UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELECTROCENTRO S.A.

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE: INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

JUAN CARLOS ORTÍZ RODRIGUEZ

PROMOCIÓN 2002 - II

LIMA-PERÚ

2012

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mi madre que con su ejemplo de amor y constancia han influido en mi personalidad para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar este logro profesional, y ahora desde el cielo me sigue ayudando.

De igual manera a todas las personas que en forma directa e indirecta me apoyaron para la realización del mismo.

ÍNDICE

PRÓLOGO 1

CAPÍTULO 01: INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades 3

1.2. Objetivo 3

1.3. Alcances 4

1.4. Conceptos 4

CAPÍTULO 02: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1. Clientes del sistema eléctrico Selva Central 21

2.2. Infraestructura eléctrica del sistema eléctrico Selva Central 22

2.3. Potencia instalada del sistema eléctrico Selva Central 23

2.4. Área de Control de Pérdidas 24

CAPÍTULO 03: REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL

3.1. Alimentación 26

3.2. Diagrama Unifilar 27

3.3. Redes Eléctricas en Alta Tensión 28

3.3.1. Líneas de Transmisión 28

3.3.2. Líneas de Subtransmisión 28

3.4. Redes Eléctricas en Media Tensión 29

3.5. Redes Eléctricas en Baja Tensión 29

3.6. Subestaciones 30

3.6.1. Subestación de Transformación (CT) 30

3.6.2. Subestación de Distribución 31

CAPÍTULO 04: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO

4.1. Pérdidas de Energía Eléctrica 32

4.1.1. Pérdidas Técnicas 33

4.1.1.1. Pérdidas en la Red de Alta Tensión 33

4.1.1.2. Pérdidas en la Red de Media Tensión 33

4.1.1.3. Pérdidas Técnicas en Transformación (MT/BT) 34

4.1.1.4. Pérdidas en Baja Tensión 34

4.1.2. Perdidas No Técnicas 35

4.1.2.1. Conexiones irregulares en el equipo de medición 36

1. Puente de tensión externo desconectado 36

2. Bobina puenteada en la bornera del equipo de medida 36

3. Reductores de corriente desconectados 37

4. Reductores de corriente incumplen relación 38

5. Hurto a través de las fases de tensión 39

6. Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso 40

7. Sellos de medidor violados, medidor defectuoso 40

8. Sellos de medidor violados, medidor retrocedido..... 41

9. Línea directa en la bornera..... 42

4.1.2.2. Conexiones irregulares en la red (Conexiones Clandestinas)..... 42

1. Conexión clandestina al cable de acometida 42

2. Conexión directa a la red de baja tensión 43

3. Conexión directa a la red de alumbrado público 44

4.1.3. Otros escenarios que afectan los índices de pérdidas de energía..... 45

4.1.3.1. Por errores administrativos 45

1. Usuarios sin medidores..... 45

2. Errores en los registros de los consumos de A.P. 46

3. Registro inadecuado de los suministros temporales 46

4. Registro inadecuado de los consumos propios 46

5. Cálculo errado de la constante de facturación 47

6. Nuevos usuarios no son ingresados oportunamente 47

7. Error en la toma de estados..... 47

4.1.3.2. Por errores accidentales 47

1. Mal funcionamiento del equipo de medida..... 47

2. Mala conexión de los equipos de medida 48

4.2. Metodología para el cálculo de pérdidas de energía eléctrica 48

4.2.1. Cálculo de las pérdidas de energía..... 48

4.2.2. Balance de energía 49

4.3. Índice de pérdidas de Electrocentro..... 51

4.3.1. Estimación de pérdidas técnicas 51

4.3.2. Cálculo de las pérdidas de Electrocentro 52

4.4. Pérdidas reconocidas por la GART 56

CAPÍTULO 05: ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

5.1. Descripción de procedimientos y pruebas operativas 58

5.1.1. Revisión visual de los componentes de la conexión eléctrica 58

5.1.2. Contrastación de medidores de energía 59

5.1.3. Verificación de constante de medidor 61

5.1.4. Verificación del flujo de corriente 62

5.2. Métodos y algoritmos para la detección 62

5.2.1. Focalización de pérdidas 62

5.2.2. Variaciones de consumo 64

5.2.3. Giro de negocio 66

5.2.4. Denuncias 67

5.2.5. Consumos cero 68

5.2.6. Observaciones en las lecturas 69

5.2.7. Lecturas a medio periodo de facturación 69

5.3. Medidas de control 70

5.3.1. Normalización de alteraciones 70

5.3.2. Medidas técnicas y normalizaciones implementadas 71

5.3.3. Sistema de medición concentrada 72

5.3.4. Modificación de redes de distribución secundaria 73

5.3.4.1. Distanciamiento de redes secundarias 74

5.3.4.2. Instalación de redes antihurto 74

5.3.5. Sistema de telemedida 74

CONCLUSIONES 76

BIBLIOGRAFÍA 78

ANEXOS 79

PRÓLOGO

Las exigencias actuales de las empresas de distribución eléctrica orientado a disminuir los índices de las pérdidas de energía, hacen necesario promover acciones y procedimientos que produzcan un mayor impacto positivo en la disminución de las pérdidas.

Las pérdidas de energía eléctrica en todas las redes de distribución de nuestro país constituyen un tema de mucha importancia que debe ser examinado cuidadosamente, más aún cuando afectan directamente a la economía de las empresas eléctricas, así como también a la calidad de servicio hacia los clientes finales.

En los últimos años, las pérdidas de energía en el sistema eléctrico Selva Central han afectado los ingresos financieros de la empresa.

Ante este escenario, Electrocentro S.A. adoptó una política estricta en el control de pérdidas, elaborando alternativas de solución, dando resultados satisfactorios en la reducción de pérdidas de energía.

Para la elaboración del presente informe de suficiencia, se ha creído conveniente subdividirlo en cinco capítulos que se describen brevemente a continuación:

En el **Capítulo I** se incluye las generalidades, los objetivos, alcances y algunos conceptos relacionados con el presente informe.

En el **Capítulo II** se describe a la empresa, cantidad de clientes que atiende, infraestructura eléctrica, potencia instalada por subsistema eléctrico, asimismo enfatiza en el área de control de pérdidas.

En el **Capítulo III** se especifican las redes de distribución del sistema eléctrico Selva Central, su alimentación, diagrama unifilar, redes eléctricas de alta, media y baja tensión así como las subestaciones.

En el **Capítulo IV** se muestra la metodología utilizada para la determinación de las pérdidas de energía, asimismo se detalla las conexiones irregulares y otros escenarios que provocan pérdidas no técnicas de energía, de igual modo se precisa el índice de pérdidas del sistema eléctrico Selva Central.

En el **Capítulo V** se definen las alternativas de solución para la reducción de las pérdidas de energía, destacándose la descripción de los procedimientos y pruebas operativas, los métodos y algoritmos para la detección así como las medidas de control adoptadas.

Finalmente se darán las conclusiones, y para cumplir con el alcance se adicionan algunos anexos.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

El aumento progresivo de las pérdidas de energía eléctrica es uno de los problemas que vienen aconteciendo en las empresas de distribución eléctrica, ante este escenario Electrocentro S.A. viene desarrollando alternativas de solución que disminuyan o eliminen los problemas de conexiones irregulares en el equipo de medición, conexiones clandestinas y otros escenarios que afectan los índices de pérdidas de energía.

1.2. OBJETIVO

Controlar las pérdidas no técnicas de energía en el sistema eléctrico Selva Central con acciones, métodos y procedimientos orientados a reducir las pérdidas no técnicas de energía, planteando pautas de actuación a fin de mejorar la calidad del servicio eléctrico, renovando la imagen e incrementar el margen comercial de la Empresa Electrocentro S.A.

1.3. ALCANCES

El presente informe describe los procedimientos realizados para controlar las pérdidas no técnicas de energía en el sistema eléctrico Selva Central, identificando las zonas críticas de hurto de energía sobre la base de información de los balances de energía por subsistema eléctrico, para posteriormente orientar las acciones operativas de detección de pérdidas no técnicas de energía, priorizando a su vez a los clientes con variaciones en su consumo mensual de energía.

1.4. CONCEPTOS

Para efectos del presente informe se define los siguientes conceptos:

1.4.1 Acometida

Cable de conexión entre la red eléctrica y el medidor de energía.

1.4.2 Área de Concesión

Se define como el área geográfica delimitada en extensión territorial, donde existe obligatoriedad de servicio para las concesionarias.

1.4.3 Balance de Energía

Es la cuantificación de los consumos en cada subsistema eléctrico.

1.4.4 Bobina de Tensión

Es parte de la estructura de un medidor de energía, el cual va montado en derivación al núcleo de chapa magnética sobre dos conductores.

1.4.5 Caja Portamedidor

Elemento que brinda protección mecánica al sistema de medición y al sistema de protección eléctrica.

Fig. 1.1. Caja Portamedidor

1.4.6 Carga Conectada

Es el valor de la potencia que se encuentra en utilización para un determinado instante.

1.4.7 Carga Instalada

Es la suma de las potencias de cada uno de los equipos y artefactos eléctricos que posee el cliente.

1.4.8 Circuito

Un conductor o sistema de conductores concebido para que a través de ellos cuales pueda circular una corriente eléctrica.

1.4.9 Cliente

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

1.4.10. Concesionario

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

1.4.11. Conexión Indebida

Aquella conexión detectada que siendo cliente de la Empresa hace uso de la energía eléctrica violando las condiciones de control de los equipos de medición, fraudes en la acometida y doble acometida de la red pública.

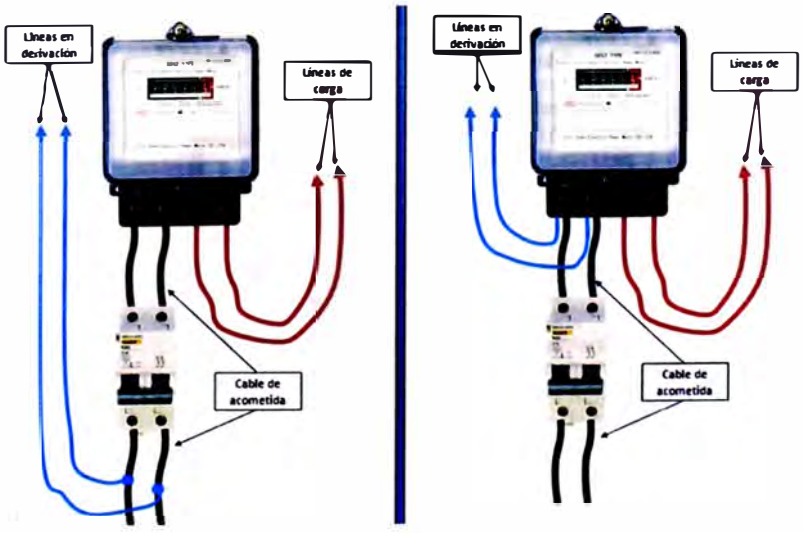


Fig. 1.2. Conexiones indebidas

1.4.12. Conexión Clandestina

Conexión sin autorización de la Empresa Concesionaria y cuyo beneficiario no se encuentra registrado en nuestro Sistema de Gestión Comercial Corporativo OPTIMUS, también abarca a aquellos que se encuentran en situación de Morosos y comprende los siguientes casos:

- Conexión directa de la red de servicio particular
- Conexión directa de la red de alumbrado público
- Conexión directa a través de la acometida de otro cliente

1.4.13. Conexión Eléctrica

Conjunto de componentes eléctricos de propiedad del cliente que sirve para el suministro de energía eléctrica.

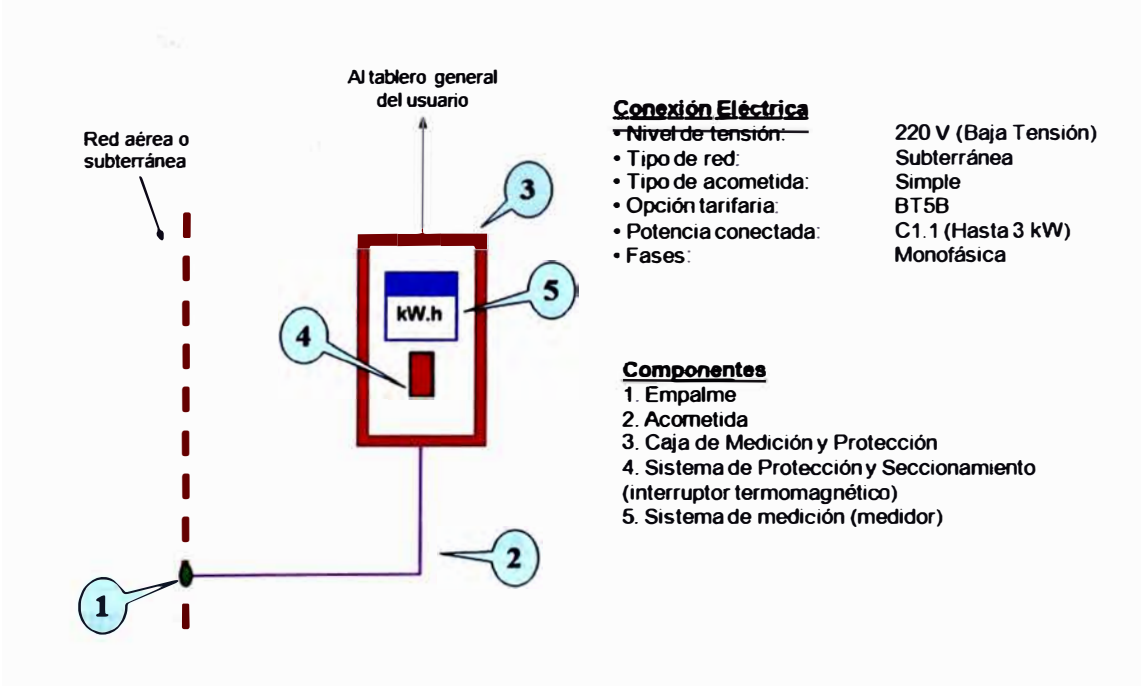


Fig. 1.3. Esquema de conexión eléctrica en baja tensión

1.4.14. Consumo de Energía

Es el número de kilovatios-hora utilizados para que funcione un aparato eléctrico durante un determinado tiempo, depende de la potencia del aparato y del tiempo que esté funcionando.

1.4.15. Contrastación

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

Fig. 1.4. Contrastación de medidor de energía eléctrica

1.4.16. Contrastador

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

1.4.17. Control de Pérdidas

Son las actividades que realizan las empresas eléctricas con el objetivo de eliminar las pérdidas de energía eléctrica.

1.4.18. Diagrama de Carga

Es un gráfico donde se aprecia la variación de la potencia activa durante un periodo determinado.

1.4.19. Diagrama Unifilar

Es una notación simplificada para la representación de un sistema eléctrico, donde los elementos eléctricos se muestran por medio de símbolos esquemáticos estandarizados.

1.4.20. Energizado

Eléctricamente conectado a una diferencia de potencial o eléctricamente cargado de modo que tenga un potencial contra tierra.

1.4.21. Equipo

Conjunto de accesorios, dispositivos, artefactos, arreglos, aparatos y similares utilizados como parte de una conexión eléctrica.

1.4.22. Equipo de Medición

Medidor de energía eléctrica y sus elementos complementarios transformadores de corriente y tensión.

Fig. 1.5. Medidor de energía eléctrica

1.4.23. Factor de Utilización

Es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la capacidad nominal del sistema.

1.4.24. Fuera de Servicio

Las líneas y equipos son considerados fuera de servicio cuando están desconectados del sistema y no son capaces de suministrar energía.

1.4.25. Hurto de energía

Es la energía consumida no reflejada en la medición del cliente producto de una intervención de responsabilidad del usuario.

1.4.26. Inspección

Revisión visual de los componentes de conexión eléctrica con la finalidad de constatar el correcto funcionamiento.

Fig. 1.6. Inspección del sistema de medición

1.4.27. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la propiedad Intelectual (INDECOPI)

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

1.4.28. Norma Metrológica Peruana

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

1.4.29. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

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

1.4.30. Potencia Contratada

Es la potencia a la que tiene derecho el cliente y que se consigna en su contrato de suministro.

1.4.31. Red Eléctrica

Es una interconexión de elementos eléctricos tales como resistencias, los inductores y condensadores, las líneas de transmisión, las fuentes de voltaje, las fuentes de corriente y conmutadores.

1.4.32. Sellos de Medidor

También llamados precintos, son dispositivos de cierre que evidencian cualquier intento de manipulación o violación tanto de la tapa principal o carcasa del medidor, de la tapa de bornera, de las conexiones de transformadores de corriente o de cualquier otro elemento asociado al equipo de medida.

Fig. 1.7. Sellos de medidor

1.4.33. Sistema de Medición (o Equipo de Medición)

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

1.4.34. Sistema de Protección

Conjunto de elementos destinados a garantizar una adecuada protección de la conexión eléctrica.

Fig. 1.8. Interruptor termomagnético

1.4.35. Sistema Eléctrico

Conjunto de instalaciones eléctricas interconectadas para servir a una demanda de electricidad.

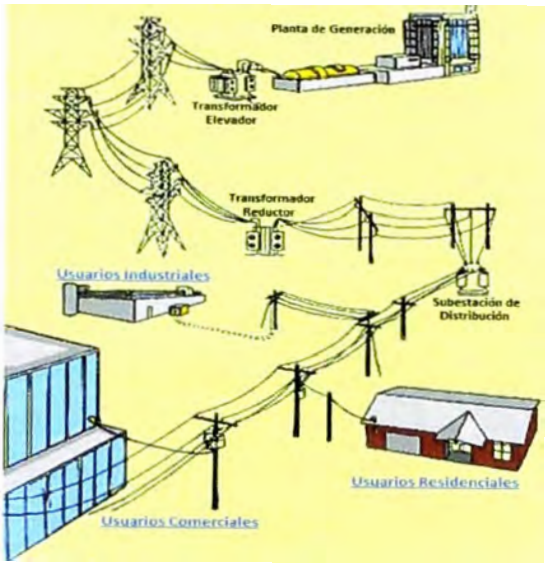


Fig. 1.9. squema de un sistema eléctrico

1.4.36. Sistema Interconectado Nacional (SEIN)

Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

1.4.37. Sistema Patrón

Es el Sistema usado como modelo de comparación para evaluar el sistema a contrastar y que tiene un nivel de precisión mayor al sistema evaluado. El Sistema Patrón debe ser calibrado por el INDECOPI o por Laboratorios de Calibración debidamente acreditados para tal fin.

1.4.38. Subestación

Conjunto de instalaciones destinados a la transformación de la

tensión eléctrica y al seccionamiento y protección de circuitos, existen subestaciones de distribución del tipo aéreas Biposte y Monoposte.

Fig. 1.10. Subestación de distribución aérea biposte y monoposte

1.4.39. Subsistema Eléctrico

Es todo aquel sistema eléctrico que se conecta al sistema eléctrico principal.

1.4.40. Tapa Bornera

Son tapas generalmente de plástico, cuya función es de brindar protección a las borneras de los medidores de consumo de energía eléctrica.

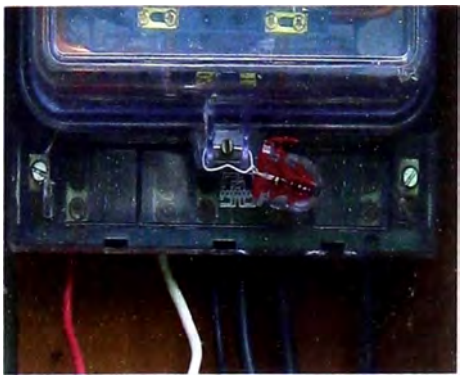


Fig. 1.11. Tapa bornera de plástico

1.4.41. Transformador de Corriente

Equipo cuya función es de reducir el nivel de corriente en el lado secundario con la finalidad de conectar a equipos de medición y protección.

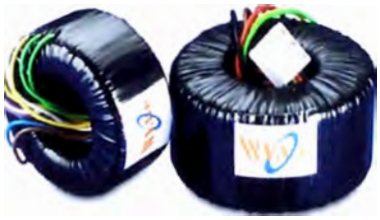


Fig. 1.12. Transformador de Corriente

1.4.42. Verificación

Revisar a través de instrumentos los componentes de la conexión eléctrica con la finalidad de constatar el correcto funcionamiento.

Fig. 1.13. Verificación de corriente

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro S.A.) fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial N 319-83-EM/DGE, emitido por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), y su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante escritura pública del 6 de agosto de 1984, con domicilio legal Jirón Amazonas 641-Huancayo.

Actualmente, **Electrocentro S.A.**, es una persona jurídica organizada como Sociedad Anónima que realiza actividades relacionadas con la distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de su zona de concesión, que comprende a los departamentos de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y parte de Ayacucho. En adición, y en menor medida, desarrolla actividades de sub-transmisión, su ámbito de jurisdicción comprende los departamentos de Junín, Cerro de Pasco, Huancavelica, Huánuco, Ayacucho y parte del departamento de Lima.

El 16 de enero de 1991, por Decreto Legislativo Nº 649, se le otorga de carácter nacional, a la promoción de la inversión privada en las empresas del estado,

creándose la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), hoy PROINVERSIÓN para regular dicho proceso.

Las actividades de la compañía son reguladas por el Decreto Legislativo N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas del 6 de noviembre de 1992, el mismo que establece un régimen de libertad de precios para los servicios que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos servicios que por su naturaleza lo requieran.

A efectos de llevar a cabo el proceso de privatización, en 1998 las acciones de capital social de la Compañía fueron clasificadas en acciones clase A1 por el 60% del capital, acciones clase A2 por 5,3% del capital, acciones clase B por el 34,69% y acciones clase C por el 0,01% del capital.

En concordancia con el acuerdo COPRI-207-98 del 24 de julio de 1998 la compañía, a partir de la transferencia de las acciones mencionada en el párrafo anterior, está sujeta al régimen de la actividad privada.

Con fecha 25 de noviembre de 1998, José Rodríguez Banda S.A. (JORSA) se adjudicó el Concurso Público Internacional para la privatización de la Compañía y con fecha 22 de diciembre de 1998 se suscribió el contrato de transferencia de acciones del 30% del capital, porcentaje que equivale al 50% de las acciones clase A1.

Con fecha 20 de diciembre del 2000, se suscribió el contrato de Cesión de posición Contractual en virtud del cual José Rodríguez S.A., transfiere las acciones clase A1 a JOBSA Eléctricas S.A.C., con la intervención del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

Con fecha 13 de diciembre del 2001, JOBSA Eléctricas S.A.C suscribe un contrato por el cual entrega al estado el 30% de las acciones adquiridas. Posteriormente, por medio del FONAFE, el Estado recupera las acciones, convirtiéndose en el accionista mayoritario y por tanto toma la dirección y gestión de la empresa.

Asimismo, de acuerdo a la ratificación de la Resolución Suprema. N° 355-92-PCM, la COPRI mediante Acuerdo N° 363-01-2001, Electrocentro S.A. continuará sujeta al régimen de la actividad privada, sin más limitaciones que las que disponga FONAFE y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 764, normas complementarias y reglamentarias.

A fines del año 2001, ante INDECOPI, se registra la marca comercial **Electrocentro S.A.**, posteriormente, se constituye el grupo **Distriluz** conformado además por Electronoroeste S.A., Electronorte S.A., e Hidrandina S.A., con el objeto de realizar una gestión corporativa bajo un mismo Directorio.

Actualmente, la actividad principal de **Electrocentro S.A.,** es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones, comprendidas en las regiones de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y parte de

Ayacucho. Atendiendo a más de 533 mil clientes, con un área de concesión de 6361

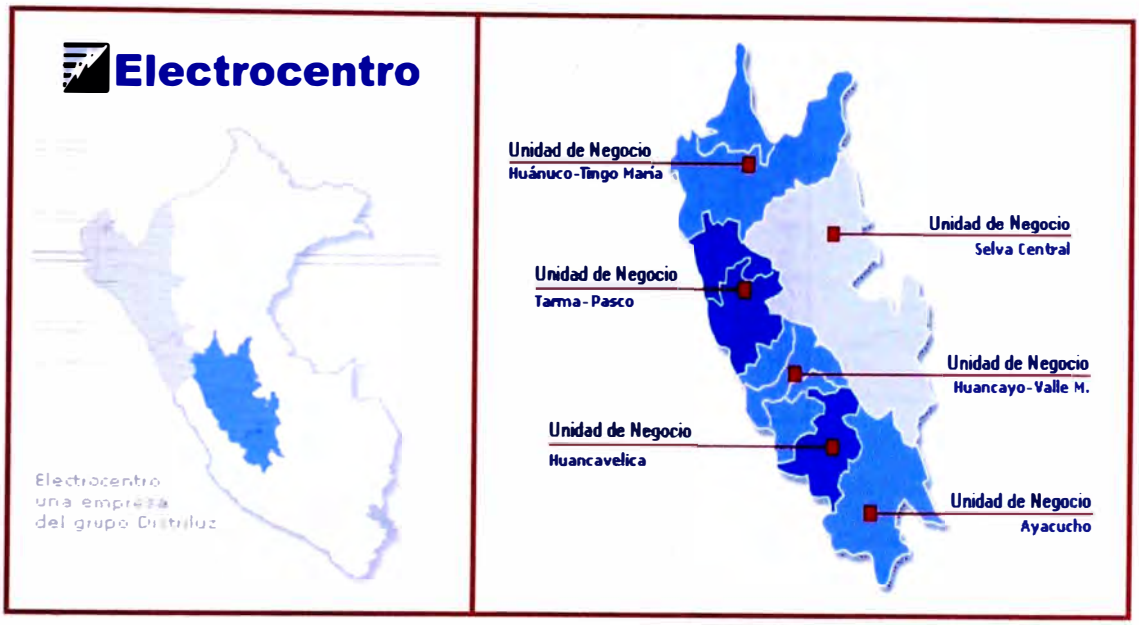


Fig. 2.1. Zona de concesión de Electrocentro S.A.

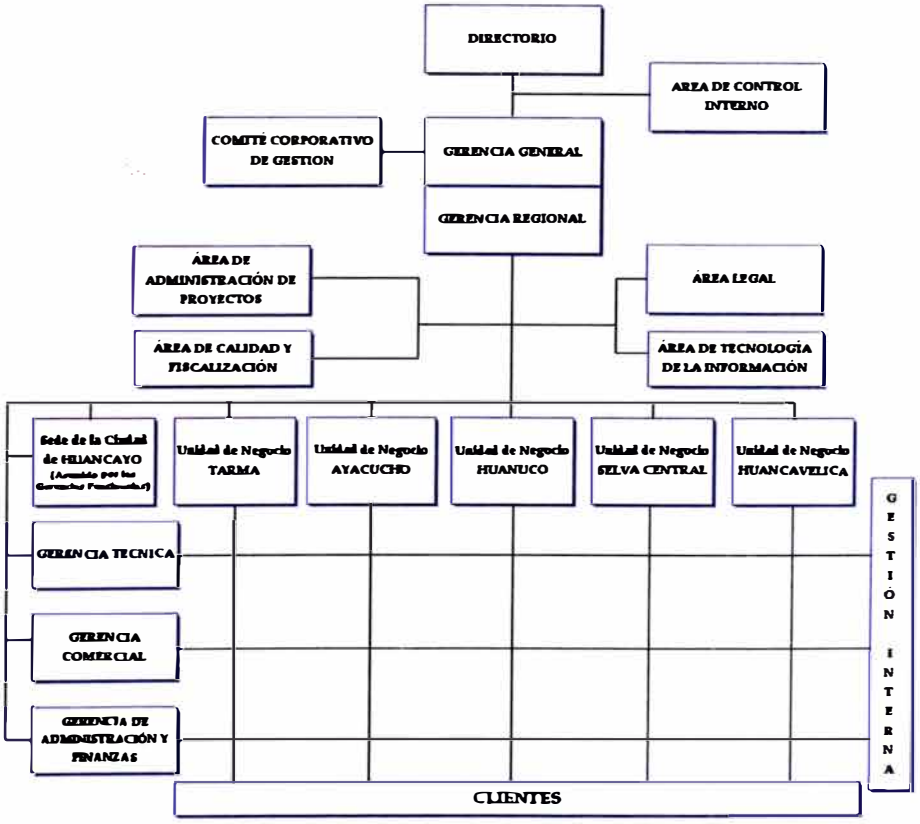


Fig. 2.2. Estructura Orgánica de Electrocentro S.A.

2.1. CLIENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL

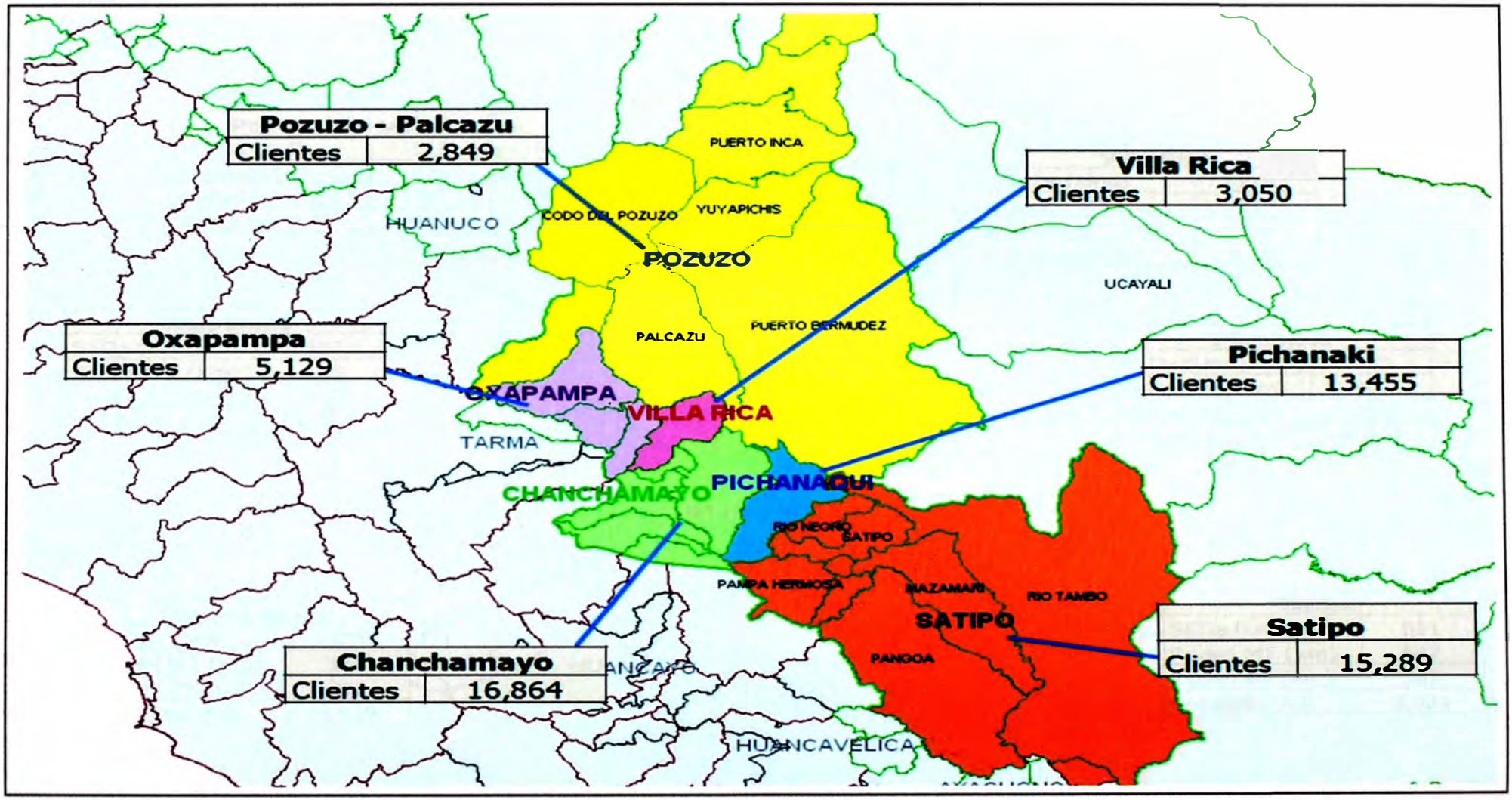


Fig. 2.3. Mapa de ubicación de clientes en el sistema eléctrico Selva Central

2.2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL

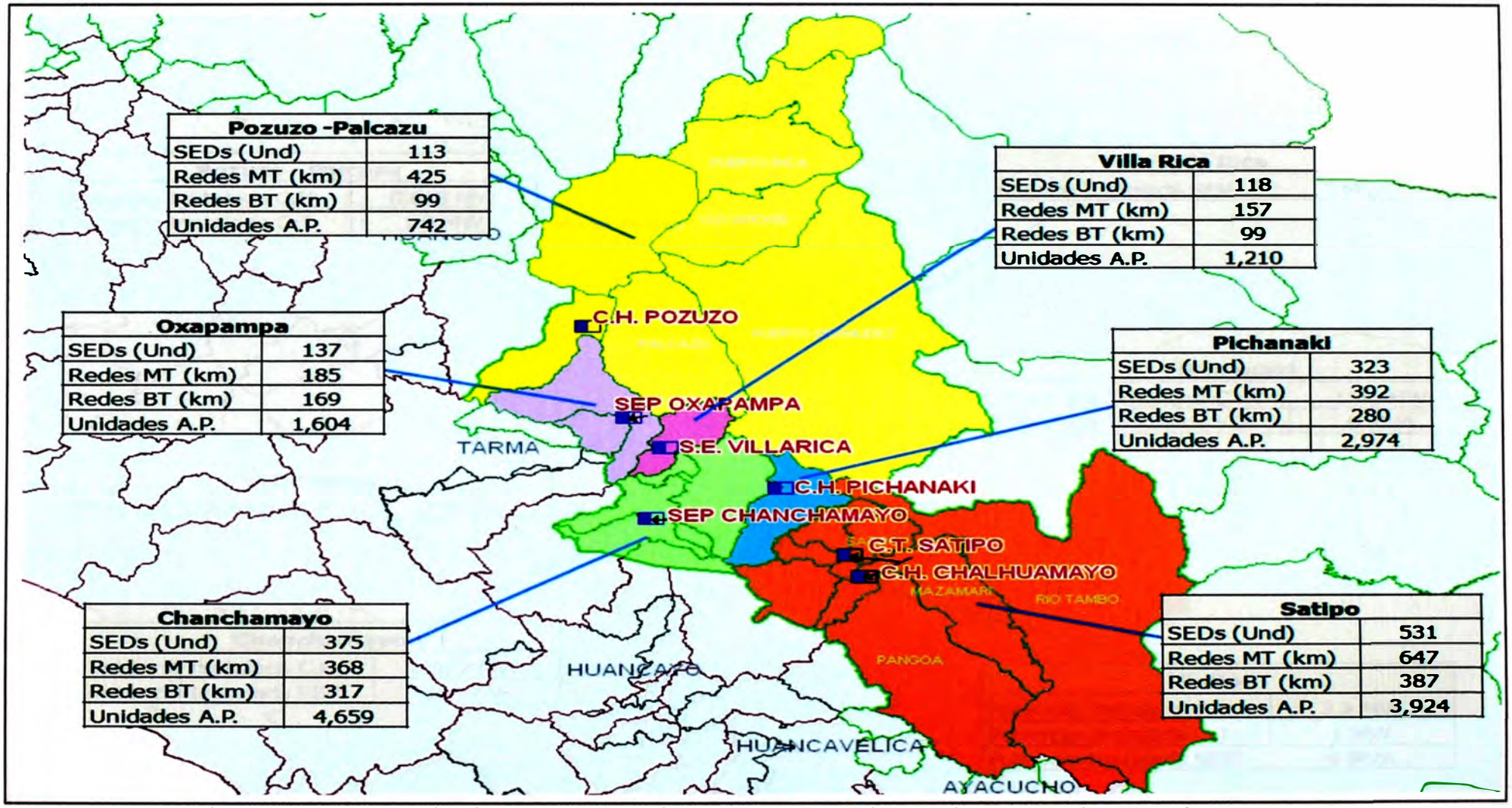


Fig. 2.4. Mapa de ubicación y detalle de la infraestructura eléctrica del sistema eléctrico Selva Central

2.3. POTENCIA INSTALADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL

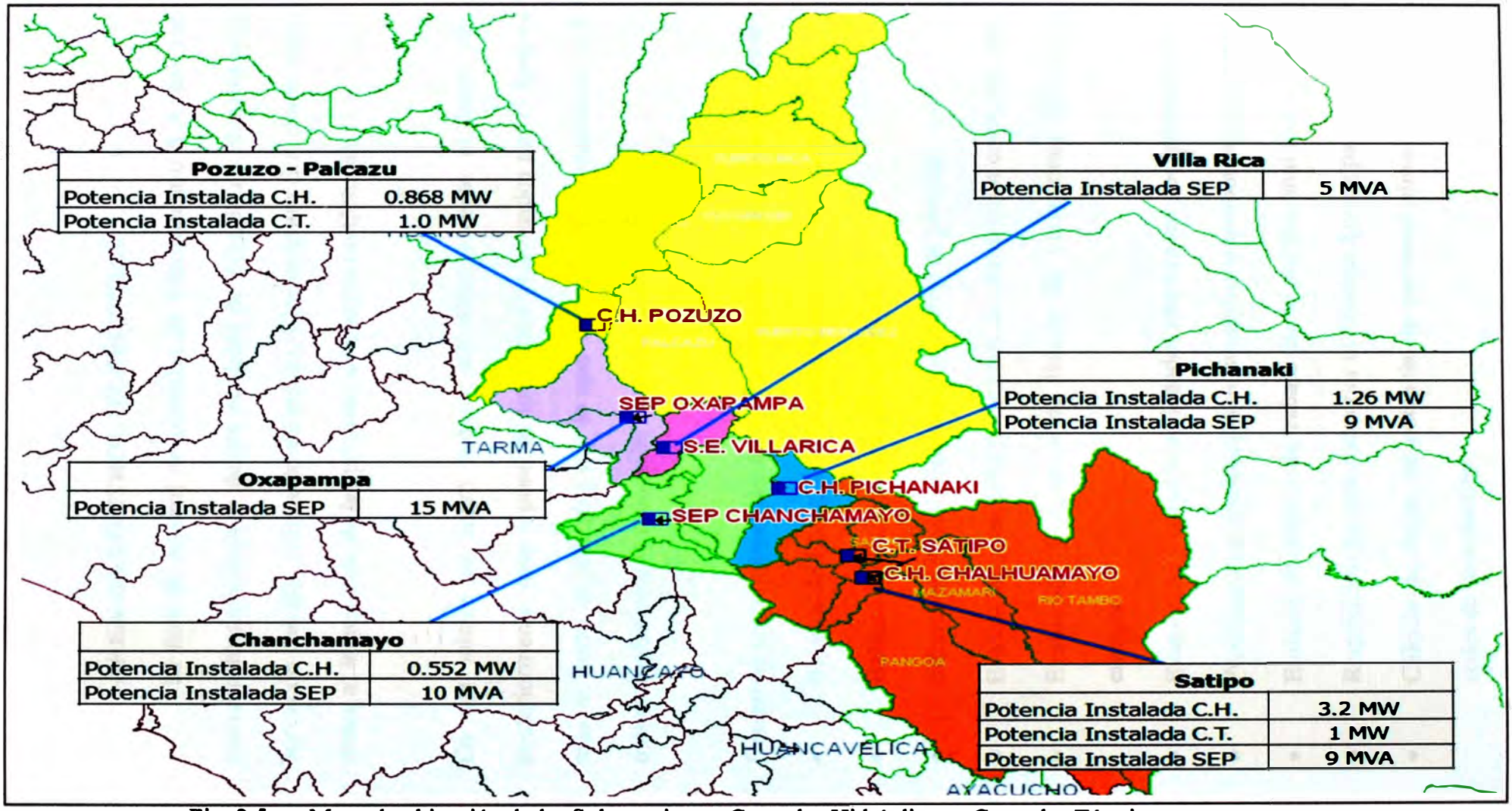


Fig. 2.5. Mapa de ubicación de las Subestaciones, Centrales Hidráulicas y Centrales Térmicas.

2.4. ÁREA DE CONTROL DE PÉRDIDAS

El área de control de pérdidas de Electrocentro S.A. fue constituida por el incremento significativo de las pérdidas de energía no técnicas originados por los hurtos de energía. Ante este escenario, Electrocentro S.A. toma acciones para hacer frente al incremento de las pérdidas de energía no técnicas.

En sus inicios se logró reducir significativamente el hurto de energía, pero posteriormente, muy a pesar de los trabajos efectuados por el área, no se disminuyó más el hurto de energía, por lo que la empresa ha empezado a elaborar nuevas metodologías para la reducción de pérdidas de energía.

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

- Balance de Energía de Subestaciones de Distribución.
- Balance de Energía por alimentadores.
- Informe mensual relacionado a control de pérdidas.
- Evaluación y emisión de listados de clientes con consumo cero.
- Evaluación y emisión de listado de variaciones súbitas de consumo de energía.
- Evaluación y emisión de listados observados por lecturadores.
- Presupuesto y liquidación de suministros temporales con medición.
- Emisión de órdenes de trabajo diario por personal técnico de campo.
- Requisición de materiales por el Sistema Spring para su retiro del almacén.
- Cálculo de flujos de potencia de circuitos alimentadores y de circuitos de redes de baja tensión.

- Otras funciones y labores afines que asigne la jefatura.

De estas funciones, el área de control de pérdidas, a través de la mejora continua de sus procesos, viene definiendo nuevas metodologías.

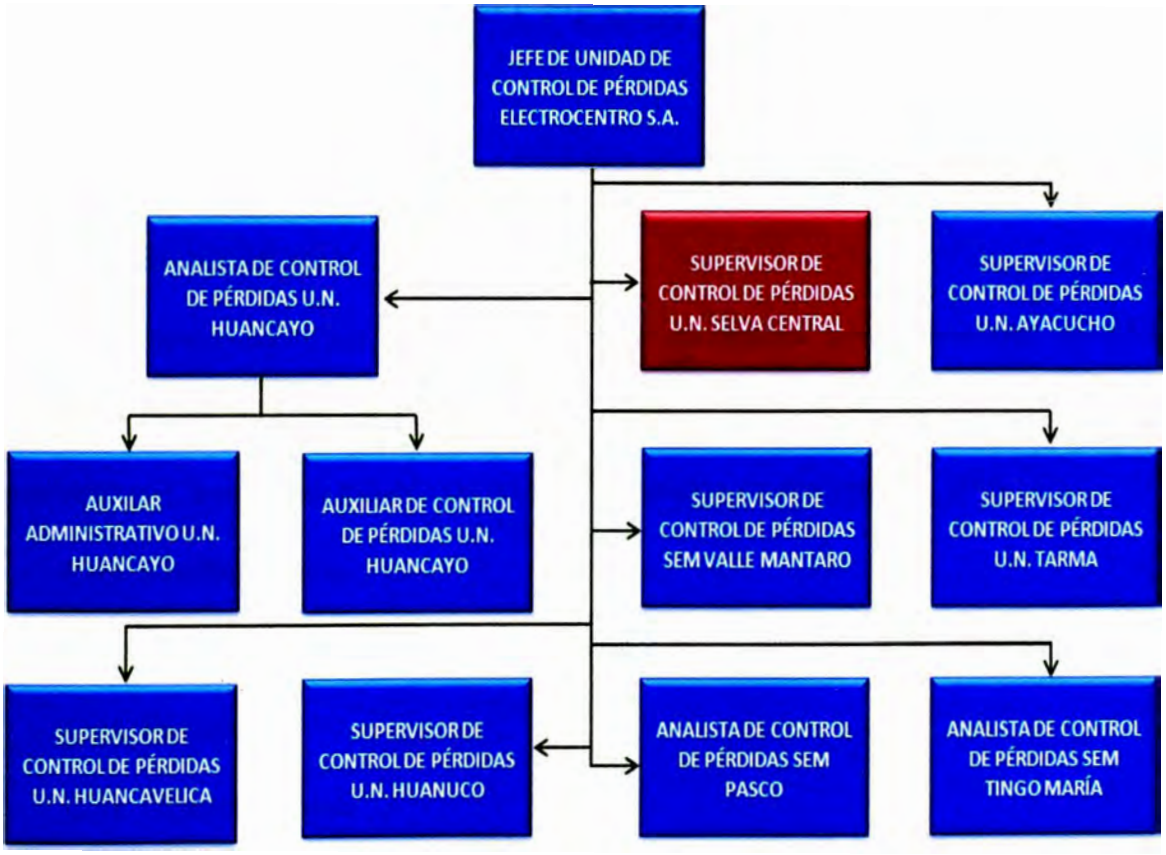


Fig. 2.6. Organigrama funcional

En el Anexo N° 1 se adjunta la presentación de los resultados de gestión de la empresa Electrocentro S.A. correspondiente al año 2011.

CAPÍTULO 3

REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL

3.1. ALIMENTACIÓN

El sistema eléctrico Selva Central se encuentra interconectado al SEIN mediante la línea en 138 kV (Yaupi-Oxapampa), y la línea en 44 kV (Ninatambo-Chanchamayo), asimismo posee sus propias centrales de generación como son:

- C.H. Chalhuamayo.
- C.H. Delfin.
- C.H. Pichanaki.
- C.H. Chanchamayo.
- C.T. Satipo.
- C.T. Puerto Bermudez.
- C.T. Puerto Inca.
- C.T. Pozuzo
- C.H. Muller (Particular)

El detalle de la distribución de energía en el sistema eléctrico Selva Central se aprecia en el diagrama unifilar siguiente:

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR

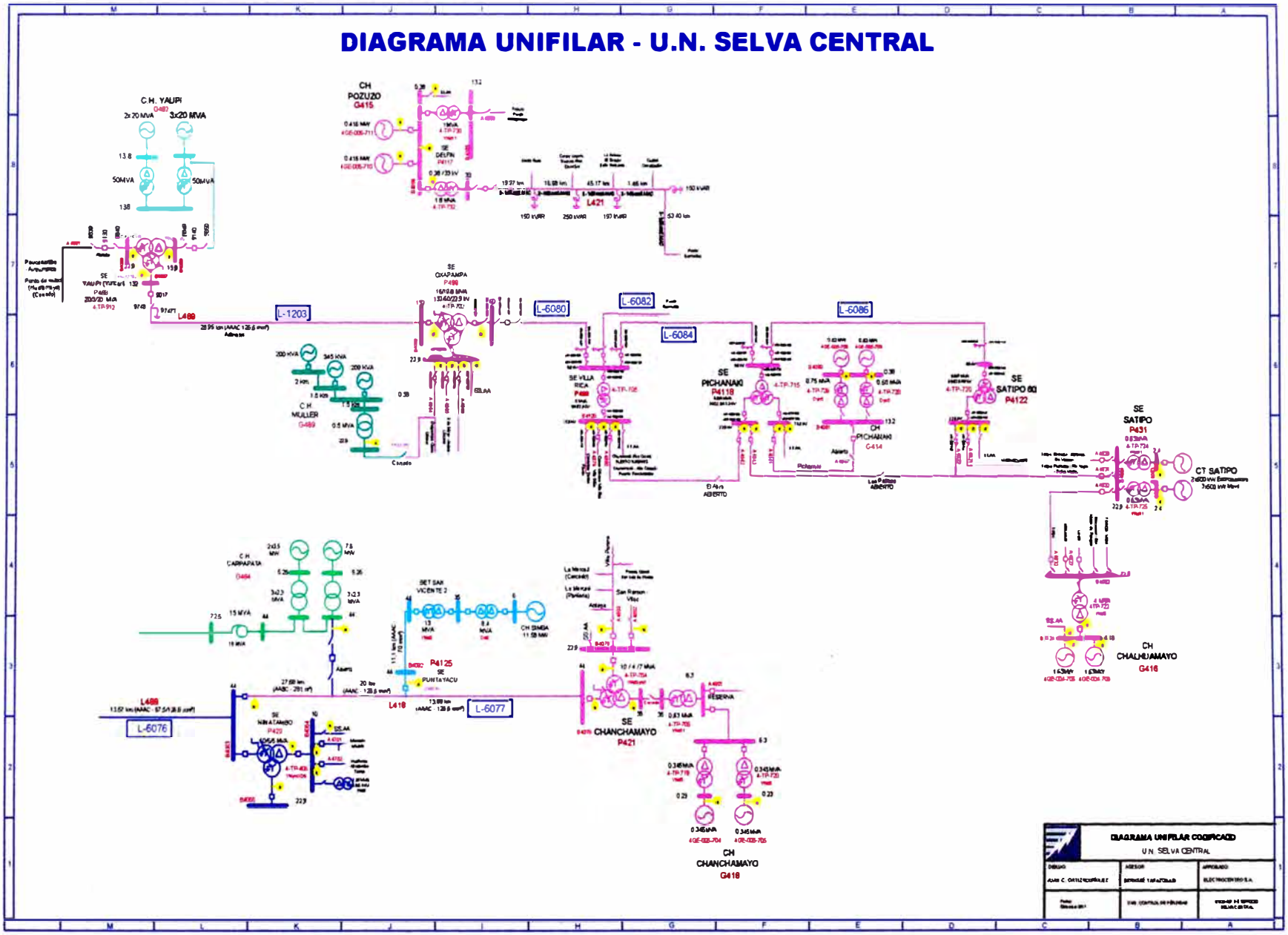


Fig. 3.1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico Selva Central.

En el Anexo N° 2 se adjunta el diagrama unifilar por subsistema eléctrico del sistema eléctrico Selva Central, así como el diagrama unifilar a nivel de Electrocentro S.A.

3.3. REDES ELÉCTRICAS EN ALTA TENSIÓN

El sistema eléctrico Selva Central comprende la LAT en 138 kV (Yaupi-Oxapampa), la LAT en 60kV (Oxapampa-Villa Rica-Pichanaki-Satipo) y la LST en 44 kV (Ninatambo-Chanchamayo).

3.3.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Los conductores de las líneas de transmisión son del tipo AAAC y ACAR, cuyas características se detallan en la siguiente tabla:

Tabla. 3.1. Características da la LAT

SISTEMA ELECTRICO	LAT	Código de Línea	Tensión (kV)	Referencia	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm2)	Distancia (km)
SELVA CENTRAL	YAUPI - OXAPAMPA	L-1203	138	PASCO	AAAC	281.04	28.95
	OXAPAMPA - VILLA RICA	L-6080	60	PASCO	ACAR	240	24.02
	VILLA RICA - PICHANAKI	L-6084	60	PASCO - JUNIN	ACAR	240	56.19
	PICHANAKI - SATIPO	L-6086	60	JUNIN	ACAR	120	43.11
	VILLA RICA - PALCAZU	L-6082	60	PASCO	EN EJECUCIÓN		

3.3.2. LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.

Los conductores de la línea de subtransmisión es del tipo AAAC, cuya característica se detalla en la siguiente tabla:

Tabla. 3.2. Características de la LST

SISTEMA ELECTRICO	LST	Código de Línea	Tensión (kV)	Referencia	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm2)	Distancia (km)
SELVA CENTRAL	NINATAMBO - CHANCHAMAYO	L-6077	44	JUNIN	AAAC	126.6	61.14

3.4. REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN

Los conductores de las redes eléctricas en media tensión, son del tipo aluminio desnudo y están en configuración radial, (anillo normalmente abierto), en la siguiente tabla se muestran sus características.

