Navia	222	21,45%
76	65460	Quilicura.	222	18,71%
77	18455	Cerro Navia	221	18,57%
78	6438	Conchalí	219	23,16%
79	6611	Estación Central	217	11,40%
80	1759	Cerro Navia	217	4,43%
81	8377	La Florida	217	4,38%
82	4821	San Ramon	216	7,90%
83	12822	Conchalí	213	15,89%
84	6747	Conchalí	212	23,99%
85	9563	La Cisterna	211	21,10%
86	7182	Estación Central	211	5,47%
87	7023	Renca	210	13,20%
88	6608	Estación Central	209	15,00%
89	32846	Maipú	209	7,62%
90	3749	La Granja	208	20,66%
91	64535	Cerro Navia	207	12,32%
92	10784	Lo Prado	204	20,46%
93	72073	Pudahuel	204	8,95%
94	6164	Pudahuel	203	18,88%
95	3946	San Ramon	201	23,21%
96	6511	San Joaquin	201	21,44%
97	1899	La Cisterna	200	13,59%
98	82792	La Florida	200	13,24%

99	4263	San Joaquin	199	11,58%
100	14150	Renca	198	17,34%
101	4081	Recoleta	197	23,35%
102	5514	San Joaquin	197	13,10%
103	54006	La Granja	197	0,53%
104	2593	San Joaquin	196	10,08%
105	1955	Pudahuel	194	23,84%
106	6826	Peñalolen	193	10,22%
107	12172	La Granja	190	17,95%
108	10806	Cerro Navia	189	3,46%
109	3178	La Granja	188	16,07%
110	5346	Peñalolen	186	22,14%
111	10127	La Granja	186	21,07%
112	3724	Cerro Navia	186	20,34%
113	32691	Maipu	186	1,57%
114	3509	Quinta Normal	185	26,35%
115	10341	Quinta Normal	184	22,73%
116	64780	Quilicura.	183	45,01%
117	5562	La Granja	183	23,18%
118	3173	La Granja	183	18,58%
119	5535	Maipú	182	24,24%
120	80336	Estación Central	176	35,62%
121	3616	San Ramon	175	16,53%
122	7254	Conchalí	175	9,07%
123	4699	Macul	174	15,62%
124	9050	Lo Espejo	174	4,61%
125	13122	Lo Espejo	173	26,98%
126	55665	Estación Central	173	23,67%
127	6612	Estación Central	173	17,79%
128	11528	Santiago	172	16,61%
129	6469	Peñalolen	172	15,16%
130	10785	Lo Prado	170	5,39%
131	64777	Quilicura.	169	25,45%
132	6752	Renca	169	17,59%
133	3175	La Granja	168	32,21%
134	13099	Lo Prado	166	7,34%
135	6980	Huechuraba	164	14,29%
136	4352	La Granja	164	14,10%
137	4172	P.A.Cerda	163	1,77%
138	16070	Lo Espejo	161	32,81%
139	6406	Recoleta	161	7,65%
140	56017	Peñalolen	159	16,38%
141	6541	Las Condes	157	11,38%
142	5147	Estación Central	155	27,01%
143	14365	Renca	153	12,59%
144	3109	La Cisterna	151	25,82%
145	7414	La Florida	151	15,45%
146	7373	Huechuraba	149	13,15%
147	3172	La Granja	148	11,16%
148	65112	La Florida	147	1,04%
149	11848	Huechuraba	144	21,25%

150	5298	Peñalolen	143	10,08%
151	12325	La Cisterna	141	19,96%
152	3319	La Cisterna	140	3,28%
153	12986	Huechuraba	139	13,89%
154	6631	Conchalí	138	23,72%
155	85543	Peñalolen	137	10,78%
156	7739	Peñalolen	135	6,63%
157	4504	San Ramon	131	38,28%
158	14221	La Granja	131	16,90%
159	12785	Conchalí	128	15,30%
160	11334	Lo Prado	127	25,96%
161	13759	Recoleta	127	15,78%
162	7063	conchalí	126	16,40%
163	4953	Conchalí	126	4,35%
164	5297	Peñalolen	125	8,45%
165	30192	Macul	121	35,75%
166	14040	Cerrillos	115	12,55%
167	12362	La Cisterna	114	2,65%
168	6341	conchalí	113	20,46%
169	10178	Recoleta	113	9,46%
170	12350	Cerrillos	111	72,18%
171	11494	Estación Central	110	18,51%
172	32226	La Granja	108	35,31%
173	12979	La Granja	108	23,02%
174	6368	conchalí	107	17,07%
175	32448	La cisterna	105	34,10%
176	6911	Peñalolen	99	19,13%
177	51106	Pudahuel	98	45,19%
178	59749	Lo Espejo	98	24,76%
179	5227	Las Condes	94	17,62%
180	13854	Peñalolen	92	43,85%
181	13666	conchalí	92	14,91%
182	13296	San Ramon	92	7,26%