Tabla. 3.3. Características de la LMT

SISTEMA ELECTRICO	SET	Alimentador	Tensión (kV)	Referencia	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm2)	Distancia (km)
SELVA CENTRAL	CHANCHAMAYO	A4802	22.9	San Ramón - Vitoc	AL	126.7	136.23
		A4803	22.9	La Merced	AL	126.7	231.42
	PICHANAKI	A4841	13.2	Pichanaki	AL	25	16.93
		A4842	22.9	La Florida	AL	35	182.51
		A4843	22.9	Las Palmas	AL	35	192.55
	SATIPO	A4821	22.9	Marankiari	AL	35	41.89
		A4822	22.9	Satipo Periferico - Rio Negro	AL	35	39.71
		A4827	22.9	Mazamari	AL	35	121.78
		A4828	22.9	Satipo	AL	120	167.34
		A4832	22.9	Satipo	AL	95	276.28
	OXAPAMPA	A4864	22.9	Oxapampa	AL	35	11.33
		A4865	22.9	2 de Mayo - Lucma	AL	25	134.1
		A4866	22.9	Cantarizu - La Cañera	AL	120	39.26
	VILLA RICA	A4879	22.9	Villa Rica	AL	25	13.05
		A4880	22.9	Churumazu - Alto Cacazu	AL	25	143.44
	POZUZO	A4898	13.2	Pozuzo	AL	25	89.45
		A4899	33	Palcazu	AL	95	336.45

3.5 REDES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN

Las redes de baja tensión son de cobre tipo CPI (Cables para Intemperie) y

autoportantes, con topologías radiales en anillo normalmente abierto compuesto de 28571 estructuras de concreto armado centrifugado, una longitud de 1352 km de redes aéreas, en la siguiente tabla se muestra sus características por subsistema eléctrico:

Tabla. 3.4. Características de las redes eléctricas en BT

SISTEMA ELECTRICO	SUBSISTEMA ELECTRICO	Referencia	Red de BT (km)
SELVA CENTRAL	OXAPAMPA	PASCO	169
	VILLA RICA	PASCO	100
	PICHANAKI	PASCO - JUNIN	280
	SATIPO	JUNIN	387
	CHANCHAMAYO	JUNIN	317
	POZUZO-PALCAZU	PASCO	99

3.6 SUBESTACIONES

3.6.1. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN (CT).

En la tabla adjunta se muestran las características de las subestaciones de transformación del sistema eléctrico Selva Central.

Tabla. 3.5. Características de las CT

SISTEMA ELECTRICO	Centro de Transformación	Relación de Transformación	Capacidad Instalada
SELVA CENTRAL	OXAPAMPA	138/60/22,9 kV	15/10/8 MVA
	VILLA RICA	60/22,9 kV	5 MVA
	PICHANAKI	60/22,9/13,2 kV	9/9/4 MVA
	SATIPO	60/22,9/10 kV	9/9/4 MVA
	CHANCHAMAYO	44/35/22,9 kV	10/4/7 MVA

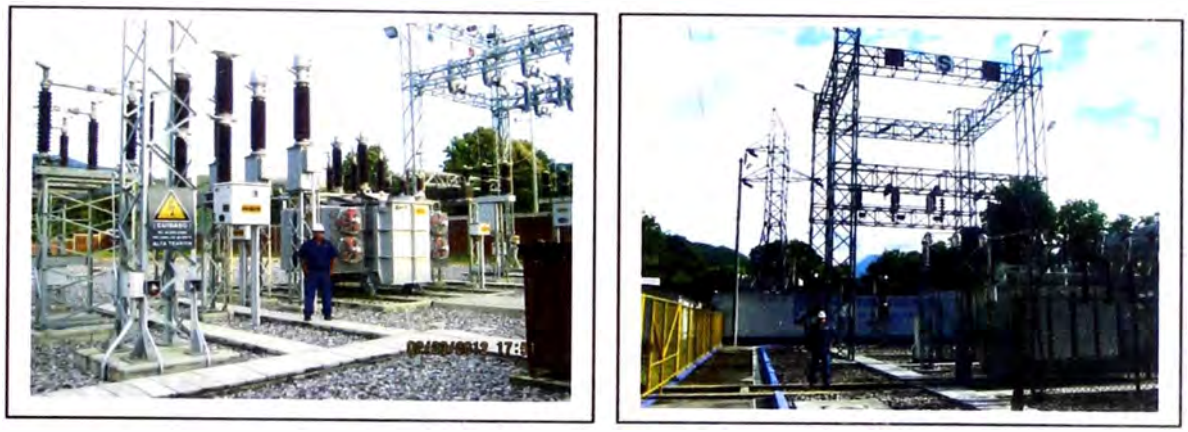


Fig. 3.2. S.E.T. Satipo y Chanchamayo

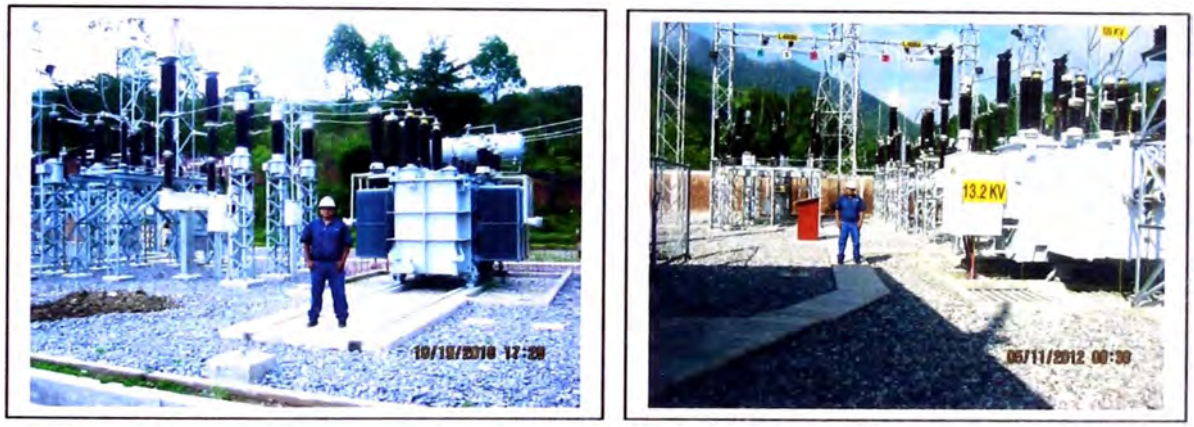


Fig. 3.3. S.E.T. Villa Rica y Pichanaki

3.6.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

En el sistema eléctrico Selva Central está compuesto por 1597 subestaciones de distribución del tipo aéreas Biposte y Monoposte, cuyas potencias por subsistema eléctrico se detalla a continuación:

Tabla. 3.6. Características de las SED

SISTEMA ELECTRICO	SUBSISTEMA ELECTRICO	Referencia	Cantidad de SED	Potencias (kVA)
SELVA CENTRAL	OXAPAMPA	PASCO	137	5, 10, 15, 25, 40, 50, 75, 100, 160, 200, 375
	VILLA RICA	PASCO	118	5, 10, 15, 25, 40, 50, 75, 100, 160
	PICHANAKI	PASCO - JUNIN	323	5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 160, 250
	SATIPO	JUNIN	531	5, 10, 15, 25, 37.5, 40, 50, 75, 100, 160
	CHANCHAMAYO	JUNIN	375	5, 10, 15, 25, 37.5, 40, 50, 75, 100, 150, 160, 200, 2S0
	POZUZO-PALCAZU	PASCO	113	10, 15, 37.5, 50, 75

CAPÍTULO 4

PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO

4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La cantidad de energía perdida es uno de los indicadores de gestión de las empresas eléctricas, por lo que es necesario determinar el total de energía que se está perdiendo.

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

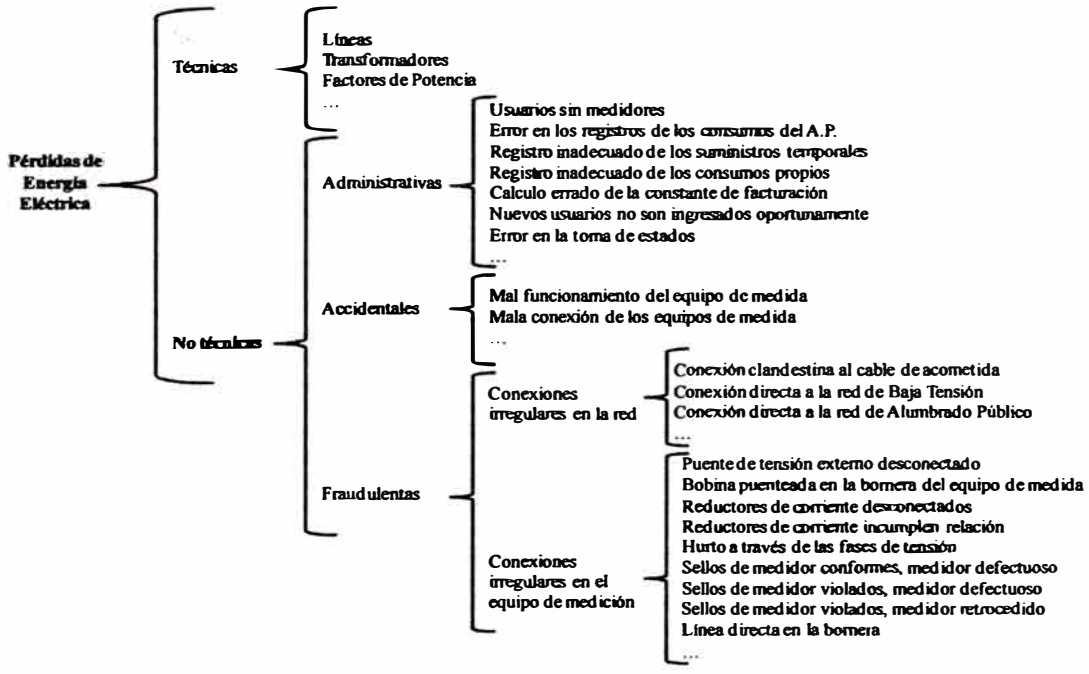


Fig. 4.1. Descomposición de las pérdidas de energía eléctrica

4.1.1. Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas, constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero es viable reducir éstas a niveles tolerables según planes establecidos para dicho resultado.

Las pérdidas técnicas, se presentan primordialmente por la resistencia de los conductores al transportar energía desde los puntos de generación hasta llegar a los usuarios finales, estas pérdidas son propias del negocio y están relacionadas con el voltaje al cual es transmitido la energía, así como también el material conductor de las redes eléctricas. Esto debido a la ley de Ohm donde indica que a mayor voltaje las pérdidas son menores.

4.1.1.1. Pérdidas en la Red de Alta Tensión.

Este nivel comprende a las líneas de 138 kV, 60 kV y 44 kV así como los transformadores en 138/60/22.9 kV, 60/22.9 kV, 60/22.9/13.2 kV, 60/22.9/10 kV y 44/35/22.9 kV.

Tienen su inicio en los puntos de generación propia y los puntos de compra de energía y se prolonga hasta las subestaciones de transmisión (SETs).

4.1.1.2. Pérdidas en la Red de Media Tensión.

Estas pérdidas se establecen a través de flujos de potencia por cada alimentador de Media Tensión que comprende a las líneas en 13.2 kV, 22.9 kV y 33 kV de propiedad de Electrocentro S.A.

4.1.1.3. Pérdidas Técnicas en Transformación (MT/BT).

Estas pérdidas se determinan efectuando el cálculo de las pérdidas en el fierro y cobre para la totalidad de los transformadores de distribución de propiedad de Electrocentro S.A., considerando las características de transformadores estándar.

4.1.1.4. Pérdidas en Baja Tensión.

Estas pérdidas se fijan utilizando el programa de flujo de carga Maxiflow.

El cálculo de las pérdidas en la red de baja tensión se realiza mediante la selección de una muestra de subestaciones de distribución típicas, clasificadas por zonas (urbano, urbano-rural y rural), conforme a patrones estadísticos, en donde se calcula las pérdidas técnicas en la red de baja tensión correspondiente a estas subestaciones, para finalmente extrapolar los resultados al total de subestaciones de Electrocentro S.A.

Para el cálculo de las pérdidas en baja tensión de la muestra se utiliza la información siguiente:

- La demanda correspondiente a cada subestación de distribución.
- El consumo mensual de energía para cada usuario en baja tensión.
- El factor de utilización de cada subestación de distribución.
- El diagrama de carga para cada subestación de distribución en base a los tipos de usuarios que alimenta.

Con la información obtenida se estableció el comportamiento de demanda para cada subestación de distribución evaluada, las cuales se clasifican en tres bloques: bajo, medio y alto. Se calcula las pérdidas de potencia para cada bloque mediante la utilización del programa de flujo de carga. Posteriormente se integran las pérdidas de potencia establecidas en cada bloque para finalmente obtener las pérdidas de energía correspondiente al periodo de evaluación.

El porcentaje de las de pérdidas de energía en las redes de baja tensión correspondiente a la energía total que ingresa la red de baja tensión del sistema eléctrico Selva Central es de 6.23%.

Para la determinación de las pérdidas en las acometidas y los medidores se utilizaron los consumos de energía de cada uno de los usuarios (monofásicos y trifásicos), así como los datos técnicos de las acometidas de cada usuario y los parámetros eléctricos de los medidores.

El porcentaje de pérdidas de energía en las acometidas y medidores correspondiente a la energía que ingresan en los suministros en baja tensión es de 0.60%.

En el Anexo N° 3 se adjunta el cuadro de la evolución de las pérdidas en distribución desde el año 2007 al 2011.

4.1.2. Pérdidas No Técnicas.

Las pérdidas de energía no técnicas representan la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas son también conocidas como perdidas comerciales o pérdidas negras y se deben fundamentalmente a los siguientes motivos:

4.1.2.1. Conexiones irregulares en el equipo de medición.

1. **Puente de tensión externo desconectado.**

   Consiste en desactivar uno de los mecanismos del medidor denominado bobina de tensión, cuya función es la de generar el campo magnético para obtener el giro del disco.

   En la figura N° 4.2, se observa la irregularidad así como el conexionado en condiciones normales.

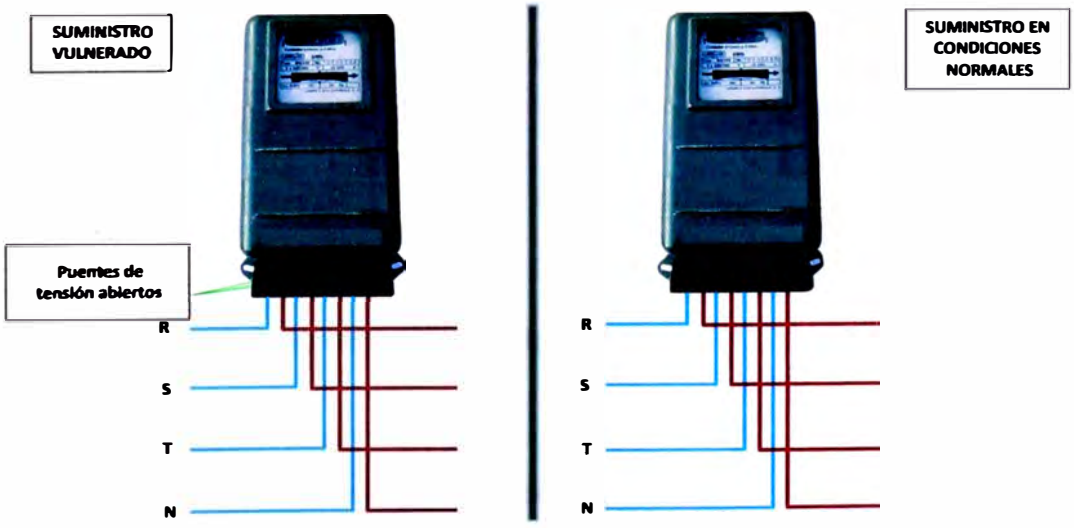


Fig. 4.2. Puente de tensión externo desconectado

2. **Bobina puenteada en la bornera del equipo de medida.**

   Esta irregularidad es generada cuando se coloca un cable o alambre de cobre en las borneras del medidor o al interior del

mismo, los referidos cables o alambres se conectan en la bornera de entrada y salida de una misma fase en el medidor de energía.

Esta conexión imposibilita que un gran porcentaje de la energía ingrese a la bobina de corriente y sea registrada por el medidor ya que parte de ella se filtra a través del cable colocado.

En la figura N° 4.3, se ilustra la irregularidad.

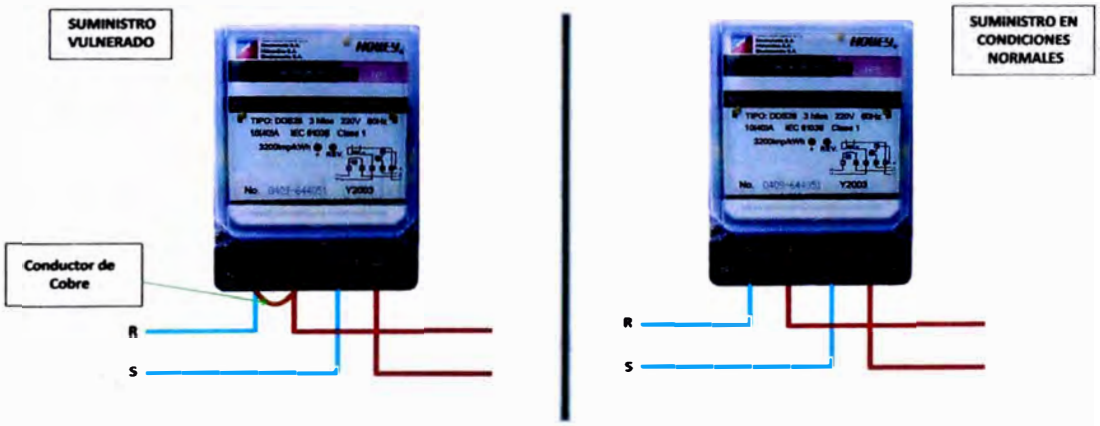


Fig. 4.3. Puente de tensión en la bornera

3. Reductores de corriente desconectados.

Esta irregularidad se produce cuando el cable de conexión del reductor al medidor es desconectado, trabajando el lado secundario en vacio, por lo que el medidor no registra un gran porcentaje de energía.

En la figura N° 4.4, se detalla el tipo de irregularidad.

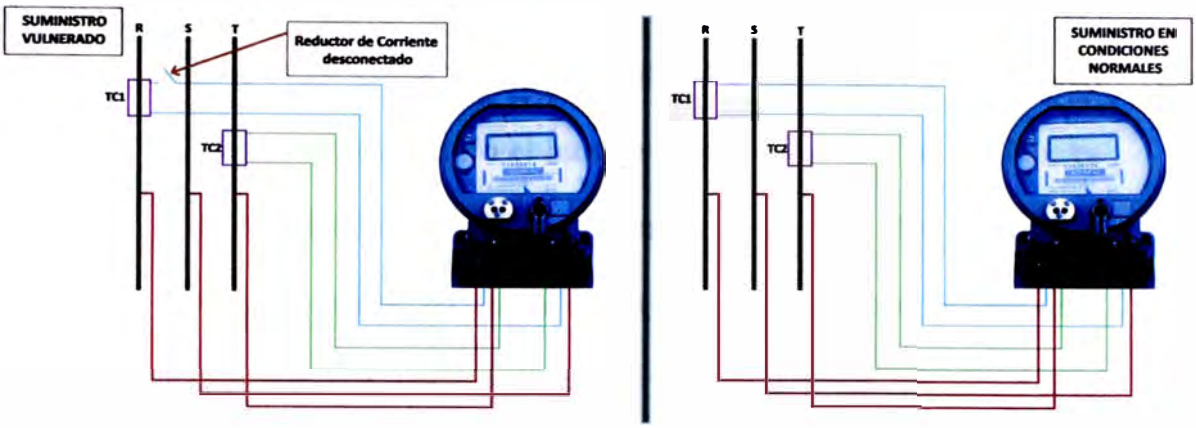


Fig. 4.4. Reductor (transformador) de corriente desconectado

4. Reductores de corriente incumplen relación.

Esta irregularidad se origina cuando la relación entre la corriente en el lado primario y la corriente en el lado secundario del reductor difiere a la relación de transformación de diseño del reductor.

Esta condición trae como consecuencia que un gran porcentaje de la energía no sea considerada.

En la figura N° 4.5, se observa el tipo de deficiencia.

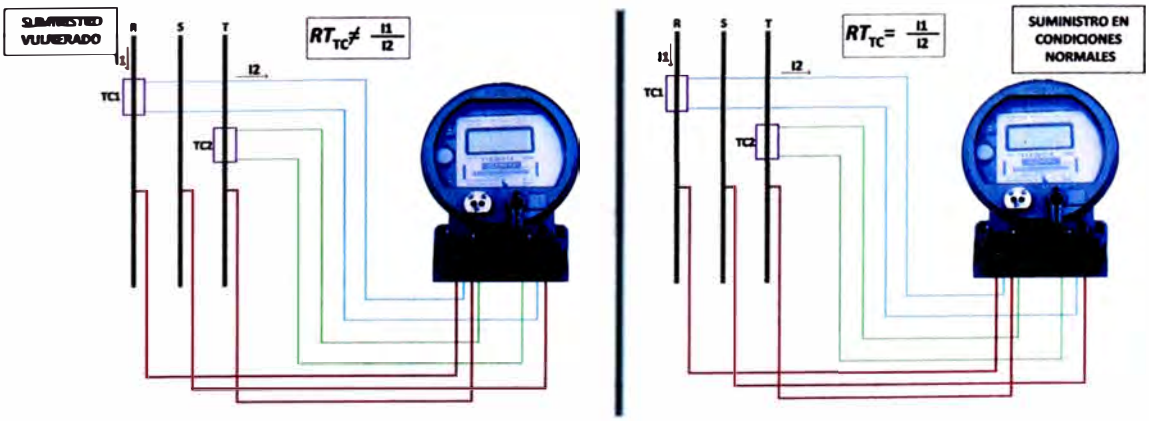


Fig. 4.5. Reductores de corriente incumplen relación

5. Hurto a través de las fases de tensión.

Esta situación se produce cuando el usuario tiene 2 medidores trifásicos, originando el hurto a través de la fase de tensión, es decir, una de las fases es permutada entre los dos medidores hacia la carga, trayendo como consecuencia que la corriente que circula a través de esta fase no es registrada.

En la figura N° 4.6, se detalla la deficiencia y la figura N° 4.7, ilustra el conexionado en condiciones normales.

Fig. 4.6. Hurto a través de la fase "S"

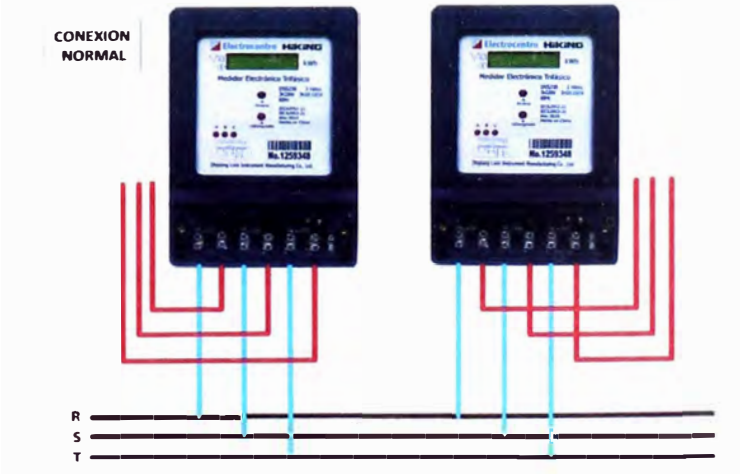


Fig. 4.7. Conexionado normal

6. Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso.

Esta deficiencia sucede cuando se vulnera la cápsula del medidor y se procede a retroceder el numerador, estando los sellos de medidor conformes.

Esta condición trae como consecuencia que el consumo leído sea menor a lo real.

En la figura N° 4.8, se muestra la deficiencia referida.

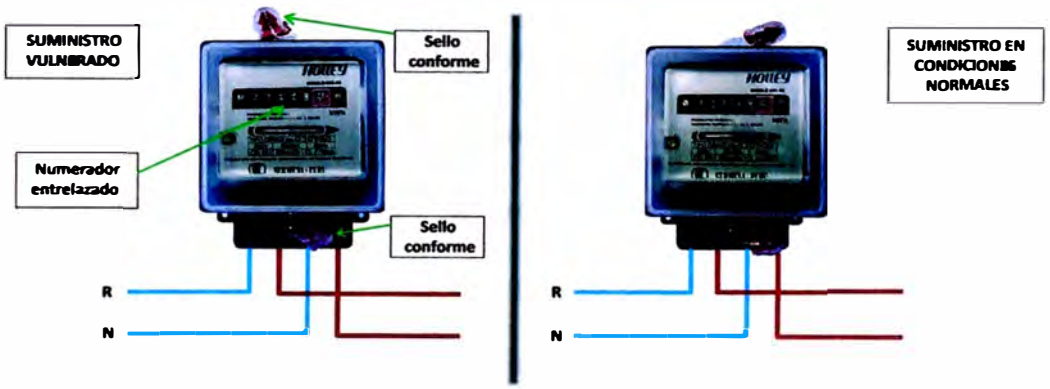


Fig. 4.8. Precintos conformes, numerado entrelazado

7. Sellos de medidor violados, medidor defectuoso.

Este tipo de irregularidad se genera cuando se vulnera internamente el medidor provocando que no se registre correctamente la energía consumida.

Esta condición trae como efecto que la energía consumida no sea medida correctamente.

En la figura N° 4.9, se detalla la deficiencia descrita.

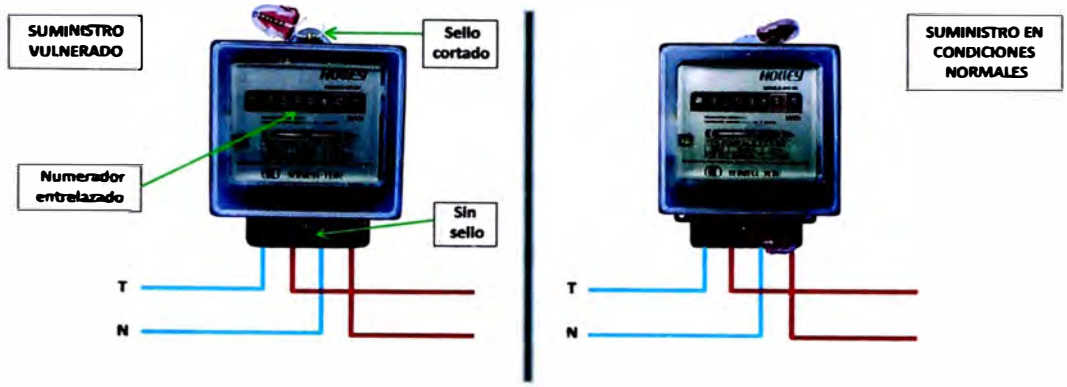


Fig. 4.9. Precintos violados, medidor defectuoso

8. Sellos de medidor violados, medidor retrocedido.

Esta deficiencia se origina vulnerando ligeramente los sellos del medidor o abriendo levemente la cápsula del medidor, procediendo a retroceder el contómetro del medidor, de tal forma que el consumo de un periodo completo sea uniforme. Esta irregularidad se descubre realizando tomas de lecturas a los medidores a medio periodo de facturación.

Esta condición trae como consecuencia que la energía consumida no sea medida adecuadamente.

En la figura N° 4.10, se detalla la deficiencia descrita.

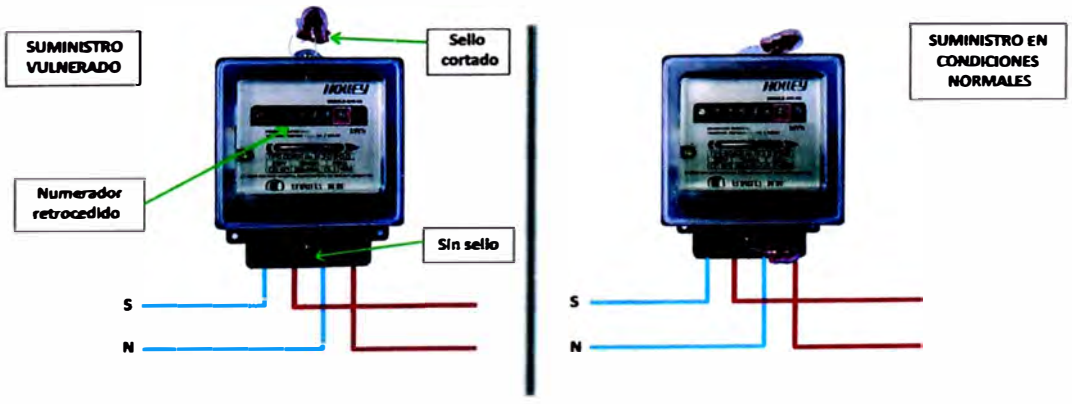


Fig. 4.10. Precintos violados, medidor retrocedido

9. Línea directa en la bornera.

Este tipo de anomalía se genera cuando en las borneras del medidor, la fase de salida es desconectada y luego es ubicada en la entrada del mismo, dejando sin actividad a la bobina de corriente.

Esta situación trae como resultado que el medidor registre solo la mitad de la energía consumida por el usuario.

En la figura N° 4.11, se detalla la anomalía referida.

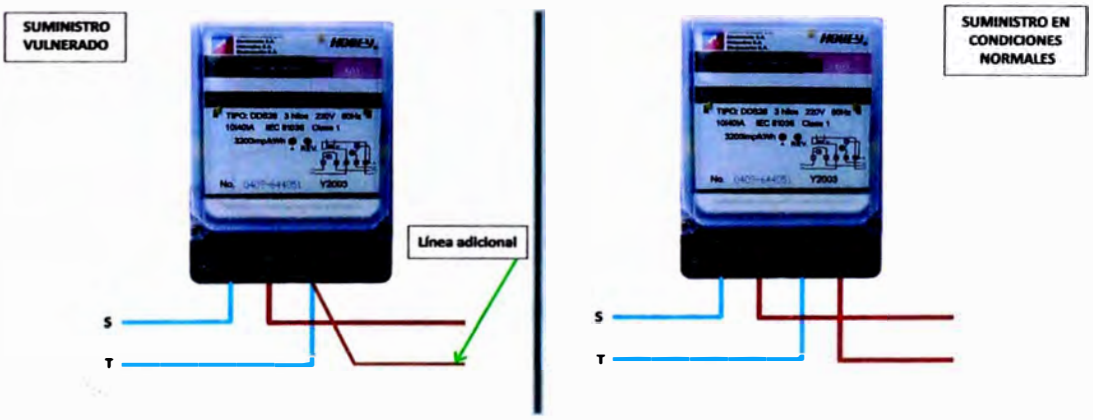


Fig. 4.11. Línea directa en la bornera

4.1.2.2. Conexiones irregulares en la red (Conexiones clandestinas).

1. Conexión clandestina al cable de acometida.

Este tipo de anomalía sucede cuando el usuario o una tercera persona, ejecuta una conexión indebida al cable de acometida, sustrayendo la energía mediante una derivación en "T" pudiendo ser aérea o subterránea.

Esta situación trae como consecuencia que la energía

consumida por el usuario o tercera persona no ingrese al medidor, registrándose solo un pequeño porcentaje de esta.

La figura N° 4.12, nos muestra la deficiencia para un predio con suministro de energía y un predio sin suministro de energía.

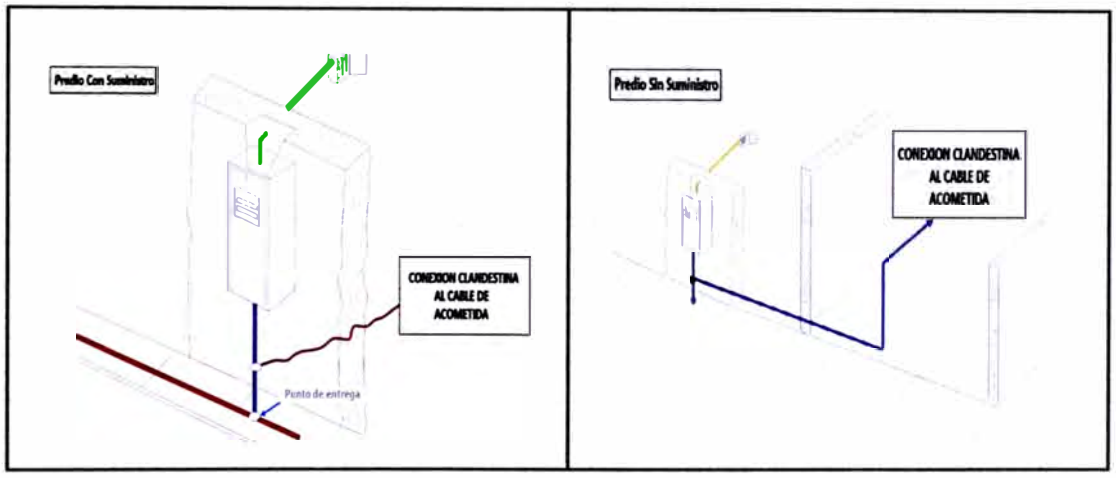


Fig. 4.12. Conexión clandestina al cable de acometida

2. Conexión directa a la red de Baja Tensión.

Esta conexión es efectuada por los usuarios o terceras personas que no cuentan con suministro de energía eléctrica, conectándose de forma ilegal a la red de baja tensión, siendo esta aérea o subterránea.

La energía consumida mediante esta modalidad no es registrada, asimismo su detección es dificultoso.

En el gráfico N° 4.13, se detalla esta irregularidad.

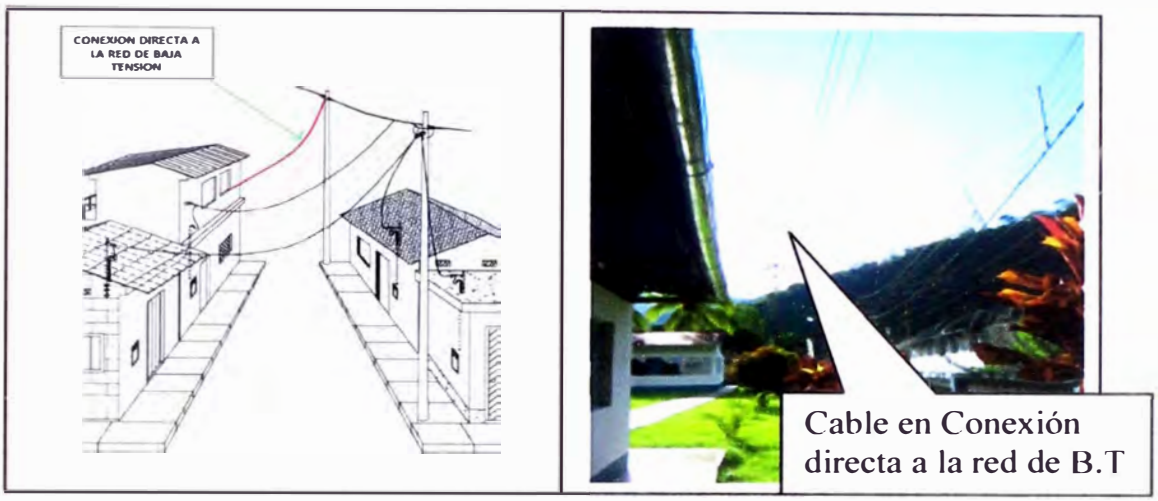


Fig. 4.13. Conexión directa a la red de baja tensión

3. Conexión directa a la red de alumbrado público.

Esta irregularidad se presenta cuando los usuarios o terceras personas realizan conexiones a los cables de alimentación de las luminarias de alumbrado público para los casos donde la red es aérea.

De igual modo se realizan conexiones desde la caja portafusible del poste de alumbrado público al predio para los casos donde la red es subterránea.

Esta acción trae como consecuencia que toda la energía consumida no sea registrada, asimismo se genera desbalance en el consumo de alumbrado público.

En el gráfico N° 4.14, se detallan las conexiones clandestinas al circuito de alumbrado público.

Fig. 4.14. Conexión directa a la red de alumbrado público

En el Anexo N° 4 se adjunta algunas notas periodísticas de las intervenciones realizadas por conexiones irregulares en el sistema eléctrico Selva Central correspondiente al año 2011.

4.1.3. Otros escenarios que afectan los índices de pérdidas de energía.

Existen otras causas que pueden incrementar las pérdidas no técnicas de energía como son:

4.1.3.1. Por errores administrativos.

1. **Usuarios sin medidores.**

   Este error es generado al retirar el medidor por diversos motivos (hurto de medidor, avería, rescisión de contrato, reaperturas, etc.) y no se instala el nuevo medidor, trayendo como consecuencia que el suministro no sea facturado correctamente.

La figura N° 4.15, nos muestra el conexionado sin medidor.

Fig. 4.15. Conexión sin medidor

2. **Error en los registros de los consumos del A.P.**

   Esto se produce al tener desactualizado los nuevos puntos de Alumbrado Público correspondiente a las obras nuevas, ocasionando de que no se considere el consumo real por este concepto.

3. **Registro inadecuado de los suministros temporales.**

   Esto se concibe cuando los contratistas encargados de instalar los suministros temporales, no entregan la información a su debido tiempo al Asistente Comercial del establecimiento, para su ingreso al sistema comercial, trayendo como consecuencia que el suministro no sea facturado.

4. **Registro inadecuado de los consumos propios.**

   Consiste en no considerar el consumo real de las oficinas de la concesionaria, SET y Centrales de Generación, lo que implica un desbalance en el consumo total.

5. **Cálculo errado de la constante de facturación.**

   Este factor es el que pondera la medición del medidor de un suministro, para poder registrar su consumo con sistema de medición indirecta. Esto produce una medición menor o mayor del consumo real utilizado, afectando y alterando los datos para su posterior facturación.

6. **Nuevos usuarios no son ingresados oportunamente.**

   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 esté consumiendo sin tener que pagar por ello.

7. **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 la medición, y por consiguiente en la facturación del servicio. Este error causa una facturación menor o mayor de lo realmente consumido.

4.1.3.2. Por errores accidentales.

1. **Mal funcionamiento del equipo de medida.**

   Consiste en la deficiencia en el Sistema de Medición, debido al

mal funcionamiento de uno o más de sus componentes, que origina una inadecuada medición del consumo.

2. **Mala conexión de los equipos de medida.**

   Es el error del Concesionario al realizar la instalación o el conexionado externo del Sistema de Medición, que origina una inadecuada medición del consumo.

4.2. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.2.1. Cálculo de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía se determinan mediante la diferencia entre la energía ingresada y la energía entregada en un mismo periodo de tiempo, resultando las pérdidas de energía totales (pérdidas técnicas y no técnicas).

La figura N° 4.16, nos detalla el cálculo de las pérdidas de energía para un sistema eléctrico.

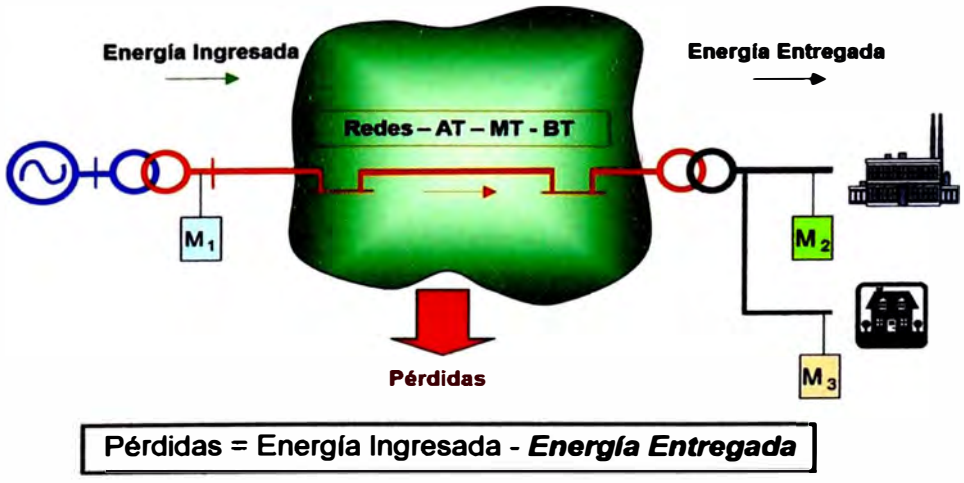


Fig. 4.16. Esquema de cálculo de las pérdidas de energía

4.2.2. Balance de energía.

Es la determinación y cuantificación de los consumos en cada subsistema eléctrico de las empresas concesionarias y se efectúa según el siguiente detalle:

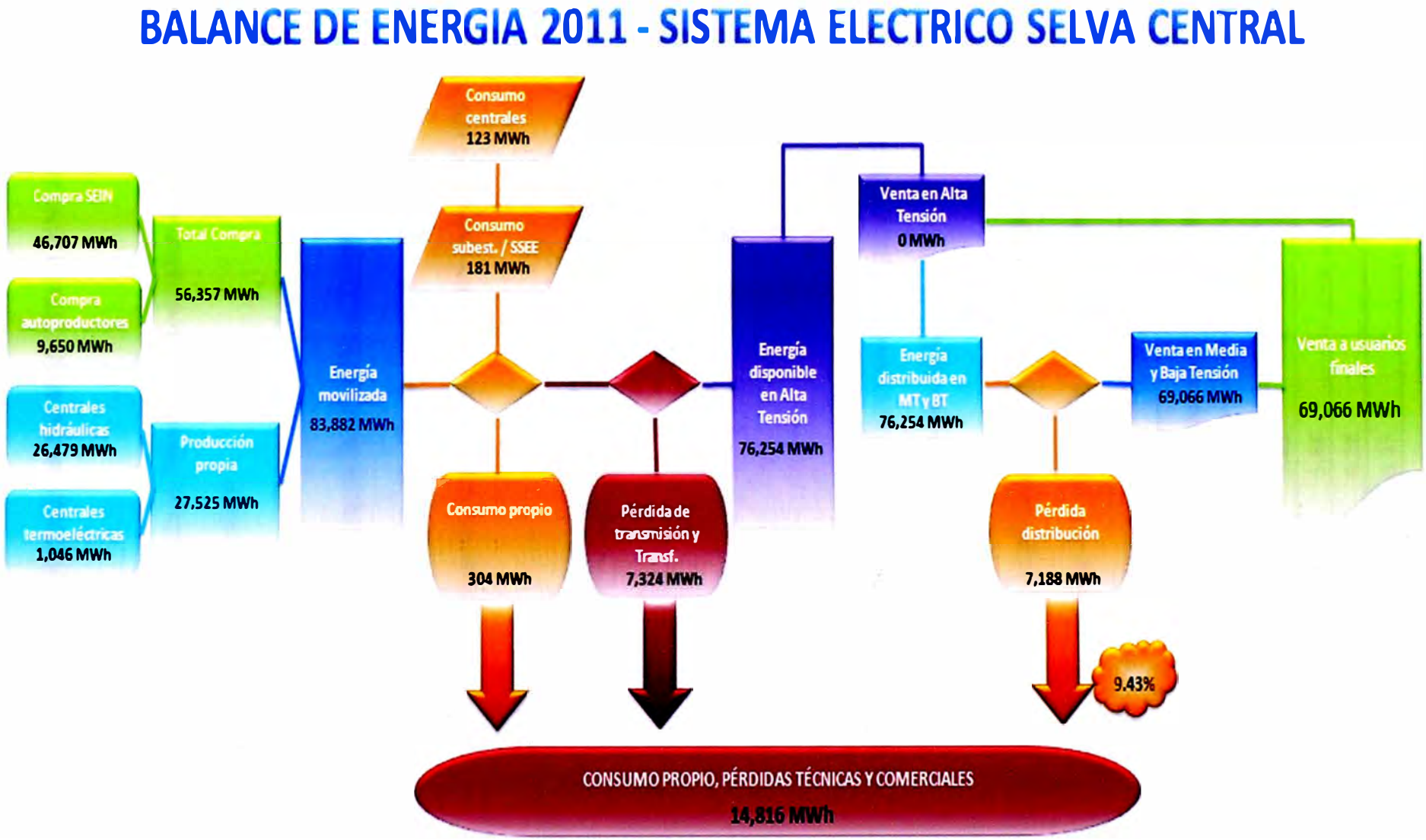


Fig. 4.17. Representación del balance de energía del sistema eléctrico Selva Central 2011

4.3. ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ELECTROCENTRO S.A.

Para fines del presente informe, solo detallaremos el índice de pérdidas del sistema eléctrico Selva Central:

4.3.1. Estimación de las Pérdidas Técnicas.

La estimación de las pérdidas técnicas de energía se realiza utilizando el flujo de carga en entorno GIS (MAXIFLOW) con asistencia del MAXIMUS.

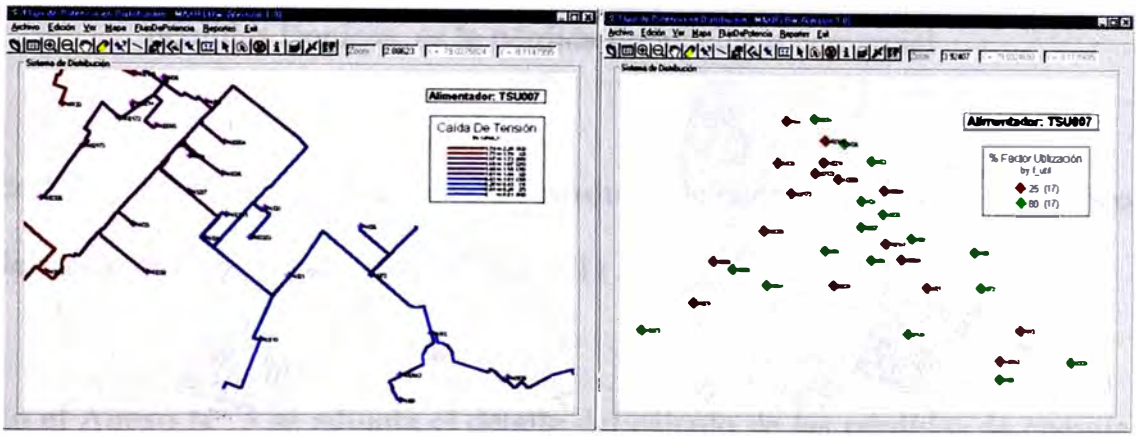


Fig. 4.18. Programa MAXIFLOW

El porcentaje de pérdidas obtenido se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla. 4.1. Resultado de las pérdidas en distribución desde el 2007

Año	% Pérdidas MT	% Pérdidas BT		% Pérdidas Totales MT + BT
		% Pérdidas Técnicas	% Pérdidas Comerciales	
2007	1.69	4.47	3.40	9.56
2008	1.70	5.83	3.50	11.03
2009	1.70	5.88	2.47	10.05
2010	1.49	6.28	2.54	10.31
2011	1.52	6.23	1.68	9.43

4.3.2. Cálculo de Pérdidas de Electrocentro.

La disgregación de las pérdidas de energía en sus componentes técnico y comercial se realiza bajo el siguiente procedimiento.

- El balance de energía que realiza el área de generación y transmisión representa las pérdidas de energía total (técnicas + no técnicas).
- Se calcula las pérdidas técnicas.
- La diferencia entre las pérdidas de energía en distribución y las pérdidas técnicas, es la pérdida no técnica o comercial.

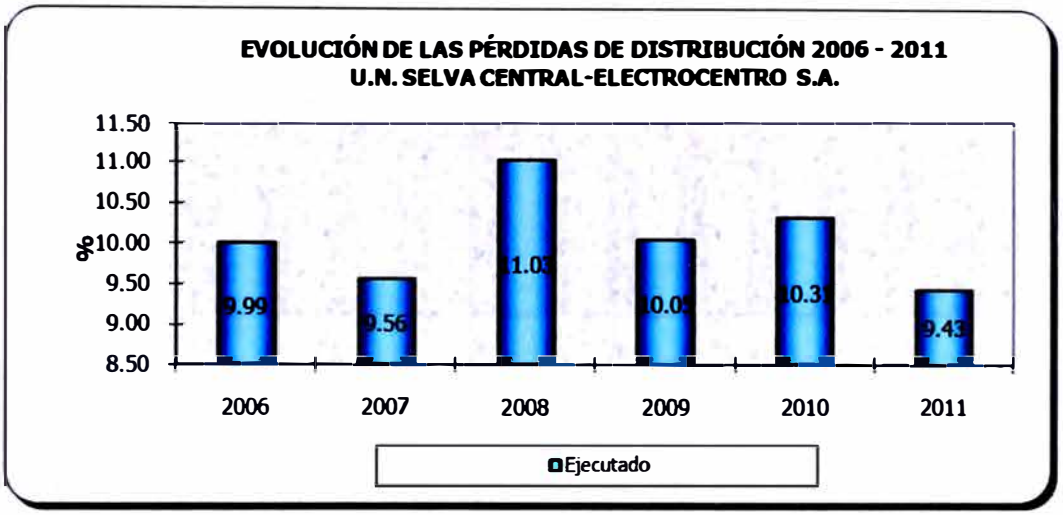
En la Tabla N° 4.2, se determina las pérdidas de energía del sistema eléctrico Selva Central correspondiente al año 2011.

En el Anexo N° 5 se adjunta el detalle del cálculo de las pérdidas de energía por subsistema eléctrico del sistema eléctrico Selva Central correspondiente al año 2011.

Tabla. 4.2. Pérdidas de energía del sistema eléctrico Selva Central correspondiente al año 2011

CONCEPTO	Balance de Energía 2011 U.N. Selva Central (kWh)												TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2011
1. Energía Movilizada	6,029,087	5,378,107	6,331,530	6,442,991	7,073,505	7,328,962	7,693,204	7,624,519	7,391,447	7,631,755	7,511,425	7,445,913	83,882,444
1.1 Energía Producida	2,229,308	2,033,373	2,432,603	2,347,159	2,335,966	2,149,004	2,256,409	2,379,478	2,341,006	2,311,937	2,343,146	2,365,844	27,525,233
1.1.1. Hidroeléctrica.	2,126,636	1,923,854	2,262,102	2,183,484	2,198,458	2,112,446	2,216,418	2,343,775	2,289,318	2,259,274	2,278,045	2,285,289	26,479,099
1.1.2. Térmica	102,672	109,519	170,501	163,675	137,508	36,558	39,991	35,703	51,688	52,663	65,101	80,555	1,046,134
1.2. Compra de Energía	3,799,779	3,344,734	3,898,927	4,095,832	4,737,539	5,179,958	5,436,795	5,245,041	5,050,441	5,319,818	5,168,279	5,080,069	56,357,211
1.2.1. Sistema Interconec. Nacional	2,445,680	1,989,128	2,420,439	2,747,779	4,030,957	4,825,839	4,952,535	4,953,590	4,851,844	5,022,515	4,458,568	4,008,066	46,706,939
1.2.2. Autoproductores	1,354,098	1,355,606	1,478,488	1,348,053	706,582	354,119	484,260	291,451	198,597	297,303	709,711	1,072,003	9,650,272
2. Consumo Propio	24,006	22,253	23,691	23,098	26,174	28,120	27,493	27,141	25,149	26,302	24,990	25,998	304,414
2.1. Consumo propio de centrales	11,993	10,810	12,017	11,672	11,671	9,977	10,036	9,228	8,820	9,170	8,936	9,151	123,480
2.2. Consumo propio de S.S.E.E.	12,013	11,443	11,674	11,425	14,503	18,143	17,457	17,913	16,329	17,132	16,054	16,847	180,933
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	533,488	431,878	559,215	568,946	627,370	661,749	657,832	675,220	653,786	670,501	669,573	614,960	7,324,519
% de pérdidas Transm. y Transf.	8.88%	8.06%	8.87%	8.86%	8.90%	9.06%	8.58%	8.89%	8.88%	8.82%	8.94%	8.29%	8.76%
4. Energía total disponible (1-2-3)	5,471,592	4,923,976	5,748,624	5,850,948	6,419,960	6,639,093	7,007,879	6,922,158	6,712,512	6,934,952	6,816,861	6,804,956	76,253,512
5. Venta de energía en MAT y AT													0
5.1 A Clientes libres en MAT													0
5.2 A Clientes Libres AT													0
5.3 A Clientes Libres MT													0
6. Energía Distribuida en MT y BT	5,471,592	4,923,976	5,748,624	5,850,948	6,419,960	6,639,093	7,007,879	6,922,158	6,712,512	6,934,952	6,816,861	6,804,956	76,253,512
7. Venta de energía en MT y BT	4,934,625	4,506,515	5,117,982	5,231,435	5,746,635	6,038,046	6,343,398	6,286,369	6,112,379	6,327,398	6,246,587	6,174,242	69,065,611
7.1 Media Tensión	650,218	566,963	653,268	635,549	836,729	1,044,211	1,078,838	1,045,227	984,609	1,002,994	1,031,747	916,890	10,447,243
7.2 Baja Tensión	3,878,494	3,530,750	4,030,782	4,170,077	4,470,727	4,554,222	4,812,714	4,778,711	4,714,319	4,885,892	4,802,947	4,843,444	53,473,079
7.3 Alumbrado Público	405,913	408,802	433,932	425,809	439,179	439,613	451,846	462,431	413,451	438,512	411,893	413,908	5,145,289
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	536,967	417,461	630,642	619,513	673,325	601,047	664,481	635,789	600,133	607,554	570,274	630,714	7,187,901
8.1 En Media Tensión	74,961	67,458	78,756	80,158	87,953	90,956	96,008	94,834	91,961	95,009	93,391	93,228	1,044,673
% de pérdidas MT	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%	1.37%
8.1.1 Pérdidas Físicas	74,961	67,458	78,756	80,158	87,953	90,956	96,008	94,834	91,961	95,009	93,391	93,228	1,044,673
8.1.2 Pérdidas Comerciales													0
8.2 En Baja Tensión	462,007	350,003	551,886	539,355	585,372	510,091	568,473	540,955	508,171	512,545	476,883	537,486	6,143,228
% de pérdidas BT	8.44%	7.11%	9.60%	9.22%	9.12%	7.68%	8.11%	7.81%	7.57%	7.39%	7.00%	7.90%	8.06%
8.2.1 Pérdidas Físicas	403,256	362,897	423,674	431,215	473,151	489,301	516,481	510,163	494,712	511,106	502,403	501,525	5,619,884
8.2.2 Pérdidas Comerciales	58,750	-12,894	128,212	108,140	112,221	20,790	51,993	30,792	13,459	1,439	-25,519	35,961	523,344
9. Venta a usuarios finales	4,934,625	4,506,515	5,117,982	5,231,435	5,746,635	6,038,046	6,343,398	6,286,369	6,112,379	6,327,398	6,246,587	6,174,242	69,065,611
10. % Total de pérdidas de distribución.	9.81%	8.48%	10.97%	10.59%	10.49%	9.05%	9.48%	9.18%	8.94%	8.76%	8.37%	9.27%	9.43%

La evolución de las pérdidas del sistema eléctrico Selva Central desde el año 2006 al 2011 se precisa en el cuadro siguiente:



Ejecutado	Unid.	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pérdidas de Distribución	%	9.99	9.56	11.03	10.05	10.31	9.43

Fig. 4.19. Evolución de las pérdidas de distribución

Asimismo la tendencia de las pérdidas en distribución del sistema eléctrico Selva Central se puntualiza en el siguiente gráfico:

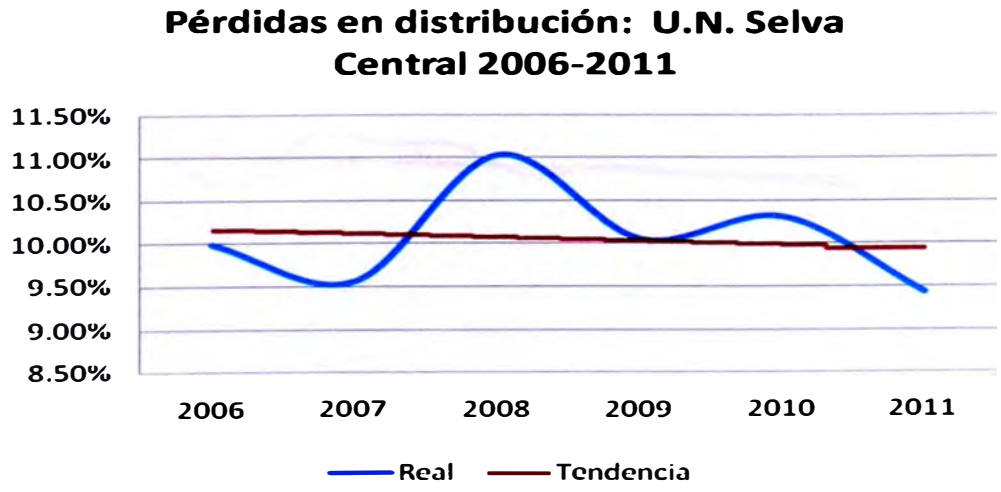
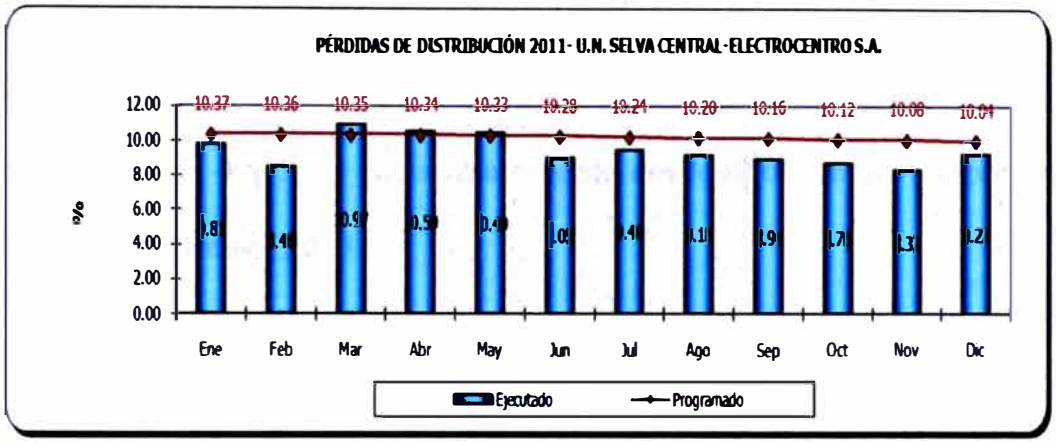


Fig. 4.20. Tendencia de las pérdidas de distribución 2006 al 2011

De igual modo en el siguiente gráfico se detalla las pérdidas ejecutadas con respecto a las programadas correspondientes al año 2011:



Ejecutado	Unid.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Pérdidas de Distribución	%	9.81	8.48	10.97	10.59	10.49	9.05	9.48	9.18	8.94	8.76	8.37	9.27

Programado	Unid.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Pérdidas de Distribución	%	10.37	10.36	10.35	10.34	10.33	10.28	10.24	10.20	10.16	10.12	10.08	10.04

Fig. 4.21. Pérdidas ejecutadas con respecto a las programadas

La tendencia de las pérdidas de distribución correspondiente al año 2011 se aprecia en el gráfico siguiente:

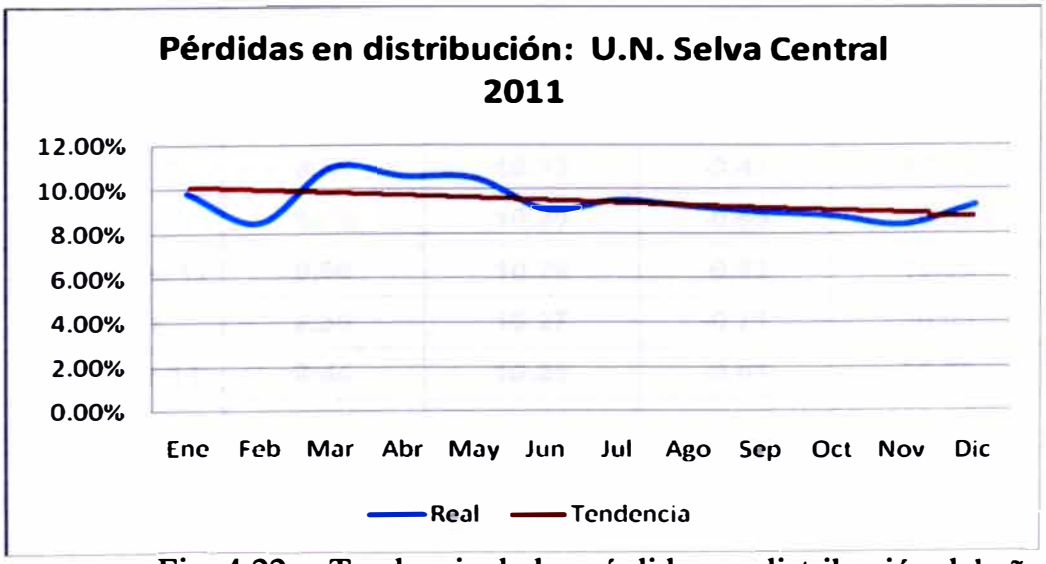


Fig. 4.22. Tendencia de las pérdidas en distribución del año 2011

4.4. PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA GART

Las pérdidas reconocidas son establecidas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN (GART). El factor de expansión de pérdidas estándar decretado para el sistema eléctrico Selva Central correspondiente a los sectores típicos 2, 3, 4 y 5, se encuentra vigente desde el 01 de noviembre del 2009 hasta el 31 de octubre del 2013.

En la Tabla N° 4.3, se puntualiza los porcentajes de pérdidas reconocidas por la GART acumulado, correspondiente al año 2011 del sistema eléctrico Selva Central.

Tabla. 4.3. Pérdidas reconocidas acumulado 2011

Mes	Ejec. Acumulado %	Meta Acumulado %	Desv Ejec-%	GART Acumulado %
Enero-11	9.81	10.37	-0.56	10.23
Febrero-11	9.18	10.37	-1.18	10.26
Marzo-11	9.82	10.36	-0.54	10.25
Abril-11	10.02	10.35	-0.33	10.27
Mayo-11	10.13	10.35	-0.22	10.23
Junio-11	9.92	10.34	-0.41	10.15
Julio-11	9.85	10.32	-0.47	10.10
Agosto-11	9.76	10.30	-0.55	10.07
Septiembre-11	9.66	10.29	-0.63	10.06
Octubre-11	9.56	10.27	-0.71	10.05
Noviembre-11	9.44	10.25	-0.81	10.03
Diciembre-11	9.43	10.23	-0.81	10.02

Las pérdidas no reconocidas en la tarifa al cliente final alcanzó el valor de - 0.59%, en el año 2011, por lo que resulta ser un factor importante en el incremento del margen comercial de la empresa.

La figura 4.23, nos detalla la valorización de la energía no reconocida por la GART del año 2011 correspondiente a la empresa Electrocentro S.A.

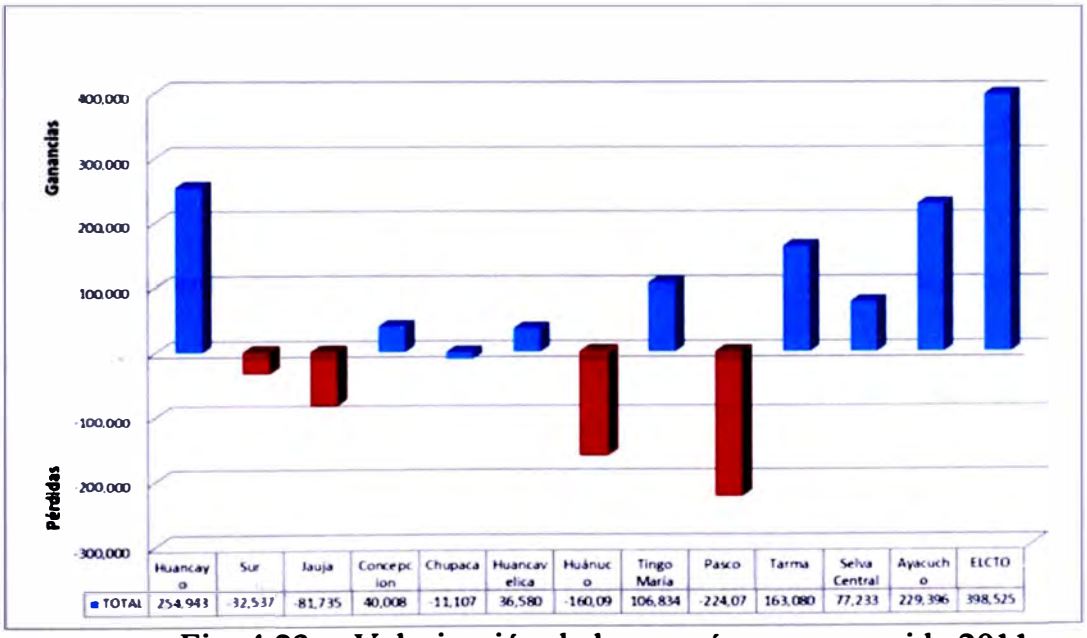


Fig. 4.23. Valorización de la energía no reconocida 2011

CAPÍTULO 5

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

5.1. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS Y PRUEBAS OPERATIVAS

Generalmente para la detección de irregularidades se realizan los siguientes procedimientos:

5.1.1. Revisión visual de los componentes de la conexión eléctrica.

Esta prueba corresponde a verificar el conexionado del sistema de medición con la finalidad de detectar las posibles alteraciones, teniendo en consideración lo siguiente:

- Identificar el suministro sospechoso.
- Examinar el conexionado conforme al tipo de medidor.
- Reconocer posibles conexionados incorrectos, líneas adicionales en las borneras del medidor, base portafusible tanto delante como detrás de ésta.
- Abrir la tapa bornera para identificar posibles líneas adicionales en

las borneras del medidor, bobinas puenteadas, o puentes de tensión externos desconectados.

- Efectuar mediciones de corriente con los equipos correspondientes y deducir el consumo aproximado. Cotejarlo con el consumo del cliente, adicionalmente medir la corriente homopolar para descartar posible hurtos de tercera línea o a través de la fase de tensión.
- Comprobar el estado de los precintos o sellos de seguridad del medidor así como la condición de la cápsula del medidor.
- Examinar el conducto de la acometida para detectar posibles derivaciones clandestinas.
- Si el suministro corresponde a un sistema de medición indirecta se debe verificar adicionalmente el factor de medición, la relación de los transformadores de corriente, correcta colocación de los transformadores de corriente, la continuidad de los conductores secundarios y el correcto conexionado.
- Examinar si existen conexiones irregulares (conexiones clandestinas) a la red de baja tensión y alumbrado público.

5.1.2. Contrastación de medidores de energía.

Es una ensayo de la precisión del medidor de energía eléctrica, que consiste en la realización de varias pruebas (en diferentes condiciones de carga), obteniéndose de estas pruebas resultados y/o valores los cuales serán comparados con los valores registrados en equipos patrones (Certificados en el INDECOPI) que disponen las Entidades Contrastadoras, de los resultados

de esta comparación se comprobará si cumplen o no los valores admisibles establecidos en la RM 496-2005-MEM/DM de norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica".

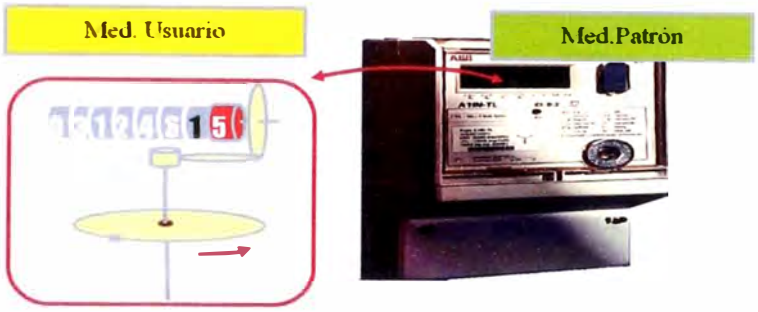


Fig. 5.1. Medidor Patrón

Los sistemas de medición deberán ser contrastados o verificados como mínimo una vez cada diez años, contados a partir de la fecha del último contraste y/o certificación, ejecutándose de acuerdo a un programa semestral de contraste, según lo definido en la Resolución 680-2008-OS/CD, dicho lote de medidores a contrastar cada año es el 10% del total del parque de medidores del área de concesión de Electrocentro S.A. (5% por cada semestre). La prueba técnica es realizada por una empresa contrastadora debidamente autorizada y certificada por el INDECOPI.

En el Anexo N° 6 se adjunta copia de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", así mismo se incluye copia de la Resolución 680-2008-OS/CD.

5.1.3. Verificación de constante de medidor.

La norma de contraste establece la realización de pruebas adicionales como la prueba de marcha en vacío, prueba de transformadores de corriente cuando corresponda y la prueba de aislamiento; asimismo es muy importante la prueba de verificación de la constante del medidor a fin de identificar aquellos equipos de medida que se encuentren vulnerados.

Este ensayo del numerador se efectúa inyectando cargas altas de aproximadamente 30 amperios, con la finalidad de evaluar el giro del disco y el avance correspondiente de los engranajes del numerador y el contómetro.

Con este ensayo se identifican a los medidores con engranajes manipulados, cortados o limados, así como los medidores con el numerador entrelazado, atracado o trabado.

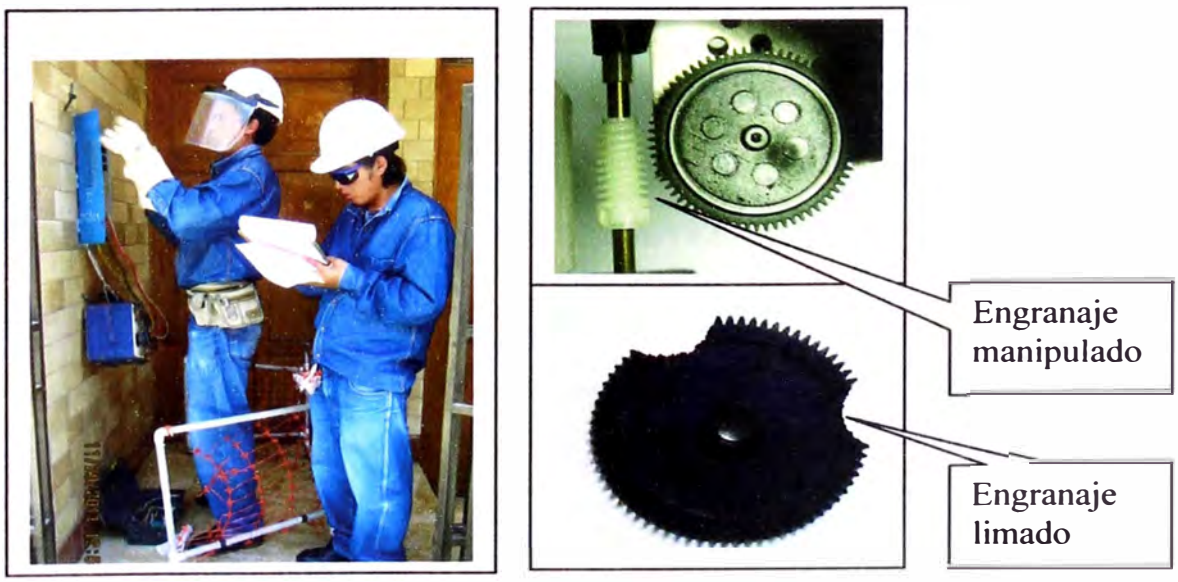


Fig. 5.2. Verificación de constante de medidor

5.1.4. Verificación del flujo de corriente.

Este ensayo consiste en comparar el valor de las corrientes obtenidas mediante mediciones simultáneas en el punto de entrega y el ingreso a las borneras del medidor.

El objetivo es identificar derivaciones adicionales en la acometida empleando la ley de Kirchhoff.

Fig. 5.3. Mediciones simultáneas de corriente

5.2. MÉTODOS Y ALGORÍTMOS PARA LA DETECCIÓN

En este capítulo se describen los métodos y algoritmos para la detección de suministros sospechosos, con la finalidad de direccionar los recursos eficientemente.

5.2.1. Focalización de pérdidas.

El desarrollo se refiere a la focalización de las pérdidas de energía

eléctrica, determinando los sectores con mayores pérdidas de energía, siendo éstas mediante balances de energía en las subestaciones de distribución o en los circuitos de las subestaciones de distribución.

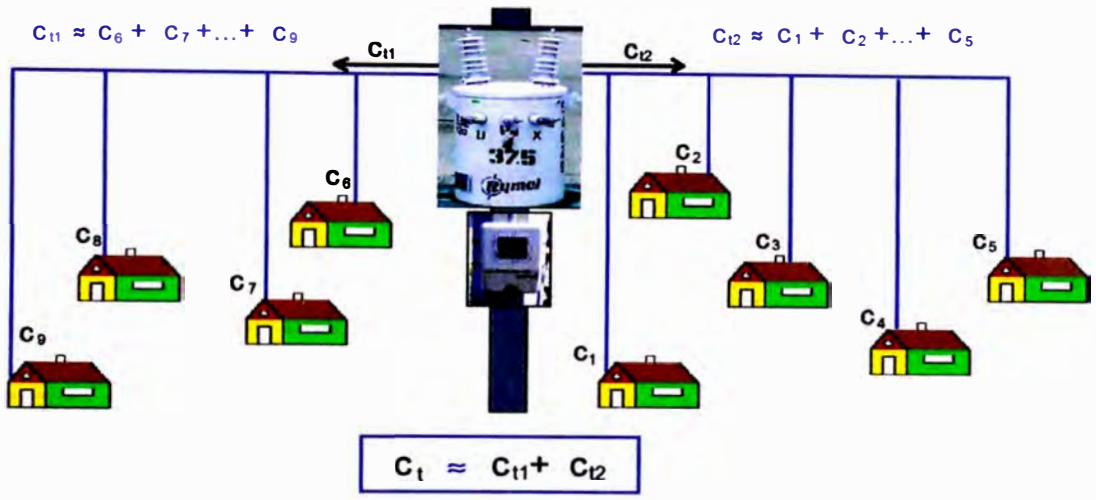


Fig. 5.4. Esquema de balance en una subestación de distribución

Con este procedimiento se detecta a las subestaciones que tengan las mayores pérdidas de energía eléctrica, procediendo a inspeccionar la totalidad de suministros que ella alimenta.

Para la determinación de las pérdidas de energía eléctrica se evalúan dos procesos ligeramente diferentes, uno de ellos se refiere a la focalización con medición permanente, mediante la instalación de un medidor totalizador conectado en bujes secundarios del transformador de distribución, de manera directa o de manera indirecta, por medio de señales de tensión y corriente, utilizando transformadores de señal (TC´s y TP´s). Esa energía medida, generalmente en un periodo de facturación, se compara en el mismo periodo,

con la energía entregada a la carga, la cual suele ser la suma de la energía consumida y facturada a los clientes, la energía de las cargas de alumbrado público, la energía de cargas directas facturadas por promedio y finalmente la energía debida al robo o al fraude, que es la que se estudia en la teoría de pérdidas negras o no técnicas y que son la motivación de este trabajo. El otro proceso se refiere a la focalización con medición temporal, donde se instala en uno de los circuitos de la subestación, transformadores de corriente portátiles (tipo pinza o núcleo partido) con un medidor totalizador, seguidamente se procede a tomar la lectura de todos los suministros que alimenta el referido circuito con la finalidad de realizar el balance de energía de dicho circuito.

Finalmente con los resultados obtenidos se elaborará el listado de los suministros a inspeccionar o se evaluará otra subestación.

5.2.2. Variaciones de consumo.

Este procedimiento se refiere a la determinación de los suministros de energía que manifiestan variación con respecto a los consumos uniformes, la Empresa Electrocentro S.A. ha implementado el programa DETECTA que por medio de algoritmos (mínimos cuadrados, hurtadores actuales, comparación de consumos entre distintos periodos, etc.) se identifiquen a estos suministros.

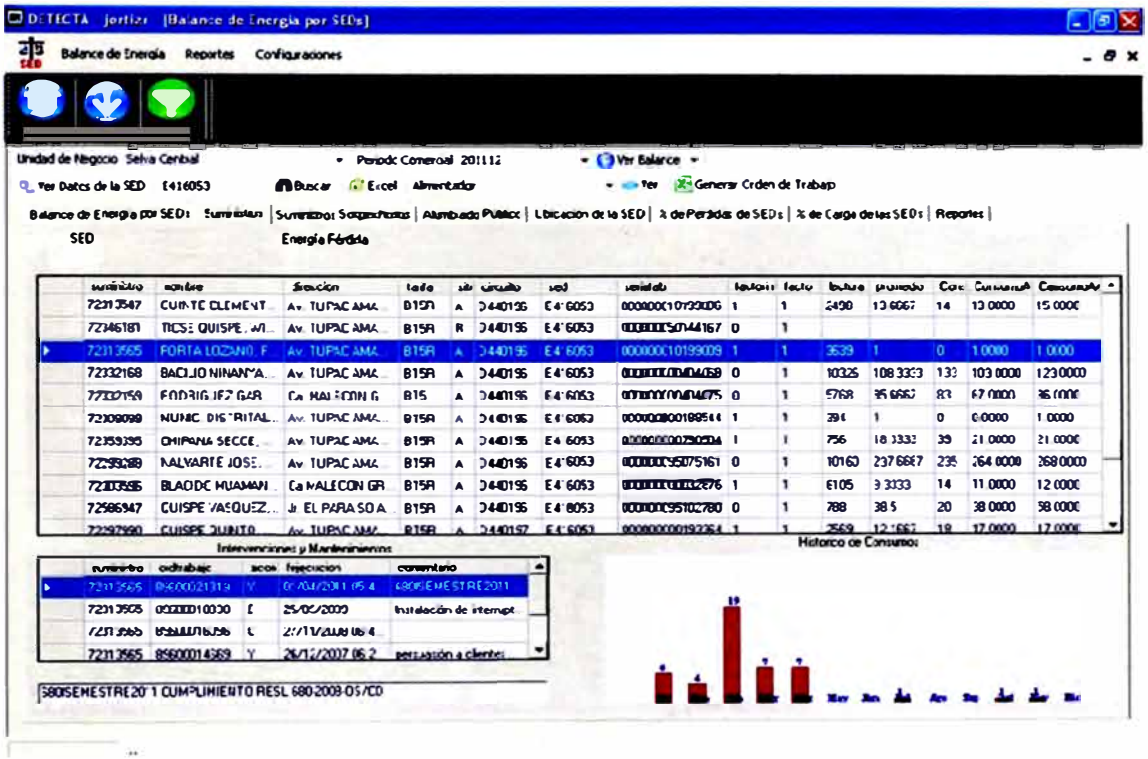


Fig. 5.5. Programa DETECTA - Suministros Sospechosos

Asimismo el referido programa permite priorizar las subestaciones de distribución que se van a intervenir en cada periodo de facturación, de igual modo se obtiene la información de histórico de consumos, inspecciones y mantenimientos de los suministros asociados a la subestación crítica.

El programa DETECTA determina la ubicación de esta subestación crítica en un mapa, así como otras subestaciones según sus índices de pérdidas.

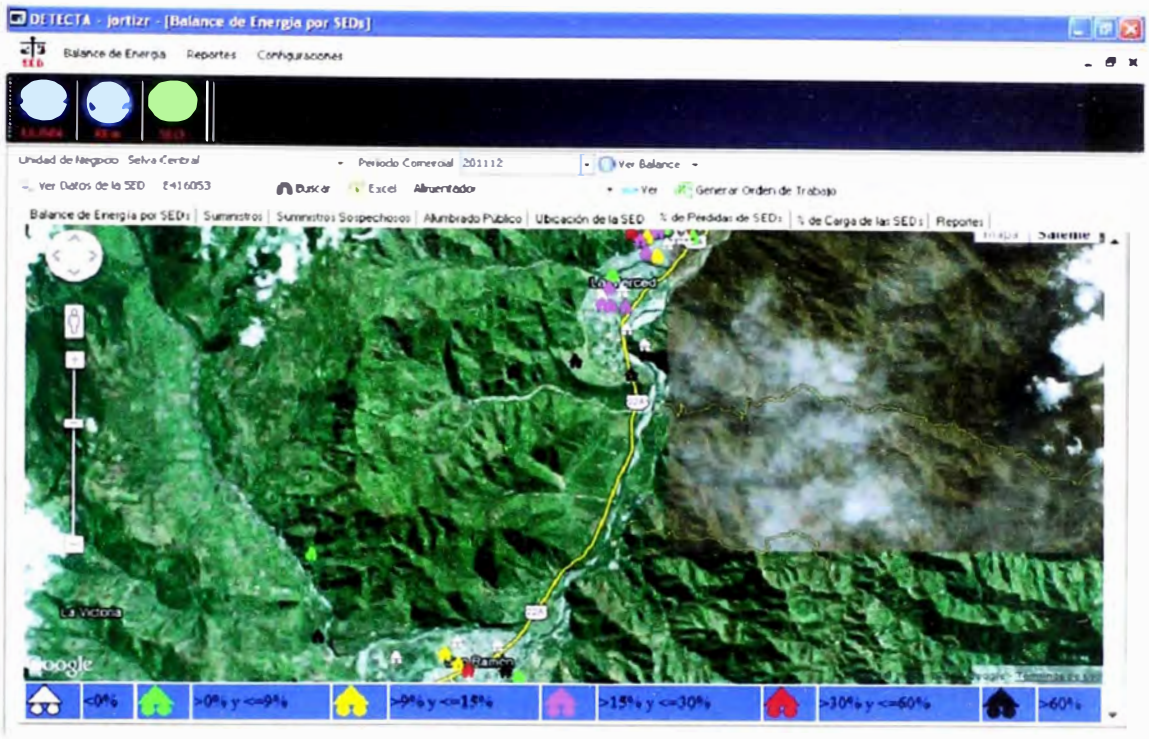


Fig. 5.6. Programa DETECTA - % de Pérdidas de SEDs

En el Anexo N° 7 se adjunta una presentación con las bondades del programa DETECTA el cual fue implementado en el año 2011.

5.2.3. Giro de Negocio.

Este método corresponde a una evaluación de los clientes según su actividad con respecto a sus consumos, realizando el siguiente análisis:

- Discrepancias entre la actividad del cliente y sus consumos asociados a éste, es decir, como el caso de un local de Internet con más de 10 cabinas cuyos consumos son inferiores a 100 kWh.
- Discrepancias entre el tipo de suministro y la función del local, es

decir, fábricas con suministro de energía monofásico.

- Perturbación de consumos por clase de actividad, es decir, se debe priorizar la intervención a los suministros como hospedajes en feriados largos, por mayor afluencia turística o heladerías en épocas de verano.

De igual modo, es preciso indicar que debido a las diferentes particularidades que tiene cada giro de negocio, es oportuno desarrollar planes de inspecciones concretos, es decir, a una panadería es ventajoso verificarlas en las madrugadas.

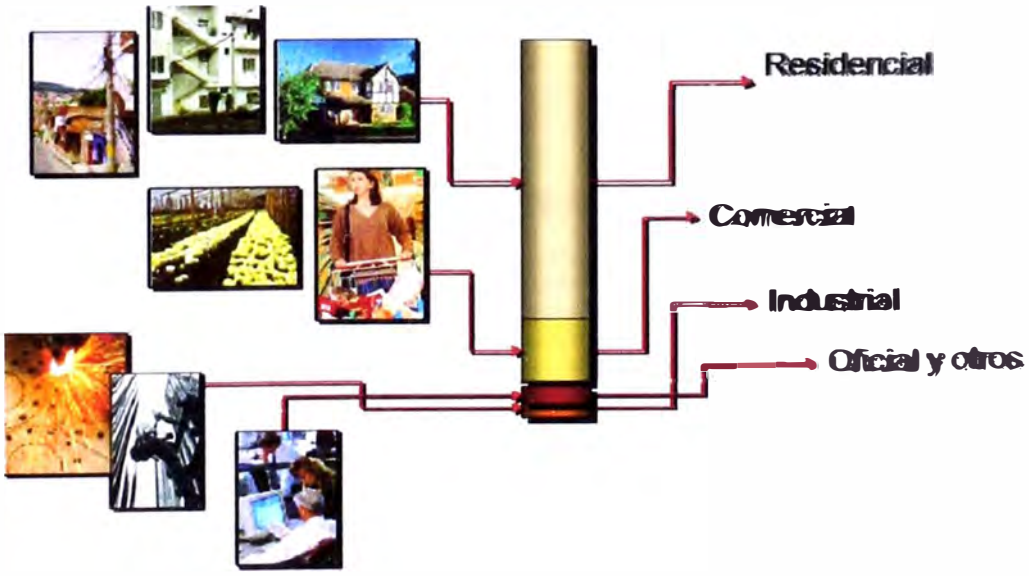


Fig. 5.7. Los diferentes tipos de clientes

5.2.4. Denuncias.

Se refiere a las denuncias por parte de terceras personas, concerniente a vulneración de las condiciones del suministro o conexiones

clandestinas, a través de llamadas telefónicas (Serviluz) o a los centros de atención al cliente, donde la concesionaria evalúa la información proporcionada, incluyéndolo en la relación de suministros sospechosos.

5.2.5. Consumos cero.

Corresponde a los suministros que registran consumos iguales a cero, esta información es obtenida del programa OPTITOOL, donde el referido programa permite filtrar a los usuarios que vienen registrando consumos ceros desde periodos anteriores hasta el periodo actual.

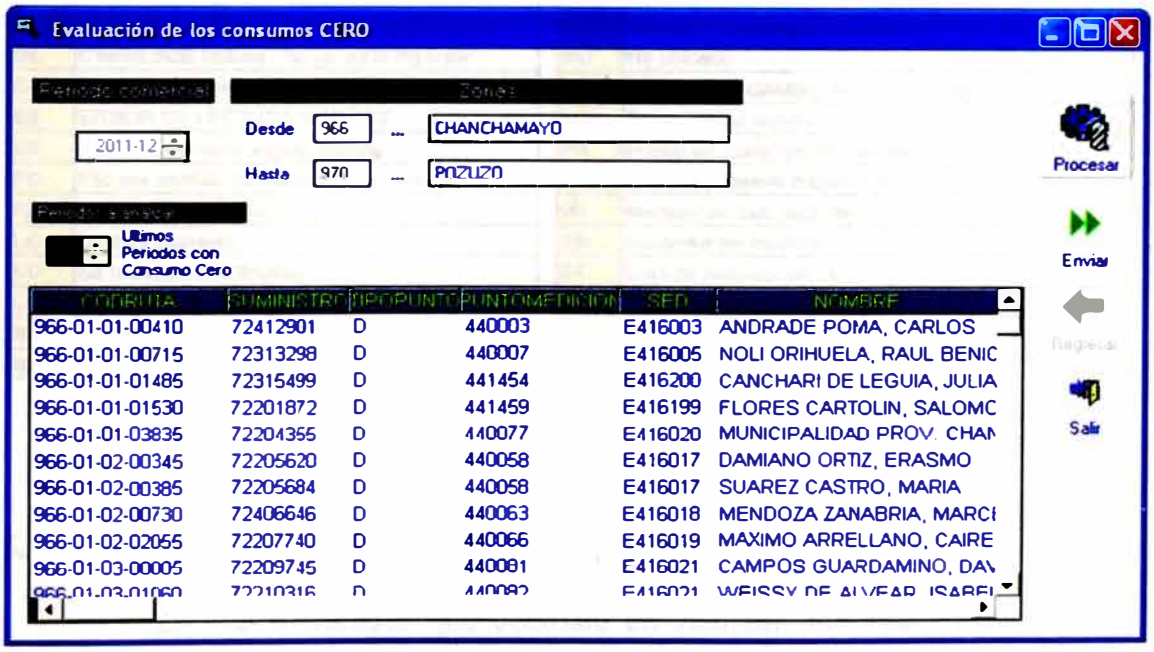


Fig. 5.8. Programa OPTITOLL – Consumos Cero

Con la información obtenida, estos son incluidos en la relación de suministros sospechosos.

5.2.6. Observaciones en las Lecturas.

Se refiere a la información transmitida por los lecturadores sobre el estado de la conexión eléctrica, así como los impedimentos encontrados en este procedimiento, cuya información es aprovechada a fin de direccionar los esfuerzos de control de pérdidas eficientemente.

Tabla. 5.1. Siglas para observaciones en las lecturas

Sigla	Detalle Observación
AL	Medidor en altura inaccesible
AY	Persona ajena impide lectura
BY	Bulto/mercadería impide lectura
CE	Pasa corriente en Caja de medidor
CM	Cambio de medidor
CV	Medidor interior - predio abandonado
CY	Cliente pide lectura
DC	Domicilio cerrado
DI	Datos de medidor no coinciden - incorrectos
DL	Cliente dictó lectura - no se pudo ingresar
EA	Medidor Electrónico apagado con energía
ES	ERROR DE LECTURA SERVICE
EX	Elemento extraño impide lectura
FC	Fijo por cambio de medidor - sg. mov.med.
FR	Cliente fuera de ruta
LC	Lectura Correcta
LD	Se lectura con dificultad
LR	No tiene luna la caja portamedidor
MA	Medidor averiado
MC	Sin medidor - con energia

Sigla	Detalle Observación
MD	Medidor desconectado - conexion directa
ME	Medidor electrónico apagado
MF	Medidor en campo Monófasico - Padrón Trifasico
MI	Medidor interior
MM	Medidor manipulado
MO	Mica de medidor opaca
MS	Sin medidor - sin energia
MT	Medidor Caido
NS	Cliente no pertenece al sector
NU	No ubicado
PC	PROM.POR CAMBIO MED. - SIN INF.
PI	Perro impide lectura
PR	Predio en Construcción/Sin servicio
RI	Medidor requiere inspección
SE	Medidor en Sub estación
SM	Domicilio sin medidor
ST	Caja de medidor sin tapa
TD	Tapa caja porta medidor desoldada
TI	Tapa impide lectura
TR	Medidor en campo Trifasico - Padrón Monófasico
TA	Tapa abierta o sin asegurar

5.2.7. Lecturas a medio periodo de facturación.

Es una estrategia que consiste en realizar lecturas en un periodo intermedio al proceso de lecturas mensuales, con el objetivo de detectar a los usuarios que vienen manipulando el contómetro del medidor de energía mediante el retroceso de lecturas, o hayan realizado una conexión clandestina al cable de acometida, resultando un consumo de energía uniforme menor a lo real.

El procedimiento para el cálculo del consumo real es de efectuar la diferencia entre la lectura obtenida en el periodo intermedio y la última lectura facturada, el resultado obtenido se proyecta por un periodo completo y se compara con el histórico de consumos del usuario, si obtenemos diferencias pronunciadas, es muy probable que el contómetro del medidor este siendo manipulado o exista alguna derivación en la acometida.

5.3. MEDIDAS DE CONTROL

Con el objetivo de desaparecer y/o reducir las condiciones anormales que originan la disminución del consumo de energía, así como disminuir la posibilidad de conexiones indebidas en los sectores con alto índice de vulneración de las condiciones del suministro de energía eléctrica; se han desarrollado algunas disposiciones técnicas aplicables a las instalaciones de la empresa concesionaria.

Es preciso indicar que para las medidas de control implementadas, se debe considerar la normatividad vigente correspondiente a la Norma de Conexiones y el Código Nacional de Electricidad.

5.3.1. Normalización de alteraciones.

Luego de detectarse las alteraciones detalladas en el capitulo anterior, se realiza la normalización del conexionado o el remplazo de los componentes necesarios de la conexión eléctrica que resultó dañada por el tipo de alteración, con la ejecución de esta actividad se anula la causa que generó la disminución del consumo de energía.

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

5.3.2. Medidas técnicas y normalizaciones implementadas.

A fin de controlar la reincidencia de fraude en los sectores con alto índice de hurto, se desarrollaron medidas técnicas tomando en consideración el análisis previo del índice de pérdidas de los sectores afectados.

Seguidamente detallamos algunas de las medidas implementadas:

- Traslados de medidores al poste más cercano.

Fig. 5.9. Medidor instalado en poste cercano a vivienda

- Instalación de coronas antiescaladores.

Fig. 5.10. Protección de red en baja tensión

- Instalación de cables antihurto.
- Instalación de tubo galvanizado en acometidas empotradas de los hurtadores frescos.
- Soldado de las cajas portamedidor a los potenciales hurtadores.
- Instalación de medidores en serie a los suministros sospechosos.

5.3.3. Sistema de medición concentrada.

Es un mecanismo de medición en las conexiones de baja tensión que agrupa los equipos de medición de uno o más usuarios en una misma caja concentradora, con el fin de optimizar la gestión de la toma de lectura del sistema de medición y del proceso de facturación del consumo de energía eléctrica, donde el usuario mantiene el acceso a la información del consumo de energía, realizándose la medición en condiciones de seguridad.

Los beneficios que se obtienen son los siguientes:

- Ahorro en costos operativos y materiales (lecturas remotas).
- Efectividad y confiabilidad del 100% en la toma de lectura.
- Reducción de espacio físico.
- Eliminar la sensación de inseguridad mediante la telegestión en los procesos de lectura, corte y reposición del suministro eléctrico.
- Reducir y controlar el hurto de energía.

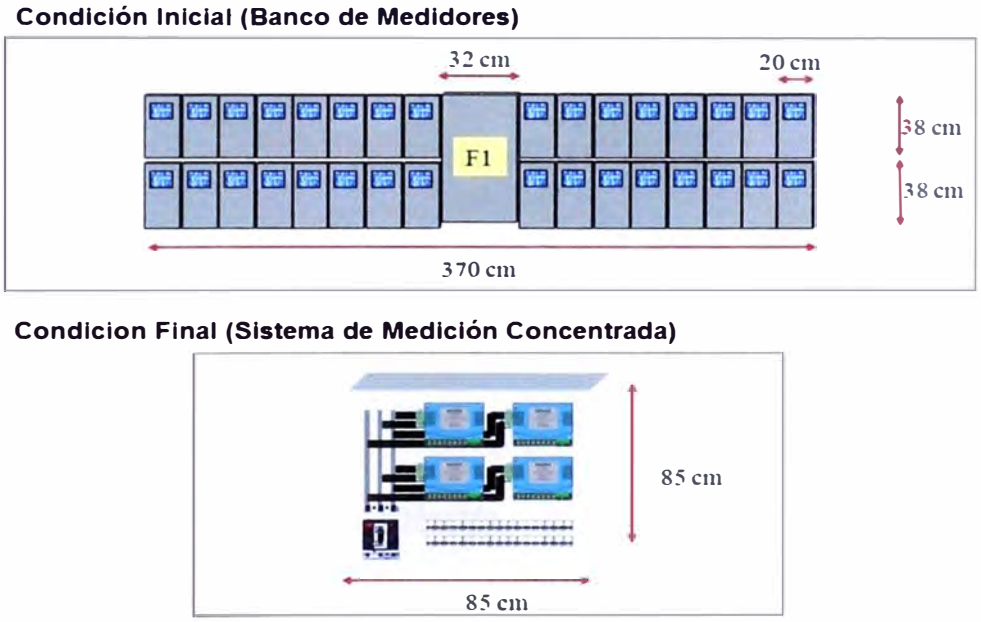


Fig. 5.11. Banco de medidores reubicada a caja concentradora

5.3.4. Modificación de redes de distribución secundaria.

Producto de las constantes alteraciones a las redes de baja tensión por usuarios no autorizados, se optó por modificarlas con la finalidad de hacerlas inaccesible a personas ajenas.

Las modificaciones recomendadas en las redes de distribución secundaria son:

5.3.4.1. Distanciamiento de redes secundarias.

Esta medida se refiere al distanciamiento de las redes de las fachadas o de un determinado punto en particular, a fin de dificultar su alcance por parte de los clientes o terceras personas.

Fig. 5.12. Distanciamiento de la red en baja tensión

5.3.4.2. Instalación de redes antihurto.

Esta técnica de prevención se refiere a la instalación de redes antihurto en zonas con alto índice de vulneración de redes de baja tensión.

5.3.5. Sistema de Telemedida.

El sistema de medición por telemedida se encarga de medir y controlar de una forma automática y remota el consumo de energía. Este sistema está basado en dispositivos de lectura de medidores de energía eléctrica que vía radio envían la información medida a un concentrador y reciben acciones de control y/o configuración.

Estos dispositivos de lectura tienen la capacidad de desconectar y reconectar las señales eléctricas, permitiendo así realizar un control oportuno y remoto frente a fraudes, pérdidas y/o un consumo inadecuado de la energía.

Las ventajas que se alcanzan son los siguientes:

- Control de las condiciones de la red.
- Reducción de costos operativos.
- Comunicación con el medidor en lugares conflictivos.
- Reducción de las pérdidas no técnicas.

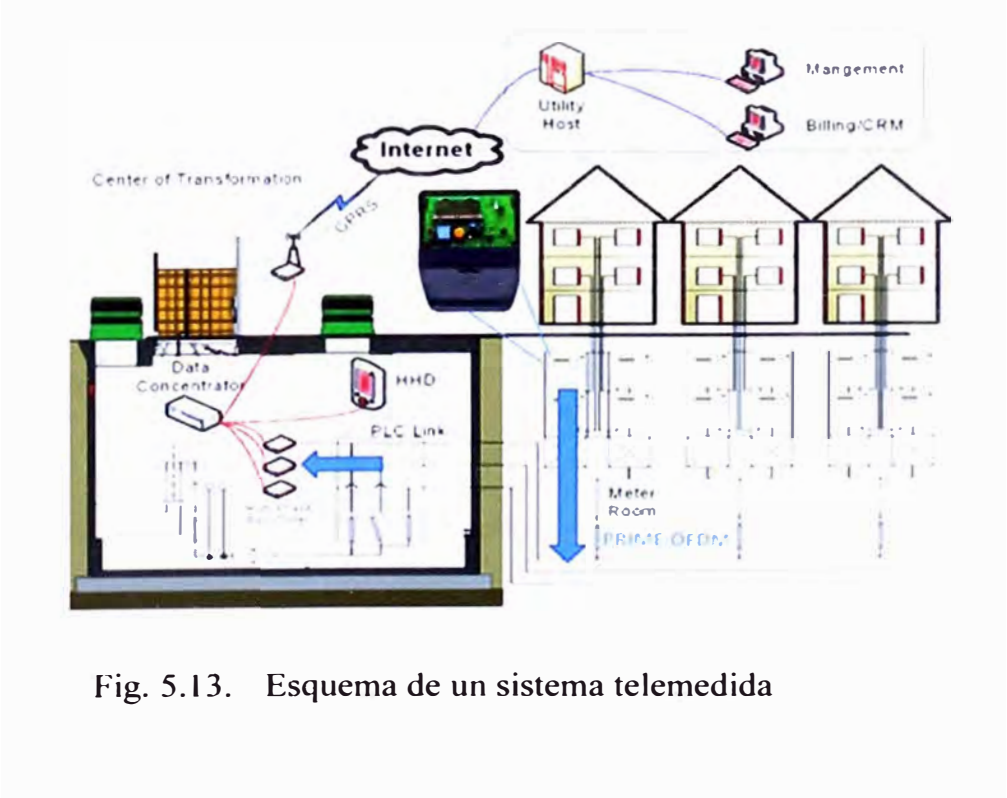


Fig. 5.13. Esquema de un sistema telemedida

En el Anexo N° 8 se adjunta diapositivas sobre control y reducción de pérdidas en distribución de energía presentado por TBL PERU.

CONCLUSIONES

1. Para alcanzar el éxito de un proyecto de reducción de pérdidas se debe contar con una estructura adecuada y recursos humanos plenamente identificados con la gestión, que sean capaces de hacer las tareas con efectividad y eficiencia pero, sobre todo, con una clara orientación al logro.

2. La pobreza, el desempleo y el incremento de las tarifas de energía están fuertemente relacionados con el incremento de las pérdidas no técnicas de energía.

3. Con la aplicación de la metodología descrita en el presente informe, se ha obtenido resultados satisfactorios en el sistema eléctrico Selva Central, obteniéndose en el año 2011 un índice de pérdidas de 9.43% frente a 10.06% de la meta fijada para el año 2011, asimismo el valor obtenido no ha superado a las pérdidas GART que están fijadas en 10.02% para el mismo periodo, obteniéndose una valorización ascendente a S/. 77233.

4. Un proyecto de reducción y control de pérdidas de energía no es solo un proyecto técnico (ingeniería de pérdidas), sino que abarca temas sociales,

comerciales y administrativos.

5. La presencia del personal técnico en las calles, es fundamental para el éxito de los trabajos de reducción de pérdidas no técnicas, generando conciencia en los usuarios, disminuyendo así la cantidad de reincidentes por fraude.

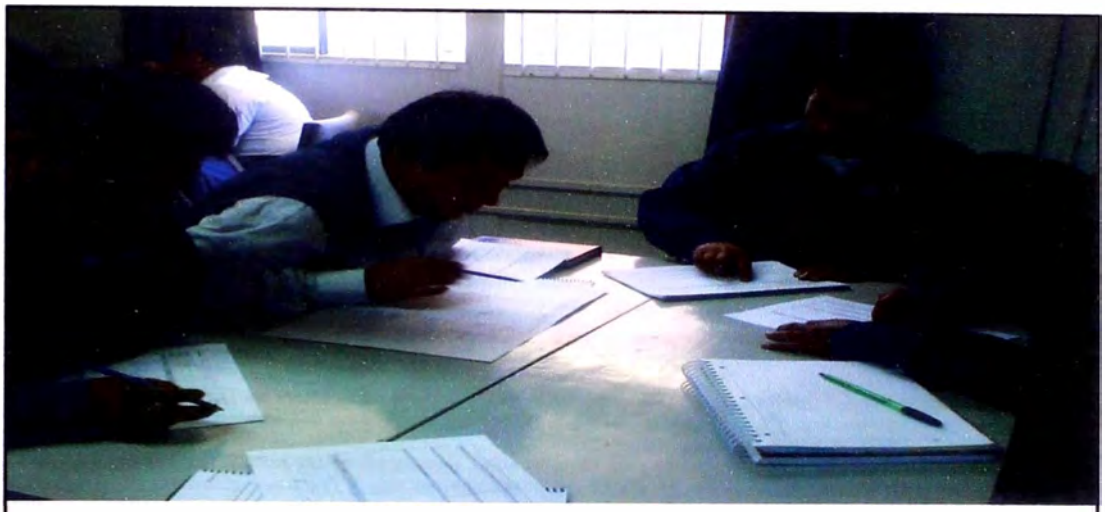
6. En el periodo de lluvias, el riesgo de electrocución es mortal por las conexiones clandestinas que se incrementan a diario, ya que personas inescrupulosas utilizan conductores y realizan empalmes sin las debidas condiciones de seguridad, incluso energizando paredes, techos y puertas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" - R.M. 496 - 2005 - MEM/DM.
2. Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" - R.M. 102 - 2010 - MEM/DM.
3. Procedimiento para la supervisión de la contrastación de medidores de energía eléctrica - Resolución de consejo directivo Osinergmin N° 680 – 2008 - OS/CD.
4. Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica" - R.M. 571 - 2006 - MEM/DM
5. Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011.
6. Ley de Concesiones Eléctricas.
7. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
8. Memoria Anual de la Empresa Electrocentro S.A. 2010.

ANEXOS

ANEXO Nº 1



RESULTADOS A DICIEMBRE 2011

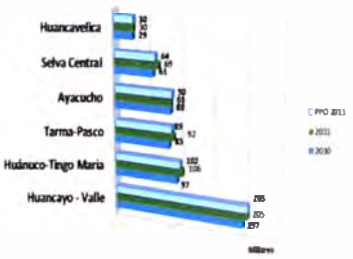
Electrocentro

Electrocentro — Venta de energía (MWh) Dic.11

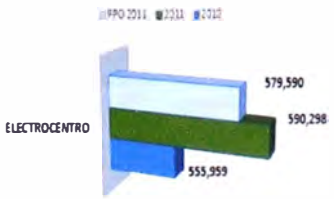
UNIDAD DE NEGOCIO		REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo - Valle	196 557	205.087	204 862	0 1%	4 3%
Huánuco-Tingo Maria	97 094	105 809	101 850	3 9%	9 0%
Tarma-Pasco	85 065	92 192	89 282	3 3%	8 4%
Ayacucho	87 535	87 997	89 624	-1 8%	0 5%
Selva Central	60 688	69 066	64 036	7 9%	13 8%
Huancavelica	29 020	30 148	29 935	0 7%	3 9%
ELECTROCENTRO	555,959	590,298	579,590	1.8%	6.2%

La mayor venta de energia respecto al presupuesto 2011 obedece principalmente al incremento de los consumos de los clientes en: AT como Chinalco y Cemento Andino Patón (Promedio 0.6 Gwh/Mensual) en la UN Tarma-Pasco. En BT se ha tenido un incremento de energia, básicamente en la UN Selva Central (7.9%), en la UN Huánuco – Tingo Maria (3.9%) respectivamente.
En el caso de la UN Ayacucho todavia no se logra la recuperación de la venta por que se encuentra operando la Cia. Minera Catalina Huanca, con una demanda del 50%. Con todo ello se ha logrado el 1.8% de crecimiento, respecto a la meta y de 6.2% respecto a diciembre del 2010, con un crecimiento de 34,339 MWh.

Venta de energía (MWh)

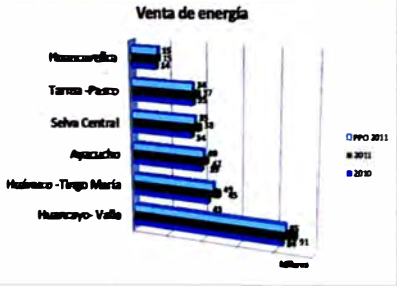


Venta de Energía (MW)



Electrocentro — Venta de energía en miles s/. Dic. 11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo- Valle	83,648	90,695	84,867	8.9%	8.4%
Huánuco -Tingo María	42,774	48,806	45,481	7.4%	14.1%
Ayacucho	39,118	42,103	40,106	5.0%	7.8%
Selva Central	33,748	38,164	35,235	8.3%	13.1%
Tarma -Pasco	34,584	37,483	34,240	9.5%	8.4%
Huancavelica	14,004	15,298	14,839	3.1%	9.2%
ELECTROCENTRO	247,876	272,549	520,426	7.8%	

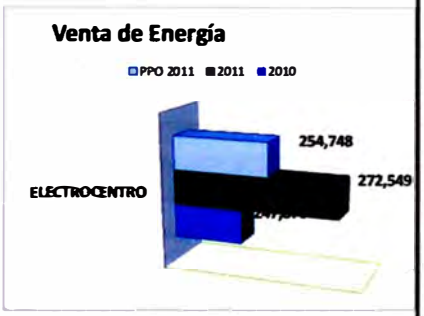


La venta de energia se incrementó en 10.0% , en Miles S/. 24,673 respecto al 2010 debido a 2 principales fuentes de ingreso que son:

-Los Ingresos por Ventas Netas de energia orientadas al área de concesión (mercado nacional) y que representaron el 95.8% de las ventas totales, fue mayor en 1.4% a la meta prevista, por el incremento de la tarifa de venta de energia. y la ejecución de venta (S/.272.55 millones) fue mayor en S/.0.017 millones a la meta (S/.254.75 millones).

-Ingresos complementarios (Fondo de mantenimiento y reposición, venta de materiales para acometidas y sistemas de medición) es de MS/. 456 que representa el 10.6%

. En relación al presupuesto se muestra un incremento de 7.0 %. La unidad con mayores ingresos por este concepto es Huánuco-Tingo Maria que incrementó la venta de energia en 14.1 % en relación al 2010, debido principalmente a la captación de nuevos clientes y a los mayores consumos unitarios.

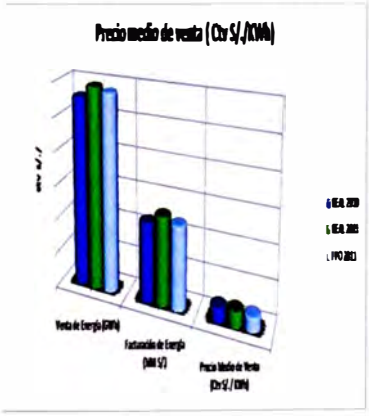


Electrocentro — Precio medio venta (Ctv. S/. / KWh). Dic. 11

UNIDADES DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Venta de Energía (GWh)	556.0	590.3	579.6	1.8%	6.2%
Facturación de Energía (MM S/.)	231.6	258.8	243.1	0.0%	0.0%
Precio Medio de Venta (Ctv S/. / KWh)	41.7	43.8	41.9	4.5%	5.2%

Fuente: Gerencia Comercial - DI

(*) Considera ingreso por ventas energía + FOSE (no incluye ingresos por peaje SST y SCT)

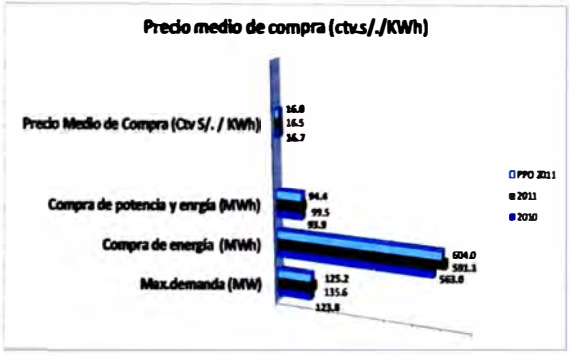


Para el precio medio de venta se considera lo siguiente:
La venta de energía mas las transferencias del FOSE en MM S/. Sin incluir los ingresos por peajes de SST y SCT, al mes de diciembre de 2011.
El precio de venta presenta un incremento al mes de diciembre, por el incremento del componente de Peaje de Transmisión Principal (PCSPT) en 3.7%, con respecto al mes de noviembre, siendo este parámetro componente de la tarifa de venta al cliente final.

4

Electrocentro Precio medio compra (Ctv. s/./KWh). Dic. 11

	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR.2011/ PPO	VAR.2011/ 2010
Max.demanda (MW)	123.8	135.6	125.2	8.2%	9.5%
Compra de energía (MWh)	563.0	604.0	591.1	2.2%	7.3%
Compra de potencia y energía (MWh)	93.9	99.5	94.4	5.5%	6.0%
Precio Medio de Compra (Ctv S/. / KWh)	16.7	16.5	16.0	3.2%	-1.2%



Para el precio medio de compra ejecutado presenta una reducción de 1.2% como consecuencia de la reducción de las tarifas de compra de energia a partir del mes de mayo por la fijación de precios en barra para el periodo de mayo 2011 – abril 2012 (Resolución 067-2011-OS/CD).

5

Electrocentro Producción de energía (MWh). Dic. 11

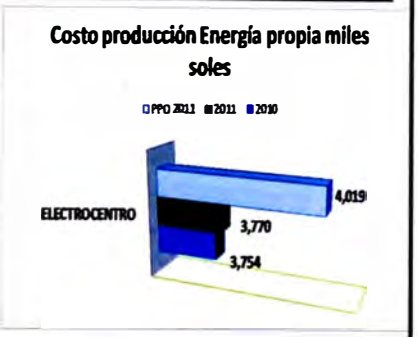
UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo - Valle	30,491	31,830	30,067	5.9%	4.4%
Selva Central	29,936	27,525	29,071	-5.3%	-8.1%
Ayacucho	15,811	15,402	16,420	-6.2%	-2.8%
Tarma-Pasco	1,530	1,459	1,101	32.5%	-4.7%
Huancavelica	-	-	-	0.0%	0.0%
Huánuco-Tingo Maria	-	-	-	0.0%	0.0%
ELECTROCENTRO	77,768	76,215	76,658	-0.6%	-2.0%

La producción de energía propia (MWh.), al mes de diciembre 2011 tuvo una desviación negativa de -1% respecto al I reformulado 2011,debido a que:
- En la UUNN Valle del Mantaro, debido al incremento de lluvias en la zona de Chupaca, la producción en la CH Huarisca se incrementó teniendo una desviación positiva total de 1785 MWh.
- En la UUNN Selva Central, no se encuentra operativa por lo que la desviación total negativa es de -1,200 MWh. esto se complica por la falta de firma del contrato para que se ejecute la reparación del tramo de canal de conducción, de la CH Chanchamayo.
- En la UUNN Tarma, debido al incremento de lluvias en la zona, se incrementó la producción en las CHs Paccha y Acobamba teniendo una desviación positiva total de 358 MWh.
- En la UUNN Ayacucho, se tuvo una menor producción en la CH San Francisco, por vibración y alta temperatura en los cojinetes de los Grupos 1 y 2 desde el mes de julio hasta el 23.09.11. Desviación negativa total de 1853 MWh.

6

Electrocentro Costo produc.energía propia (m S/.). Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo - Valle	1,233	1,519	1,603	-5.2%	23.2%
Selva Central	1,623	1,304	1,330	-1.9%	-19.8%
Ayacucho	717	731	778	-6.0%	1.9%
Tarma-Pasco	181	218	309	-29.9%	19.6%
Huancavelica	-	-	-	-	-
Huánuco-Tingo Maria	-	-	-	-	-
ELECTROCENTRO	3,754	3,770	4,019	-6.2%	



El costo de producción de energía propia (M S/.), al mes de diciembre 2011 tuvo una desviación negativa de 6% debido a que:
- En la UUNN Ayacucho, no se ejecutó la recuperación de alabes y rodetes en las CHs Ulusita y el mantenimiento del regulador de velocidad en las CHs Ulusita y Quicapata, teniendo una desviación de M S/. 45.
- En la UUNN Selva Central, no se ejecutaron: la recuperación de alabes y rodetes en la CH Chanchamayo y Pichanaki, desviación de M S/. 15, la fabricación de casquillos de metal babbit de cojinetes de la CH Pozuzo y Pichanaki, en M S/. 10. Desviación total M S/. 25.
- En la UUNN Tarma, se tiene un presupuesto mensual de M S/. 19.4 para el servicio de operación de las CH Pacha y Acobamba, pero se tiene un gasto promedio mensual de M S/. 13.9, teniendo una desviación total de M S/.60, no se ejecutó la recuperación de rodetes, alabes y carcaza de la CH Paccha, desviación de M S/. 30. Desviación total M S/. 90.
- En la UUNN Huancayo, se tuvo reducción del servicio de operación de centrales eléctricas por estar paralizadas las CH Concepción, Acobambilla e Ingenio en los meses de febrero y marzo, Desviación de M S/. 85.

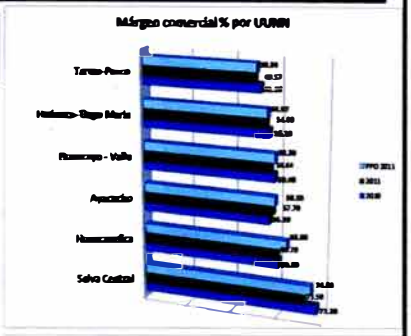
El motivo de la falta de mantenimiento es por la falta de personal técnico, que a la fecha se quedó desierto en dos oportunidades el concurso del Outsourcing del servicio de mantenimiento de obras civiles, mecánicas y eléctricas de las centrales eléctricas. Se solicitó incrementó de personal técnico y en el nuevo MOF propuesto pata la Unidad de Mantenimiento Generación.

Electrocentro Estado de Ganancias y Pérdidas. Dic. 11

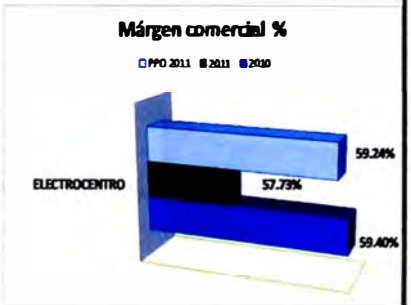
CONCEPTO	Acumulado al mes de Setiembre				
	Real-11	PPO-11	Var (%)	Real-10	Var(%)
(+) Energia Adquirida a Generad. (MWh)	445,133	439,224	1.3%	415,134	7.2%
(+) Energia Producida (MWh)	57,248	56,429	1.5%	59,420	-3.7%
(-) Pérdidas en Transmisión (MWh)	20,266	20,697	2.1%	20,137	-0.6%
(-) Consumo Propio (MWh)	1,406	1,366	-2.9%	1,345	-4.5%
Energia Disponible (MWh)	480,709	473,591	1.5%	453,072	6.1%
(-) Pérdidas en Distribución (MWh)	44,622	43,625	-2.3%	41,070	-8.6%
Energia Vendida (MWh)	436,087	429,966	1.4%	412,002	5.8%
Venta de Energia Electrica	199,974	190,642	4.9%	184,300	6.5%
Energia Comprada	83,313	78,745	-5.8%	75,414	-10.5%
UTILIDAD BRUTA	116,661	111,897	4.3%	108,885	7.1%
Márgen Bruto (%)	58.3%	58.7%	-0.4%	59.1%	-0.7%
Ingresos por Servicios Complementarios	8,512	8,449	0.7%	7,755	9.8%
Ingresos por Otros Servicios Peaje y Uso de Inst. de Transmisión		0	-	0	-
Utilidad Bruta Más Ingresos Varios	125,173	120,346	4.0%	116,640	7.3%
Total Costo del Servicio	89,670	89,879	0.2%	76,753	-13.9%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	35,503	30,467	16.5%	37,887	-6.3%
	16%	16%		21%	
Utilidad Antes de Participe Imp.	37,946	35,829	5.9%	39,654	-4.3%
Participación de Utilidades	-2,262	-2,129	-6.2%	-2,180	-3.8%
Impuesto a la Renta	-12,267	-11,722	-4.6%	-12,425	1.3%
UTILIDAD NETA	23,417	21,977	6.6%	25,049	-6.5%
	11.7%	11.5%		13.6%	8

Electrocentro — Margen comercial Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Selva Central	77.2%	71.8%	74.5%	-3.8%	-7.3%
Huancavelica	60.3%	59.7%	63.9%	-6.5%	-1.0%
Ayacucho	56.1%	57.7%	58.6%	-1.5%	2.9%
Huancayo- Valle	58.4%	56.6%	58.4%	-2.9%	-3.0%
Huánuco -Tingo María	56.1%	54.6%	55.0%	-0.7%	-2.7%
Tarma -Pasco	52.2%	49.6%	50.2%	-1.3%	-5.0%
ELECTROCENTRO	59.4%	57.7%	59.2%	-2.5%	

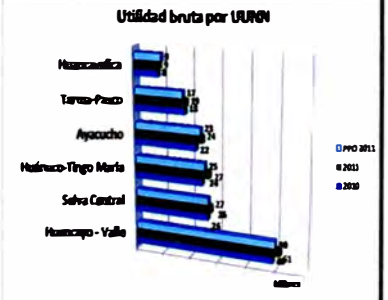


El Margen Comercial de la empresa a diciembre 2011, es de 57.73% presentando una variación de -2.8% con respecto al año 2010, principalmente como consecuencia de las transferencias por peajes de transmisión secundaria, es decir que facturamos 1.2M menos ,y transferimos 5.1M más en comparación al año 2010, esto debido a que en la liquidación de 2011, Electrocentro no había culminado las obras de sistemas complementarios de transmisión declaradas al Osinergmin.

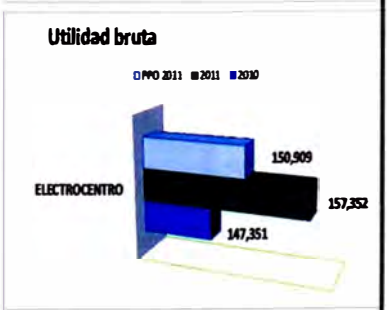


Electrocentro — Utilidad bruta Dic. 11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo - Valle	48,659	51,374	49,528	3.7%	5.1%
Selva Central	26,044	27,322	26,231	4.2%	4.9%
Huánuco-Tingo María	24,015	26,648	24,988	6.6%	11.0%
Ayacucho	21,954	24,295	23,482	3.5%	10.7%
Tarma-Pasco	18,035	18,580	17,202	8.0%	3.0%
Huancavelica	8,444	9,133	9,477	-3.6%	8.2%
ELECTROCENTRO	147,351	157,352	150,909	4.3%	



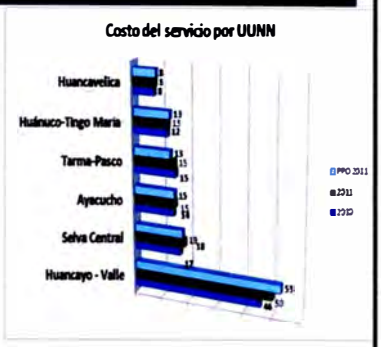
A Diciembre 2011 se presenta una utilidad bruta de S/. 157,352 Miles, que supera en 6.8% o Miles S/. 10.0 respecto al 2010 por la mayor venta de energía ascendente a Miles S/. 272.5. Con respecto al presupuesto 2011 se tiene un incremento de 4.3% que equivale a Miles S/. 6.4. Se resalta que todas las unidades de Negocio muestran resultados superiores a los obtenidos en el ejercicio 2010; sin embargo respecto al PPO 2011 la Unidad de Negocio Huancavelica muestra variación negativa en el logro de la meta propuesta debido a que sus ventas disminuyeron en Miles S/. 459

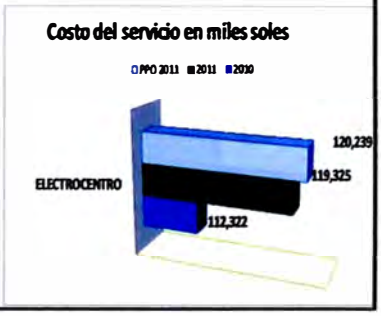


Electrocentro — Costo del servicio Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo- Valle	45,899	49,948	52,853	-5.5%	9.3%
Selva Central	18,833	18,530	17,684	4.8%	10.1%
Ayacucho	14,441	15,097	14,794	2.1%	4.5%
Tarma -Pasco	15,296	15,073	13,363	12.8%	-1.5%
Huánuco -Tingo María	12,438	12,873	13,267	-4.5%	1.9%
Huancavelica	7,815	8,004	8,279	-3.3%	5.1%
ELECTROCENTRO	112,322	119,325	120,239	-0.8%	

El Costo del Servicio se incrementó en 6.2% en relación al 2010 y disminuyó en 0.8% en relación al presupuesto, el mayor costo se sustenta en el incremento de la venta de energía de 7.0%, habiendo facturado en el ejercicio 2011 33,698 MWH mas que en el ejercicio anterior y 10,066 respecto al presupuesto .Los rubros que presentaron mayor incremento son:
Servicios prestados por terceros, incremento de S/. 1.5 Miles de nuevos soles respecto al año anterior. Los servicios de tercerización se incrementó en Miles S/. 5.8 , servicios corporativos Miles S/. 0.7, servicios varios Miles S/. 2.1
Depreciación: Incremento de S/. 4.7 Miles de nuevos soles, por el incremento de instalaciones y activación de diversas obras como: Remodelación de redes MT BT Huanta Luvicocha Ayacucho , redes MT BT Tarma II Etapa, Electrificación Rural zona de concesión Ayacucho – Huancavelica ,redes MT BT Huancayo III Etapa, CACI SC Huancavelica, obras recibidas del MEM.
Otras cargas Diversas de Gestión por Miles S/.1,3 por la provisión por Compensación de Interrupción de Servicio por la Norma Técnica de Calidad Rural (registrada en el mes de Enero 2011) por S/. 972 Miles de nuevos soles.

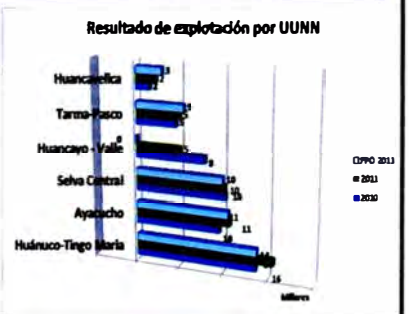




Electrocentro — Resultado de explotación Dic. 11

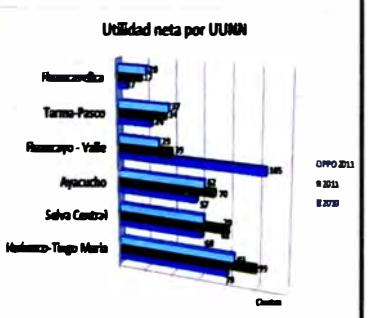
UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huánuco-Tingo Maria	13,622	15,567	13,687	13.7%	14.3%
Ayacucho	9,559	10,736	10,506	2.2%	12.3%
Selva Central	10,223	10,172	9,885	2.9%	-0.5%
Huancayo - Valle	7,927	5,059	-53	-9611.7%	-36.2%
Tarma-Pasco	4,528	5,009	5,433	-7.8%	10.7%
Huancavelica	1,560	2,323	2,968	-21.7%	48.9%
ELECTROCENTRO	47,417	48,864	42,425	15.2%	

El Resultado de explotación muestra una disminución que asciende a Miles S/. 6,439 que representa 3.1%, debido al incremento de ventas en 7.0% respecto al presupuesto frente a un incremento de margen bruto del 2.5%. Asimismo la utilidad bruta mas ingreso se incremento en 3.4% y ejecución del costo de servicio creció en 0.8% dejando un remanente de 2.6%. A nivel de empresa el resultado de explotación se incremento en 15.2 %, respecto al presupuesto



Electrocentro — Utilidad neta Dic.11

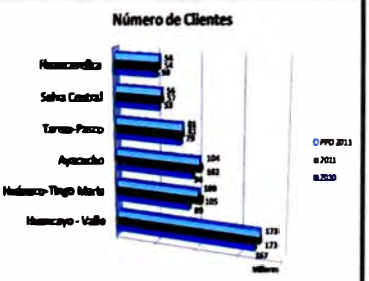
UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 / 2010
Huánuco-Tingo Maria	7,891	9,905	8,333	18.9%	25.5%
Selva Central	6,047	7,919	6,159	28.6%	31.0%
Ayacucho	5,684	6,963	6,209	12.2%	22.5%
Huancayo - Valle	10,465	3,872	2,936	31.9%	-63.0%
Tarma-Pasco	2,432	3,449	3,656	-5.6%	41.8%
Huancavelica	703	1,678	2,046	-18.0%	138.7%
ELECTROCENTRO	33,222	33,786	29,339	15.2%	



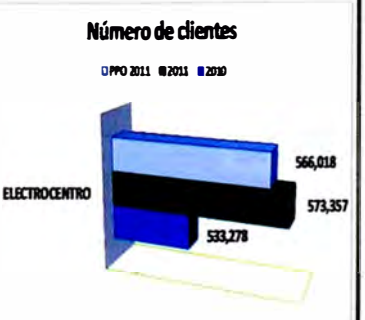
La utilidad neta al cierre de Diciembre 2011 es de Miles S/. 33,786 el cual se incremento en 1.7% ó Miles S/. 564 al resultado alcanzado en similar período del año anterior, sin embargo en relación al presupuesto se incremento en 15.2%, debido principalmente a las ventas netas que se incrementaron en 7.0% , obteniendo un margen neto de utilidad del 12.4% frente a 11.5% respecto al presupuesto

Electrocentro — Número de clientes atendidos Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 / 2010
Huancayo - Valle	167,335	173,247	172,648	0.2%	3.5%
Huánuco-Tingo Maria	69,376	104,545	100,136	4.4%	17.0%
Ayacucho	93,777	103,722	101,741	1.9%	10.6%
Tarma-Pasco	79,467	61,495	61,300	0.2%	2.6%
Selva Central	53,109	58,641	58,071	1.0%	6.7%
Huancavelica	50,214	53,707	53,924	-0.4%	7.0%
ELECTROCENTRO	533,278	573,357	566,018	1.3%	



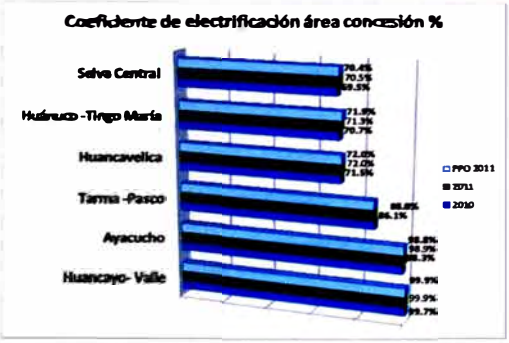
El número de clientes atendidos por Electrocentro a diciembre del presente año, asciende a 573,357 con un crecimiento de 7.52% respecto al número de clientes atendidos al mes de diciembre de 2010 (533,278 clientes) y del 1.28% respecto al presupuestado (566,018 clientes). El ingreso de los Proyectos: Electrificación Rural en Ambo - Panao, en Huánuco, Electrificación Rural Localidades de Huancavelica, FONER II Ronda y instalación del ser - Distrito de Vinchos (MEM), el Grupo 4-3 MEM en Ayacucho, Electrificación Localidades de Los Morochucos en Ayacucho, Ampliación Redes MY y BT en SEM Tingo María, Electrificación Rural nueve localidades Distrito de Marias – Huánuco y la Electrificación Distrito de Santillana en Ayacucho, se ha logrado supera la meta a diciembre 2011, con el incremento de 40,079 nuevos clientes durante el año.

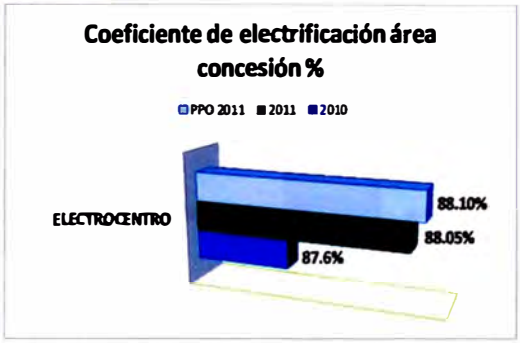


Electrocentro — Coeficiente electrificación concesión (%) Dic. 11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo- Valle	99.7%	99.9%	99.9%	0.0%	0.2%
Ayacucho	98.3%	98.9%	98.8%	0.1%	0.8%
Tarma -Pasco	86.1%	86.0%	85.9%	0.1%	-0.1%
Huancavelica	71.5%	72.0%	72.0%	0.0%	0.5%
Huánuco -Tingo María	70.7%	71.3%	71.9%	-0.6%	0.6%
Selva Central	69.5%	70.5%	70.4%	0.1%	1.0%
ELECTROCENTRO	87.58%	88.05%	88.10%	-0.05%	

A diciembre del 2011, el Coeficiente de Electrificación 88.05% no ha superado la meta 88.10%,muestra una desviación negativa (0.05%), como consecuencia del bajo crecimiento de clientes en el área de concesión.

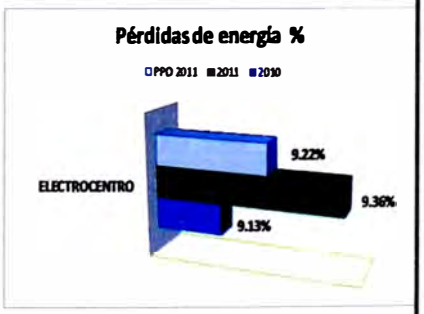




Electrocentro — Pérdidas de energía % Dic. 11

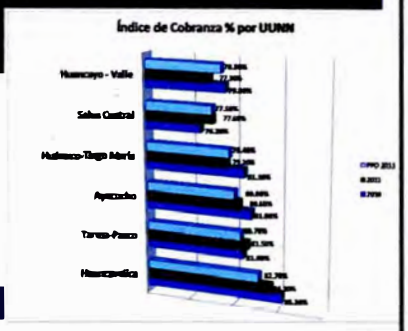
UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Ayacucho	7.60%	8.28%	8.91%	-0.63%	0.68%
Huancayo - Valle	8.66%	8.80%	9.04%	-0.24%	0.14%
Selva Central	10.31%	9.43%	10.06%	-0.63%	-0.88%
Tarma-Pasco	9.49%	9.91%	8.88%	1.03%	0.42%
Huánuco-Tingo María	10.14%	10.36%	9.48%	0.88%	0.22%
Huancavelica	9.85%	10.90%	9.71%	1.19%	1.05%
ELECTROCENTRO	9.13%	9.36%	9.22%	0.14%	

Las pérdidas a diciembre 2011, se obtuvo un resultado de 9.36% frente a 9.22% de la meta fijada a diciembre 2011, teniendo un desfase de 0.14%. Pero el valor obtenido no ha superado a las pérdidas GART que están fijadas en 9.72% para el mismo periodo. Las Unidades de Negocio Huánuco, SEM Pasco y el SEM Valle Mantaro no han cumplido con la meta fijada a diciembre del 2011.



Electrocentro — Cobranza corriente Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancavelica	85.30%	84.10%	82.70%	1.40%	-1.20%
Tarma-Pasco	81.00%	81.50%	80.70%	0.80%	0.50%
Ayacucho	81.90%	80.60%	80.00%	0.80%	-1.30%
Huánuco-Tingo Maria	81.10%	79.20%	79.40%	-0.20%	-1.90%
Selva Central	76.20%	77.60%	77.50%	0.10%	1.40%
Huancayo - Valle	79.00%	77.30%	76.50%	-1.20%	-1.70%
ELECTROCENTRO	80.10%	79.30%	79.30%	0.00%	



En Electrocentro S. A. el índice de cobranza acumulado al mes de diciembre de 2011 fue de 79.3% y la meta de 79.3%, registrando menor performance las Unidades de Negocio Huancayo y Huánuco

En el siguiente cuadro se puede apreciar que en el segmento de deuda de clientes comunes Huancayo es la Unidad que tiene mayor participación de clientes en el segmento de 2 meses y (41% de la deuda se sitúa en dos meses) y desmejora de un año para otro de 37.8% a 41.4%

Electrocentro — Cobranza corriente Dic.11

Nov-10	DEUDA CORRIENTE hasta 8 meses COMUNES (Miles S/.) 1	2	3	4 a 8	TOTAL	PARTICIPACIÓN % 1	2	3	4 a 8
Ayacucho	2,448	1,132	102	105	3,787	64.6%	29.9%	2.7%	2.8%
Huancavelica	958	327	41	32	1,357	70.6%	24.1%	3.0%	2.3%
Valle Mantaro	1,316	615	32	37	2,001	65.8%	30.7%	1.6%	1.9%
Huancayo	3,668	2,363	88	113	6,220	58.9%	37.8%	1.4%	1.8%
Pasco	958	482	62	96	1,598	60.0%	30.7%	3.3%	6.0%
Tarma	1,181	448	14	22	1,666	70.8%	27.0%	0.9%	1.3%
Selva Central	1,882	1,020	86	100	3,087	61.0%	33.1%	2.7%	3.2%
Huánuco	2,202	884	103	132	3,321	66.3%	26.6%	3.1%	4.0%
Tingo Maria	868	460	40	43	1,413	61.6%	32.6%	2.9%	3.0%
TOTAL	16,481	7,732	568	680	24,461	63.3%	31.6%	2.3%	2.8%

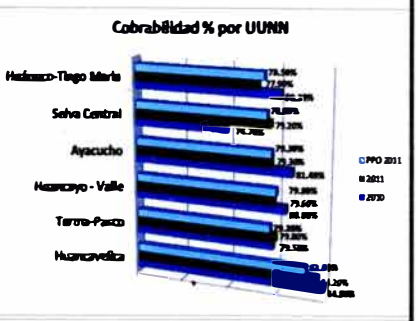
Nov-11	DEUDA CORRIENTE hasta 8 meses COMUNES (Miles S/.) 1	2	3	4 a 8	TOTAL	PARTICIPACIÓN % 1	2	3	4 a 8
Ayacucho	2,762	1,428	166	148	4,503	61.3%	31.7%	3.7%	3.3%
Huancavelica	1,080	430	22	36	1,568	68.9%	27.4%	1.4%	2.3%
Valle Mantaro	1,445	751	38	35	2,280	63.4%	32.9%	1.6%	1.6%
Huancayo	4,008	2,967	80	111	7,166	55.9%	41.4%	1.1%	1.5%
Pasco	1,032	536	96	107	1,770	58.3%	30.2%	5.4%	6.1%
Tarma	1,288	668	16	27	1,999	64.4%	29.4%	0.8%	1.4%
Selva Central	2,218	1,318	100	81	3,712	59.8%	35.4%	2.7%	2.2%
Huánuco	2,408	1,442	216	217	4,276	56.1%	33.7%	5.1%	5.1%
Tingo Maria	976	662	98	108	1,846	52.9%	35.9%	5.3%	5.8%
TOTAL	17,229	10,088	832	872	29,022	59.3%	34.8%	2.9%	3.0%

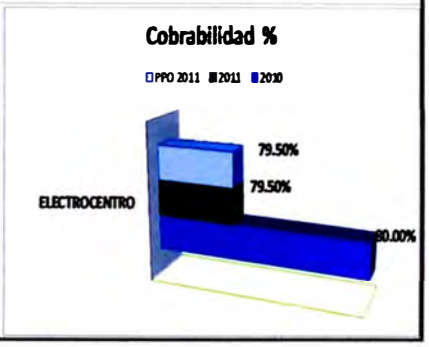
18

Electrocentro

Cobrabilidad Dic. 11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancavelica	84.80%	84.20%	83.00%	1.20%	-0.60%
Tarma-Pasco	79.50%	79.80%	79.20%	0.60%	0.30%
Huancayo - Valle	80.80%	79.60%	79.80%	-0.20%	-1.20%
Ayacucho	81.40%	79.30%	79.30%	0.00%	-2.10%
Selva Central	74.70%	79.20%	78.80%	0.40%	4.50%
Huánuco-Tingo Maria	80.20%	77.90%	78.50%	-0.60%	-2.30%
ELECTROCENTRO	80.00%	79.50%	79.50%	0.00%	



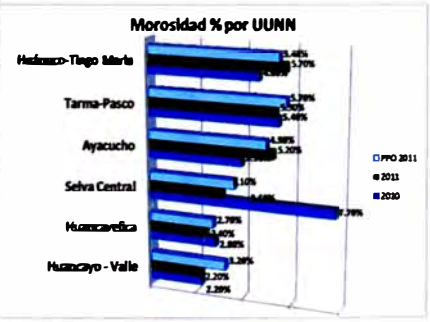


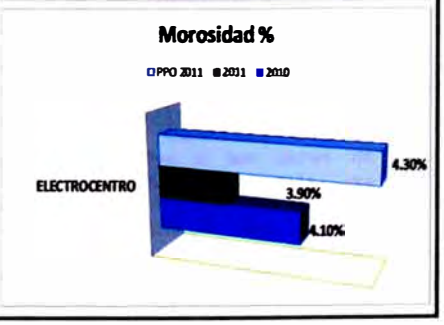
En Electrocentro S. A. el indice de cobrabilidad acumulado al mes de diciembre fue de 79.5% y la meta acumulada de 79.5%, como se puede apreciar el indicador de cobrabilidad es semejante al de recaudación 79.4% lo que permite concluir que la recuperación de los indicadores se da en la recuperación de saldos.

Electrocentro

Morosidad Dic.11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Huancayo - Valle	2.20%	2.20%	3.20%	-1.00%	0.00%
Huancavelica	2.80%	2.40%	2.70%	-0.30%	-0.40%
Selva Central	7.70%	3.10%	3.60%	-0.50%	-4.60%
Ayacucho	3.90%	5.20%	4.90%	0.30%	1.30%
Tarma-Pasco	5.40%	5.30%	5.70%	-0.40%	-0.10%
Huánuco-Tingo Maria	4.80%	5.70%	5.40%	0.30%	1.10%
ELECTROCENTRO	4.10%	3.90%	4.30%	-0.40%	





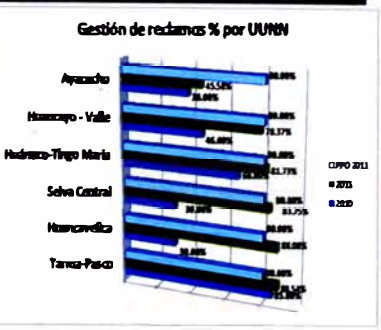
En Electrocentro S. A. el indice de morosidad acumulado al mes de diciembre 2011 fue de 3.9% y la meta acumulada es de 4.3%. Las Unidades de negocio Ayacucho y Huánuco no han cumplido la meta, atribuyendo a su crecimiento en las zonas rurales de dificil administración.

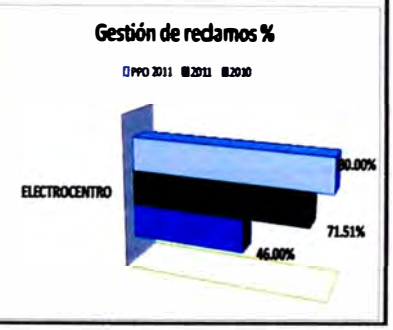
En el mes de diciembre el cliente EMAPA PASCO no ha cancelado una de deuda de un mes de S/. 60 M.

Las principales dificultades se dan con el proveedor de ejecución de servicios comerciales Consorcio Gestión Centro que no ejecuta el corte del servicio pese a reiteradas llamadas de atención y penalidades, situación que se trata de controlar.

Electrocentro — Gestión de reclamos Dic. 11

UNIDAD DE NEGOCIO	REAL 2010	REAL 2011	PPO 2011	VAR. 2011 / PPO	VAR. 2011 /2010
Tarma-Pasco	85.00%	88.54%	80.00%	8.54%	3.54%
Huancavelica	30.00%	88.08%	80.00%	8.08%	58.08%
Selva Central	30.00%	83.75%	80.00%	3.75%	53.75%
Huánuco-Tingo Maria	66.00%	81.73%	80.00%	1.73%	15.73%
Huancayo - Valle	46.00%	78.37%	80.00%	-1.83%	32.37%
Ayacucho	38.00%	45.58%	80.00%	-34.42%	7.58%
ELECTROCENTRO	46.00%	71.51%	80.00%	-8.49%	





Al mes de diciembre 2011 el Indicador de Gestión de Reclamos se encuentra en 71.51%, porcentaje acumulado mayor al obtenido el año 2010; pero menor a lo presupuestado (80%). Se ha mejorado en la atención que brindamos a nuestros clientes respecto al año 2010.

Acciones:

- Se viene monitoreando y supervisando permanentemente la atención de reclamos, para garantizar el cumplimiento dentro del plazo legal, acción que realizamos con el soporte del OPTIMUS y KONCENTRA.

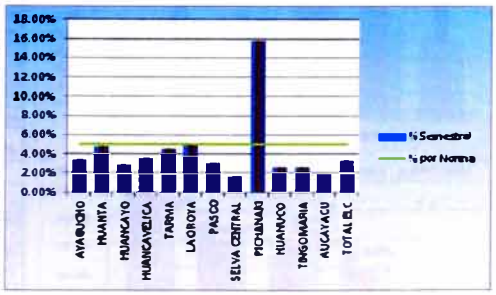
Gestionar oportuna en la atención de reclamos para disminuir los tiempos de atención, promoviendo la conciliación mediante actas de acuerdo en campo. Se está implementando aplicativos temáticos, para identificar la ruta y la zona por tipo de reclamo para tomar acciones y eliminar la causa origen del reclamo.

Electrocentro — Medidores fuera de rango Dic.11

NTCSE

A Diciembre 2011

UUNN/SEM	Muestra Evaluada	Medidores Fuera Precisión	Indicador	Establecido por la Norma
AYACUCHO	721	24	3.33%	5.0%
HUANTA	147	7	4.76%	5.0%
HUANCAYO	1380	40	2.90%	5.0%
HUANCAVELICA	168	6	3.57%	5.0%
TARMA	196	9	4.59%	5.0%
LA OROYA	120	6	5.00%	5.0%
PASCO	294	9	3.06%	5.0%
SELVA CENTRAL	234	4	1.71%	5.0%
PICHANAKI	57	9	15.79%	5.0%
HUANUCO	660	17	2.58%	5.0%
TINGOMARIA	270	7	2.59%	5.0%
AUCAYACU	55	1	1.82%	5.0%
TOTAL ELC	4302	139	3.23%	5.0%



Contraste de medidores, Concurso N° 04-2011 "Servicio de contraste de medidores de energia en cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. (SERVCONSA)

Actividad complementaria Concurso No 04 - 0002-11, Servicio de apertura/cerrado de cajas porta medidor y traslado de personal a los suministros programados". (SERMESA)

-La Precisión de la Medida en ELC se encuentra dentro de lo establecido por la Norma (limite 5%).

-En Pichanaki los medidores fuera de rango corresponden a las obras de electrificación FONER; donde se encuentran instalados medidores Hiking (2008) modelo DDS238, los que se encuentran en proceso de reemplazo por presentar falla de fábrica.

Electrocentro — Medidores fuera de rango Dic. 11

RESOLUCION N° 680-2008-OS/CD

UU/NN/EE/II	CUOTA 2011-I	CUOTA 2011-II	AÑO 2011 CONTRASTES Aprobados			AÑO 2011 CONTRASTES Desaprobados			TOTAL CONTRASTES EJECUTADOS	FECHA DE INICIO DE TERMINO I Semestre 2011	FECHA DE INICIO DE TERMINO II Semestre 2011	OBSERVACIONES
Ayacucho	3,372	4,431	7,156	162	7,318	322	9	331	7,649	07/05/2011	25/10/2011	Culminado
Huancavelica	6,658	4,042	9,949	48	9,997	404	5	409	10,406	03/05/2011	04/10/2011	Culminado
Huancayo	3,174	7,253	9,463	358	9,821	296	43	339	10,159	16/05/2011	22/09/2011	Culminado
Huánuco	1,654	316	1,715	81	1,796	39	17	56	1,852	21/03/2011	13/12/2011	Culminado
Pasco	1,020	3,295	4,042	85	4,127	108	5	113	4,240	02/05/2011	05/12/2011	Culminado
Selva	2,467	611	2,773	167	2,940	104	40	144	3,084	21/03/2011	28/11/2011	Culminado
Tarma	2,041	3,785	5,273	265	5,538	252	25	287	5,825	11/04/2011	16/11/2011	Culminado
Tingo María	651	778	1,398	147	1,545	37	36	73	1,618	05/04/2011	19/12/2011	Culminado
Chinchaycocha	492	610	1,053	25	1,078	42	0	42	1,120	27/04/2011	10/11/2011	Culminado
Chupaca	937	265	1,169	11	1,180	45	1	46	1,226	13/04/2010	13/11/2011	Culminado
Jauja	377	281	630	24	654	34	0	34	688	03/05/2011	09/11/2011	Culminado
Total Costa	23,865	26,868	44,620	1,373	45,993	1,693	181	1,874	47,867			

Referencias:
Contrastación de Medidores : Contrato: GR-052-2010-ELCTO (SERVCONSA)
Servicios Complementarios: Contrato: GR-024-2011/ELCO (SERMESA)

	I SEM 2011	II SEM 2011	Total
Contrastes GR-052-2010	24,699	25,958	50,657
Cambios GR-024-2011	3,760	3,953	7,713

Cuota fijada por Osinergmin Año 2011	41,700
Avance anual	114.79%

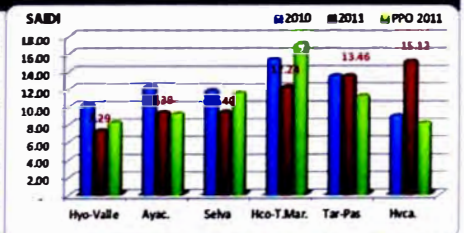
Desaprobados
4.49%

23

Electrocentro — Duración de interrupciones-SAIDI Dic. 11

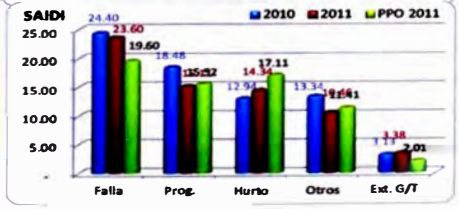
SAIDI por UUNN

UNIDADES DE NEGOCIO	A DICIEMBRE ACUMULADO 2010	ACUMULADO 2011	PPO 2011	VARIACIÓN 2011/PPO	VARIACIÓN 2011/2010
Tarma-Pasco	10.29	7.29	8.24	-11.5%	-29.2%
Huancavelica	12.27	9.38	9.22	1.7%	-23.6%
Huánuco-Tingo María	11.87	9.40	11.60	-19.0%	-20.8%
Huancayo - Valle	15.39	12.24	17.17	-28.7%	-20.5%
Selva Central	13.50	13.46	11.28	19.5%	-0.3%
Ayacucho	8.97	15.12	8.17	85.1%	68.6%
ELECTROCENTRO	72.29	66.89	65.66	1.9%	-7.5%



SAIDI por motivos de interrupción

MOTIVOS DE INTERRUPCIÓN	A DICIEMBRE ACUMULADO 2010	ACUMULADO 2011	PPO 2011	VARIACIÓN 2011/PPO	VARIACIÓN 2011/20	Delta 2011 PPO-Ej
Falla de resp. interna	24.40	23.60	19.60	20.4%	-3.3%	4.00
Cortes Programados	18.48	15.11	15.52	-2.6%	-18.2%	-0.41
Externo de Gen./Trans.	12.94	14.34	17.11	-16.2%	10.8%	-2.77
Otros y/o terceros	13.34	10.46	11.41	-8.3%	-21.6%	-0.95
hurto de conductor	3.13	3.38	2.01	67.7%	7.9%	1.36
ELECTROCENTRO	72.29	66.89	65.66	1.9%	-7.5%	1.23



La duración de interrupciones (SAIDI) se ha incrementado en 1.9% respecto a la meta PPO 2011, este incremento obedece principalmente a dos causas. 1) incremento de fallas de responsabilidad interna en 20.4%, siendo las UUNN Ayacucho, Selva Central y Huancavelica quienes más fallas han registrado y siendo las descargas atmosféricas y los transitorios los motivos más relevantes. 2) El hurto de conductores se ha incrementado en 67.7%, representando las UUNN Huancavelica y Huánuco el 85% del total de hurto en Electrocentro.

En comparación al 2010 a nivel Electrocentro ha mejorado la performance de éste indicador, mostrando una disminución en 7.5%.

24

Electrocentro — Frecuencia de interrupciones-SAIFI Dic. 11

SAIFI por UUNN

UNIDADES DE NEGOCIO	A DICIEMBRE				
	ACUMULADO		PPO	VARIACIÓN	
	2010	2011	2011	2011/PPO	2011/2010
Tarma-Pasco	3.29	2.28	2.79	-18.3%	-30.7%
Huancavelica	5.33	2.87	3.96	-27.5%	-46.2%
Huánuco-Tingo Maria	3.32	3.67	3.05	20.3%	10.5%
Huancayo - Valle	6.86	5.14	6.48	-20.7%	-25.1%
Selva Central	7.32	6.80	5.82	16.8%	-7.1%
Ayacucho	5.15	7.27	4.90	48.4%	41.2%
ELECTROCENTRO	**31.27**	**28.03**	**27.00**	**3.8%**	**-10.4%**

SAIFI por motivos de interrupción

MOTIVOS DE INTERRUPCIÓN	A DICIEMBRE					
	ACUMULADO		PPO	VARIACIÓN		Delta 2011
	2010	2011	2011	2011/PPO	2011/2010	PPO-Dec
Falla de resp. interna	16.04	15.65	13.60	15.1%	-2.4%	2.05
Otros y/o terceros	5.62	5.35	4.58	16.7%	-5.0%	0.77
Externo de Gen./Trans.	4.29	3.24	4.60	-29.5%	-24.4%	-1.36
Cortes Programados	4.50	3.22	3.72	-13.4%	-28.4%	-0.50
hurto de conductor	0.83	0.57	0.51	12.5%	-31.1%	0.06
ELECTROCENTRO	**31.28**	**28.03**	**27.00**	**3.8%**	**-10.4%**	**1.03**

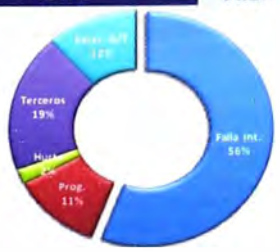
La frecuencia de interrupciones (SAIFI) se ha incrementado en 3.8% respecto a la meta PPO 2011, este incremento obedece principalmente a dos causas: 1) incremento de fallas de responsabilidad interna en 15.1%, siendo las UUNN Ayacucho, Selva Central y Huánuco-Tingo Maria quienes más horas de interrupciones por fallas han registrado y siendo las descargas atmosféricas y los transitorios los motivos de interrupción más relevantes. 2) las interrupciones por otros y/o terceros se ha incrementado en 16.7% siendo las UUNN Ayacucho y Selva Central las de mayor incidencia de interrupciones y siendo la caida de árboles sobre la red MT/BT la causa más relevante y 3) el hurto de conductores se ha incrementado en 12.5%.

25

En comparación al 2010 a nivel Electrocentro se registra un incremento del SAIFI en 10.4%.

Electrocentro — SAIFI y SAIDI por actividad Dic. 11

INDICADORES SAIFI Y SAIDI BSC Electrocentro S.A.	Real. 2010 A Diciembre		Real. 2011 A Diciembre		PPO. 2011 A Diciembre		Var. (%) Real11/PPO	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Falla de responsabilidad interna	16.04	24.40	15.65	23.60	13.60	19.60	15.1%	20.4%
Cortes Programados	4.50	18.48	3.22	15.11	3.72	15.52	-13.4%	-2.6%
hurto de conductor	0.83	3.13	0.57	3.38	0.51	2.01	12.5%	67.7%
Otros y/o terceros	5.62	13.34	5.35	10.46	4.58	11.41	16.7%	-8.3%
Generadora/Transmisora	4.29	12.94	3.24	14.34	4.60	17.11	-29.5%	-16.2%
TOTAL	31.28	72.29	28.03	66.89	27.00	65.68	3.8%	1.9%



SAIFI enero-diciembre 2011 - por fallas internas

SAIDI enero-diciembre 2011 - por fallas internas

	SAIFI enero-diciembre 2011 - por fallas internas
Generación	0%
Transmisión	8%
Distribución	90%
Comercial	2%

	SAIDI enero-diciembre 2011 - por fallas internas
Generación	0%
Transmisión	6%
Distribución	92%
Comercial	3%

5

Electrocentro — Acciones en curso para mejorar el SAIDI y SAIFI

Contrato GR-039-2011

Para contrarrestar las interrupciones por transitorias, descargas atmosféricas, ramas por acercamiento a las lineas, etc. se ha iniciado en el mes de octubre el montaje de 19 reconectadores en las lineas que presentan mayor índice de fallas por las causas mencionadas en cumplimiento al proyecto "Suministro y Transporte de equipos y materiales para la implementación de Reclosers en Alimentadores en Media Tensión – Electrocentro S.A."

A diciembre se ha instalado:
01 Recloser en la derivación a Puerto Inca y otro a la derivación a Puerto Bermúdez.
01 Recloser en Palca y otro en Paucará en Huancavelica Norte.
01 Recloser en Pachacayo
01 Recloser a la salida del alimentador A4302 de Huayucachi
01 Recloser en la derivación a Codo Pozuzo

Item	Unidad de Negocio	Instalación	Alimentador	Reclosers electrónicos Trifásicos	kV	Altitud msnm
1	Huancavelica	SET Hvca	A4111 - Secc.	1	22.9	4000
2	Huancavelica	SET Hvca	A4113 - Secc.	1	22.9	4000
3	Huancavelica	SET Rumichaca	A4124-Secc	1	22.9	4300
4	Ayacucho	CH Ulusita	A4021	1	22.9	3000
5	Ayacucho	CH Ulusita	A4021 - Secc.	1	22.9	3500
6	Valle del Mantaro	SE Chumpe	A4410	1	22.9	4000
7	Valle del Mantaro	SE Pachacayo	A4611	1	13.2	4000
8	Selva Central	CT Satipo	A4828 - Secc.	1	22.9	570
9	Selva Central	CH Chalhuamayo	A4827 - Secc.	1	22.9	570
10	Selva Central	CH Pozuzo	A4898	1	13.2	2000
11	Selva Central	SE Delfin	33kV - Deriv. Pto Inca	1	33	1000
12	Selva Central	SE Delfin	33kV - Deriv. Pto Bermudez	1	33	1000
13	Pasco	SE Chaupin	A4954	1	22.9	3000
14	Pasco	SE San José	A4973	1	22.9	4300
15	Pasco	SE Goyllarisquizga	A4941	1	13.2	4300
16	Pasco	SE Shelby	A4972	1	10	4300
17	Huánuco	SET Rain	A4257 - Secc.	1	22.9	3500
18	Huánuco	SET Rain	A4258	1	22.9	4000
19	Huánuco	SET Rain	A4259 - Secc.	1	22.9	3500
TOTAL				19		

Electrocentro — Acciones en curso para mejorar el SAIDI y SAIFI

Acciones tomadas - Sistema Eléctrico HUANCAYO.-

•La inspección minuciosa de las instalaciones MT se están realizando a cargo del personal técnico de la contratista, la cual esta siendo sujeto al control de calidad por el personal Profesional y técnico de Electrocentro. Esta inspección minuciosa tiene la particularidad de ejecutarse 100% caminando a lo largo de las redes de MT (el control de calidad también se esta realizando caminando al 100%). Su aplicación es en la zona urbana (Huancayo ciudad)y en la zona rural (Chongos Alto , Pariahuanca, San Balbin, Acobambilla 700 Km en total).
•Se continua con la limpieza de franja de servidumbre, con refuerzos de postes de madera MT que están en mal estado. También en las zonas de mayor incidencia de fallas se esta realizando inspecciones minuciosas reiterativas para identificar deficiencias y se están subsanando inmediatamente.

Acciones tomadas- Servicio Eléctrico Mayor Valle Mantaro.-

- **Cumplir con el plan anual de mantenimiento 2012.**
- **Se tiene programado la inspección de redes MT y SEDs meses de enero y febrero 2012.**
- **Monitoreo diario de la atención inmediata de las interrupciones que se presentan.**
- **Se realizó la inspección ligera, detección y corrección Deficiencias DMS 228**

Electrocentro — Acciones en curso para mejorar el SAIDI y SAIFI

Acciones tomadas- Servicio Eléctrico Mayor Pasco

•Monitoreo permanente de las interrupciones analizando el motivo de desconexión del sistema eléctrico para corregirlas.
• Personal técnico de contratista realizó inspección minuciosa de la instalaciones eléctricas de media tensión donde se pudo visualizar puntos críticos para priorizar el mantenimiento con fines de disminuir las interrupciones, con cambio de poste y crucetas
•Se realizará limpieza de franja de servidumbre de los alimentadores más críticos en el primer trimestre A4941, A4951, A4054, A4955, A4981
•Se cambio 22 pararrayos de distribución colapsado por descarga atmosférica en el alimentador A4954 en 22.9 kV, para proteger a los transformadores de distribución y seccionamientos.
•En el primer trimestre 2012 se realizará mantenimiento de las puestas a tierra de Seccionamientos y SED del alimentador A4954

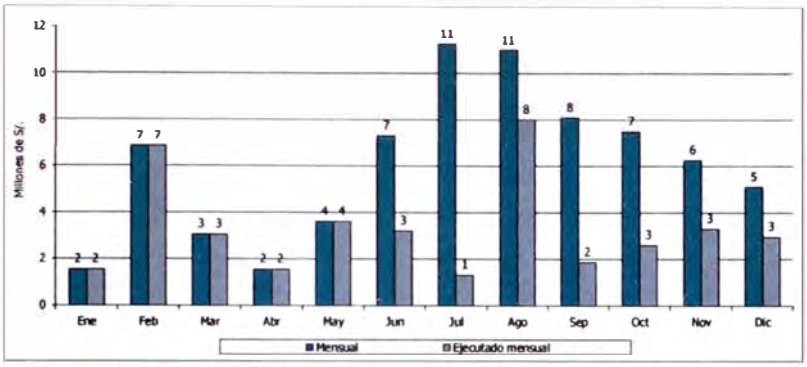
Electrocentro — Avance Físico y Económico del PI Dic. 11

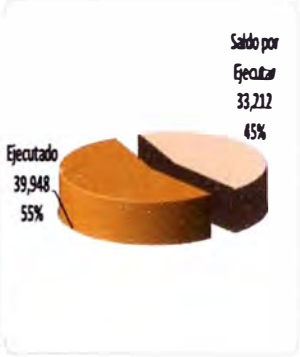
Ítem	Descripción	Meta Miles S/.	Económico		Físico	
			Avance Ejecutado a Diciembre 2011		Programado a Diciembre 2011	Ejecutado a Diciembre
			Miles S/.	%		
I	Remodelación de Redes de Distribución	20,201	4,411	21.83%	100.00%	21.26%
II	Ampliación de Redes de Distribución	13,468	10,580	78.56%	63.75%	91.77%
III	Rehabilitaciones de Centrales Eléctricas	1,100	197	17.94%	0.00%	0.00%
IV	Ampliación de Centrales Eléctricas	1,209	38	3.16%	0.00%	0.00%
V	Rehabilitación de Sistemas de Transmisión	3,846	4,082	106.13%	45.22%	89.13%
VI	Ampliación de Sistemas de Transmisión	15,734	11,727	74.53%	66.20%	74.87%
VII	Sistemas de Información y Comunicaciones	5,679	1,847	32.53%	0.00%	0.00%
VIII	Monitoreo de la Calidad del Producto y Sur	75	0	0.00%	0.00%	0.00%
IX	Seguridad y Medio Ambiente	75	0	0.00%	0.00%	0.00%
X	Maquinaria, Equipos y Otros	5,838	3,032	51.94%	0.00%	45.03%
XI	Electrificación Rural	5,935	4,034	67.97%	70.11%	46.01%
Total - Programa de Inversiones 2011		**73,160**	**39,948**	**54.60%**	**65.29%**	**50.88%**

30

Electrocentro

Avance Económico del PI Dic. 11

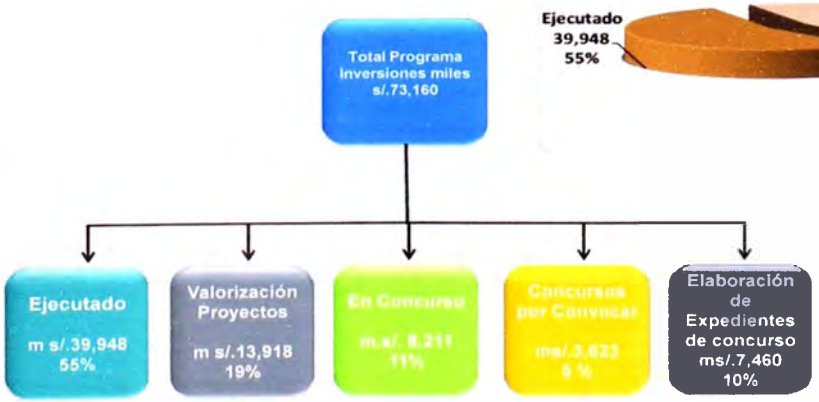




Presupuesto y Ejecución	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Presupuestado Mensual	1,561	6,859	3,059	1,564	3,612	7,295	11,254	11,012	8,087	7,487	6,254	5,115
Presupuestado Acum.	1,561	8,421	11,480	13,043	16,655	23,950	35,204	46,217	54,304	61,791	68,045	73,160
% Presupuestado Acumulado	2%	12%	16%	18%	23%	33%	48%	63%	74%	84%	93%	100%
Ejecutado mensual	1,561	6,859	3,059	1,564	3,612	3,212	1,325	7,993	1,870	2,609	3,312	2,971
Ejecutado Acum.	1,561	8,421	11,480	13,043	16,655	19,868	21,193	29,186	31,056	33,665	36,977	39,948
% Ejecutado Acumulado	2%	12%	16%	18%	23%	27%	29%	40%	42%	46%	51%	55%

Electrocentro

Avance Económico del PI Dic. 11



32

Temas relevantes

33

Electrocentro

Multas Osinergmin por Actividad Dic. 11

ACTIVIDAD	NUMERO DE MULTAS	MONTO S/.
Comercial	174	3,035,111
Seguridad	30	3,150,319
Transmisión	2	234,649
Distribución	36	2,557,196
TOTAL	**242**	**8,977,276**

34

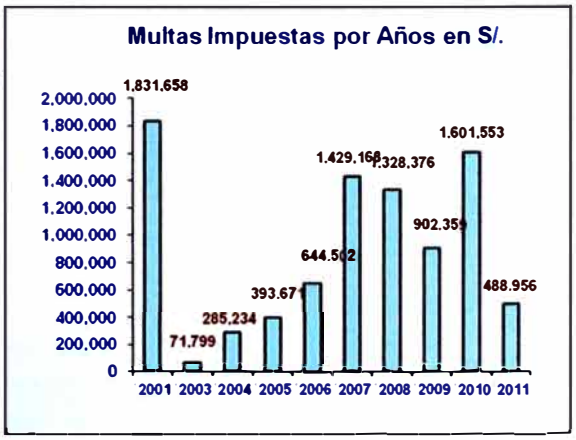
Electrocentro — Multas Osinergmin por Actividad Dic.11

AÑO	Comercial		Distribución		Seguridad		Trasmisión	
	Cant.	Monto S/.	Cant.	Monto S/.	Cant.	Monto S/.	Cant.	Monto S/.
´2001	1	64,302	-	-	1	1,767,356	-	-
´2003	-	-	1	16,000	-		1	55,799
´2004	3	282,200	1	3,034	-		-	-
´2005	15	142,825	3	20,414	1	230,432	-	-
´2006	29	217,720	-	-	3	426,782	-	-
´2007	69	750,509	7	285,359	5	393,300	1	-
´2008	0	661,726	5	568,650	5	98,000	-	-
´2009	17	409,098	3	415,161	5	78,100	-	-
´2010	7	147,389	9	1,162,164	7	113,150	1	178,850
´2011	20	359,342	6	86,415	3	43,200		
TOTAL	**161**	**3,035,111**	**35**	**2,557,196**	**30**	**3,150,319**	**3**	**234,649**
						Total	**229**	**6,977,276**

35

Electrocentro — Multas Osinergmin por Años Dic.11

AÑO	CANTIDAD	MONTO S/.
2001	2	1,831,658
2003	2	71,799
2004	4	285,234
2005	19	393,671
2006	33	644,502
2007	81	1,429,168
2008	10	1,328,376
2009	25	902,359
2010	24	1,601,553
2011	26	488,956
TOTAL	**226**	**8,977,276**



36

ANEXO N° 2

DIAGRAMA UNIFILAR CODIFICADO
ELECTROCENTRO S.A.
HOJA No. 1 DE 1
ESCALA : S/E
ARCHIVO:
FECHA
Diciembre - 2011
REVISADO
APROBADO
ASESOR
Ing. Bernabé Tarazona
ELECTROCENTRO S.A.
ELECTROCENTRO S.A.
DIBUJO
Juan Ortíz Rodriguez
LEYENDA
SIMBOLO
DESCRIPCION
U.N. AYACUCHO - ELC
U.N. HUANCAVELICA - ELC
U.N. HUANUCO - ELC
U.N. TARMA - ELC
U.N. PASCO - ELC
U.N. HYO VALLE M. - ELC
U.N. SELVA CENTRAL - ELC
REP
ELECTROANDES
ELECTROPERU
CONEHUA
MINERA ATACOCHA
CEMENTO ANDINO
SIMSA
VOLCAN
EDEGEL
TERMOSELVA
TERMOSELVA
EGECEN
SINAYCOCHA
ADINELSA
SET AGUAYTIA G490
C.T. AGUAYTIA
PUCALLPA
C.T. YARINACOCHA
PUCALLPA EUC
SE AUCAYACU I P494
SE AUCAYACU II P426
TOCACHE
SE HUANUCO P492
SE TINGO MARIA P493
C.T. HUANUCO DESACTIVADO
CALLAHUANCA
SE ELEVADORA TINGO MARIA P4105
PACHACHACA
SE VIZCARRA
ANTAMINA
HUACHO
ZAPALLAL
SE PARAMONGA NUEVA
VENTANILLA
CHAVARRIA
SANTA ROSA
SAN JUAN
INDEPENDENCIA
SE PASCO P443
CH MARCOPAMPA
C.H. CHAPRIN G487
SE PARAGSHA 2 P474
CARHUAMAYO
MALPASO
SE HIDRO OROYA
PACHACHACA NUEVA
OROYA NUEVA
C.H. YUNCÁN
C.H. YAUPI G482
C.H. MULLER G489
C.H. CHIMAY G492
C.H. YANANGO G491
C.H. RESTITUCION G481
C.H. MANTARO G480
SE CAMPO ARMIÑO P444
SE CONDORCOCHA P487
SE OXAPAMPA P489
SE SATIPO P431
CT SATIPO
SE CHANCHAMAYO P421
SE NINATAMBO P420
SE TABLACHACA P417
SE PAMPAS P418
SE HUAYUCACHI P480
SE HUANCAYO ESTE P4115
SE CONCEPCION P403
SE XAUXA P404
SE PARQUE INDUSTRIAL P402
SE SALESIANOS P401
SE CHUPACA P405
SE HUARISCA P4120
SE CHALA NUEVA P407
SE EL MACHU P4119
SET HUANCAVELICA FRIASPATA P483
SE HUANCAVELICA NORTE P414
SE RUMICHACA P415
SE INGENIO P484
SE CAUDALOSA P4108
SET COBRIZA II P482
SE MACHAHUAY P411
SE HUANTA P412
SE MOLLEPATA P468
SE CANGALLO P467
SE AYACUCHO P413
SE SAN FRANCISCO P4116
CH SAN FRANCISCO G413
CH LLUSITA G412
CH QUICAPATA G408

DIAGRAMA UNIFILAR - U.N. SELVA CENTRAL

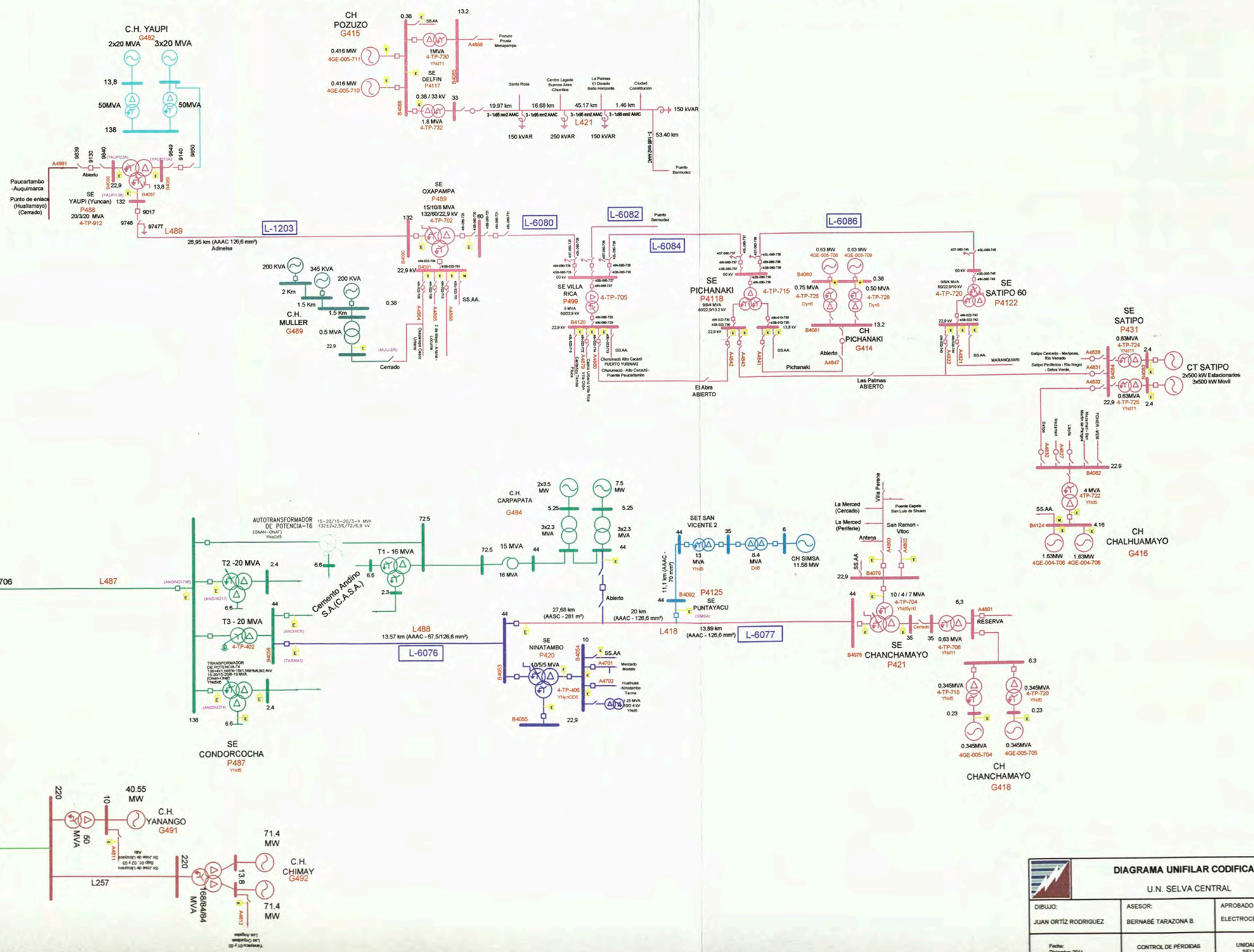


DIAGRAMA UNIFILAR CODIFICADO		
U.N. SELVA CENTRAL		
DIBUJO: JUAN ORTÍZ RODRIGUEZ	ASESOR: BERNABÉ TARAZONA B.	APROBADO: ELECTROCENTRO S.A.
Fecha: Diciembre 2011	CONTROL DE PÉRDIDAS	UNIDAD DE NEGOCIO SELVA CENTRAL

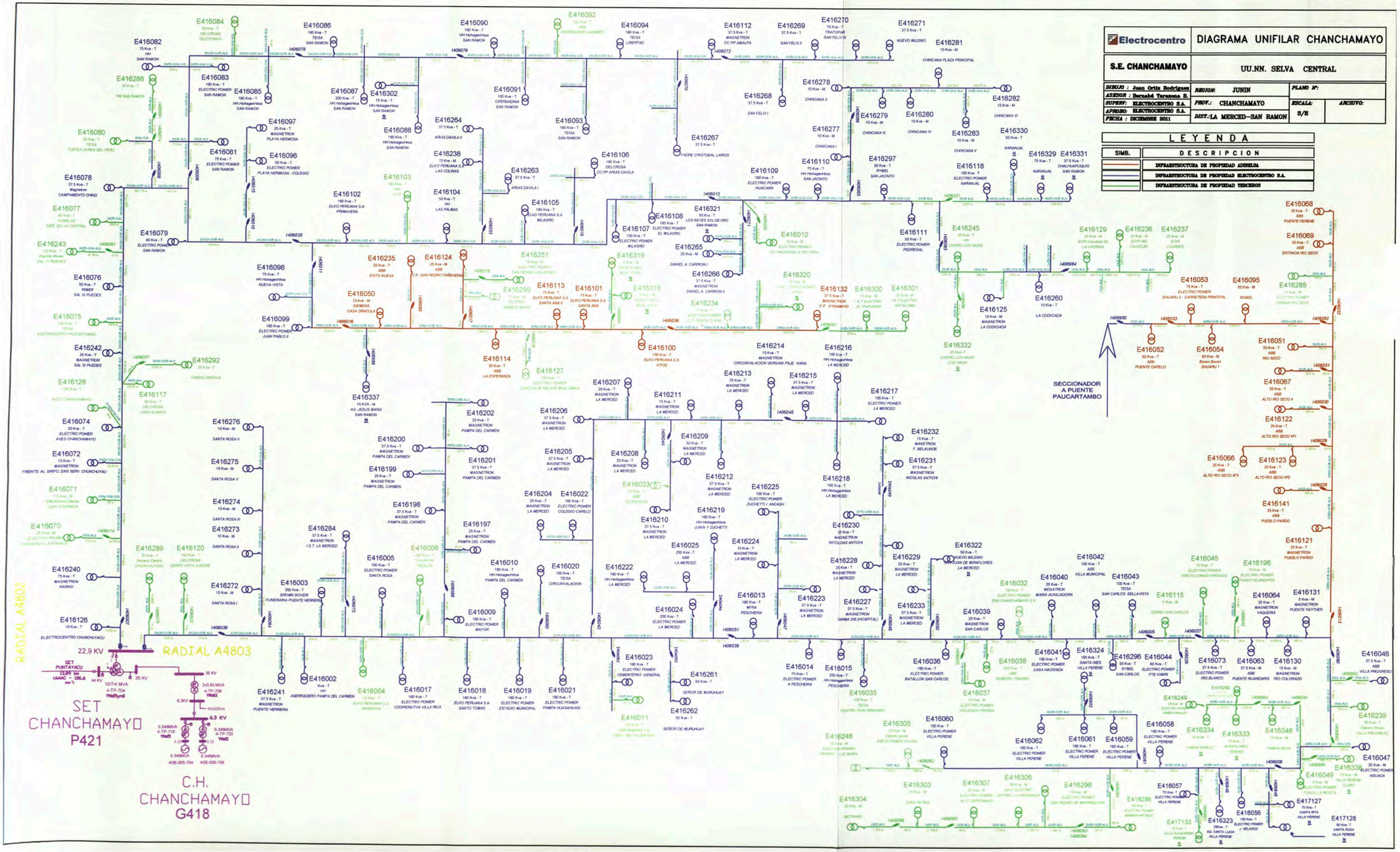
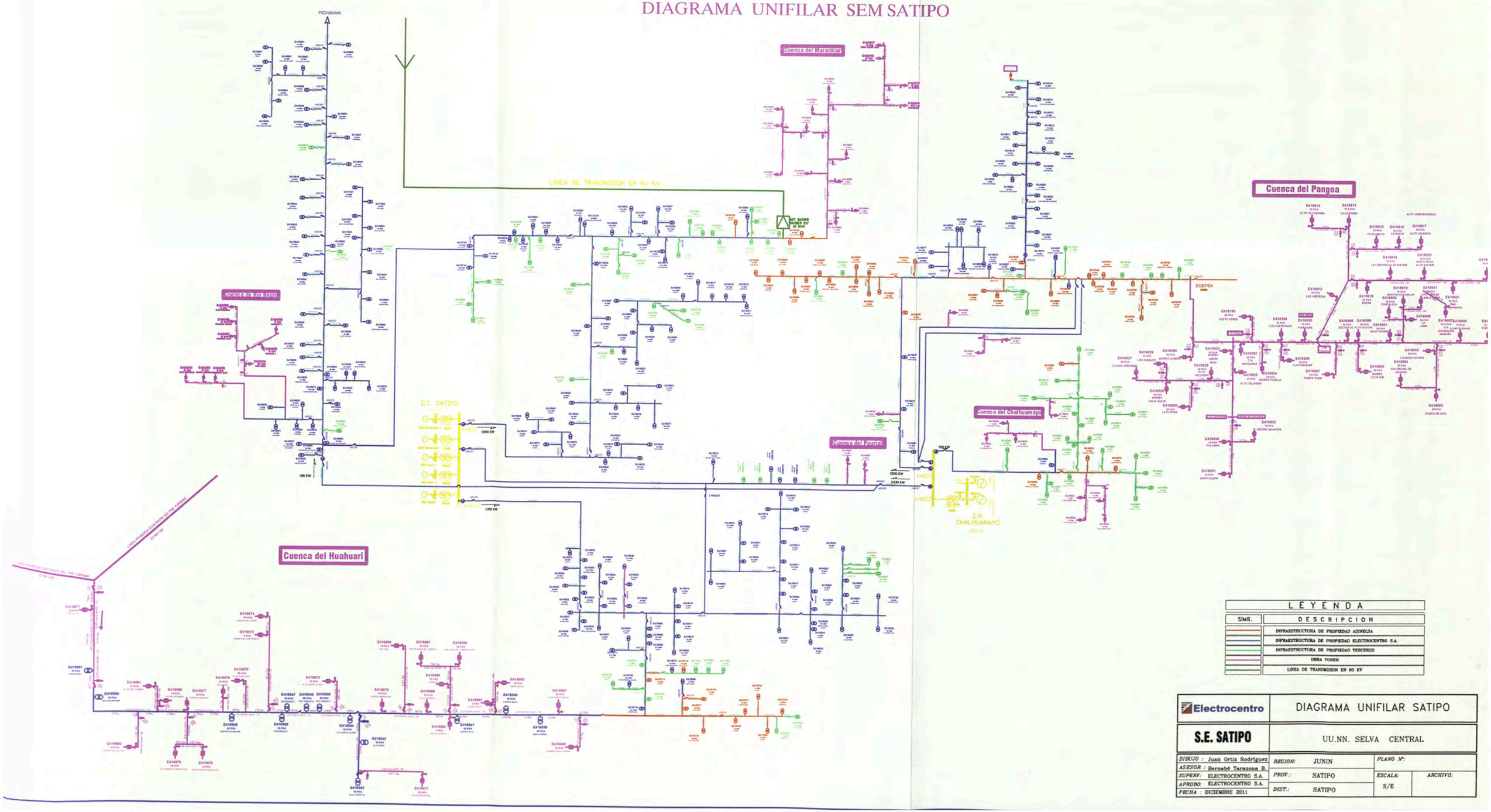

Electrocentro
DIAGRAMA UNIFILAR CHANCHAMAYO
S.E. CHANCHAMAYO
UU.NN. SELVA CENTRAL
DIBUJO : Juan Ortiz Rodriguez
ASESOR : Bernabé Tarazona B.
SUPERV: ELECTROCENTRO S.A.
APROBO: ELECTROCENTRO S.A.
FECHA : DICIEMBRE 2011
REGION: JUNIN
PROV.: CHANCHAMAYO
DIST.: LA MERCED-SAN RAMON
PLANO N°:
ESCALA: S/E
ARCHIVO:
LEYENDA
SIMB.
DESCRIPCION
INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ADINELSA
INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD TERCEROS
SECCIONADOR A PUENTE PAUCARTAMBO
RADIAL A4802
RADIAL A4803
22,9 KV
SET PUNTAYACU
SET CHANCHAMAYO
P421
C.H. CHANCHAMAYO
G418

DIAGRAMA UNIFILAR SEM SATIPO



LEYENDA	
SIMB.	DESCRIPCION
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ADINELSA
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD TERCEROS
	OBRA FONER
	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV

Electrocentro	DIAGRAMA UNIFILAR SATIPO		
S.E. SATIPO	UU.NN. SELVA CENTRAL		
DIBUJO : Juan Ortiz Rodriguez	REGION: JUNIN	PLANO N°:	
ASESOR : Bernabé Tarazona B.	PROV.: SATIPO	ESCALA: S/E	ARCHIVO:
SUPERV: ELECTROCENTRO S.A.	DIST.: SATIPO		
APROBO: ELECTROCENTRO S.A.			
FECHA : DICIEMBRE 2011			

Electrocentro	DIAGRAMA UNIFILAR PICHANAKI	
S.E. PICHANAKI	**UU.NN. SELVA CENTRAL**	
DIBUJO : Juan Ortiz Rodriguez	*REGION:* JUNIN	*PLANO Nº:*
ASESOR : Bernabé Terzona B.	*PROV.:* PICHANAKI	*ESCALA:* S/E
SUPERV: ELECTROCENTRO S.A.	*DIST.:* PICHANAKI	*ARCHIVO:*
APROBO: ELECTROCENTRO S.A.		
FECHA : DICIEMBRE 2011		

LEYENDA	
SIMB.	DESCRIPCION
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ADINELSA
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD TERCEROS

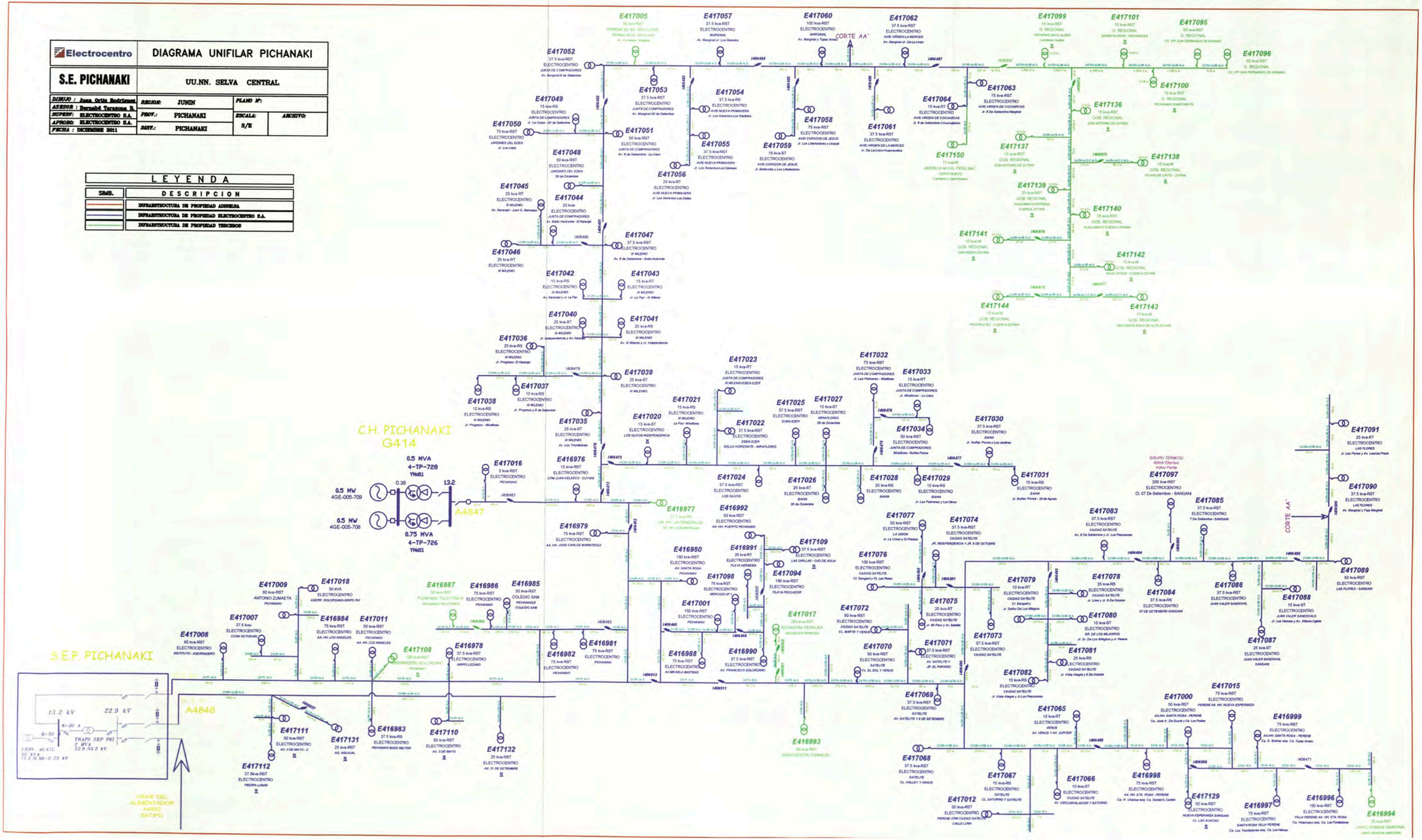
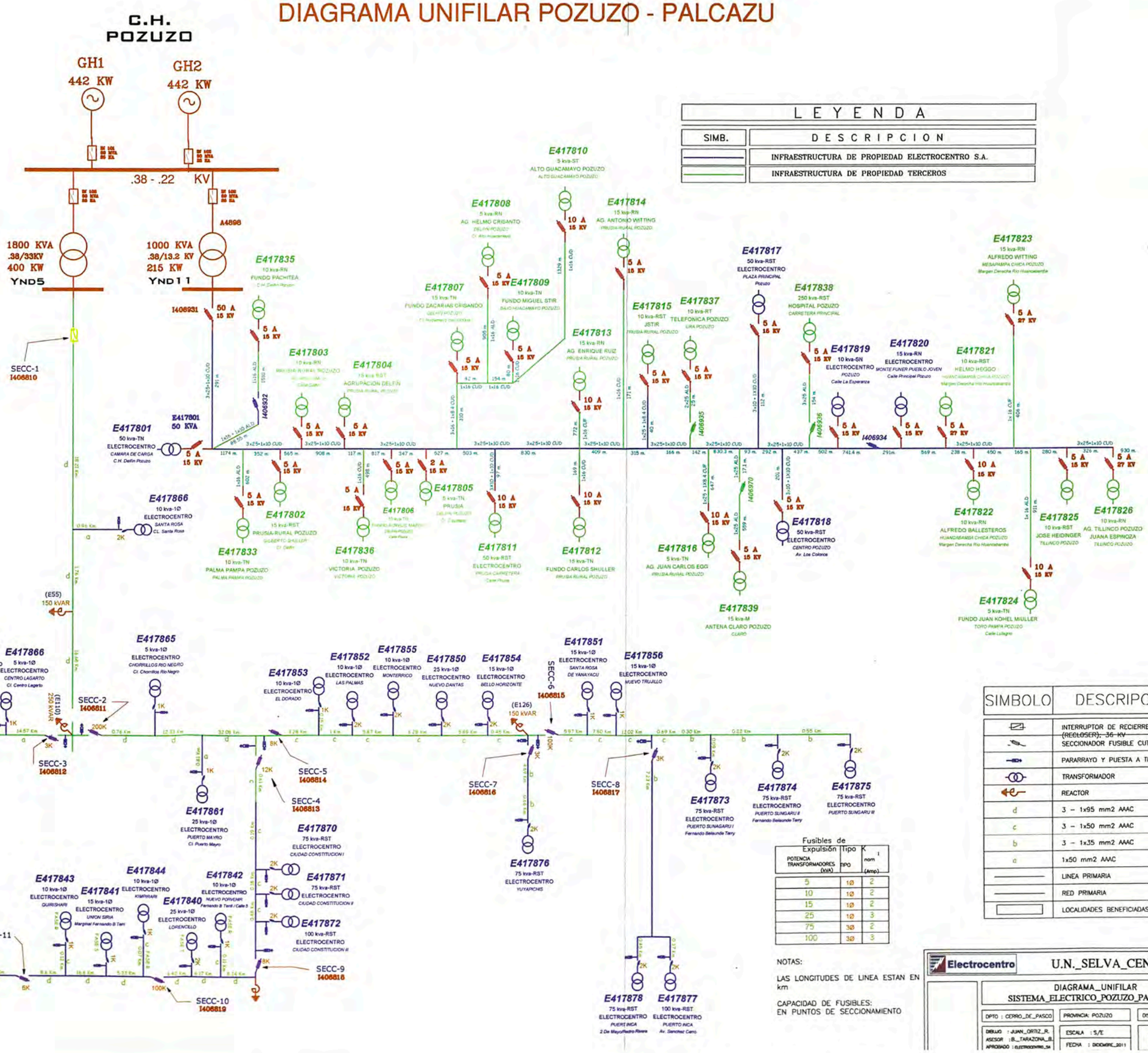


DIAGRAMA UNIFILAR POZUZO - PALCAZU



SIMBOLO	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR DE RECIERRE (RECLOSER), 36 KV
	SECCIONADOR FUSIBLE CUT-OUT
	PARARRAYO Y PUESTA A TIERRA
	TRANSFORMADOR
	REACTOR
d	3 – 1x95 mm2 AAAC
c	3 – 1x50 mm2 AAAC
b	3 – 1x35 mm2 AAAC
a	1x50 mm2 AAAC
	LINEA PRIMARIA
	RED PRIMARIA
	LOCALIDADES BENEFICIADAS

Fusibles de Expulsión

POTENCIA TRANSFORMADORES (kVA)	TIPO	K i nom (Amp.)
5	1Ø	2
10	1Ø	2
15	1Ø	2
25	1Ø	3
75	3Ø	2
100	3Ø	3

NOTAS:

LAS LONGITUDES DE LINEA ESTAN EN km

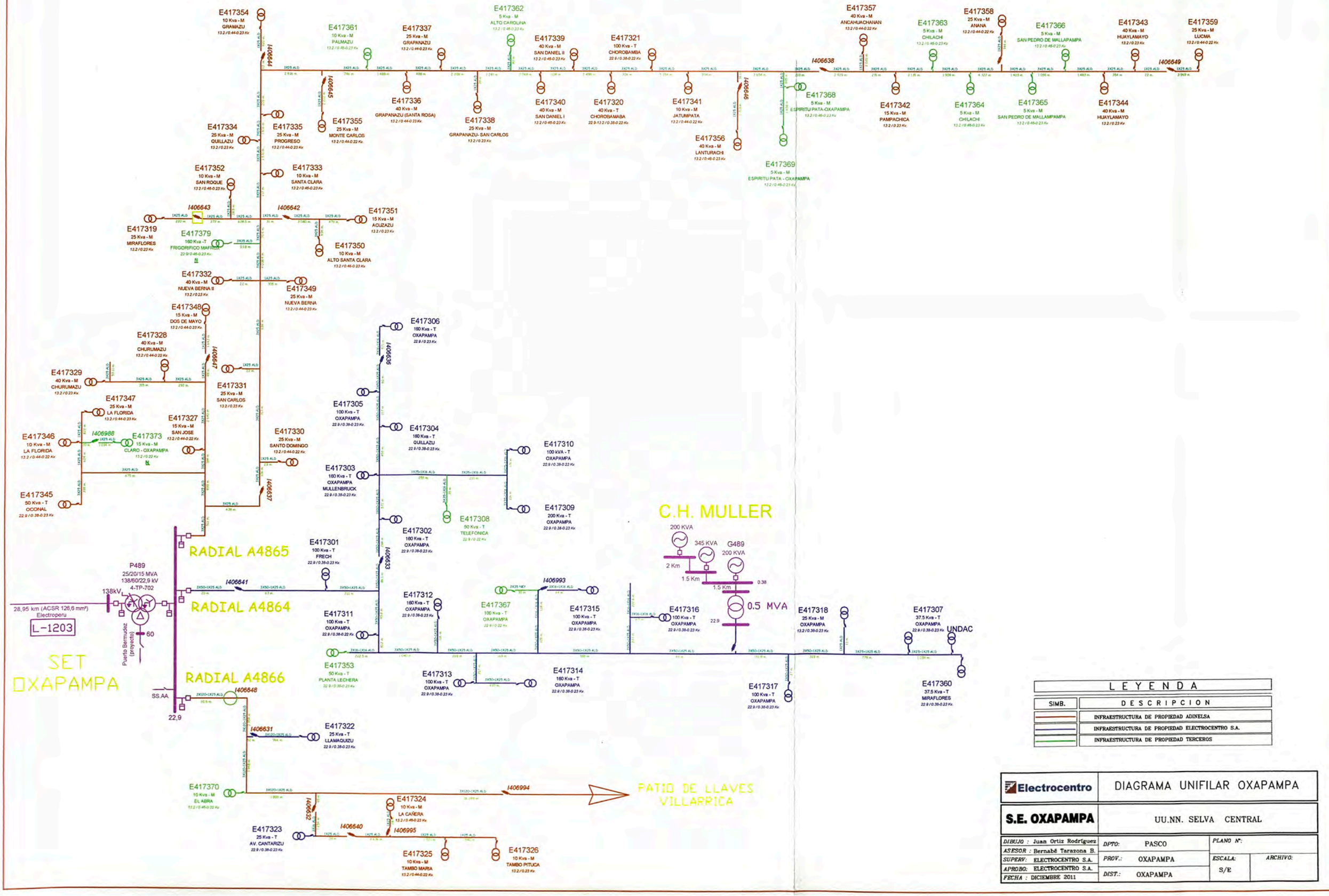
CAPACIDAD DE FUSIBLES:
EN PUNTOS DE SECCIONAMIENTO

Electrocentro

U.N._SELVA_CENTRAL

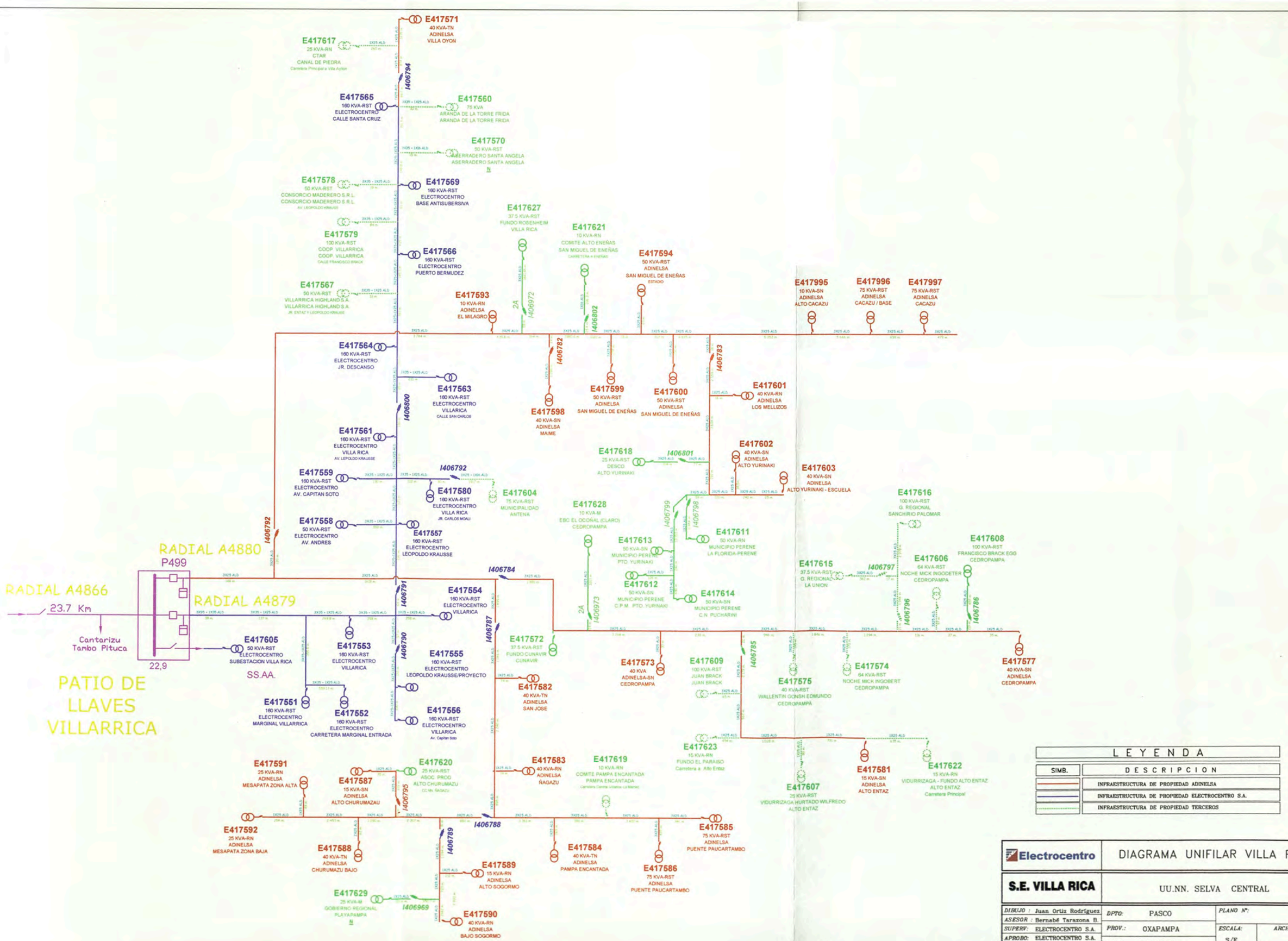
DIAGRAMA_UNIFILAR
SISTEMA_ELECTRICO_POZUZO_PALCAZU

DPTO : CERRO_DE_PASCO	PROVINCIA: POZUZO	DISTRITO: POZUZO
DIBUJO : JUAN_ORTIZ_R. ASESOR : B._TARAZONA_B. APROBADO : ELECTROCENTRO_SA	ESCALA : S/E FECHA : DICIEMBRE_2011	DU -01



LEYENDA	
SIMB.	DESCRIPCION
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ADINELSA
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD TERCEROS

Electrocentro	DIAGRAMA UNIFILAR OXAPAMPA		
S.E. OXAPAMPA	UU.NN. SELVA CENTRAL		
DIBUJO : Juan Ortiz Rodriguez	DPTO: PASCO	PLANO N°:	
ASESOR : Bernabé Tarazona B.	PROV.: OXAPAMPA	ESCALA: S/E	ARCHIVO:
SUPERV: ELECTROCENTRO S.A.	DIST.: OXAPAMPA		
APROBO: ELECTROCENTRO S.A.			
FECHA : DICIEMBRE 2011			



LEYENDA	
SIMB.	DESCRIPCION
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ADINELSA
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
	INFRAESTRUCTURA DE PROPIEDAD TERCEROS

Electrocentro	DIAGRAMA UNIFILAR VILLA RICA		
S.E. VILLA RICA	UU.NN. SELVA CENTRAL		
DIBUJO : Juan Ortiz Rodriguez	DPTO: PASCO	PLANO Nº:	
ASESOR : Bernabé Tarazona B.	PROV.: OXAPAMPA	ESCALA: S/E	ARCHIVO:
SUPERV: ELECTROCENTRO S.A.	DIST.: VILLA RICA		
APROBO: ELECTROCENTRO S.A.			
FECHA : DICIEMBRE 2011			

ANEXO N° 3

Evolución del Balance de Energía en Distribución 2007 - 2011-ELECTROCENTRO S.A.-U.N. Selva Central
en (MWh)

Empresa	UUNN	Periodo	Energía Distribuida	Ventas en MT	Pérdidas Técnicas MT	Pérdidas Comerciales MT	Pérdidas Totales MT	% Pérdidas Totales MT	Energía Distribuida en BT	Consumo Alumbrado Público	Ventas en BT	Pérdidas Técnicas BT	Pérdidas Comerciales BT	Pérdidas Totales BT	% Pérdidas Totales BT	Pérdidas Totales MT+BT	% Pérdidas Totales MT+BT	% Pérdidas Técnicas MT	% Pérdidas Técnicas BT	Pérdidas Técnicas MT+BT	% Pérdidas Técnicas MT+BT	% Pérdidas Comerciales MT	% Pérdidas Comerciales BT	Pérdidas Comerciales MT+BT	% Pérdidas Comerciales MT+BT
Electrocentro	Selva Central	200701	4.783	1.437	82	-	82	1,72%	4.701		2.945	238	82	320	6,69%	402	8,40%	1,72%	4,98%	320	6,69%	0,00%	1,71%	402	8,40%
Electrocentro	Selva Central	200702	3.996	1.037	68	-	68	1,70%	3.928		2.587	209	95	304	7,60%	372	9,30%	1,70%	5,22%	277	6,93%	0,00%	2,38%	372	9,30%
Electrocentro	Selva Central	200703	4.858	1.272	81	-	81	1,67%	4.777		3.025	245	235	480	9,88%	561	11,54%	1,67%	5,04%	326	6,71%	0,00%	4,84%	561	11,54%
Electrocentro	Selva Central	200704	4.938	1.231	84	-	84	1,70%	4.854		3.214	260	148	409	8,28%	493	9,98%	1,70%	5,27%	344	6,97%	0,00%	3,00%	493	9,98%
Electrocentro	Selva Central	200705	6.310	2.347	105	-	105	1,66%	6.205		3.309	267	282	549	8,71%	654	10,37%	1,66%	4,24%	372	5,90%	0,00%	4,47%	654	10,37%
Electrocentro	Selva Central	200706	6.579	2.752	112	-	112	1,70%	6.467		3.286	266	163	429	6,52%	541	8,22%	1,70%	4,04%	378	5,74%	0,00%	2,48%	541	8,22%
Electrocentro	Selva Central	200707	6.795	2.858	113	-	113	1,67%	6.682		3.259	264	300	564	8,31%	678	9,97%	1,67%	3,89%	377	5,55%	0,00%	4,42%	678	9,97%
Electrocentro	Selva Central	200708	6.865	2.888	116	-	116	1,69%	6.748		3.395	275	191	466	6,78%	582	8,48%	1,69%	4,01%	391	5,70%	0,00%	2,78%	582	8,48%
Electrocentro	Selva Central	200709	6.769	2.825	113	-	113	1,67%	6.656		3.284	266	282	548	8,10%	661	9,76%	1,67%	3,93%	379	5,59%	0,00%	4,17%	661	9,76%
Electrocentro	Selva Central	200710	6.208	2.137	104	-	104	1,68%	6.103		3.459	280	227	507	8,17%	612	9,85%	1,68%	4,51%	384	6,19%	0,00%	3,66%	612	9,85%
Electrocentro	Selva Central	200711	5.877	1.979	99	-	99	1,69%	5.778		3.333	270	196	466	7,92%	565	9,61%	1,69%	4,59%	369	6,28%	0,00%	3,33%	565	9,61%
Electrocentro	Selva Central	200712	5.917	1.832	100	-	100	1,70%	5.816		3.522	286	177	463	7,82%	563	9,52%	1,70%	4,83%	386	6,53%	0,00%	2,99%	563	9,52%
Electrocentro	Selva Central	2007	69.894	24.594	1.178	-	1.178	1,69%	68.716		38.617	3.126	2.378	5.504	7,88%	6.682	9,56%	1,69%	4,47%	4.304	6,16%	0,00%	3,40%	6.682	9,56%
Electrocentro	Selva Central	200801	4.423	649	77	-	77	1,74%	4.346		3.355	272	70	342	7,74%	419	9,48%	1,74%	6,15%	349	7,89%	0,00%	1,59%	419	9,48%
Electrocentro	Selva Central	200802	4.063	589	70	-	70	1,73%	3.993		3.082	250	72	321	7,90%	391	9,63%	1,73%	6,14%	320	7,87%	0,00%	1,76%	391	9,63%
Electrocentro	Selva Central	200803	4.482	514	77	-	77	1,71%	4.405		3.485	282	123	406	9,05%	482	10,76%	1,71%	6,30%	359	8,01%	0,00%	2,75%	482	10,76%
Electrocentro	Selva Central	200804	4.425	564	79	-	79	1,77%	4.347		3.522	285	-25	261	5,89%	339	7,67%	1,77%	6,45%	364	8,22%	0,00%	-0,56%	339	7,67%
Electrocentro	Selva Central	200805	5.137	732	86	-	86	1,67%	5.051		3.754	304	261	565	10,99%	651	12,67%	1,67%	5,91%	390	7,59%	0,00%	5,08%	651	12,67%
Electrocentro	Selva Central	200806	5.442	1.099	93	-	93	1,70%	5.349		3.760	305	186	491	9,02%	583	10,72%	1,70%	5,60%	397	7,30%	0,00%	3,42%	583	10,72%
Electrocentro	Selva Central	200807	5.676	1.239	95	-	95	1,67%	5.581		3.740	303	298	602	10,60%	696	12,27%	1,67%	5,35%	398	7,02%	0,00%	5,25%	696	12,27%
Electrocentro	Selva Central	200808	5.712	1.235	98	-	98	1,72%	5.614		3.926	318	135	453	7,94%	551	9,65%	1,72%	5,57%	416	7,28%	0,00%	2,37%	551	9,65%
Electrocentro	Selva Central	200809	5.514	1.150	92	-	92	1,67%	5.422		3.710	301	261	562	10,18%	654	11,86%	1,67%	5,45%	393	7,12%	0,00%	4,73%	654	11,86%
Electrocentro	Selva Central	200810	5.496	1.090	91	-	91	1,66%	5.404		3.726	301	286	588	10,70%	679	12,36%	1,66%	5,49%	393	7,15%	0,00%	5,21%	679	12,36%
Electrocentro	Selva Central	200811	5.131	774	87	-	87	1,70%	5.044		3.791	307	171	478	9,32%	566	11,03%	1,70%	5,99%	395	7,69%	0,00%	3,34%	566	11,03%
Electrocentro	Selva Central	200812	5.103	668	85	-	85	1,67%	5.018		3.763	305	281	586	11,49%	671	13,15%	1,67%	5,98%	390	7,65%	0,00%	5,51%	671	13,15%
Electrocentro	Selva Central	2008	60.604	10.304	1.030	-	1.030	1,70%	59.575		43.616	3.534	2.121	5.655	9,33%	6.684	11,03%	1,70%	5,83%	4.564	7,53%	0,00%	3,50%	6.684	11,03%
Electrocentro	Selva Central	200901	4.627	586	79	-	79	1,70%	4.549		3.556	285	121	406	8,78%	485	10,48%	1,70%	6,16%	364	7,87%	0,00%	2,61%	485	10,48%
Electrocentro	Selva Central	200902	4.090	481	70	-	70	1,71%	4.020		3.224	256	58	314	7,69%	384	9,40%	1,71%	6,27%	327	7,98%	0,00%	1,42%	384	9,40%
Electrocentro	Selva Central	200903	4.719	494	79	-	79	1,67%	4.640		3.677	292	177	469	9,93%	548	11,60%	1,67%	6,19%	371	7,86%	0,00%	3,75%	548	11,60%
Electrocentro	Selva Central	200904	4.793	476	81	-	81	1,68%	4.712		3.804	300	131	431	9,00%	512	10,69%	1,68%	6,27%	381	7,95%	0,00%	2,73%	512	10,69%
Electrocentro	Selva Central	200905	5.473	829	92	-	92	1,67%	5.381		4.050	321	182	503	9,19%	594	10,86%	1,67%	5,86%	412	7,53%	0,00%	3,33%	594	10,86%
Electrocentro	Selva Central	200906	5.841	1.239	99	-	99	1,69%	5.742		4.064	321	117	439	7,51%	537	9,20%	1,69%	5,50%	420	7,19%	0,00%	2,01%	537	9,20%
Electrocentro	Selva Central	200907	6.155	1.303	102	-	102	1,66%	6.053		4.174	331	245	576	9,36%	678	11,02%	1,66%	5,37%	433	7,03%	0,00%	3,99%	678	11,02%
Electrocentro	Selva Central	200908	6.161	1.313	104	-	104	1,68%	6.057		4.242	335	168	503	8,16%	607	9,85%	1,68%	5,44%	439	7,13%	0,00%	2,72%	607	9,85%
Electrocentro	Selva Central	200909	5.958	1.272	101	-	101	1,69%	5.857		4.141	327	117	445	7,47%	546	9,16%	1,69%	5,50%	428	7,19%	0,00%	1,97%	546	9,16%
Electrocentro	Selva Central	200910	5.919	1.074	100	-	100	1,68%	5.819		4.246	337	162	499	8,43%	599	10,11%	1,68%	5,69%	436	7,37%	0,00%	2,74%	599	10,11%
Electrocentro	Selva Central	200911	5.300	660	95	-	95	1,79%	5.205		4.160	334	52	386	7,27%	481	9,07%	1,79%	6,29%	429	8,09%	0,00%	0,98%	481	9,07%
Electrocentro	Selva Central	200912	5.296	589	95	-	95	1,79%	5.201		4.214	339	59	398	7,52%	493	9,32%	1,79%	6,40%	434	8,20%	0,00%	1,12%	493	9,32%
Electrocentro	Selva Central	2009	64.332	10.315	1.095	-	1.095	1,70%	63.237		47.553	3.779	1.590	5.369	8,35%	6.464	10,05%	1,70%	5,87%	4.874	7,58%	0,00%	2,47%	6.464	10,05%
Electrocentro	Selva Central	201001	4.923	547	76	-	76	1,54%	4.847		3.994	324	-18	306	6,21%	381	7,75%	1,54%	6,58%	400	8,12%	0,00%	-0,37%	381	7,75%
Electrocentro	Selva Central	201002	4.504	474	68	-	68	1,52%	4.436		3.600	292	69	361	8,02%	430	9,54%	1,52%	6,49%	361	8,01%	0,00%	1,53%	430	9,54%
Electrocentro	Selva Central	201003	5.342	501	78	-	78	1,47%	5.264		4.166	338	260	597	11,18%	676	12,65%	1,47%	6,32%	416	7,79%	0,00%	4,86%	676	12,65%
Electrocentro	Selva Central	201004	5.354	486	79	-	79	1,48%	5.274		4.276	347	166	513	9,58%	592	11,06%	1,48%	6,47%	426	7,96%	0,00%	3,11%	592	11,06%
Electrocentro	Selva Central	201005	5.793	648	85	-	85	1,47%	5.708		4.511	365	183	549	9,47%	633	10,94%	1,47%	6,30%	450	7,77%	0,00%	3,16%	633	10,94%
Electrocentro	Selva Central	201006	5.920	760	86	-	86	1,45%	5.834		4.499	365	210	575	9,72%	661	11,16%	1,45%	6,16%	451	7,61%	0,00%	3,55%	661	11,16%
Electrocentro	Selva Central	201007	6.089	804	89	-	89	1,46%	6.000		4.598	373	226	599	9,84%	688	11,29%	1,46%	6,12%	462	7,58%	0,00%	3,71%	688	11,29%
Electrocentro	Selva Central	201008	6.123	843	90	-	90	1,47%	6.033		4.644	376	170	546	8,91%	636	10,38%	1,47%	6,14%	466	7,61%	0,00%	2,77%	636	10,38%
Electrocentro	Selva Central	201009	5.850	816	87	-	87	1,49%	5.763		4.517	366	64	430	7,35%	518	8,85%	1,49%	6,26%	454	7,75%	0,00%	1,10%	518	8,85%
Electrocentro	Selva Central	201010	6.104	823	90	-	90	1,47%	6.014		4.649	376	165	542	8,87%	631	10,34%	1,47%	6,16%	466	7,63%	0,00%	2,71%	631	10,34%
Electrocentro	Selva Central	201011	5.740	769	86	-	86	1,49%	5.654		4.443	360	82	443	7,71%	528	9,21%	1,49%	6,28%	446	7,77%	0,00%	1,43%	528	9,21%
Electrocentro	Selva Central	201012	5.921	766	91	-	91	1,54%	5.830		4.553	369	142	510	8,62%	602	10,16%	1,54%	6,23%	460	7,77%	0,00%	2,39%	602	10,16%
Electrocentro	Selva Central	2010	67.663	8.238	1.006	-	1.006	1,49%	66.658		52.450	4.251	1.719	5.970	8,82%	6.976	10,31%	1,49%	6,28%	5.256	7,77%	0,00%	2,54%	6.976	10,31%
Electrocentro	Selva Central	201101	5.472	650	84	-	84	1,53%	5.388		4.284	347	106	453	8,28%	537	9,81%	1,53%	6,35%	431	7,88%	0,00%	1,93%	537	9,81%
Electrocentro	Selva Central	201102	4.924	567	77	-	77	1,56%	4.847		3.940	320	21	340	6,91%	417	8,48%	1,56%	6,49%	397	8,05%	0,00%	0,42%	417	8,48%
Electrocentro	Selva Central	201103	5.749	653	86	-	86	1,50%	5.662		4.465	361	183	544	9,47%	631	10,97%	1,50%	6,28%	448	7,79%	0,00%	3,18%	631	10,97%
Electrocentro	Selva Central	201104	5.851	636	89	-	89	1,51%	5.762		4.596	373	158	531	9,07%	620	10,59%	1,51%	6,37%	461	7,88%	0,00%	2,71%	620	10,59%
Electrocentro	Selva Central	201105	6.420	837	97	-	97	1,50%	6.323		4.910	397	179	577	8,98%	673	10,49%	1,50%	6,19%	494	7,69%	0,00%	2,80%	673	10,49%
Electrocentro	Selva Central	201106	6.639	1.044	101	-	101	1,53%	6.538		4.994	404	96	500	7,53%	601	9,05%	1,53%	6,09%	506	7,61%	0,00%	1,44%	601	9,05%
Electrocentro	Selva Central	201107	7.008	1.079	107	-	107	1,52%	6.901		5.265	427	131	558	7,96%	664	9,48%	1,52%	6,09%	533	7,61%	0,00%	1,87%	664	9,48%
Electrocentro	Selva Central	201108	6.922	1.045	106	-	106	1,53%	6.816		5.241	425	105	530	7,66%	636	9,18%	1,53%	6,14%	531	7,66%	0,00%	1,52%	636	9,18%
Electrocentro	Selva Central	201109	6.713	985	103	-	103	1,53%	6.610		5.128	415	82	497	7,41%	600	8,94%	1,53%	6,19%	518	7,72%	0,00%	1,22%	600	8,94%
Electrocentro	Selva Central	201110	6.935	1.003	106	-	106	1,53%	6.829		5.324	431	71	502	7,23%	608	8,76%	1,53%	6,21%	537	7,74%	0,00%	1,02%	608	8,76%
Electrocentro	Selva Central	201111	6.817	1.032	104	-	104	1,53%	6.712		5.215	422	44	466	6,83%	570	8,37%	1,53%	6,20%	527	7,73%	0,00%	0,64%	570	8,37%
Electrocentro	Selva Central	201112	6.805	917	102	-	102	1,50%	6.703		5.257	425	103	528	7,77%	631	9,27%	1,50%	6,25%	527	7,75%	0,00%	1,52%	631	9,27%
Electrocentro	Selva Central	2011	76.254	10.447	1.161	-	1.161	1,52%	75.092		58.618	4.747	1.279	6.026	7,90%	7.188	9,43%	1,52%	6,23%	5.909	7,75%	0,00%	1,68%	7.188	9,43%

ANEXO N° 4

NOTAS PERIODISTICAS DE INTERVENCIONES REALIZADAS POR CONEXIONES IRREGULARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO SEVA CENTRAL 2011

REGIONAL

LA MERCED

Aumenta hurto de electricidad

09 de Febrero del 2011

A+ A-

HUANCAYO | Los operativos inopinados que realiza el personal de la Unidad de Negocios Selva Central de Electrocentro S.,A., al mando del Ing. Fernando Fernández Rivera, viene dando sus frutos; esta vez, intervinieron el medidor de la vivienda, ubicada en el Jr. Las Guanabanas s/n constatando que se encontraba manipulado.

El medidor cuyo suministro tiene el N° 72211190 de propiedad de Yolanda Landeo Quispe, había sido manipulado, realizando una conexión directa desde la bornera del medidor con la finalidad de reducir su consumo.

Fernández indicó que evalúan el historial del consumo de los medidores en esta ciudad y en los distritos, pues hay casos sospechosos en los que se observa que algunas viviendas repentinamente bajaron en un 80% de consumo, por ello los operativos continuarán, precisó. Ante el aumento del hurto de energía eléctrica, se realizará las denuncias penales correspondientes.

REGIONAL

LA MERCED

Detectan hurto de electricidad

03 de Febrero del 2011

A+ A-

HUANCAYO | En circunstancias que el personal de la Unidad de Negocios Selva Central de Electrocentro S.S., al mando del Ing. Fernando Fernández Rivera, realizaba un operativo en diferentes sectores de la ciudad, ubicaron una vivienda en la Av. La Rivera de la AA.VV Señor de Muruhuay, donde se venía hurtando energía eléctrica.

TÉCNICOS INSPECCIONAN

Durante el trabajo, encontraron la vivienda de Norma Aliaga Medina, ubicada en la Mz.E, Lt.3A, que tiene el suministro N° 72321208, cuyo medidor fue manipulado para hurtar energía eléctrica con la modalidad de conexión directa desde la barrera al medidor. El objetivo era no registrar el consumo de energía y beneficiarse económicamente.

Durante la intervención, los técnicos de Electrocentro S.A. verificaron la especificaciones técnicas de instalación del medidor, detectando irregularidades en el medidor y comprobando que éste fue manipulado en forma dolosa, levantándose el acta correspondiente y en presencia del jefe zonal se procedió a la recuperación de energía.

FOTO: MANUEL MARTÍNEZ

Les harán pagar

LA MERCED

Roban energía eléctrica

Los continuos operativos que realiza la Unidad de Negocios Selva Central de Electrocentro, detectaron que inescrupulosos propietarios de viviendas hurtan energía eléctrica, mediante la manipulación de los medidores. En lo que va de la semana y utilizando equipos sofisticados, los supervisores ubicaron dos viviendas donde los dueños, hace buen tiempo, pagaban únicamente 5.50 soles de consumo.

En el Jr. Daniel A. Carrión sector de Pampa El Carmen, el propietario de una vivienda de tres pisos, manipuló el medidor N°72200730, realizando una derivación en T, para que este no registre el consumo de energía eléctrica. Mientras que en la cuadra nueve de la Av. Perú, otro poblador realizó una conexión directa de la bornera del medidor N°72-201353.

MANUEL MARTÍNEZ

ANEXO N° 5

BALANCE DE ENERGÍA SUBSISTEMA ELÉCTRICO CHANCHAMAYO - 2011

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**2,131,823**	**1,900,238**	**2,261,090**	**2,186,411**	**2,370,027**	**2,416,986**	**2,582,179**	**2,627,676**	**2,618,103**	**2,606,540**	**2,474,905**	**2,381,996**	**28,446,982**
1.1 Energía Producida	32,101	93,795	151,477	24,383	0	0	0	0	0	0	0	0	301,757
1.1.1 Hidroeléctrica.	32,101	93,795	151,477	24,383	0	0	0	0	0	0	0	0	301,757
1.1.2 Térmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2 Energía Transf. de La CH Chalh. al SEIN en 60kV													
1.3 Energía Transf./ Entreg. Satipo a Pichanaki													
1.4 Energía Transf./ Entreg. Pichanaki a Satipo													
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	
1.6 Compra de Energía	2,099,522	1,806,443	2,099,803	2,161,028	2,370,027	2,416,986	2,582,179	2,627,875	2,518,103	2,606,540	2,474,905	2,381,998	28,145,205
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional	2,204,159	2,075,835	2,136,070	2,161,028	2,370,027	2,416,986	2,582,179	2,627,875	2,518,103	2,606,540	2,474,905	2,381,996	28,555,702
1.6.2 Generadora Cemento Andino	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6.4 Generadora Electroandes S.A.													0
1.6.5 Generadora C.H. Mulier													0
1.6.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.6.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.	104,637	269,392	36,487	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.6.9 Compra de Mina SIMSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Consumos propios	**8,212**	**7,500**	**8,226**	**7,764**	**7,962**	**7,712**	**7,556**	**7,349**	**6,833**	**7,516**	**6,699**	**7,294**	**90,816**
2.1 Consumo propio de centrales	6,986	6,304	6,904	6,500	6,890	6,420	6,218	6,900	5,890	5,608	5,652	5,797	74,868
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.	1,226	1,196	1,322	1,265	1,263	1,293	1,338	1,449	1,142	1,710	1,047	1,497	15,748
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	**233,739**	**196,203**	**232,858**	**217,563**	**241,454**	**246,439**	**261,944**	**289,943**	**281,563**	**293,407**	**281,960**	**267,869**	**3,033,740**
% de pérdidas Transm. y Transf.	10.97%	10.27%	10.34%	9.96%	10.19%	10.20%	10.14%	11.03%	11.18%	11.26%	11.39%	10.81%	10.66%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra					0								0
3.2. Red MAT													
3.3. Red AT	196,261	166,247	187,615	168,631	210,918	215,112	227,232	255,189	249,292	258,047	245,018	233,436	2,633,175
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	37,479	28,956	45,052	29,032	30,535	31,327	34,712	34,774	32,271	35,359	36,944	24,123	400,585
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**1,889,671**	**1,697,535**	**2,009,986**	**1,959,984**	**2,120,621**	**2,162,834**	**2,312,679**	**2,330,582**	**2,229,708**	**2,305,616**	**2,186,246**	**2,117,143**	**25,322,805**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres													
5.2 AT Libres													
5.3 AT Regulados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**1,889,671**	**1,697,535**	**2,009,986**	**1,959,984**	**2,120,621**	**2,162,834**	**2,312,679**	**2,330,582**	**2,229,708**	**2,305,616**	**2,186,246**	**2,117,143**	**25,322,805**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**1,745,494**	**1,809,474**	**1,794,163**	**1,793,274**	**1,906,209**	**1,972,140**	**2,089,416**	**2,083,322**	**2,016,317**	**2,130,087**	**2,020,561**	**1,965,584**	**23,125,021**
7.1 Mercado Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión													
7.1.2 Baja Tensión													
7.2 Mercado Regulado	1,745,494	1,809,474	1,794,163	1,793,274	1,906,209	1,972,140	2,089,416	2,083,322	2,015,317	2,130,087	2,020,561	1,965,584	23,125,021
7.2.1 Media Tensión	243,090	210,365	224,929	206,669	288,830	332,240	366,434	338,240	312,887	338,599	299,887	233,852	3,373,822
7.2.2 Baja Tensión	1,353,188	1,258,851	1,409,388	1,437,868	1,483,155	1,477,854	1,558,329	1,578,588	1,563,644	1,835,744	1,584,866	1,589,681	17,930,734
7.2.3 Alumbrado Público	149,218	140,458	159,848	148,937	158,224	162,048	164,653	166,494	138,988	155,744	135,808	142,051	1,820,485
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**144,177**	**88,061**	**215,823**	**166,710**	**214,412**	**190,694**	**223,263**	**247,260**	**214,391**	**176,528**	**165,686**	**151,579**	**2,197,584**
8.1 En Media Tensión	89,729	62,839	74,168	72,323	78,251	79,809	85,338	85,998	82,278	85,077	80,672	78,123	934,404
% de pérdidas MT	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	89,729	62,839	74,168	72,323	78,251	79,809	85,338	85,998	62,278	85,077	80,672	78,123	934,404
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0.00%	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	74,449	25,422	141,655	94,386	138,161	110,886	137,926	161,262	132,114	90,451	85,013	73,456	1,263,180
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	3.94%	1.50%	7.05%	4.82%	6.42%	5.13%	5.98%	6.92%	5.93%	3.92%	3.69%	3.47%	4.69%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	38,855	33,799	37,677	37,659	40,030	41,415	43,878	43,750	42,322	44,732	42,432	41,277	485,625
8.2.2 Pérdidas Comerciales	37,793	-8,377	103,977	58,728	96,130	69,471	94,048	117,512	89,793	45,719	42,581	32,179	777,554
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**1,745,494**	**1,809,474**	**1,794,163**	**1,793,274**	**1,906,209**	**1,972,140**	**2,089,416**	**2,083,322**	**2,016,317**	**2,130,087**	**2,020,561**	**1,965,584**	**23,125,021**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/ 6).	**7.63%**	**5.19%**	**10.74%**	**8.51%**	**10.11%**	**8.82%**	**9.65%**	**10.61%**	**9.62%**	**7.61%**	**7.56%**	**7.16%**	**8.68%**

BALANCE DE ENERGÍA SUBSISTEMA ELÉCTRICO SATIPO - 2011

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**1,662,615**	**1,490,196**	**1,706,049**	**1,749,553**	**1,669,262**	**2,012,976**	**2,063,621**	**2,073,136**	**2,070,626**	**2,116,311**	**2,166,367**	**2,243,301**	**23,243,100**
1.1 Energía Producida	1,662,615	1,490,196	1,747,184	1,744,062	1,783,840	1,710,441	1,745,475	1,702,544	1,896,372	1,705,578	1,752,373	1,819,085	20,539,746
1.1.1 Hidroeléctrica.	1,580,013	1,401,390	1,629,389	1,606,059	1,652,352	1,710,441	1,745,475	1,702,544	1,896,372	1,704,904	1,752,373	1,819,085	20,002,398
1.1.2 Térmica	82,602	88,806	117,775	138,003	111,488	0	0	0	0	674	0	0	537,348
1.2 Energía Transf. da La CH Chalh. al SEIN en 60kV						81,668	83,885	84,021	62,220	84,294	65,858	59,126	
1.3 Energía Transf./Entreg. Satipo a Pichanaki	0	0	41,115	0	0	0	5,472	0	0	0	0	0	
1.4 Energía Transf./Entreg. Pichanaki a Satipo	0	0	0	5,491	34,045	95,040	36,018	0	0	16,126	14,515	37,325	
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.6 Compra de Energía					71,377	269,182	349,386	434,812	436,873	457,899	485,127	448,017	2,950,252
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional													0
1.6.2 Generadora Cemento Andino													0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa													0
1.6.4 Generadora Electroandes S.A.					71,377	269,182	349,386	434,812	436,873	457,899	485,127	448,017	2,950,252
1.6.5 Generadora C.H. Muller													0
1.6.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.													
1.6.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.													0
1.6.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.													
1.6.9 Compra de Mina SIMSA													0
2. Consumos propios	**5,648**	**5,770**	**5,572**	**5,484**	**6,237**	**6,235**	**6,322**	**6,209**	**6,845**	**6,114**	**6,113**	**6,231**	**71,778**
2.1 Consumo propio de centrales	5,648	5,770	5,572	5,484	5,157	3,802	3,829	3,804	3,728	3,903	3,866	3,888	54,449
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.					1,080	2,433	2,493	2,405	2,117	2,211	2,247	2,343	17,329
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	**66,671**	**59,757**	**70,061**	**69,937**	**76,122**	**107,463**	**92,960**	**103,676**	**103,799**	**108,532**	**112,694**	**112,641**	**1,081,312**
% de pérdidas Transm. y Transf.	4.01%	4.01%	4.11%	4.00%	4.02%	5.34%	4.50%	5.01%	5.01%	5.04%	5.15%	5.02%	4.65%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra													0
3.2. Red MAT													
3.3. Red AT					2,808	9,421	12,229	15,211	15,284	16,026	16,979	15,611	103,368
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa													0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	66,671	59,757	70,061	69,937	72,514	98,043	80,731	88,663	88,515	90,506	95,814	96,931	977,943
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**1,690,297**	**1,424,670**	**1,630,416**	**1,674,132**	**1,767,903**	**1,899,276**	**1,964,239**	**1,963,061**	**1,961,182**	**2,002,665**	**2,067,661**	**2,124,626**	**22,090,010**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres													
5.2 AT Libres													
5.3 AT Regulados													0
6. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**1,690,297**	**1,424,670**	**1,630,416**	**1,674,132**	**1,767,903**	**1,899,276**	**1,964,239**	**1,963,061**	**1,961,182**	**2,002,665**	**2,067,661**	**2,124,626**	**22,090,010**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**1,350,053**	**1,250,153**	**1,400,980**	**1,406,330**	**1,553,252**	**1,645,944**	**1,737,242**	**1,766,963**	**1,761,637**	**1,801,854**	**1,855,136**	**1,884,936**	**19,413,679**
7.1 Mercado Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión													
7.1.2 Baja Tensión													
7.2 Mercado Regulado	1,350,053	1,250,153	1,400,980	1,406,330	1,553,252	1,645,944	1,737,242	1,766,963	1,761,637	1,801,854	1,855,136	1,884,935	19,413,679
7.2.1 Media Tensión	249,661	209,295	248,097	248,787	317,066	413,292	417,178	465,066	453,846	454,192	525,918	466,574	4,469,172
7.2.2 Baja Tensión	991,660	912,065	1,033,000	1,046,681	1,123,220	1,122,787	1,213,125	1,188,837	1,205,538	1,239,283	1,221,109	1,290,958	13,588,261
7.2.3 Alumbrado Público	108,332	128,793	119,883	111,862	112,966	109,865	106,939	113,260	102,455	108,379	108,109	105,403	1,336,248
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**240,244**	**174,617**	**229,436**	**266,802**	**234,661**	**253,332**	**226,997**	**196,098**	**199,345**	**200,811**	**212,616**	**239,693**	**2,676,331**
8.1 En Media Tensión	58,682	52,570	80,182	81,775	85,974	70,083	72,480	72,437	72,388	73,898	78,296	78,395	815,121
% de pérdidas MT	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	58,682	52,570	80,182	81,775	85,974	70,083	72,480	72,437	72,388	73,898	78,296	78,395	815,121
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0.00%	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	181,562	121,946	169,273	207,027	168,877	183,249	154,517	123,851	126,977	126,913	136,219	161,198	1,861,210
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	11.42%	8.56%	10.39%	12.37%	9.43%	9.65%	7.67%	6.30%	6.47%	6.34%	6.69%	7.59%	8.43%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	28,351	26,253	29,421	29,512	32,818	34,565	36,482	37,106	36,999	37,839	38,958	39,584	407,687
8.2.2 Pérdidas Comerciales	153,211	95,693	139,853	177,515	136,059	148,684	118,035	86,545	89,979	89,074	97,261	121,615	1,453,522
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**1,350,053**	**1,250,153**	**1,400,980**	**1,406,330**	**1,553,252**	**1,645,944**	**1,737,242**	**1,766,963**	**1,761,637**	**1,801,854**	**1,855,136**	**1,884,935**	**19,413,679**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/6).	**15.11%**	**12.25%**	**14.07%**	**16.06%**	**13.12%**	**13.34%**	**11.66%**	**9.99%**	**10.16%**	**10.03%**	**10.26%**	**11.26%**	**12.12%**

BALANCE DE ENERGÍA SUBSISTEMA ELÉCTRICO PICHANAKI - 2011

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**889,709**	**799,077**	**980,092**	**1,020,303**	**1,209,497**	**1,223,222**	**1,267,001**	**1,283,698**	**1,268,807**	**1,319,593**	**1,282,170**	**1,285,012**	**13,768,182**
1.1 Energía Producida	189,968	154,560	192,384	189,338	144,456	2,112	49,778	238,064	211,860	144,648	135,504	130,080	1,780,568
1.1.1 Hidroeléctrica.	189,968	154,560	192,384	189,338	144,456	2,112	49,778	238,064	211,860	144,648	135,504	130,080	1,780,568
1.1.2 Térmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2 Energía Transf. de La CH Chalh. al SEIN en 60kV						61,668	63,685	84,021	82,220	84,294	85,858	59,126	
1.3 Energía Transf./Entreg. Satipo a Pichanaki	0	0	41,115	0	0	0	5,472	0	0	0	0	0	
1.4 Energía Transf./Entreg. Pichanaki a Satipo	0	0	0	5,491	34,045	95,040	36,018	0	0	18,128	14,515	37,325	
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica	615,104	375,128	710,128	636,459	765,520	0	0	0	0	89,656	149,780	97,344	
1.6 Compra de Energía	104,637	269,392	36,467	0	313,567	1,254,462	1,165,864	953,612	984,907	1,036,923	945,763	1,035,787	8,121,423
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional													0
1.6.2 Generadora Cemento Andino													0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa													0
1.6.4 Generadora Electroandes S.A.					313,567	1,254,462	1,165,864	953,612	984,907	1,036,923	945,763	1,035,787	7,710,926
1.6.5 Generadora C.H. Muller													0
1.6.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.													
1.6.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.													0
1.6.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.	104,637	269,392	36,467	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.6.9 Compra de Mina SIMSA													0
2. Consumos propios	**3,567**	**3,222**	**3,572**	**3,515**	**4,377**	**6,831**	**4,879**	**4,363**	**3,988**	**3,971**	**3,725**	**3,858**	**49,848**
2.1 Consumo propio de centrales	3,567	3,222	3,572	3,515	3,001	2,739	2,763	2,245	2,210	2,291	2,216	2,254	33,596
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.					1,376	3,892	2,116	2,118	1,758	1,680	1,509	1,604	18,053
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	**31,481**	**21,240**	**37,639**	**41,134**	**85,284**	**109,731**	**96,301**	**87,943**	**90,063**	**97,930**	**97,838**	**101,192**	**897,878**
% de pérdidas Transm. y Transf.	3.54%	2.66%	3.86%	4.03%	7.05%	8.97%	7.60%	7.01%	7.15%	7.42%	7.61%	7.87%	6.51%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra													0
3.2. Red MAT													
3.3. Red AT					40,153	46,065	43,742	35,817	36,849	36,543	35,400	36,322	314,491
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa													0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	31,481	21,240	37,639	41,134	45,131	63,666	52,559	52,326	53,414	59,388	62,138	62,870	583,187
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**854,660**	**774,616**	**938,680**	**976,854**	**1,119,836**	**1,106,881**	**1,165,821**	**1,181,392**	**1,164,778**	**1,217,692**	**1,180,906**	**1,179,962**	**12,840,858**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres													
5.2 AT Libres													
5.3 AT Regulados													0
6. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**854,660**	**774,616**	**938,680**	**976,854**	**1,119,836**	**1,106,881**	**1,165,821**	**1,181,392**	**1,164,778**	**1,217,692**	**1,180,906**	**1,179,962**	**12,840,858**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**770,493**	**686,714**	**837,384**	**871,444**	**994,666**	**1,031,596**	**1,054,009**	**1,032,607**	**1,033,885**	**1,103,770**	**1,059,900**	**1,059,102**	**11,537,770**
7.1 Marcado Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión													
7.1.2 Baja Tensión													
7.2 Marcado Regulado	770,493	686,714	837,384	871,444	994,666	1,031,596	1,054,009	1,032,607	1,033,885	1,103,770	1,059,900	1,059,102	11,537,770
7.2.1 Media Tensión	71,677	69,840	86,437	85,699	101,007	99,815	102,776	90,922	105,043	100,016	99,359	98,075	1,110,466
7.2.2 Baja Tensión	618,006	545,166	665,000	699,350	803,667	843,817	858,590	847,317	841,225	915,482	875,761	876,545	9,391,946
7.2.3 Alumbrado Público	80,810	73,706	85,947	86,395	89,992	88,184	92,643	94,568	87,617	88,272	84,780	82,482	1,035,356
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**84,167**	**86,901**	**101,296**	**104,210**	**125,170**	**76,285**	**111,812**	**126,586**	**130,891**	**113,922**	**121,006**	**120,860**	**1,303,086**
8.1 En Media Tensión	31,537	28,583	34,837	36,002	41,322	40,843	43,019	42,655	42,980	44,933	43,575	43,541	473,828
% de pérdidas MT	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	31,537	28,583	34,837	36,002	41,322	40,843	43,019	42,655	42,980	44,933	43,575	43,541	473,828
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	52,630	57,318	66,459	68,208	83,848	34,422	68,793	85,729	87,911	68,989	77,431	77,319	629,258
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	6.16%	7.40%	7.10%	6.89%	7.49%	3.11%	5.90%	7.38%	7.55%	5.87%	6.56%	6.55%	6.46%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	18,180	14,463	17,585	18,300	20,888	21,664	22,134	21,689	21,712	23,179	22,256	22,241	242,293
8.2.2 Pérdidas Comerciales	34,450	42,855	49,074	49,908	62,960	12,758	46,659	84,040	66,199	45,810	55,173	55,078	566,965
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**770,493**	**686,714**	**837,384**	**871,444**	**994,666**	**1,031,596**	**1,054,009**	**1,032,607**	**1,033,885**	**1,103,770**	**1,059,900**	**1,059,102**	**11,537,770**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/6).	**9.85%**	**11.09%**	**10.79%**	**10.68%**	**11.18%**	**6.90%**	**9.59%**	**11.07%**	**11.24%**	**9.36%**	**10.25%**	**10.24%**	**10.15%**

BALANCE DE ENERGÍA SUBSISTEMA ELÉCTRICO POZUZO - PALCAZU - 2011

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**384,623**	**294,621**	**341,578**	**389,378**	**427,670**	**436,462**	**481,158**	**440,670**	**432,953**	**461,711**	**456,269**	**416,680**	**4,923,163**
1.1 Energía Producida	384,623	294,621	341,578	389,378	427,670	436,452	481,158	440,670	432,953	461,711	455269	416,680	4,923,163
1.1.1 Hidroeléctrica.	344,553	274,108	288,852	361,706	401,650	399,894	421,167	405,167	381,285	409,722	390,168	336,125	4,414,377
1.1.2 Térmica	20,070	20,713	52,726	27,672	26,020	36,558	39,991	35,703	51,668	51,989	65,101	80,555	508,786
1.2 Energía Transf. de La CH Chalh. al SEIN en 60kV													
1.3 Energía Transf./Entreg. Satipo a Pichanaki													
1.4 Energía Transf./Entreg. Pichanaki a Satipo													
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica													
1.6 Compra de Energía													0
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional													0
1.6.2 Generadora Cemento Andino													0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa													0
1.6.4 Generadora Electroandes S.A.													0
1.6.5 Generadora C.H. Muller													0
1.6.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.													
1.6.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.													0
1.6.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.													
1.6.9 Compra de Mina SIMSA													0
2. Consumos propios	**3,224**	**2,756**	**3,181**	**3,066**	**3,201**	**3,034**	**3,255**	**3,341**	**3,122**	**3,214**	**3,137**	**3,226**	**37,757**
2.1 Consumo propio de centrales	3,224	2,756	3,181	3,066	3,201	3,034	3,255	3,341	3,122	3,214	3,137	3,226	37,757
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.													0
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	**50,076**	**40,332**	**46,723**	**53,256**	**56,647**	**57,601**	**60,716**	**58,120**	**56,678**	**60,430**	**59,171**	**53,627**	**654,076**
% de pérdidas Transm. y Transf.	13.73%	13.68%	13.39%	13.68%	13.71%	13.17%	13.17%	13.18%	13.07%	13.09%	13.00%	12.85%	13.29%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra													0
3.2. Red MAT													
3.3. Red AT	12,059	9,594	10,110	12,680	14,056	11,997	12,635	12,155	11,438	12,292	11,705	10,084	140,786
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa													0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	38,016	30,738	35,613	40,597	44,589	45,504	48,080	45,965	45,140	48,138	47,468	43,443	513,289
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**311,324**	**251,733**	**292,674**	**333,056**	**366,822**	**376,917**	**397,168**	**379,409**	**373,253**	**398,067**	**392,961**	**359,928**	**4,231,332**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres													
5.2 AT Libres													
5.3 AT Regulados													0
6. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**311,324**	**251,733**	**292,674**	**333,056**	**366,822**	**376,917**	**397,168**	**379,409**	**373,253**	**398,067**	**392,961**	**359,928**	**4,231,332**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**281,410**	**234,345**	**250,591**	**292,950**	**317,676**	**345,830**	**362,444**	**363,533**	**349,742**	**343,461**	**376,876**	**318,728**	**3,816,585**
7.1 Mercado Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión													
7.1.2 Baja Tensión													
7.2 Mercado Regulado	281,410	234,345	250,591	292,950	317,676	345,830	362,444	363,533	349,742	343,461	375,875	318,728	3,816,585
7.2.1 Media Tensión	7,588	6,904	8,092	7,328	8,629	7,411	7,948	7,371	7,089	8,473	6,027	4,942	83,802
7.2.2 Baja Tensión	247,742	222,996	237,396	275,392	299,391	325,090	338,600	344,138	328,837	319,584	357,042	301,126	3,597,534
7.2.3 Alumbrado Público	6,080	4,445	5,103	10,230	11,656	13,329	15,896	12,024	13,816	17,404	12,806	12,860	135,249
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**49,914**	**17,388**	**42,083**	**40,106**	**48,148**	**30,087**	**34,744**	**16,876**	**23,511**	**54,606**	**17,086**	**41,200**	**414,747**
8.1 En Media Tensión	11,488	9,289	10,800	12,290	13,499	13,871	14,656	14,000	13,773	14,689	14,500	13,281	158,136
% de pérdidas MT	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	11,488	9,289	10,800	12,290	13,499	13,871	14,656	14,000	13,773	14,689	14,500	13,281	158,136
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0.00%	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	38,426	8,099	31,284	27,816	34,648	16,215	20,087	1,876	9,738	39,918	2,585	27,918	258,811
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	12.34%	3.22%	10.69%	8.36%	9.47%	4.31%	5.08%	0.49%	2.61%	10.03%	0.69%	7.76%	6.11%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	5,490	4,921	5,262	6,152	8,671	7,282	7,811	7,834	7,345	7,213	7,693	6,693	80,148
8.2.2 Pérdidas Comerciales	32,937	3,178	26,021	21,664	27,976	8,953	12,476	-5,758	2,394	32,705	-5,308	21,225	178,462
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**281,410**	**234,345**	**250,591**	**292,950**	**317,676**	**345,830**	**362,444**	**363,533**	**349,742**	**343,461**	**376,876**	**318,728**	**3,816,585**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/6).	**16.03%**	**6.91%**	**14.38%**	**12.04%**	**13.16%**	**8.00%**	**8.76%**	**4.18%**	**6.30%**	**13.72%**	**4.35%**	**11.45%**	**9.80%**

BALANCE DE ENERGÍA SUBSISTEMA ELÉCTRICO OXAPAMPA - VILLA RICA - 2011

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**980,617**	**893,774**	**1,052,732**	**1,088,345**	**1,197,049**	**1,239,328**	**1,319,345**	**1,228,942**	**1,110,758**	**1,128,601**	**1,112,724**	**1,116,926**	**13,481,039**
1.1 Energía Producida					0								0
1.1.1 Hidroeléctrica.					0								0
1.1.2 Térmica					0								0
1.2 Energía Transf. de La CH Chalh. al SEIN en 60kV													
1.3 Energía Transf./Entreg. Satipo a Pichanaki													
1.4 Energía Transf./Entreg. Pichanaki a Satipo													
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica	815,104	375,126	710,126	836,459	785,520	0	0	0	0	89,856	149,780	97,344	
1.8 Compra de Energía	1,595,620	1,268,899	1,782,857	1,934,804	1,982,589	1,239,328	1,319,345	1,228,942	1,110,758	1,218,457	1,262,464	1,216,270	17,140,332
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional					0								0
1.6.2 Generadora Cemento Andino					0								0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa					0								0
1.8.4 Generadora Electroandes S.A.	1,274,821	970,301	1,452,980	1,625,224	1,850,247	927,256	1,004,836	955,257	938,039	1,115,772	1,105,350	908,998	13,928,880
1.8.5 Generadora C.H. Muller	320,999	298,598	309,877	309,580	332,321	312,072	314,710	273,685	172,719	102,684	157,134	307,272	3,211,852
1.8.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	
1.8.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.8.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.													
1.6.9 Compra de Mina SIMSA					0								0
2. Consumos propios	**3,355**	**3,005**	**3,140**	**3,268**	**4,407**	**4,508**	**5,481**	**5,879**	**5,382**	**5,485**	**5,316**	**5,369**	**54,815**
2.1 Consumo propio de centrales					0								0
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.	3,355	3,005	3,140	3,268	4,407	4,508	5,481	5,879	5,382	5,485	5,316	5,369	54,815
3. Pérdidas de Tranamisión y Transf.	**151,622**	**116,345**	**172,724**	**188,958**	**188,864**	**140,814**	**145,912**	**135,339**	**122,044**	**112,202**	**118,310**	**90,141**	**1,657,974**
% de pérdidas Transm. y Transf.	15.45%	12.91%	18.41%	17.02%	13.94%	11.35%	11.06%	11.01%	10.99%	9.94%	10.63%	8.06%	12.30%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra					0								0
3.2. Red MAT													
3.3. Red AT	48,436	36,871	55,213	81,759	34,577	30,296	32,928	31,193	30,854	36,802	36,389	29,746	464,861
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa					0								0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	103,086	79,474	117,511	125,197	132,287	110,318	112,986	104,148	91,390	75,400	81,921	80,396	1,193,113
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**825,640**	**778,423**	**878,867**	**908,122**	**1,025,777**	**1,094,208**	**1,167,952**	**1,087,724**	**983,332**	**1,010,914**	**989,098**	**1,023,396**	**11,768,451**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres													
5.2 AT Libres													
5.3 AT Regulados					0								0
8. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**825,640**	**778,423**	**878,867**	**908,122**	**1,025,777**	**1,094,208**	**1,167,952**	**1,087,724**	**983,332**	**1,010,914**	**989,098**	**1,023,396**	**11,768,451**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**807,175**	**723,829**	**834,864**	**888,437**	**974,832**	**1,042,536**	**1,100,287**	**1,039,744**	**951,598**	**948,226**	**935,115**	**945,913**	**11,172,556**
7.1 Mercado Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión													
7.1.2 Baja Tensión													
7.2 Mercado Regulado	807,175	723,829	834,864	888,437	974,832	1,042,536	1,100,287	1,039,744	951,598	948,226	935,115	945,913	11,172,556
7.2.1 Media Tensión	78,002	70,559	85,713	89,066	145,197	191,653	184,502	143,628	105,944	103,714	100,556	91,447	1,389,981
7.2.2 Baja Tensión	687,898	591,870	686,000	710,986	781,294	784,674	843,870	820,031	775,077	775,799	784,149	783,154	8,964,802
7.2.3 Alumbrado Público	81,475	61,400	83,151	88,385	88,341	66,209	71,915	76,085	70,577	68,713	70,410	71,312	817,973
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**18,465**	**51,594**	**42,003**	**39,685**	**50,945**	**51,670**	**67,665**	**47,980**	**31,734**	**62,688**	**53,983**	**77,483**	**595,895**
8.1 En Media Tensión	30,466	28,813	32,356	33,510	37,851	40,378	43,097	40,137	36,285	37,303	36,498	37,763	434,258
% de pérdidas MT	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%	3.69%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	30,466	28,613	32,356	33,510	37,851	40,378	43,097	40,137	36,285	37,303	36,498	37,763	434,256
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	-12,001	22,981	9,647	6,175	13,094	11,294	24,568	7,843	-4,551	25,385	17,486	39,719	181,639
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	-1.45%	2.99%	1.10%	0.65%	1.25%	1.03%	2.10%	0.72%	-0.46%	2.51%	1.77%	3.85%	1.37%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	18,951	15,200	17,532	18,237	20,471	21,893	23,106	21,835	19,984	19,913	19,837	19,864	234,624
8.2.2 Pérdidas Comerciales	-28,952	7,781	-7,885	-12,062	-7,378	-10,600	1,462	-13,992	-24,534	5,472	-2,152	19,855	-72,985
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**807,175**	**723,829**	**834,864**	**888,437**	**974,832**	**1,042,536**	**1,100,287**	**1,039,744**	**951,598**	**948,226**	**935,115**	**945,913**	**11,172,556**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/6).	**2.24%**	**6.65%**	**4.78%**	**4.37%**	**4.97%**	**4.72%**	**5.79%**	**4.41%**	**3.23%**	**6.20%**	**5.46%**	**7.57%**	**5.06%**

BALANCE DE ENERGÍA POR SUBSISTEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA SELVA CENTRAL - 2011

CONCEPTO	Subsistema Eléctrico Chanchamayo	Subsistema Eléctrico Satipo	Subsistema Eléctrico Pichanaki	Subsistema Eléctrico Pozuzo-Palcazu	Subsistema Eléctrico Oxapampa-Villa Rica	TOTAL-2011
1. Energía Comprada y/o Producida	**28,446,962**	**23,243,100**	**13,788,182**	**4,923,163**	**13,481,039**	**83,882,445**
1.1 Energía Producida	301,757	20,539,746	1,760,568	4,923,163	0	27,525,234
1.1.1 Hidroeléctrica.	301,757	20,002,398	1,760,568	4,414,377	0	26,479,100
1.1.2 Térmica	0	537,348	0	508,786	0	1,046,134
1.2 Energía Transf. de La CH Chalh. al SEIN en 60kV						
1.3 Energía Transf./Entreg. Satipo a Pichanaki						
1.4 Energía Transf./Entreg. Pichanaki a Satipo						
1.5 Energía Transf./Entreg. Del Sistema Villa Rica						
1.6 Compra de Energía	28,145,205	2,950,252	8,121,423	0	17,140,332	56,357,211
1.6.1 Sistema Interconectado Nacional	28,555,702	0	0	0	0	28,555,702
1.6.2 Generadora Cemento Andino	0	0	0	0	0	0
1.6.3 Compra a Generadora Simsa	0	0	0	0	0	0
1.6.4 Generadora Electroandes S.A.	0	2,950,252	7,710,926	0	13,928,680	24,589,858
1.6.5 Generadora C.H. Muller	0	0	0	0	3,211,652	3,211,652
1.6.6 Energía Entreg. de Chanchamayo a Vrica.						
1.6.7 Energía Entreg. de Vrica a Chanchamayo.	0	0	0	0	0	0
1.6.8 Energía Entreg. de Chanchamayo a Pichanaki.						
1.6.9 Compra de Mina SIMSA	0	0	0	0	0	0
2. Consumos propios	**90,616**	**71,778**	**49,648**	**37,757**	**54,615**	**304,414**
2.1 Consumo propio de centrales	74,868	54,449	33,596	37,757	0	200,669
2.2 Consumo propio de S.S.E.E.	15,748	17,329	16,053	0	54,615	103,745
3. Pérdidas de Transmisión y Transf.	**3,033,740**	**1,081,052**	**897,678**	**654,075**	**1,657,974**	**7,324,519**
% de pérdidas Transm. y Transf.	10.66%	4.65%	6.51%	13.29%	12.30%	8.73%
3.1. Por Factores de Pérdidas Fijadas en Compra	0	0	0	0	0	0
3.2. Red MAT						
3.3. Red AT	2,633,175	103,368	314,491	140,786	464,861	3,656,681
3.4. Red AT - LST 44 kV Simsa	0	0	0	0	0	0
3.5. Transformación (MAT/AT y AT/MT)	400,565	977,684	583,187	513,289	1,193,113	3,667,838
4. Energía Total Disponible (1-2-3)	**25,322,606**	**22,090,270**	**12,840,856**	**4,231,332**	**11,768,451**	**76,253,512**
5. Venta de Energía en AT y MAT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
5.1 MAT Libres						
5.2 AT Libres						
5.3 AT Regulados	0	0	0	0	0	0
6. Energía Distribuida en MT y BT (4-5)	**25,322,606**	**22,090,270**	**12,840,856**	**4,231,332**	**11,768,451**	**76,253,512**
7. Venta de Energía a Clientes Finales MT y BT	**23,125,021**	**19,413,679**	**11,537,770**	**3,816,585**	**11,172,556**	**69,065,611**
7.1 Mercado Libre	0	0	0	0	0	0
7.1.1 Media Tensión						
7.1.2 Baja Tensión						
7.2 Mercado Regulado	23,125,021	19,413,679	11,537,770	3,816,585	11,172,556	69,065,611
7.2.1 Media Tensión	3,373,822	4,489,172	1,110,466	83,802	1,389,981	10,447,243
7.2.2 Baja Tensión	17,930,734	13,588,261	9,391,948	3,597,534	8,964,602	53,473,079
7.2.3 Alumbrado Público	1,820,465	1,336,246	1,035,356	135,249	817,973	5,145,289
8. Pérdidas de Distrib. en MT y BT (6-7)	**2,197,584**	**2,676,591**	**1,303,086**	**414,747**	**595,895**	**7,187,901**
8.1 En Media Tensión	934,404	815,131	473,828	156,136	434,256	2,813,755
% de pérdidas MT	3.60%	3.60%	3.60%	3.60%	3.60%	3.60%
8.1.1 Pérdidas Técnicas	934,404	815,131	473,828	156,136	434,256	2,813,755
8.1.2 Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	0	0
8.2 En Baja Tensión	1,263,180	1,861,460	829,258	258,611	161,639	4,374,147
% de pérdidas BT (8.2/(6-7.1.1-7.2.1-8.1))	4.99%	8.43%	6.46%	6.11%	1.37%	5.74%
8.2.1 Pérdidas Técnicas	485,625	407,687	242,293	80,148	234,624	1,450,378
8.2.2 Pérdidas Comerciales	777,554	1,453,772	586,965	178,462	-72,985	2,923,769
11. Total Ventas Libres + Regulados (5+7)	**23,125,021**	**19,413,679**	**11,537,770**	**3,816,585**	**11,172,556**	**69,065,611**
12. % Total de pérdidas de Distribución (8/6).	**8.68%**	**12.12%**	**10.15%**	**9.80%**	**5.06%**	**9.43%**

ANEXO N° 6

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

NORMA DGE
"CONTRASTE DEL SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA"

Noviembre 2005

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

CONTENIDO

1. DEFINICIONES 3
2. OBJETO 4
3. ALCANCE 4
4. BASE LEGAL 4
5. CONTRASTACION DE SISTEMAS DE MEDICION 5
6. CONTRASTACION A SOLICITUD DEL USUARIO 6
   6.1 Procedimiento para la Contrastación 6
   6.2 Contrastación del Sistema de Medición en Campo 6
   6.3 Contrastación del Sistema de Medición en Laboratorio 8
   6.4 Pruebas y Verificaciones Adicionales 8
   6.5 Distribución de Responsabilidades 9
7. CONTRASTACION POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO 10
   7.1 Procedimiento para la Contrastación 10
   7.2 Distribución de Responsabilidades 10
8. RECUPERO O REINTEGRO POR ERROR DE MEDICION 11
9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS 11

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

1. DEFINICIONES

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

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

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

1.4 Corriente Máxima (Imáx)
El valor más alto de la corriente para el cual el contador debe cumplir con los requisitos de precisión establecidos.

1.5 Corriente Nominal (In)
Valor de la corriente en función del cual se fijan las características del funcionamiento óptimo del contador.

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

1.7 Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)
Es la autoridad competente para autorizar el desarrollo de la actividad de Contrastación de Sistemas de Medición.

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

1.9 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)
Es la autoridad competente para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la Norma.

1.10 Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras (Reglamento)
Es el documento emitido por la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales de INDECOPI, mediante el cual éste autoriza y supervisa a las entidades que realizan actividades de Contrastación de Sistemas de Medición, para que cumplan con los requisitos necesarios y presten un servicio eficiente.

1.11 Relación de Transformación
Es la relación entre la corriente del lado primario y la del lado secundario del transformador de corriente.

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

1.13 Sistema Patrón
Es el Sistema usado como modelo de comparación para evaluar el sistema a contrastar y que tiene un nivel de precisión mayor al sistema evaluado. El Sistema Patrón debe ser calibrado por el INDECOPI o por Laboratorios de Calibración debidamente acreditados para tal fin.

1.14 Transformador de Corriente
Transformador de medida que sirve para conocer la intensidad de corriente en un conductor (lado primario) a través de la corriente inducida por éste (conductor) en el lado secundario y, de su relación de transformación.

Para un sentido correcto de las conexiones, el ángulo de desfase entre las corrientes del lado primario y secundario, es aproximadamente igual acero.

1.15 Transformador de Medida
Transformador destinado a alimentar (a través de su lado secundario) instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos.

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

2. OBJETIVO
Reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición; así como regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI.

3. ALCANCE
Esta Norma es aplicable:

i) Dentro de las actividades referidas a la precisión de la medida de la energía tal como lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y Normas Técnicas complementarias;
ii) Cuando el Usuario o el Concesionario requieran la Contrastación del Sistema de Medición, por considerar que la medición de la máxima demanda y/o energía eléctrica, no corresponden al consumo real; y,
iii) Cuando el OSINERG, requiera efectuar la Contrastación de los Sistemas de Medición en el ejercicio de su función de fiscalización.

4. BASE LEGAL
Artículo 92º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
Artículo 163°, 171°, 181º y 182º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM.

5. CONTRASTACION DE SISTEMAS DE MEDICION

5.1 La presente Norma se aplica para la Contrastación en campo y, parcialmente para la Contrastación en laboratorio en concordancia con el numeral 5.2 . Toda Contrastación se realiza con equipos certificados por INDECOPI.

En todos los casos, la Contrastación debe ser realizada por un Contrastador. El Concesionario sólo podrá efectuar la Contrastación, cuando cuente con autorización expresa del OSINERG. La solicitud de autorización será evaluada por OSINERG dentro de los diez (10) hábiles de recibida, en caso de no pronunciarse en dicho plazo se tendrá por aceptada. Cada solicitud será referida a un caso concreto.

5.2 La Contrastación en laboratorio, se hará de acuerdo a las prescripciones aplicables de las Normas Metrológicas Peruanas y, a falta de éstas, de acuerdo a la norma IEC (International Electrotechnical Commission) y/o la norma ISO (International Organization for Standarization). En caso de no existir ninguna de las anteriores, se utilizarán normas que sean de uso internacional.

5.3 El Usuario, el Concesionario, o sus respectivos representantes, tienen derecho a presenciar la Contrastación en campo o en laboratorio, sin que el Contrastador pueda limitar el ejercicio de tal derecho.
La presencia del Usuario o del Concesionario, en el momento de la Contrastación, es potestativa, razón por la cual la no participación de alguna de las partes no invalidará la Contrastación.

5.4 El Contrastador está obligado a identificarse ante el Usuario y el Concesionario.

5.5 Cuando se trate de Contrastación en laboratorio, inmediatamente después que el Sistema de Medición haya sido retirado por el Contrastador, el Concesionario instalará un Sistema de Medición provisional en correcto funcionamiento, debidamente precintado y calibrado o con aferición. El Concesionario llevará un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

5.6 En los casos de Contrastación en laboratorio, el Contrastador deberá reinstalar el Sistema de Medición en un plazo no mayor a cinco (05) días calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Contrastador deberá comunicar por escrito a quien solicitó la contrastación, con copia a la otra parte, según corresponda conforme a los numerales 6 o 7, la fecha y hora de la reinstalación con un plazo de veinticuatro (24) horas de anticipación como mínimo.

5.7 El Informe de Contrastación deberá contener:

i) Los resultados obtenidos en las pruebas;
ii) Las características de los precintos de seguridad retirados (cuanto menos tipo, número y color) y de aquellos instalados luego de la intervención;
iii) El estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición; y,
iv) Las condiciones de operación y estado general de los componentes del Sistema de Medición que se observen al momento de retiro y/o intervención al mismo.

6. CONTRASTACIÓN A SOLICITUD DEL USUARIO

6.1 Procedimiento para la Contrastación

6.1.1 Solicitar al Concesionario por escrito la Contrastación del Sistema de Medición, indicando el Contrastador que haya seleccionado. Además, precisará una de las siguientes alternativas de Contrastación a utilizar: en campo, o en laboratorio.

6.1.2 El Concesionario, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud del Usuario, comunicará al Contrastador seleccionado para que efectúe las pruebas correspondientes.

6.1.3 Dentro de los seis (6) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario, el Contrastador deberá:

i) Comunicar por escrito, con un mínimo de dos (2) días calendario de anticipación, al Concesionario y Usuario la fecha y hora en la que se procederá a intervenir el Sistema de Medición para efectos de Contrastación en campo. Cuando la Contrastación sea en laboratorio, comunicará el día y hora del retiro del Sistema de Medición y de su Contrastación, la cual se llevará a cabo dentro de los dos (2) días calendario siguientes;

ii) Realizar las pruebas de acuerdo a las pautas indicadas en la presente Norma y/o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,

iii) Entregar el Informe de Contrastación al Usuario, con copia al Concesionario. Tratándose de contrastación en laboratorio la entrega la efectuará en un plazo no mayor de tres (03) calendario de efectuada la contrastación. Tratándose de contrastación en campo la entrega la efectuará en la misma fecha de efectuada la contrastación.

En los Sectores Típicos de Distribución que corresponden a zonas urbano rural y rural, el contrastador deberá iniciar lo señalado en el presente numeral dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario.

6.2 Contrastación del Sistema de Medición en Campo

Del resultado de la Contrastación en campo, el Usuario tendrá información general del estado del Sistema de Medición relacionado con las tolerancias fijadas en esta Norma y condiciones en que se encuentran las conexiones eléctricas respectivas.

El Contrastador incluirá en el Informe de Contrastación el estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición y efectuará las siguientes pruebas:

i) Prueba de marcha en vacío, cuyo ensayo se realizará a la tensión de la red del Concesionario, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para contadores inductivos. Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a la tensión de la red del Concesionario sin que circule corriente, verificando que el contador no de más de un pulso. La duración mínima de este ensayo, para ambos tipos de contadores, será de quince (15) minutos, salvo que el disco, en el caso de contadores inductivos, se detenga antes del tiempo indicado, en este último caso se deberá esperar dos (02) minutos adicionales, contados a partir del momento en que el disco se detuvo.

Cuando el sistema de medición ha pasado satisfactoriamente todas las pruebas de Campo y no hay explicación para un alto consumo, el Usuario podrá solicitar la realización de las pruebas indicadas en el numeral 6.4.3

o la realización de la prueba de marcha en vacío por el tiempo que corresponda a esta prueba en laboratorio.

ii) Para cada condición indicada en las Tablas N° 01 y N° 02, el Contrastador verificará que cada componente del Sistema de Medición, contador y transformador respectivamente, funcionen dentro de los errores porcentuales indicados en las mismas.

Tabla N° 01: Contador
Error Admisible (%) según la clase de precisión

Condición	Valor de la Corriente	Factor de Potencia	Clase de Precisión						
			Contadores Estáticos				Contadores de Inducción		
			0,2S	0,5S	1	2	0,5	1	2
			Error Admisible (%)				Error Admisible (%)		
1	0,05 In (*)	1	± 0,3	± 0,7	± 2,5	± 3,5	± 1,5	± 2,5	± 3,5
2	In	1	± 0,3	± 0,7	± 1,5	± 2,5	± 1	± 1,5	± 2,5
3	Imáx	1	± 0,3	± 0,7	± 1,5	± 2,5	± 1	± 1,5	± 2,5

(*) Para Usuarios con contadores de inducción y con consumo promedio mensual mayor a 100 kW.h , la condición 1 corresponderá a un valor de corriente igual a 0,1 In; el valor promedio se calculará considerando los consumos registrados en el suministro en los seis (6) meses consecutivos anteriores a la realización del contraste. En el caso de contrastes comprendidos en el inciso ii) del numeral 3, el cálculo del promedio no incluirá el mes en reclamación.

En el caso de aquellos equipos de medición que no posean la indicación de corriente máxima (Imáx), ésta será considerada como cuatro (4) veces la corriente nominal (4 In).

En caso de sistemas trifásicos, el contraste se efectuará conservando la misma secuencia fases con la que se encuentre operando el contador.

En los casos de un Sistema de Medición Indirecta, se realizará pruebas a los transformadores de corriente. En ningún caso, el transformador deberá ser de una clase superior a la clase del contador.

Tabla N° 02: Transformador de Corriente
Error de Corriente Admisible (%) según la clase de precisión

Condición	Valor de la Corriente	Clase de Precisión			
		0,1	0,2	0,5	1
		Error Admisible (%)			
1	0,05 In	± 0,4	± 0,75	± 1,5	± 3
2	0.2 In	± 0,2	± 0,35	± 0,75	± 1,5
3	In	± 0,1	± 0,2	± 0,5	± 1
4	1,2 In	± 0,1	± 0,2	± 0,5	± 1

El error de corriente admisible resulta de la siguiente fórmula:

$$Error\ de\ Corriente\ (\%) = \frac{(Kn \times Is - Ip) \times 100}{Ip}$$

Siendo:

K_n : Relación de Transformación asignada en placa;

I_s : Corriente real en el lado secundario correspondiente a I_p en condiciones de medida;

I_p : Corriente real en el lado primario.

En todos los casos, la carga secundaria utilizada debe ser inductiva con un factor de potencia de 0,8; excepto cuando la carga sea inferior a 5 VA, en cuyo caso, el factor de potencia será 1. En ningún caso la carga será inferior a 1 VA .

6.3 Contrastación del Sistema de Medición en Laboratorio

El Contrastador realizará las pruebas de acuerdo a lo señalado en el numeral 5.2 de la presente Norma.

La prueba de marcha en vacío se realizará a la tensión nominal, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para los contadores inductivos.

Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a 115% la tensión nominal sin que circule corriente, verificando que el contador no de más de un pulso. La duración (t) del ensayo será:

i) para contadores de clase 0,2S y 0,5S, veinte (20) veces mayor que el tiempo entre dos pulsos, cuando se aplica la intensidad de arranque al contador indicada en la Tabla N° 03; y,

ii) para contadores de clase 1 y 2, la duración (t) mínima, expresada en minutos, será determinado mediante la siguiente fórmula:

$$t \geq \frac{f \times 10^6}{k \times m \times U_n \times I_{máx}}$$

Siendo:

f : Factor asociado a la clase del contador (clase 1: f = 600 y clase 2: f = 480);

k : Impulsos emitidos por kW.h (imp/kW.h);

m : Número de elementos de medida;

U_n : Tensión nominal;

$I_{máx}$: Corriente máxima.

Tabla N° 03: Corriente de Arranque para Contadores Estáticos

Clase del Contador	Factor de Potencia	Corriente de Arranque
0,2S	1	0,001 In
0,5S	1	0,001 In

En los casos de un Sistema de Medición indirecta, se realizará ensayos a los transformadores de intensidad. Se podrá tomar como referencia la Norma Europea EN 60044-1:1999, específicamente la Tabla N° 11 de la referida norma.

6.4 Pruebas y Verificaciones Adicionales

6.4.1 Funcionamiento del Contómetro y Verificación de la Constante:

a) Contraste en campo:

a1) En concordancia con el numeral 5.7, el contómetro será objeto de una inspección visual, que consiste en verificar o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento o lectura de este accesorio;

tales como que se encuentre trabado, que los números de los rodillos no estén alineados de forma tal que induzcan a error en la lectura, entre otras.

En casos que los errores de precisión resulten atípicos, el Contrastador podrá efectuar la prueba de Verificación de la Constante del Contador de acuerdo a lo siguiente:

a2) En contadores de inducción; el rotor debe dar un número entero de vueltas de tal forma que el rodillo que gira más rápido o la aguja del integrador pueda ser leído con una exactitud suficiente que permita verificar la constante del contador.

a3) En contadores estáticos; se comprobará que la relación entre la información suministrada por la salida de control y la indicada en el visualizador corresponde a los datos que figuran en la placa de características.

b) Contraste en laboratorio:

b1) El contómetro será objeto de una inspección mecánica, que consiste en verificar los engranajes del integrador o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento de este accesorio.

b2) La verificación de la constante del contador se efectuará de acuerdo a los literales a2) o a3), según corresponda.

6.4.2 Aislamiento del Sistema de Medición:

Para el contraste en campo se verificará la resistencia de aislamiento del sistema de medición entre las partes vivas con relación a tierra, tomando como referencia la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002.

Si algún componente o el Sistema de Medición en conjunto no pasa esta prueba, debe ser declarado como no conforme, y el Concesionario procederá a reemplazarlo.

6.4.3 Cuando los Sistemas de Medición han pasado satisfactoriamente las pruebas de Contraste y aparentemente no hay explicación para un alto consumo de energía, el Contrastador a solicitud del Usuario o del Concesionario, en este último caso previa autorización expresa del Usuario, para lo cual deberá informarle de los alcances de dicha prueba, podrá realizar pruebas de aislamiento de las instalaciones internas del Usuario, conforme lo indica la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002. Los resultados serán incluidos en el Informe de Contraste, estos nuevos elementos no intervienen en la determinación de la conformidad en el Sistema de Medición. El Concesionario cancelará el costo de esta verificación de las instalaciones internas del Usuario, y si fueron solicitadas por el Usuario, cargará en la factura del mes siguiente el monto que corresponda.

En concordancia con el numeral 9.5 el Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público, junto a los costos de contrastación, los costos de los servicios de medición de aislamiento por cada Contrastador de forma diferenciada a los costos de contraste.

6.5 Distribución de Responsabilidades

6.5.1 El Concesionario cancelará el presupuesto de la Contrastación al Contrastador. Cuando sea responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, el Concesionario cargará el monto que corresponda en la factura del mes siguiente.

Será responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, si el resultado de la prueba de marcha en vacío cumple con lo establecido en la presente Norma y cada una de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual dentro del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso, además de las pruebas de Funcionamiento del Contómetro y Aislamiento del Sistema de Medición indicadas en los numerales 6.4.1 y 6.4.2, respectivamente.

6.5.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición o parte del mismo, según corresponda; y asumir todos los costos de la Contrastación y del nuevo sistema cuando:

i) La prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,
ii) Alguna de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual fuera del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; o,
iii) El Sistema de Medición no cumple con una o más de las pruebas y verificaciones adicionales mencionadas en el numeral 6.4; excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

Tratándose de hurto del sistema de medición, o de parte del mismo, el concesionario también asumirá el reemplazo correspondiente.

6.5.3 Todo reemplazo deberá realizarlo el Concesionario en un plazo máximo de diez (10) días calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Concesionario deberá notificar previamente al Usuario la fecha y hora de dicho reemplazo, con 48 horas de anticipación como mínimo. Asimismo, el Concesionario deberá garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a instalar, entregando al Usuario el certificado correspondiente de contraste en laboratorio emitido por un Contrastador, si el caso lo amerita se aplicará la excepción indicada en el numeral 5.1 . El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7. CONTRASTACION POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO

7.1 Procedimiento para la Contrastación

7.1.1 El Concesionario solicitará por escrito a un Contrastador la Contrastación del Sistema de Medición.

7.1.2 El Concesionario comunicará por escrito al Usuario, por lo menos con dos (2) días hábiles de anticipación, la fecha en que será intervenido el Sistema de Medición para su Contrastación, indicando el Contrastador correspondiente. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7.1.3 La Contrastación se efectuará en campo o en laboratorio. El Contrastador remitirá al Concesionario el informe correspondiente, con copia al Usuario, en los plazos que precisa el inciso iii) del numeral 6.1.3, según corresponda.

7.2 Distribución de Responsabilidades

7.2.1 El Concesionario asumirá todo el costo de la Contrastación, cualquiera que fuera el resultado de la misma.

7.2.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición conforme lo indicado en el numeral 6.5.3, y asumir el costo del mismo, en los casos señalados en el numeral 6.5.2 de la presente Norma, excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

8. REINTEGRO O RECUPERO POR ERROR DE MEDICION

El Concesionario efectuará el reintegro o el recupero, según sea el caso, del monto correspondiente determinado conforme a lo establezca la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica".

8.1 El reintegro procederá en los siguientes casos:

i) Si la prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,

ii) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta positivo y mayor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso.

8.2 El recupero procederá si se cumple las siguientes dos (2) condiciones:

i) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta negativo y menor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,

ii) Si la Contrastación se realiza a través de un Contrastador.

9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

9.1 En casos que el Contrastador detecte modificaciones de las condiciones normales de funcionamiento del Sistema de Medición, debe abstenerse de realizar el contraste e informar lo detectado al Concesionario y a OSINERG, más tardar el siguiente día hábil de la detección.

9.2 En concordancia con el numeral 1.3, el Contrastador no podrá realizar labores que sean responsabilidad del Concesionario.

9.3 Presentada la solicitud de Contrastación por parte del Usuario, el Concesionario no podrá realizar inspecciones técnicas ni intervenciones al Sistema de Medición antes que se efectúe la Contrastación.

9.4 Las empresas concesionarias y las empresas vinculadas económicamente a éstas, no podrán realizar la actividad de Contrastación dentro de su zona de concesión.

Entiéndase por empresas vinculadas económicamente, la definición contenida en la Resolución N° 0065-1999/INDECOPI-CRT "Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras", o la que la sustituya.

9.5 El Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público la relación de los Contrastadores, los costos de los servicios de Contrastación en campo o laboratorio y los costos por pruebas de aislamiento de las instalaciones internas

del usuario por cada Contrastador e informar los alcances de estos servicios, indicando las diferencias respectivas.

9.6 El Contrastador y el Concesionario están obligados a cumplir con el Código Nacional de Electricidad, el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y demás Normas aplicables; y, contar con el concurso de personal calificado que tenga experiencia no menor de dos (02) años en trabajos de contraste o similares, bajo la conducción y responsabilidad de un ingeniero electricista o mecánico electricista o rama a fin, o un técnico electricista acreditado con diploma de un instituto superior tecnológico, todos competentes en el tema.

Asimismo, el personal del Contrastador, en sus trabajos de campo o laboratorio, deberán estar debidamente uniformados portando en lugar visible su identificación (fotocheck). En alguna parte del uniforme se indicará en forma clara "Empresa Contrastadora Autorizada".

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

ES COPIA AUTENTICADA
JOSE ALADZEME ROSALES
SECRETARIO GENERAL
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial Nº496-2005-MEM/DM

Lima.5 de diciembre 2005

CONSIDERANDO:

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

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

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

Que, por Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, publicada el 18 de enero de 2003, se aprobó la Norma Técnica "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", con el objetivo de reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición, y regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI;

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

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

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

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

Precisan y modifican disposiciones de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica"

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 102-2010-MEM/DM

Lima, 3 de marzo de 2010

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo Nº 009-93-EM, publicado el 25 de noviembre de 1993, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), estableciendo en su articulo 163º, entre otros aspectos, que el Usuario debe abonar al Concesionario, mensualmente, un monto que cubra el mantenimiento de la conexión, y que permita su reposición;

Que, mediante Decreto Supremo Nº 020-97-EM, publicado el 11 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesion s Eléctricas, asegurando así a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno;

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

Que, por Resolución Ministerial Nº 496-2005-EM/DM, publicada el 14 de diciembre de 2005, se aprobó la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", con el objetivo de reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición, así como regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERGMIN e INDECOPI;

Que, resulta necesario precisar el numeral 6.2 y hacer la modificación del numeral 6.5.3 de la Norma DGE Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", mencionada en el párrafo anterior;

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial Nº 162-2001-EM/SG, el proyecto de la presente Resolución Ministerial fue prepublicado en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas;

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

De conformidad con lo establecido en el literal h) del artículo 9º del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo Nº 031-2007-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Precisar el numeral 6.2 de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica"

Apruébese la siguiente precisión en el párrafo cuarto del literal ii) del numeral 6.2 de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", aprobada mediante Resolución Ministerial Nº 496-2005-EM/DM, en el sentido que:

En los casos de Sistemas de Medición Indirecta, se realizarán pruebas a los transformadores de corriente. Las clases de precisión de los equipos deberán estar de acuerdo con lo siguiente:

Sistema de medición en baja tensión

- Contador de Clase 0,2 (0,2S): Transformador de Clase 0,2, Clase 0,2S, Clase 0,5, Clase 0,5S o Clase 1
- Contador de Clase 0,5 (0,5S): Transformador de Clase 0,5, Clase 0,5S o Clase 1.
- Contador de Clase 1: Transformador de Clase 0,5 o Clase 1.
- Contador de Clase 2: Transformador de Clase 0,5 o Clase 1.

Sistema de medición en media tensión

- Contador de Clase 0,2 (0,2S): Transformador de Clase 0,2, Clase 0,2S, Clase 0,5 o Clase 0,5S.
- Contador de Clase 0,5 (0,5S): Transformador de Clase 0,2, Clase 0,2S, Clase 0,5, o Clase 0,5S.
- Contador de Clase 1: Transformador de Clase 0,5 o Clase 1

Artículo 2º.- Modificación del numeral 6.5.3 de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica"

Modifíquese el numeral 6.5.3 de la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", aprobada mediante Resolución Ministerial Nº 496-2005-EM/DM, en los siguientes términos

"6.5.3 Todo reemplazo debera realizarlo el Concesionario en un plazo máximo de ocho (08) días hábiles de efectuadas las pruebas, para lo cual el Concesionario deberá notificar previamente al Usuario la fecha y hora de dicho reemplazo, con 48 horas de anticipación como mínimo. Asimismo, el Concesionario deberá garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a instalar, entregando al usuario el certificado de aferición del fabricante cuando se trate de un sistema de medición nuevo, o el certificado correspondiente de contraste en laboratorio emitido por un Contrastador, cuando se trate de un sistema de medición de segundo uso; si este último caso lo amerita se aplicará la excepción indicada en el numeral 5.1. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERGMIN en la forma y condiciones que este Organismo lo determine."

Artículo 3º.- Vigencia

La presente Resolución Ministerial entrara en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

464304-2

AÑO DE LA UNIÓN NACIONAL FRENTE A LA CRISIS EXTERNA

El Peruano
DIARIO OFICIAL

FUNDADO EN 1825 POR EL LIBERTADOR SIMÓN BOLÍVAR

viernes 9 de enero de 2009

Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

"PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO OSINERGMIN Nº 680-2008-OS/CD

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

www.elperuano.com.pe

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 680- 2008-OS/CD

Lima, 18 de diciembre de 2008

VISTO:

El Memorando Nº GFE-1488-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del "Procedimiento para la Supervisión de la Contrastación de Medidores de Energía Eléctrica"; y

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3º de la Ley Nº 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el Artículo 3º de la Ley Nº 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso a) del artículo 5º de la Ley Nº 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 1º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, señala que OSINERGMIN tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGIA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general, cautelando la adecuada conservación del medio ambiente;

Que, dentro del proceso de supervisión y fiscalización que realiza este organismo, se han detectado diversas observaciones en cuanto a la calidad de la medición y al mantenimiento y reposición de los equipos de medición, que se encuentran cubiertos con los aportes que efectúan los usuarios en los cargos por reposición y mantenimiento, establecido en el inciso i) del artículo 22º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; por lo que se ha visto la necesidad de contar con un nueva norma que establezca el procedimiento que deben seguir las empresas concesionarias de distribución para la contrastación de los medidores de energía bajo su administración;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 23 de abril de 2008 en el Diario Oficial "El Peruano" el "Procedimiento para la Supervisión de la Contrastación de Medidores de Energía Eléctrica", en concordancia con lo dispuesto en el artículo 25º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22º y 25º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar el "Procedimiento para la Supervisión de la Contrastación de Medidores de Energía Eléctrica", contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

OBJETIVO:

Establecer el procedimiento a seguir por las concesionarias para la contrastación de los medidores de energía eléctrica bajo su administración, en cumplimiento de la normativa vigente.

II. ALCANCE:

El presente procedimiento se aplicará a todas las concesionarias que atiendan el servicio público de electricidad.

III. BASE LEGAL:

- Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley Nº 25844 y modificatorias.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo Nº 009-93-EM y modificatorias.
- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos- Ley Nº 27332.
- Reglamento General del OSINERGMIN - Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM y modificatorias.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN - Resolución Nº 324-2007-OS/CD o la que la sustituya.
- Fijación de valores máximos del presupuesto de la conexión y del cargo mensual de reposición y mantenimiento de conexión aplicables a usuarios finales del servicio público de electricidad - Resolución Nº 423-2007 OS/CD y Anexos o la que la sustituya.
- Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica"- Resolución Ministerial Nº 496-2005-MEM/DM, o la que la modifique o sustituya.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - D.S. Nº 020-97-EM y modificatorias.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales - Resolución Directoral Nº 016-2008-EM/DGE y sus modificatorias.
- Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" – NTCSE– Resolución Nº 616-2008-OS/CD y modificatorias.
- Resolución Nº 046-97/ INDECOPI - CRT.
- Otras Normas Técnicas y Administrativas aplicables.

1. TÍTULO PRIMERO

DISPOSICIONES GENERALES

1.1 Glosario de Términos

Cuando en el presente procedimiento se utilicen los siguientes términos, se deberá entender por:

Concesionaria: Entidad que presta el servicio público de electricidad por contar con una concesión de distribución otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.

INDECOPI: Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.

NTC: Norma DGE Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica. Resolución Ministerial Nº 496-2005-MEM/DM y sus modificatorias.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y sus modificatorias - D.S. Nº 020-97-EM.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

1.2 Definiciones previas

- **Aferición:** Conjunto de pruebas, que están establecidas en una Norma Metrológica, realizadas por el fabricante o por un laboratorio acreditado por el INDECOPI no vinculado económicamente a la concesionaria, sobre un nuevo equipo de medición con la finalidad de determinar su correcto funcionamiento.

- **Cambio de medidor:** Actividad ejecutada por las concesionarias, la cual consiste en retirar el medidor defectuoso detectado en las pruebas de contraste, e instalar en su lugar un medidor que garantice una correcta medición del consumo de energía.

- **Certificado de Aferición:** Documento técnico emitido por el fabricante o por el Servicio Nacional de Metrología o por un laboratorio acreditado por el INDECOPI no vinculado económicamente a la concesionaria. Dicho certificado contiene los resultados de las pruebas ejecutadas al medidor de acuerdo a las Normas Metrológicas Peruanas o la norma IEC equivalente.

- **Contraste o Contrastación del Sistema de Medición:** Proceso técnico que permite determinar los errores de un sistema de medición mediante su comparación con un sistema patrón. Forman parte de este proceso las pruebas o ensayos que se realicen a los transformadores de corriente, si fuese el caso.

- **Lote de Medidores Alternativos (LMA):** Es la relación de medidores aprobados por el OSINERGMIN que la concesionaria podrá contrastar en lugar de aquellos medidores programados cuyo contraste no hubiera resultado factible realizar por razones de accesibilidad, seguridad o negativa reiterada del usuario al contraste debidamente sustentados con medios probatorios. En el caso de negativa reiterada del usuario, deberá sustentarse dicha negativa con documento emitido por una autoridad competente, describiendo las razones de la oposición al contraste del medidor. Las concesionarias se encuentran autorizadas a programar como medidores alternativos hasta un máximo del 10% del LMP.

- **Lote de Medidores Programados (LMP):** Es la relación de medidores aprobados por el OSINERGMIN, que cada concesionaria debe contrastar y/o reemplazar por semestre.

- **Lote Semanal de Medidores Alternativos (LSMA):** Es la relación de medidores alternativos aprobados a utilizar, tanto en la semana programada como en la siguiente, los cuales son obtenidos del LMA.

- **Lote Semanal de Medidores Programados (LSMP):** Es la relación de medidores a contrastar y/o reemplazar durante la semana, los cuales son obtenidos del LMP.

- **Medidor defectuoso:** Medidor que no cumple con alguna de las pruebas o verificaciones señaladas en la NTC.

- **Programa Semestral de Contraste:** Es el Lote de Medidores Programados y Alternativos propuestos por la concesionaria para ser contrastados en el semestre en cumplimiento del presente procedimiento e incluye el Plan de Contraste de Medidores.

- **Reemplazo de medidor:** Actividad opcional realizada a iniciativa de las concesionarias, la cual podrá optar por el reemplazo del medidor en lugar de su contraste. Dichos reemplazos serán contabilizados como contrastes para los fines del presente procedimiento.

- **Resultados Semanales de Contrastes y/o Reemplazos de Medidores (RSCR):** Es la relación que contiene los resultados semanales de los contrastes y/o reemplazos de medidores ejecutados.

- **Supervisión Coincidental:** Es la supervisión que realiza el supervisor del OSINERGMIN en el lugar y momento en que se realiza el contraste del medidor.

- **Supervisión por Flujo Documentario:** Supervisión realizada en base a la documentación proporcionada por las concesionarias. Esta supervisión es posterior a la ejecución del contraste, reemplazo o cambio del medidor.

1.3 Frecuencia de contrastes de medidores

Los medidores de energía instalados deberán ser contrastados como mínimo una vez cada diez (10) años, contados a partir de la fecha del último contraste; en el caso del primer contraste, el plazo se contará a partir de la fecha de fabricación o de la fecha de aferición del medidor.

Las concesionarias deberán registrar en su base de datos del total de medidores de energía instalados el año de fabricación, la fecha de aferición del medidor y la fecha del último contraste (Anexo N° 1).

1.4 Selección de medidores a contrastar

La selección semestral de los medidores a contrastar propuesta por la concesionaria, deberá ser efectuada sobre la base de un análisis técnico comercial del total de medidores instalados, a fin de conformar un lote que cumpla con los criterios de selección establecidos en el presente procedimiento y que además sean factibles de contrastar.

Los medidores no contrastados por razones de accesibilidad, seguridad o negativa reiterada del usuario, deberán ser regularizados y contrastados como máximo al término de los dos semestres siguientes de detectadas dichas condiciones, previa programación.

1.5 Tamaño del lote de medidores a contrastar

El tamaño del lote de medidores a contrastar en cada semestre, será como mínimo el 5% del total de medidores instalados que se encuentran bajo la administración de cada concesionaria.

Las concesionarias, para determinar el 5%, utilizarán la información contenida en el Informe Trimestral "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad", elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN, tomando en cuenta el informe actualizado al cierre del semestre anterior; en caso de no estar disponible dicha información, se considerará el número de suministros reportados por la concesionaria en el Anexo N° 1 "Información del Total de Medidores de Energía Instalados".

En el porcentaje del 5% de medidores a contrastar por el presente procedimiento, está incluido el lote de medidores que la concesionaria está obligada a contrastar según lo establecido en el numeral 7.3.5 de la NTCSE que fuera modificado por el D.S. N° 002-2008-EM.

El OSINERGMIN determinará el lote de medidores a contrastar por cada concesionaria para la evaluación del indicador de precisión de la medida en aplicación de la NTCSE, luego de lo cual la concesionaria procederá a descontar dicha cantidad del 5% determinado previamente; esta diferencia será el lote de medidores mínimo a contrastar por semestre y que el OSINERGMIN comunicará a la concesionaria durante la revisión del Programa Semestral de Contraste.

2. TÍTULO SEGUNDO

CONTRASTACIÓN, REEMPLAZO Y CAMBIO DE MEDIDORES

2.1 Programa Semestral de Contraste de Medidores

Como parte del Programa Semestral de Contraste de Medidores, las concesionarias presentarán semestralmente la siguiente información:

a) El Plan de Contraste de Medidores.

Las concesionarias deberán remitir al OSINERGMIN el Plan de Contraste de Medidores, el cual debe contener:

- Cronograma con la fecha de inicio y término estimado de los trabajos de contraste o reemplazo de medidores.
- Cantidad estimada de contrastes o reemplazos de medidores a ejecutar mensualmente y el número de cuadrillas de contraste, indicando el rendimiento promedio diario.
- Información sobre medidores disponibles, en stock o en proceso de adquisición, para cumplir con los reemplazos o cambios, indicando su marca, modelo y año de fabricación.
- Actividades de difusión del Programa Semestral de Contraste, explicando sus beneficios; a través de cartillas o folletos o charlas o medios informativos alternativos; precisando que el mismo es supervisado por el OSINERGMIN.
- Formatos a utilizar en la actividad de contraste, reemplazo y cambio de medidores (tales como: comunicación previa, notificación previa, acta de reemplazo y documento de cambio de medidor).

b) Lote de Medidores Programados y Alternativos Propuestos.

Semestralmente la concesionaria propondrá al OSINERGMIN el Lote de Medidores Programados y Alternativos Propuestos para su validación; en la estructura de dicho Lote se deberá tener en cuenta lo establecido en el Anexo N° 2 del presente documento.

Para tal efecto, se considerará como semestre:

- Primer Semestre: del 01 de enero al 30 de junio
- Segundo Semestre: del 01 de julio al 31 de diciembre

El Programa Semestral de Contraste concluirá indefectiblemente en los plazos indicados.

c) La ejecución del Programa Semestral de Contraste por las concesionarias se realizará a través de programaciones semanales (LSMP y LSMA), que las

concesionarias entregarán a OSINERGMIN en los plazos establecidos.

2.2 Criterio de selección de los medidores a contrastar

En la selección de medidores para el Programa Semestral de Contraste propuesto, las concesionarias deberán tomar en cuenta los siguientes criterios, ordenados en forma prioritaria:

1º Año de fabricación del medidor.
2º Fecha de la última contrastación.
3º Marca y modelo de medidor.

Respecto al año de fabricación del medidor, los medidores seleccionados para el contraste deberán tener menos de treinta (30) años de antigüedad contados desde la fecha de su fabricación o aferición. Los medidores que no presenten el dato del año de fabricación o fecha de aferición no serán aprobados por el OSINERGMIN, debiendo ser reemplazados dentro del LMP por otros medidores que cumplan con los requerimientos establecidos.

Respecto a la fecha de la última contrastación, ésta debe haber sido realizada en un lapso igual o mayor a diez (10) años. Solo en el caso que no quede en el parque, medidores por contrastar con una antigüedad igual o mayor a diez (10) años, se podrán incluir medidores de una antigüedad menor.

Respecto a la marca y modelo de medidor, se priorizarán las marcas y modelos más antiguos.

El OSINERGMIN revisará en el Programa Semestral de Contraste propuesto, los criterios de selección de los medidores aplicados por cada concesionaria; de existir observaciones el OSINERGMIN, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles después de recibida la información, las comunicará a la concesionaria para su corrección, la cual deberá producirse en el plazo máximo de seis (06) días hábiles desde su recepción.

En cualquier caso, al término del plazo otorgado a la concesionaria, el OSINERGMIN validará el Programa Semestral de Contrastes revisado y enviará el **"LMP"** y el **"LMA"** a los representantes de la concesionaria, vía correo electrónico (desde la dirección contrastación@osinerg.gob.pe) u otro medio.

2.3 Contrastación de Medidores

La contrastación de los medidores deberá ser efectuada de acuerdo a lo previsto por la NTC.

Luego de concluidas las pruebas de contraste, se deberá entregar en los plazos establecidos en el inciso iii) del numeral 6.1.3. de la NTC, el respectivo Informe de Contrastación al usuario, el cual deberá consignar la información establecida por la autoridad.

Adicionalmente, en forma complementaria para el caso de medidores de energía estáticos el OSINERGMIN podrá disponer la supervisión de la programación del software de medición para todos los parámetros eléctricos según la opción tarifaria que corresponda al suministro; para ello se supervisará lo siguiente:

- Potencia Activa (Horas Punta, Fuera de Punta, un solo Horario).
- Energía Activa (Horas Punta, Fuera de Punta, un solo Horario).
- Energía Reactiva.
- Reloj.
- Opciones de display escogidas.

De no cumplir el sistema de medición con una adecuada programación, las concesionarias deberán corregir las deficiencias detectadas inmediatamente, entregando al OSINERGMIN el reporte de la programación inicial y corregida de dichos sistemas de medición.

2.4 Reemplazo de medidores por el procedimiento

Las concesionarias podrán optar por el reemplazo del medidor en lugar de su contraste, los cuales serán contabilizados como contrastes para los fines del presente procedimiento.

Las concesionarias garantizarán el correcto funcionamiento del medidor instalado, entregando al usuario el certificado de aferición o el Informe de Contrastación realizado cuando el medidor, calibrado, se encuentre instalado y dentro de su vida útil.

En ningún caso se aceptará la aferición o contraste de medidor realizado por una entidad vinculada económicamente directa o indirectamente con la empresa concesionaria supervisada.

2.5 Cambio de medidores

De detectarse un medidor defectuoso, se deberá proceder a su cambio por otro medidor, entregándose al usuario el certificado de aferición o el Informe de Contrastación realizado, cuando el medidor calibrado se encuentre dentro de su vida útil.

En ningún caso se aceptará la aferición o contraste de medidor realizado por una entidad vinculada económicamente directa o indirectamente con la empresa concesionaria supervisada.

3. TÍTULO TERCERO

INFORMACIÓN A SER TRANSFERIDA Y ENTREGADA AL ORGANISMO

La transferencia y entrega de la información al OSINERGMIN será efectuada mediante el sistema FTP (File Transfer Protocol), comunicando dicha acción al correo electrónico contrastacion@osinerg.gob.pe u otro que el OSINERGMIN indique; o mediante correo electrónico. La fecha de cumplimiento de la entrega de información es la que queda registrada en el sistema FTP o correo electrónico, a la recepción de la misma. Cuando lo considere conveniente, el OSINERGMIN podrá establecer otro medio para la transferencia y entrega de información por parte de las concesionarias.

Las fechas y plazos límites para la transferencia y la entrega de información se presentan en el Cuadro Nº 1 y Cuadro Nº 2.

Cuadro Nº 1
Fechas límites para la transferencia y entrega de información semestral

Item	Detalle		Fecha de Transferencia y Entrega	Detalle de la Estructura de la BD en Anexo Nº
1	Información del Total de Medidores de Energía Instalados actualizada al:	31 de marzo	20 de abril	1 (*)
		30 de septiembre	20 de octubre	
2	Programa Semestral de Contrastes	Primer Semestre	10 de diciembre	2
		Segundo Semestre	10 de junio	
3	Informe Semestral de Resultados	Primer Semestre	20 de julio	5.1, 5.2 y 5.3
		Segundo Semestre	20 de enero	

(*) La información referida a los formatos "Suministros BT" y "Suministros MT" (Anexo Nº 1) en cumplimiento de la Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", que remitan las concesionarias a OSINERGMIN, se considerará como Anexo Nº 1 del presente procedimiento.

Cuadro N° 2
Plazos límites para la transferencia y entrega de información semanal

Item	Detalle	Fecha de Transferencia y Entrega	Detalle de la Estructura de la BD en Anexo N°
1	El LSMP y el LSMA	Dos (02) días hábiles de anticipación al inicio de la semana programada	3
2	El RSCR	Diez (10) días hábiles luego de concluidas las labores semanales de contraste y/o reemplazo	4.1 y 4.2

4. TÍTULO CUARTO

SUPERVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO

4.1. Muestras para Supervisión

Las muestras aleatorias representativas están conformadas por:

- Muestra semanal de contraste de medidores, con la cual se supervisará el cumplimiento del Programa Semestral de Contraste.
- Muestra semanal del cambio de medidores defectuosos con la cual se supervisará el cumplimiento del cambio de medidores defectuosos.

4.2 Detalle de Supervisión

Para el desarrollo del Programa de Supervisión Semestral, se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) El OSINERGMIN comunicará a las concesionarias el inicio de la supervisión, presentando a sus supervisores y requiriéndole a ésta la designación de sus representantes.

b) Como parte de la supervisión las concesionarias deberán entregar al supervisor copia de los siguientes documentos:

- La evaluación técnica favorable de cada técnico contrastador emitida por el INDECOPI.
- Los certificados de calibración de los equipos patrones y de cargas a utilizar en el semestre.

c) El OSINERGMIN para supervisar el contraste, reemplazo y cambio de medidores defectuosos, elaborará programas de supervisión en base a muestras aleatorias semanales; esta supervisión podrá realizarse en forma coincidental o a través del flujo documentario.

d) Las concesionarias proporcionarán al supervisor, para efectos de supervisión, la siguiente información:

- Contraste de medidores: Copia de comunicación previa del suministro a intervenir e Informe de Contrastación.
- Reemplazo de medidores: Copia de notificación previa del suministro a intervenir, Certificado de Aferición o Informe de Contrastación del medidor instalado y documento de reemplazo del medidor.
- Cambio de medidores: Copia de notificación previa del suministro a intervenir, Informe de Contrastación del medidor defectuoso, Certificado de Aferición o Informe de Contrastación del medidor instalado y documento de cambio del medidor.
- Otras que el OSINERGMIN considere pertinentes para la supervisión.

e) Los contrastes de los medidores alternativos serán ejecutados de acuerdo a lo previsto en el presente procedimiento (definición del LSMA-numeral 1.2 del procedimiento).

f) Concluido el contraste, reemplazo o cambio del medidor, las concesionarias deberán colocar un sticker en la cápsula del medidor de manera visible; el diseño del sticker será comunicado por el OSINERGMIN antes del inicio de cada año. Asimismo, con tinta indeleble y de manera legible, deberán indicar como mínimo la siguiente información: actividad (contraste, reemplazo o cambio), año y semestre al cual corresponde el contraste, reemplazo o cambio efectuado, fecha y nombre de la empresa que realizó la actividad.

g) Durante el proceso de supervisión, se suscribirán las Actas de Inspección correspondientes.

h) Concluido el semestre las concesionarias deberán presentar en las fechas establecidas en el presente procedimiento, el Informe Semestral de Contraste, el cual contendrá la siguiente información:

- Detalle de las actividades de difusión realizadas, de acuerdo al programa propuesto en el numeral 2.1 del presente procedimiento.
- Aspectos relevantes ocurridos durante el desarrollo del Programa Semestral de Contrastes.
- Los Resultados de Contraste Consolidados y los Resultados de Reemplazo y Cambios; dicha información se elaborará teniendo en cuenta lo establecido en los Anexos N° 5.1, N° 5.2 y N° 5.3 del presente documento.

4.3. Validación del contraste, reemplazo y cambio de medidores

El contraste, reemplazo o cambio de medidores será considerado como válido para el presente procedimiento, cuando las concesionarias cumplan con las consideraciones establecidas en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3
Criterios de Validación

Contraste/Reemplazo de Medidores	Cambio de Medidores
• El contraste fue realizado con un equipo patrón adecuado y que cuente con certificado de calibración vigente. • El contraste fue efectuado por un técnico calificado como apto. • El contraste fue ejecutado de acuerdo a lo establecido en la NTC o manual de procedimientos aprobados por el INDECOPI. • El medidor reemplazante cuenta con certificado de aferición o informe de contraste. • El medidor contrastado o reemplazado cumple con los criterios de selección establecidos en este procedimiento. • El contraste o reemplazo fue realizado a un medidor que se encuentra contenido en el Programa Semestral de Contraste. • El medidor contrastado o reemplazado fue realizado dentro del semestre. • Los medidores incluidos en el Informe Semestral de Resultados forman parte de las programaciones semanales informadas al OSINERGMIN. • El Informe de Contrastación, autorizado por el INDECOPI, cuenta con los registros y firmas correspondientes. • El contraste fue ejecutado por una empresa no vinculada económicamente a la concesionaria.	• El documento de cambio de medidor ofrece información veraz, coherente y cumple con la normativa vigente. • Los documentos entregados al usuario, de contraste y cambio de medidor, son conformes al original. • Los medidores cambiados cuentan con el certificado de aferición o informe de contraste. • El certificado de aferición o informe de contraste indica el laboratorio o entidad contrastadora responsable de las pruebas.

4.4. Cumplimiento del Procedimiento

Se establecen los siguientes indicadores de cumplimiento, los mismos que serán evaluados semestralmente:

a. Cumplimiento del Programa Semestral de Contrastes

Se considerará que la concesionaria cumplió con el Programa Semestral de Contrastes, cuando contrastó o reemplazó la totalidad de medidores establecidos por el OSINERGMIN. Este indicador se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria y los criterios de validación indicados en el Cuadro N° 3.

b. Cumplimiento del Programa Semestral de Contrastes a través de Muestreos Aleatorios

Se considerará que la concesionaria cumplió con el muestreo del Programa Semestral de Contrastes, cuando ejecutó correctamente el 100% de los contrastes de la muestra en el periodo en evaluación. Este indicador se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria, los resultados de la supervisión y los criterios de validación indicados en el Cuadro N° 3.

c. Cumplimiento del Cambio de Medidores Defectuosos a través de Muestreos Aleatorios

Se considera que la concesionaria cumplió con el muestreo semestral del cambio de medidores defectuosos, cuando efectuó el cambio, en las condiciones establecidas en la NTC, del 100% de los medidores defectuosos de la muestra. Este indicador se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria, los resultados de la supervisión y los criterios de validación indicados en el Cuadro N° 3.

4.5. Multas

Constituyen infracciones pasibles de sanción, aplicables a la concesionaria los siguientes hechos:

- Remitir información fuera de plazo o no remitirla.
- Remitir información inexacta.
- No cumplir con los indicadores establecidos en el numeral 4.4 del presente procedimiento.

Dichas infracciones, según sea el caso, serán sancionadas de acuerdo a lo dispuesto en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, o de acuerdo a la Resolución N° 192-2004-OS/CD que incorporó el Anexo 6 a la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica o las que las sustituyan o complementen.

5. TÍTULO QUINTO

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

5.1 Disposiciones Complementarias

El OSINERGMIN podrá, en base a los resultados de los contrastes, conformar muestras para realizar un análisis por lotes. Si del resultado del análisis se evidencia que al interior de un lote de medidores se tiene un elevado número de medidores defectuosos, dispondrá que la concesionaria realice las medidas pertinentes para corregir la deficiencia (mediante un reajuste o reemplazo de los medidores de todo el lote evaluado) en un plazo que el OSINERGMIN establecerá tomando en cuenta la magnitud de la deficiencia detectada.

5.2 Disposiciones Transitorias

Debido a la ausencia de entidades contrastadoras acreditadas para el contraste de medidores estáticos (electrónicos), la contrastación de dichos medidores se podrá realizar por medio de las entidades acreditadas para contrastar medidores electromecánicos, siempre que los equipos patrones a utilizar sean electrónicos y de una precisión mayor que los medidores a evaluar, y cuenten con la certificación vigente del INDECOPI.

ANEXO N° 1

Información del Total de Medidores de Energía Instalados

Nombre del archivo: **BDMED-AAAXYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria (**NOTA:** iv. del presente ANEXO)
- **X** = I o II (semestre)
- **YY** = año
- txt=formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA	
2	ALFANUMERICO	16	NUMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
3	ALFANUMERICO	250	APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA	
4	ALFANUMERICO	250	DIRECCION DEL SUMINISTRO	
5	ALFANUMERICO	03	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de codigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
6	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR	
7	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR	
8	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR	
9	FECHA	10	FECHA DE AFERICIÓN DEL MEDIDOR	Formato: 'DD/MM/AAAA'
10	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISION DEL MEDIDOR	
11	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR	M = Electromecánico E = Electrónico
12	ALFANUMERICO	05	CORRIENTE DEL MEDIDOR (A)	Nominal / Máxima
13	ALFANUMERICO	05	OPCION TARIFARIA	
14	ALFANUMERICO	01	FASE DE MEDIDOR	M = Monofásico T = Trifásico
15	ALFANUMERICO	06	CÓDIGO DE UBIGEO DEL DISTRITO DONDE ESTA EL SUMINISTRO. Según tabla vigente del INEI.	
16	ALFANUMERICO	16	CÓDIGO DE LA SUBESTACIÓN (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
17	ALFANUMERICO	16	ETIQUETA DE CAMPO DE LA SUBESTACIÓN (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
18	ALFANUMERICO	16	CODIGO DEL PUNTO DE CONEXION (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
19	ALFANUMERICO	12	CÓDIGO DE ALIMENTADOR MT	
20	ALFANUMERICO	01	SECTOR TIPICO	
21	ALFANUMERICO	01	TIPO DE SUMINISTRO	P = Provisional C = Bloque cerrado A = Alumbrado público D = Definitivo
22	ALFANUMERICO	02	NIVEL DE TENSION	BT = Baja tensión MT = Media tensión
23	FECHA	10	FECHA DE LA ULTIMA CONTRASTACION DEL MEDIDOR (FUCM)	Formato: 'DD/MM/AAAA'

NOTA:

I. **Longitudes máximas de campos:**
En todos los casos los tamaños de campos que se especifican son longitudes máximas permitidas, en caso de tener un dato

de menor longitud que el indicado como máximo, por ninguna razón se completará el tamaño de los mismos con caracteres "0" o espacios en blanco.

ii. Formato:
En todas las bases de datos de texto la concesionaria debe entregar esta información separados por tabulaciones (TABs).

iii. Llenado de los campos:
Todos los campos deberán ser llenados en forma obligatoria, con la única excepción del campo **OBSERVACIONES**, el cual podrá ser llenado a consideración de la concesionaria en las tablas que lo presenten.

iv. Código de Identificación de la Concesionaria

Razón Social	Código	Razón Social	Código
Edecañete S.A.A.	ECA	Servicios Eléctricos Rioja S.A.	RIO
EDELNOR S.A.A.	EDN	Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.	CEV
Electro Oriente S.A.	EOR	Electro Pangoa S.A.	PAN
Electro Puno S.A.A.	EPU	Electro Tocache S.A.	ETO
Electro Sur Este S.A.A.	ESE	Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.C.	EMP
Electro Sur Medio S.A.A.	ESM		
Electrocentro S.A.	ELC	Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C.	EMU
Electronoroeste S.A.	ENO		
Electronorte S.A.	ELN	Electrosur S.A.	ELS
Hidrandina S.A.	HID	Luz del Sur S.A.A.	LDS
Electro Ucayali S.A.	EUC	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)	SEA

ANEXO N° 2

Lote de Medidores Programados y Alternativos Propuestos

Nombre del archivo: **LM-AAAXYYZ.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **X** = I o II (semestre)
- **YY** = año
- **Z** = P o A (Programado o Alternativo)
- txt =formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción
1	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)
3	ALFANUMERICO	03	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)
4	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR
5	ALFANUMERICO	30	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
6	NUMÉRICO	04	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR

ANEXO N° 3

Lote Semanal de Medidores Programados y Alternativos (LSMP y LSMA)

Nombre del archivo: **AAANNXZYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **NN** = número de entrega por semana del 01 al n (empieza de 01, cada semestre)
- **X** = I o II (semestre)
- **Z** = P o A (Programado o Alternativo)
- **YY** = año
- txt =formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA	
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
3	FECHA	10	FECHA PROGRAMADA PARA CONTRASTE O REMPLAZO	Formato: "DD/MM/AAAA"
4	NUMÉRICO	10	CONSUMO PROMEDIO DEL USUARIO (kW.h)	Valor promedio de los 6 últimos meses consecutivos, según 6.2 NTC (1 decimal)
5	ALFANUMERICO	30	NOMBRE DE LA ENTIDAD CONTRASTADORA O EMPRESA QUE EJECUTARA EL REEMPLAZO	
6	ALFANUMERICO	01	TIPO DE ACTIVIDAD	C = Contraste R = Reemplazo

ANEXO N° 4.1

Reportes Semanales de los Contrastes de Medidores

Nombre del archivo: **C-AAANNXYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **NN** = número de entrega por semana del 01 al n (empieza de 01, cada semestre)
- **X** = I o II (semestre)
- **YY** = año
- txt = formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA	
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
3	FECHA	10	FECHA DEL CONTRASTE	Formato: "DD/MM/AAAA"
4	ALFANUMERICO	01	PRUEBA EN VACÍO	A = Aprueba D = Desaprueba
5	NUMERICO	07	% ERROR AL 5% IN	Con 2 decimales
6	NUMERICO	07	% ERROR AL 10% IN	Con 2 decimales
7	NUMERICO	07	% ERROR AL IN (100%)	Con 2 decimales
8	NUMERICO	07	% ERROR AL I MAX	Con 2 decimales
9	ALFANUMERICO	01	APROBÓ INSPECCIÓN (MEDIDOR CONFORME)	S = Si N = No
10	ALFANUMERICO	16	NUMERO DE SUMINISTRO ORIGINALMENTE PROGRAMADO (SOLO PARA ALTERNATIVOS)	

ANEXO N° 4.2

Reportes Semanales de los Reemplazos de Medidores

Nombre del archivo: **R-AAANNXYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **NN** = número de entrega por semana del 01 al n (empieza de 01, cada semestre)
- **X** = I o II (semestre)
- **YY** = año
- txt = formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA	
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
3	FECHA	10	FECHA DEL REEMPLAZO	Formato: "DD/MM/AAAA"
4	ALFANUMERICO	03	MARCA MEDIDOR INSTALADO (Considerar los códigos establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
5	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR INSTALADO	
6	ALFANUMERICO	30	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR INSTALADO	
7	ALFANUMERICO	16	NUMERO DE SUMINISTRO ORIGINALMENTE PROGRAMADO (SOLO PARA ALTERNATIVOS)	

ANEXO N° 5.1

Resultados de Contrastes Consolidados

Nombre del archivo: **RCC-AAAXYY.txt**

Donde:

AAA = Código de identificación de la concesionaria, **X** = I o II (semestre), **YY** = año y txt =formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	16	NUMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
2	ALFANUMERICO	03	MARCA DEL MEDIDOR (Según la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	(*)
3	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR	(*)
4	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR	(*)
5	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR	(*)
6	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISION DEL MEDIDOR	(*)
7	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR	M = Electromecánico E = Electrónico
8	ALFANUMERICO	10	CORRIENTE DEL MEDIDOR (A)	Nominal/ Máxima
9	ALFANUMERICO	01	FASES DE MEDIDOR	M = Monofásico T = Trifásico
10	ALFANUMERICO	20	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRÓN	
11	NUMERICO	04	EXACTITUD DE MEDIDOR PATRÓN	Con 2 decimales
12	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR PATRON	
13	ALFANUMERICO	10	CORRIENTE DEL MEDIDOR PATRÓN (A)	Nominal/ Máxima
14	FECHA	10	FECHA DE CONTRASTE	Formato: "DD/MM/AAAA"
15	NUMERICO	03	VOLTAJE REGISTRADO (V), EN EL MEDIDOR DEL CLIENTE	
16	ALFANUMERICO	01	APROBÓ PRUEBA EN VACÍO	S = Si N = No
17	NUMERICO	07	% ERROR AL 5% IN	Con 2 decimales
18	NUMERICO	07	% ERROR AL 10% IN	Con 2 decimales
19	NUMERICO	07	% ERROR AL IN (100%)	Con 2 decimales
20	NUMERICO	07	% ERROR A I MAX	Con 2 decimales
21	ALFANUMERICO	01	APROBÓ INSPECCION (MEDIDOR CONFORME)	S = Si N = No
22	NUMERICO	01	RESULTADO	1 = Desviación positiva 0 = Desviación negativa (promedio de las 3 mediciones)
23	ALFANUMERICO	32	NOMBRE DE LA ENTIDAD CONTRASTADORA	
24	ALFANUMERICO	15	TECNICO RESPONSABLE (NOMBRE Y APELLIDO)	
25	NUMERICO	16	NUMERO DE INFORME DE CONTRASTE	
26	NUMERICO	06	CONSUMO PROMEDIO DEL USUARIO (kW.h)	Valor promedio de los 6 últimos meses consecutivos, según 6.2 INTC (1 decimal)
27	NUMERICO	01	PROGRAMADO O ALTERNATIVO	P = Programado A = Alternativo
28	ALFANUMERICO	16	NUMERO DE SUMINISTRO ORIGINALMENTE PROGRAMADO	Solo para alternativos
29	ALFANUMERICO	50	OBSERVACIONES (SUSTENTO DEL USO DEL ALTERNATIVO)	

(*) Se informarán los datos de placa del medidor encontrado en campo.

ANEXO N° 5.2

Resultados de Reemplazos de Medidores

Nombre del archivo: **RR-AAAXYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **X** = **I o II (semestre)**
- **YY** = **año**
- txt = formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	16	NUMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
2	ALFANUMERICO	03	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	(*)
3	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR RETIRADO	(*)
4	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR RETIRADO	(*)
5	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	(*)
6	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR RETIRADO:	M: Electromecánico E: Electrónico
7	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	
8	ALFANUMERICO	01	FASE DE MEDIDOR RETIRADO	M: Monofásico T: Trifásico
9	ALFANUMERICO	20	MARCA DE MEDIDOR INSTALADO (Considerar los códigos establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
10	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR INSTALADO	
11	ALFANUMERICO	20	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR INSTALADO	
12	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR INSTALADO	
13	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR INSTALADO	M: Electromecánico E: Electrónico
14	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISION DEL MEDIDOR INSTALADO	
15	ALFANUMERICO	01	FASE DE MEDIDOR INSTALADO	M: Monofásico T: Trifásico
16	ALFANUMERICO	20	NÚMERO DE DOCUMENTO DE REEMPLAZO	
17	ALFANUMERICO	01	PROGRAMADO O ALTERNATIVO	P = Programado A = Alternativo
18	FECHA	10	FECHA DEL REEMPLAZO	Formato: "DD/MM/AAAA"

(*) Se informarán los datos de placa del medidor encontrado en campo.

ANEXO N° 5.3

Resultados de Cambios de Medidores

Nombre del archivo: **RC-AAAXYY.txt**

Donde:

- **AAA** = Código de identificación de la concesionaria
- **X** = **I o II (semestre)**
- **YY** = **año**
- txt = formato de extensión

Item	Tipo	Longitud Máx.	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	16	NUMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
2	ALFANUMERICO	03	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	(**)
3	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR RETIRADO	(**)
4	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR RETIRADO	(**)
5	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	(**)
6	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR RETIRADO:	M: Electromecánico E: Electrónico
7	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	
8	ALFANUMERICO	01	FASE DE MEDIDOR RETIRADO	M: Monofásico T: Trifásico
9	ALFANUMERICO	20	MARCA DE MEDIDOR INSTALADO (Considerar los códigos establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
10	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR INSTALADO	
11	ALFANUMERICO	20	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR INSTALADO	
12	NUMERICO	04	AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR INSTALADO	
13	ALFANUMERICO	01	TIPO DE MEDIDOR INSTALADO:	M: Electromecánico E: Electrónico
14	ALFANUMERICO	04	INDICE DE CLASE DE PRECISION DEL MEDIDOR INSTALADO	
15	ALFANUMERICO	01	FASE DE MEDIDOR INSTALADO	M: Monofásico T: Trifásico
16	ALFANUMERICO	20	NUMERO DE DOCUMENTO DE CAMBIO	
17	ALFANUMERICO	01	PROGRAMADO O ALTERNATIVO	P = Programado A = Alternativo
18	FECHA	10	FECHA DEL CAMBIO	Formato: "DD/MM/AAAA"

(**) Se informarán los datos de placa del medidor encontrado en campo.

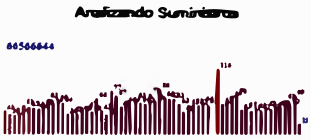
Nota: En caso de medidores no cambiados se reportará el campo 1 (Número del suministro), el resto de datos se dejara en blanco, a excepción del campo 16 (Número de documento de cambio) donde se reportará "NO CAMBIADO".

Descargado desde www.elperuano.com.pe

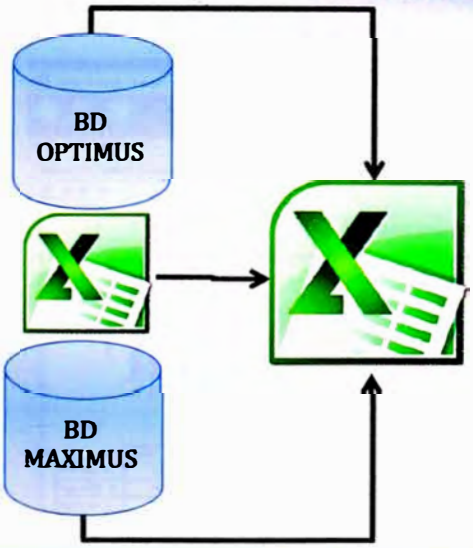
ANEXO N° 7

APLICATIVO PARA LA GESTIÓN DE CONTROL DE PÉRDIDAS

DETECTA



Forma de Trabajo Tradicional

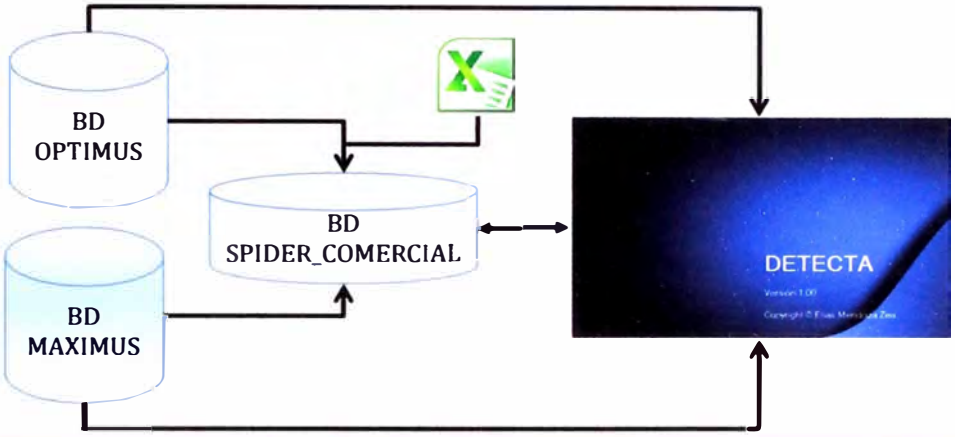


Los responsable de control de pérdidas debían consolidar data del Optimus, Maximus y data de archivos Excel para realizar los balances por alimentadores y SEDs.

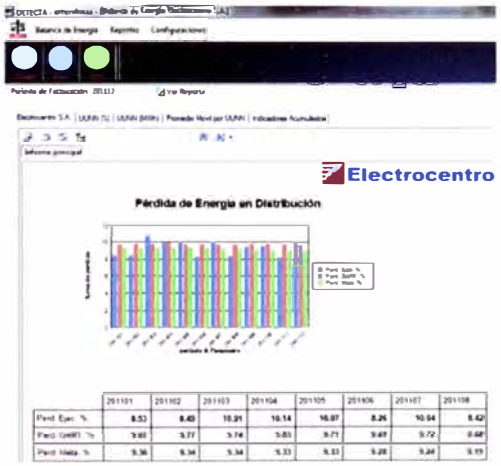
Lo que ocasionaba demasiado tiempo en el procesamiento de datos y errores de concatenación de archivos Excel.

Aplicativo DETECTA

El aplicativo extrae información de las bases de datos y procesa los balances de energía, así mismo el aplicativo determina las SED a intervenir.



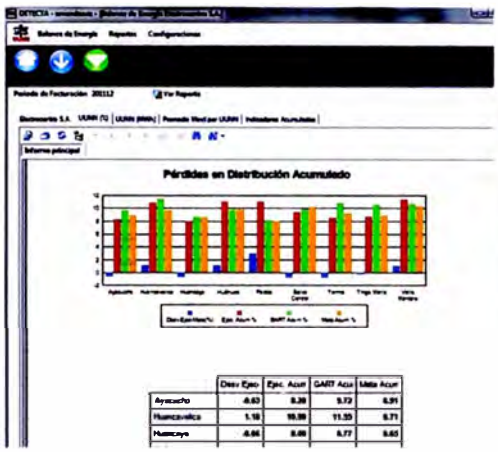
Balances de Energía a nivel Empresa

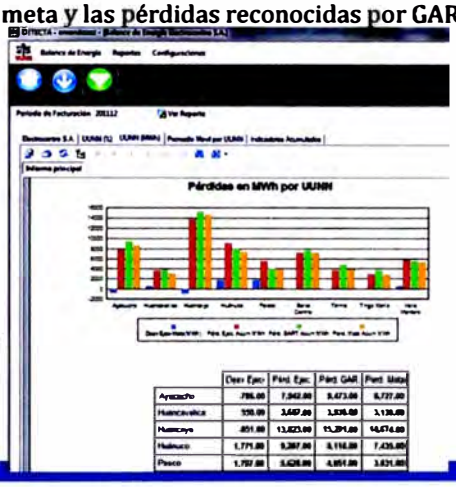


Balance de Energía a nivel empresa comparado con la meta y las pérdidas reconocidas por GART.

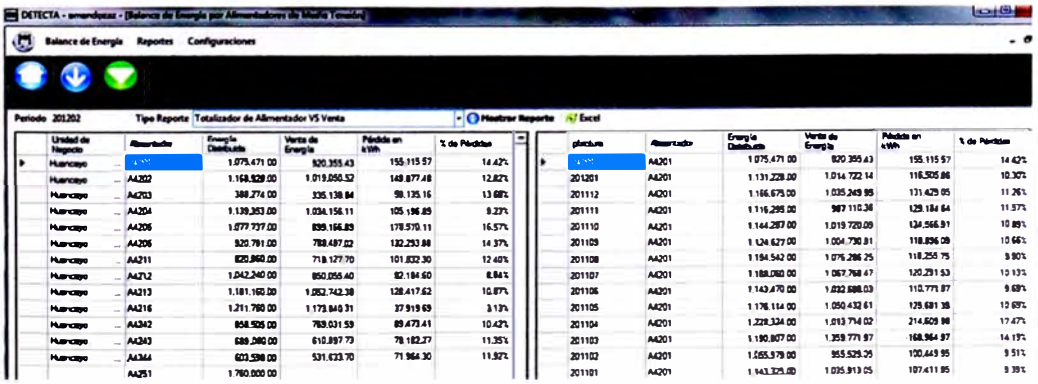
Balances de Energía por Unidades de Negocio

Balance de Energía disgregado por Unidades de Negocio comparado con la meta y las pérdidas reconocidas por GART.



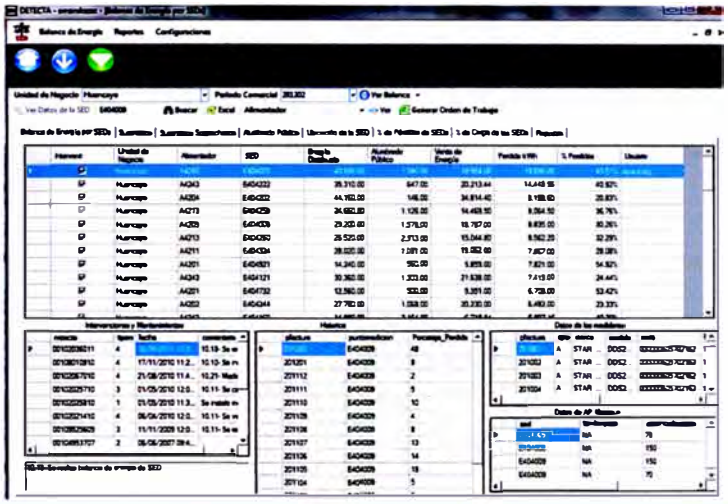


Balances de Energía por Alimentadores de MT



Balance de Energía por Alimentadores de Media Tensión.
Se visualiza el histórico de pérdidas del alimentador

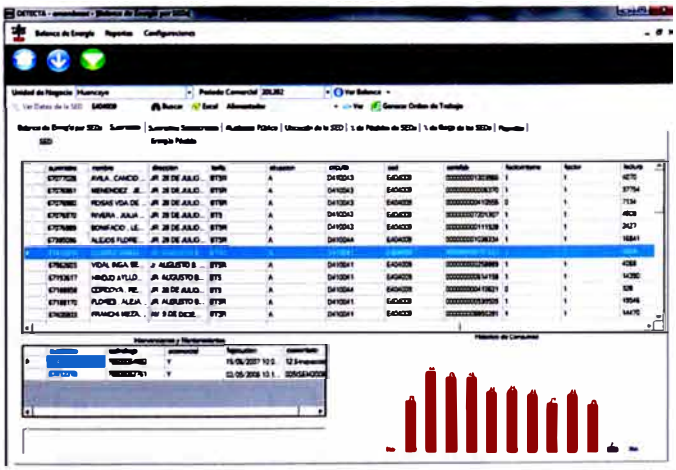
Balances de Energía por Subestaciones de Distribución



Permite visualizar el balance de energía por SEDs indicando las que se deben intervenir.

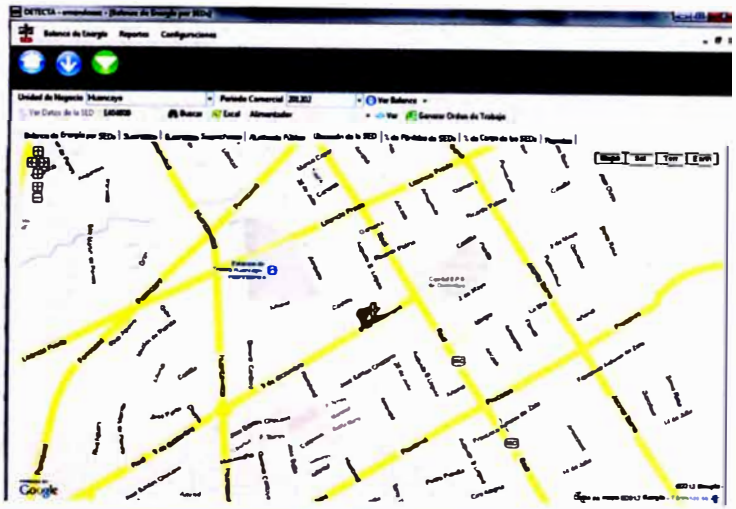
Indica datos relativos a la SED, como trabajos realizados anteriormente, histórico de balances, lámparas de alumbrado público y medidores instalados.

Balances de Energía por Subestaciones de Distribución



Permite visualizar los suministros dependientes de la SED analizada, permitiendo observar los históricos de consumo y las actividades ejecutadas en el suministro.

Balances de Energía por Subestaciones de Distribución

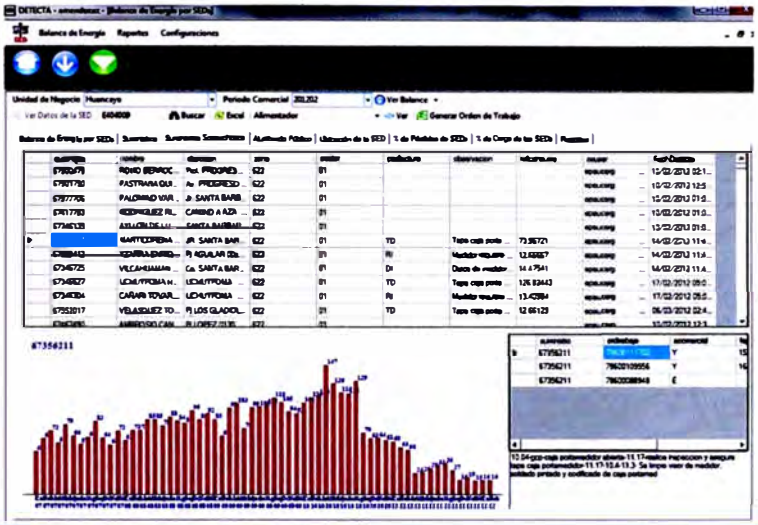


Permite ubicar la subestación geográficamente en Google Maps

Análisis de Suministros DETECTA RT

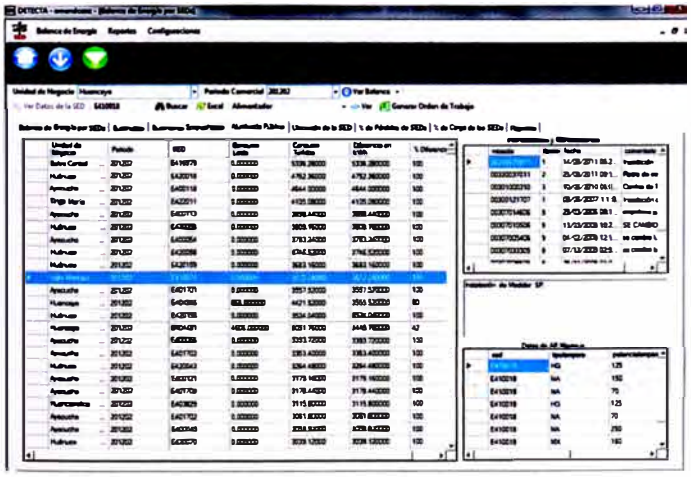
Detecta tiene una herramienta denominada "DETECTA RT" (Detecta Real Time)
Esta herramienta funciona en segundo plano (similar a un antivirus) y permanentemente esta analizando suministros en busca de aquellos que estén provocando pérdidas de energía.
El algoritmo utilizado es el análisis de suministros por el método de graficas que es un extracto de las mejores practicas de las empresas de distribución eléctrica del grupo Distriluz.

Reporte de Suministros Observados



Los suministros que son detectados se muestran en el aplicativo, con datos del histórico de consumos e intervenciones realizadas.

Control de Alumbrado Público



El DETECTA permite llevar el control de alumbrado público priorizando las SEDs que tiene mayor diferencia entre al AP teórico y el AP leído.

Mapeo de SED por nivel de Criticidad del % de Pérdidas

El DETECTA muestra en mapas de Google las SEDs por nivel de criticidad en función a una leyenda de colores.

Mapeo de SED por % de Carga de la SED

El DETECTA muestra en mapas de Google las SEDs por nivel de carga en función a una leyenda de colores.

ANEXO N° 8

CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA

LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONTRIBUYEN A LA INESTABILIDAD FINANCIERA DE LA EMPRESA Y AL DETERIORO DEL MEDIO AMBIENTE

Jorge E. Balaguera M. I.E.

PRESENTADO POR TBL PERÚ

Electrocentro

HUANCAYO – PERÚ

OBJETIVOS DEL CURSO

ANALIZAR **los diferentes elementos que originan pérdidas en un sistema de Distribución de Potencia.**

ANALIZAR **las oportunidades que desde nuestro entorno, permiten mejorar la eficiencia de estos sistemas.**

VISUALIZAR **nuevas tecnologías para el mejoramiento de estos sistemas de distribución y como acercarnos a ellas.**

CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDA EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

Contenido

1. *Métodos de Análisis de Consumo.*
2. *Flujo de Potencia en MT y BT.*
3. *Circuitos eléctricos de distribución.*
4. *Valor Agregado de Distribución.*
5. *Sistemas de medición.*
6. *Procesos complementarios.*
7. *Tele-medida y Smart Grid.*

1°.- METODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMO PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS TÉCNICAS

El Balance Energético es la metodología más adecuada para identificar el nivel de pérdidas en un sistema.

Este consiste en que la entrada o compra de energía (kwh) debe ser igual a la venta de ésta más las pérdidas originadas por el proceso de distribución.

De este concepto se obtiene el índice de pérdidas de energía.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS TÉCNICAS

La expresión que define este criterio es:

Pérdidas (%) = {(E... − E...)/E...}*100

donde E... es el total de energía ingresada o comprada en un período de tiempo y E... es la energía total facturada a los clientes del área en estudio, ajustada al mismo periodo de tiempo.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Las pérdidas técnicas tienen origen en:

- **Pérdidas por efecto JOULE**
- **Pérdidas por efecto CORONA**
- **Pérdidas por HISTÉRISIS y EDDY**

Las pérdidas se clasifican por:

- **Transporte de la energía.**
- **Transformación de la energía.**
- **Medición y procesos complementarios.**

Las pérdidas técnicas son causadas por el consumo propio de los equipos del sistema.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Los niveles aceptables de pérdidas están entre el 7 a 9% para Pérdidas técnicas, y del 3 a 5% para las pérdidas no técnicas

Pérdidas de energía en:	Valor óptimo deseable(%)
Subtransmisión	2 5
Transformación AT / MT	0 65
Circuitos Primarios	0 9
Transformación MT / BT	1 45
Circuitos Secundarios	2
Equipos de Medición	0 5
Total Técnicas	**8**

*** Fuente: Pérdidas de energía en la distribución - CIER**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Son originadas por:

- **Accidentes en la operación del sistema.**
- **Defectos administrativos y comerciales.**
- **Efectos de fraude al sistema.**

En este escenario es importante realizar un análisis al interior de la empresa por *comercialización de energía y por la operación de las redes,* adicional al balance de energía.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Con la *REDUCCIÓN de pérdidas técnicas* se logra reducir los requerimientos de energía y potencia desde la fuente (de generación o de compra), esto implica reducción de consumo, o Eficiencia Energética.

Con la *REDUCCIÓN de pérdidas NO técnicas* se logra INCREMENTAR los ingresos financieros de la empresa sin representar reducción de consumo.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Con el planteamiento de programas de Reducción de pérdidas, que cubran todos los aspectos de las pérdidas Técnicas y las NO técnicas, se puede propiciar reducciones significativas que mejoran sustancialmente estos Índice de pérdidas

Para lograr esos resultados y sostenerlos es importante plantear estrategias de *CONTROL operativo y administrativo*

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

CONTROL DE PÉRDIDAS

El control de pérdidas **consiste en tomar unas acciones planeadas que generen tendencias negativas sobre las causas que ocasionan las pérdidas.**

Este planteamiento implica fijar normas, toma de decisiones y definición de acciones que identifiquen responsables y tiempos, para garantizar la continuidad de la operación del sistema y la mejora del mismo de manera fiable y segura.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

CONTROL DE PÉRDIDAS

Para obtener un control adecuado sobre las Pérdidas, se requiere desarrollar un plan estratégico a Corto, Mediano y Largo plazo con alcance Parcial y Global, partiendo de una "Línea Base o condición actual" con definición de indicadores claros y fácilmente medibles.
Esta definición permite al planificador, el manejo de estrategias adecuadas para el logro de unas metas definidas.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

CONTROL DE PÉRDIDAS

Como *acciones de Control de Pérdidas* se deben proyectar a futuro con el fin de que el sistema no se degrade.

Por esta razón es necesario tener información actualizada sobre:

***a. Estado de los sistemas.*- Activos, ubicación y flujo de carga.**
***b. Tendencia de crecimiento* de la demanda.**
c. Legislación, Normas y Criterios.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

CONTROL DE PÉRDIDAS

En las estrategias de control de Perdidas juega papel importante la Planificación y acciones del Mantenimiento.

Por esta razón los cuadros de mando, los indicadores de gestión y el seguimiento a las acciones de MTTO, deben ser elementos que garanticen y generen confianza para el cumplimiento de las metas propuestas.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

CONTROL DE PÉRDIDAS

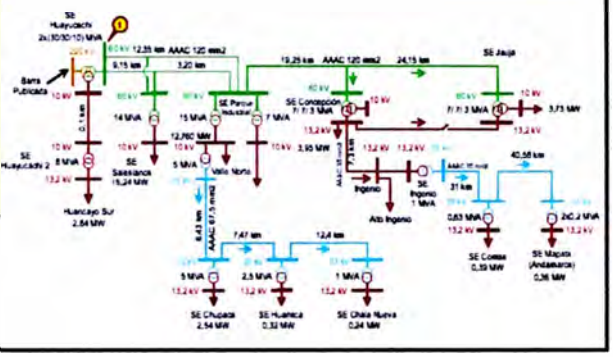
Las actividades y resultados del equipo de Mantenimiento, deben generar siempre propuesta integrales con unas acciones operativas de CONTROL que conduzcan a la predicción, la prevención y la corrección de todos aquellos agentes que pueden perturbar, o que pueden propiciar pérdidas de energía tanto administrativas, como técnicas y NO técnicas.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Las estrategias se pueden clasificar de Largo Plazo → para reducir las Pérdidas Técnicas.
Corto Plazo → para atacar las Pérdidas no Técnicas.
Es necesario una base de datos con mediciones en BT y en MT; luego estos resultados se deben separa por niveles de voltaje, tanto en BT como en MT.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS



MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Base de Información sobre pérdidas

ÁREA	CONCEPTO	S. T.	34 KV	13,2 KV	34 KV	69 KV
URBANA	Pérdidas en MWh					
	Pérdidas en (%)					
	Costo pérdidas / año en US$					
	Costo de capital/año en US$					
RURAL	Pérdidas en MWh					
	Pérdidas en (%)					
	Costo pérdidas / año en US$					
	Costo de capital/año en US$					

Una tendencia es que a menor Tensión el % de P., es mayor a menor Tensión las No Técnicas son mayores.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Otra estrategia importante es manejar la "unificación" de niveles de tensión, para crear una sola frontera, y referenciarla con las condiciones de recibo desde el nivel de Transmisión.
Otra estrategia es la definición de:
- **Incentivos por logro de metas.**
- **Penalidades por No logro de metas.**
- **Definir responsabilidades.**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

- **Definir periodos de revisión de estado.**
- **Definir a corto plazo, objetivos de reducción de Perdidas No Técnicas.**
- **Definir estándares para la medición, de tal forma que exista unicidad de criterio y de acción.**
- **Definir criterios para las condiciones de funcionamiento técnico-eléctrico del sistema de Distribución.**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Con estos criterios ya definidos se puede llegar a:
- **Reconocer en el rubro de los costos un peso para las pérdidas.**
- **Reconocer diferenciación de pérdidas.**
- **Reconocer la existencia de pérdidas técnicas no gestionables.**
- **Reconocer ineficiencia de la empresa.**
- **Definir criterios para tratar las pérdidas.**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

- Como criterio de eficiencia se deben separar las pérdidas de topología de la red (técnicas), de las debidas a Gestión administrativa (No técnicas).
- De igual forma se deben separar las pérdidas urbanas (residencial, comercial, oficial, industrial), de las pérdidas de distribución rural.

Esta división genera bastante claridad.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

DISEÑO DE LA RED

Con la información sobre las pérdidas separadas por niveles de voltaje, se aprecia una tendencia a la disminución, cuanto más alto sea el nivel de voltaje.

Si el diseño de la Red se estandariza por un voltaje alto; para la misma potencia, la magnitud de la corriente Baja; las pérdidas deben bajar.

¿Cuál es el TIR? ¿Cuál es el Beneficio técnico? ¿Cuáles son las desventajas?

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

DISEÑO DE LA RED

En el proceso de distribución de Energía, se encuentran dos actividades claramente definidas:

- La Operación de la Red.
- La Comercialización de la energía transmitida.

Estas son dos actividades que tienen que rendir separadamente sus cuentas y deben lograr sus propios beneficios.

Son Dos empresas dentro de una

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

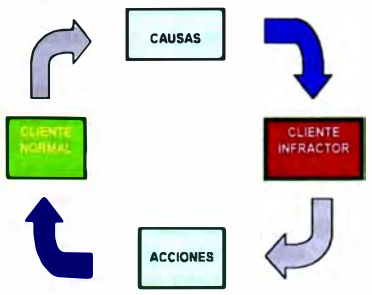
Cuál es el monto de Pérdidas Técnicas?

Cuáles el de Pérdidas NO Técnicas?

Para las pérdidas NO técnicas existe una diversidad de causas con lo cual se dificulta minimizar estos resultados.

Aparece la ecuación en la cual se debe analizar cual es la causal para que la acción de solución guarde correlación.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS



MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Algunas de las CAUSAS de Pérdidas No técnicas pueden ser:

POLÍTICAS.- por leyes y regulaciones.
CULTURALES.- cultura del no pago.
TÉCNICAS.- por debilidades del operador.
SOCIALES.- manejos de la comunidad.
DESPLAZAMIENTO.- usos masivos del servicio.
ADMINISTRATIVAS.- políticas administrativas.
DE LOGÍSTICA.- atención al cliente.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Algunas de las ACCIONES que se pueden mencionar son:

POLÍTICAS.- **No son del resorte del operador de red, pero si debe existir un acercamiento para no generar sensación de abandono y olvido.**
CULTURALES.- **Son los malos hábitos culturales sumados a la NULA presencia del operador.**
TÉCNICAS.- **La atención y presencia en el sistema hasta el usuario final, minimiza las posibilidades de pérdidas.**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Algunas de las ACCIONES que se pueden mencionar son:

SOCIALES.- **Una empresa de servicios públicos siempre debe tener un grupo de Gestión Social que ayude a la parte técnica.**
DESPLAZAMIENTOS.- **Ea Otra oportunidad para Gestión Social de la empresa.**
ADMINISTRATIVAS.- **Pone en juego el ingenio de la parte comercial de la empresa para minimizar el fraude.**
DE LOGÍSTICA.- **Acompañamiento y Buen manejo al cliente en ambiente gana-gana.**

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Sobre el FRAUDE se pueden mencionar algunos de los eventos más comunes:

ENERGÍA SIN LEGALIZAR.- son conexiones sin ninguna clase de medida y sin la autorización del operador de red.
Las REDES se deben diseñar lo menos vulnerables posible, ejerciendo presencia constante, contacto, comunicación y concientización para cambio de la cultura.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

LÍNEA DIRECTA.- el usuario se encuentra legalizado pero hace puente al contador para no pagar parte del consumo.
El sistema de MEDICIÓN se debe diseñar con la menor vulnerabilidad posible, es necesario la presencia, el contacto y buena comunicación para generar cambio de cultura.

FASE INTERRUMPIDA.- es originada por una condición anormal en la conexión y funcionamiento del contador.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La planeación y el seguimiento a las acciones, son elementos fundamentales para garantizar éxitos del programa.
La *Planeación Estratégica* es una tarea propia de la Alta Gerencia que define el Norte y la meta a corto plazo.
El plan estratégico se define como un indicador al cual se debe llegar en un tiempo definido y para ello se deben asignar sus propios recursos.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La *planeación estratégica* necesita que se involucre a la totalidad de personas de la empresa, desde Alta Gerencia hasta los Contratistas de la empresa.

La planeación estratégica comprende dos (2) áress de acción:

La ejecución propiamente del plan.
La ejecución de acciones de entorno.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Una vez la Alta Gerencia define su posición, aparece la *planeación táctica* con la cual se define la operatividad y acciones de mejoramiento.

El conjunto de acciones que conforman el Plan Táctico, es el que utiliza todos los recursos asignados para desarrollar el programa de mejoramiento.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La *planeación operativa* es aquella acción que permite materializar sobre el terreno, todas las acciones contenidas en el *plan táctico.*

Aunque se podría diseñar cada semana o cada mes, es común que se generen cambios permanentes como respuesta a la dinámica que ofrece la realidad del fenómeno de las pérdidas de energía.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

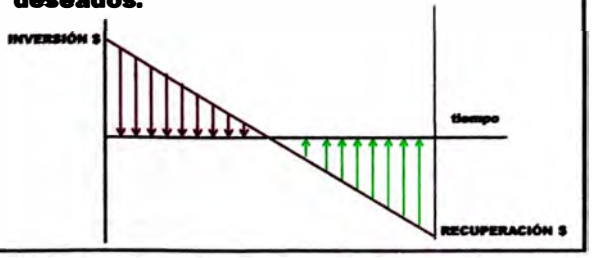
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La planeación debe ser discutida con todos los miembros del equipo, incluidos los "Contratistas" de tal forma que con la experiencia y conocimiento de todos el mejoramiento sea continuo.

Al Definirse la *estrategia operativa*, de inmediato se estará definiendo la magnitud del presupuesto a utilizar en el proyecto.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONSUMOS

Existe un valor de inversión, con el cual se sensibiliza hasta que magnitud se debe invertir, para obtener los beneficios deseados.



2°.-
FLUJO DE POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

FLUJOS DE POTENCIA

Los altos costos de los insumos, la competitividad internacional y la muy baja sostenibilidad del Medio Ambiente, exigen a la cadena energética de cualquier país, ser más Exigente y Eficiente.

La cadena energética la compone:

Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización con usuario final.

Cada uno de estos elementos tiene un Papel Preponderante en el proceso.

FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de un sistema eléctrico de transmisión o de Distribución converge al cálculo en condiciones de operación "sostenible en régimen"; con información sobre la *Tensión* en los barrajes, *flujo de potencia* activa y reactiva, en todas las líneas, *pérdidas* en *líneas* y pérdidas en *transformadores*.
Con esta información se resuelven problemas de la operación económica, de regulación de voltaje, de planificación de nuevos sistemas, compensación y otros.

FLUJOS DE POTENCIA

- Topología radial.
- Múltiples conexiones.
- Cargas de diferente naturaleza.
- Poca significancia a valores R / X.
- No presentan transposiciones.
- Diferentes tipologías de cargas:

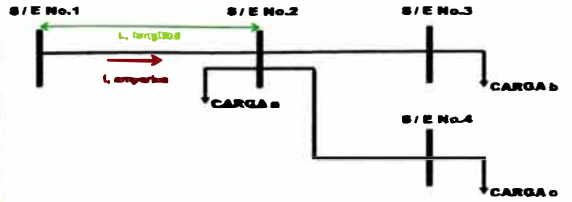
> Monofásicas. > Bifásicas. > Trifásicas.

- Cargas dinámicamente variables.

FLUJOS DE POTENCIA

La gran variabilidad de la carga, está llevando al sistema de distribución a utilizar para el *control del voltaje* por M.T, Transformadores con un cambiador de derivación y/o bancos de capacitores para mejorar el perfil de la onda de voltaje.
Ya existen Trafos., con Cambiador Bajo Carga LTC-Load Tap Changer, ó Cambiador de Derivación Bajo Carga-CDBC.
El objetivo es mantener un perfil o nivel de voltaje optimo en el barraje.

FLUJOS DE POTENCIA



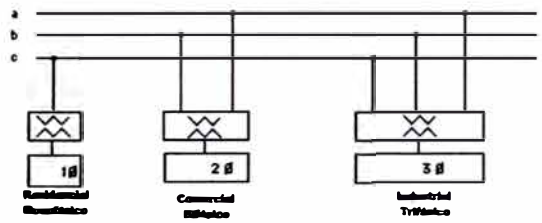
La longitud del tramo de Red, sea en M.T., o B.T, origina con la corriente (carga) que transporta un momento de potencia que se traduce en pérdidas de voltaje.
A mayor longitud, mayor resistencia.

$\Delta V_{ent.-sal.} = I*R$; Pérdida Pot. = $(I*I)*R$

FLUJOS DE POTENCIA

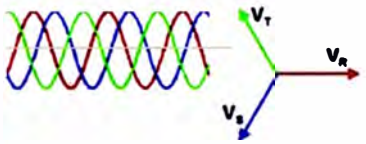
Otro aspecto que afecta altamente la eficiencia del sistema de Distribución en especial por B.T es el tipo de carga existente ya que se tienen Monofásicas, Bifásicas y Trifásicas, causadas por sector Residencial, Comercial e Industrial, Mientras que en M.T, predomina el sistema Trifásico,
Esta situación genera la oportunidad de mejoramiento por *Desbalance de Voltaje* en el sistema de distribución.

FLUJOS DE POTENCIA

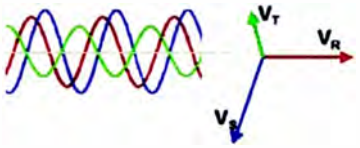


Cargas normales y recurrentes en un sistema de distribución de Potencia

FLUJOS DE POTENCIA



SISTEMA BALANCEADO, MAYOR EFICIENCIA



SISTEMA DES-BALANCEADO, MAYORES PÉRDIDAS

FLUJOS DE POTENCIA

El desbalance de voltaje, produce en los sistemas polifásicos, dificultades en las corrientes.
Corrientes desbalanceadas pueden originar diferentes tipos de problemas en cargas trifásicas.
Un Desbalance de o mayor a 3,5% puede incrementar las pérdidas hasta en un 18%

Fuente: NEMA MGI1-14.35

FLUJOS DE POTENCIA

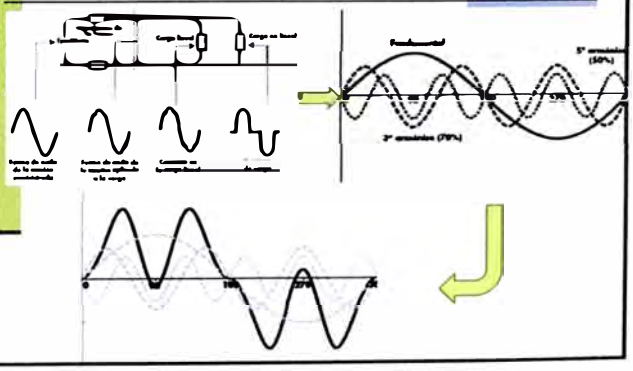
La norma americana IEEE 1159, recomienda un límite de 2% de desbalance entre líneas.
Su cálculo "aproximado" se logra de la siguiente forma:
% de Desbalance =
(Max _ Desviación (D1, D2, D3) / Promedio)*100%
Promedio = (V1+V2+V3)/3
D1=Abs. (Promedio - V1)
D2=Abs. (Promedio - V2)
D3=Abs. (Promedio - V3)
La asimetría de tensiones, se conoce como el desequilibrio de tensiones. Un sistema trifásico está equilibrado cuando lo constituye tres señales sinusoidales de igual amplitud y desfase de 120°.

FLUJOS DE POTENCIA

Se puede agregar como tercer elemento de análisis en la mejora de Eficiencia de Sistemas de Distribución, el uso de los sistemas de *Control de Potencia* con tecnología de punta.

Por el funcionamiento de la electrónica para la función de Control, origina perturbaciones de Voltaje y/o de Corriente en el sistema, los cuales atentan contra el nivel de Eficiencia del sistema de distribución.

FLUJOS DE POTENCIA



FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de Flujo de Potencia busca estudiar el comportamiento del sistema de Distribución, desde las ópticas y análisis de Variaciones de Voltaje y con el flujo de Carga, la Pérdida de Potencia.

El objetivo es mantener control en los niveles de voltaje, aguas arriba o aguas abajo, sin perder de vista la carga transportada y "Calidad de la misma", que depende del "Usuario final", sin control del Operador de la red.

FLUJOS DE POTENCIA

Todos estos aspectos de diversidad y de dinámica de las cargas que se tiene actualmente, hace que los sistemas convencionales de Ingeniería, necesiten recursos de mayor nivel tecnológico para mantener control y garantizar con mayor grado "la Eficiencia" de estos sistemas.

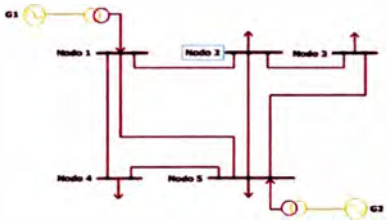
Aparecen los algoritmos, los software y demás ayudas y sistemas que permiten la simulación y análisis en línea y On-time.

3°.- CIRCUITOS ELÉCTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

TOPOLOGÍA DE LAS REDES

RED ENMALLADA



CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

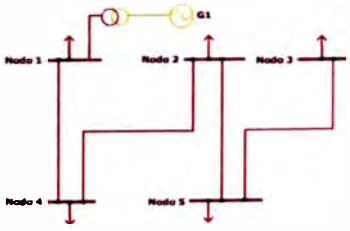
En un sistema Tipo MALLA o enmallado las cargas siempre están alimentadas, sin importar, que en una de las líneas de interconexión ocurra alguna falla.

Esto es debido a los múltiples caminos que tiene la corriente eléctrica para circular, por esta razón este sistema brinda una alta confiabilidad. Es un sistema costoso pero ofrece una Mayor Confiabilidad al sistema.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

TOPOLOGÍA DE LAS REDES

RED RADIAL

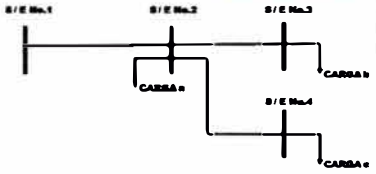


CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

En el sistema de distribución RADIAL la corriente eléctrica, al contrario que en el sistema tipo enmallado, circula en una sola dirección lo que ofrece un control sencillo del flujo ya que es realizado exclusivamente desde el centro de alimentación.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

FLUJO DE CARGA

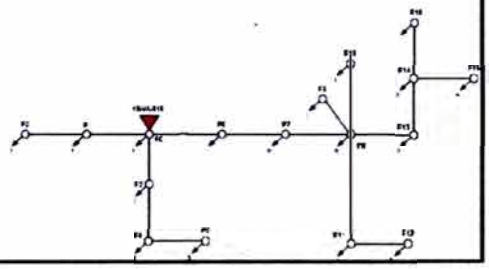


		POTENCIA EN NODO DE ENCIMO					
		POTENCIA EN MW			POTENCIA EN MVARS		
ENVÍO	ENCIMO	PA	PB	PC	QA	QB	QC
1	2	3	2,8	2,6	0,8	0,4	0,2
2	3	1,2	1,3	1	0,1	0,1	0,1
2	4	2,5	2,5	2,5	0,3	0,3	0,3

CARGAS	FASE A		FASE B		FASE C	
	In	e°	In	e°	In	e°
CARGA a	3,186	-14,93	2,531	-129,1	2,867	118,91
CARGA b	1,304	-4,76	1,304	-124,4	1,000	114,29
CARGA c	2,517	-8,84	2,517	-128,8	2,517	113,16

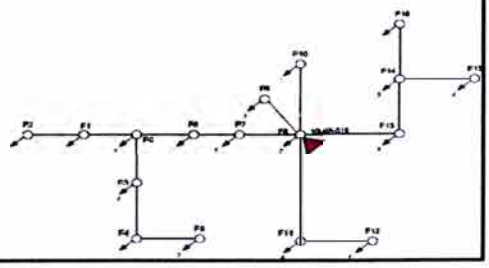
CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

CENTRO DE GRAVEDAD ENERGÉTICO
Cuál es la Regulación en
F2, F5, F12, F15 y F16



CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

CENTRO DE GRAVEDAD ENERGÉTICO
Cuál es la Regulación en
F2, F5, F12, F15 y F16



CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

La disminución de pérdidas en un sistema de distribución de potencia eléctrica permite varies acciones para la minimización de los efectos.
La regulación de voltaje o caída de tensión está directamente relacionada con la magnitud de potencia transmitida por la red.

Potencia transmitida = V*I*cos.ø
Resistencia conductor = p*Long./área
Pérdida Potencia = I*I*R

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Si la caída de tensión en los puntos analizados no cumple los estándares definidos como INDICADORES, son varias las alternativas a implementar:
- **Incrementando calibre del conductor.**
- **Disminuir la longitud del ramal.**
- **Re-configuración del circuito.**
- **Incrementando nivel de voltaje ****
- **Mejorando Factor de Potencia del sistema, (acción conjunta)**

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Por medio de un pequeño ejercicio de *Flujo de Carga* se puede analizar el estado actual del sistema.

a. CANTIDAD Y ESTADO DE ACTIVOS.

1. *Transformadores*
- **Ubicación, identificación.**
- **Capacidad.**
- **Estado físico-mecánico.**
- **Cargabilidad.**
- **Protección.**
- **Tiempo de servicio.**

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

2. *Líneas y Redes*
- **Longitud y coordenadas**
- **Calibre y tipo de conductor.**
- **Carga transportada.**
- **Derivaciones que alimenta.**
- **Estado físico de los elementos.**

3. *Elementos de protección y mando.*
Ubicación y características relacionadas con transformadores y cargas.

4. *Otros elementos.*
Capacitores, seccionadores, otros.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Otro elemento a identificar es.

b. DIAGRAMAS UNIFILARES.
Estos elementos deben mostrar la mayor información posible y adicionalmente deben estar actualizados, de acuerdo a un plan de desarrollo.
Se puede ubicar en estos diagramas el flujo de carga para cada línea y elemento de red de distribución
Es importante que se identifique la fecha de actualización de la información.

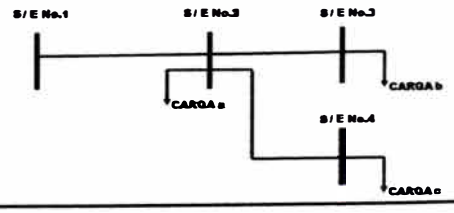
CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Otro elemento a identificar es.

c. FLUJO DE CARGA
Con esta información se logra tener en tiempo resl las condiciones dinámicas de funcionamiento de todo el sistema de distribución de energía, de tal forma que facilite el análisis, seguimiento y proyecciones a corto, mediano y largo plazo.
Debe contener información de potencias, corrientes y fasores.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Se combinan los conceptos de diagrama unifilar y flujo de carga para tener una información precisa, los barrajes deben tener sus propios nombres.



CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Se debe sostener un control en el Voltaje del barraje en cada Sub-estación.

SUB ESTACIÓN	FASE A		FASE B		FASE C	
	Vn	ø °	Vn	ø °	Vn	ø °
S/E No1	32.934	-0,77	32.967	-120,72	32.967	119,28
S/E No2	32.010	-3,52	32.373	-123,49	32.241	116,91
S/E No3	31.845	-4,01	32.275	-124,13	32.142	116,50
S/E No4	31.779	-4,57	32.109	-124,56	31.944	115,86
REFERENCIA	[illegible]	0	[illegible]	-120	[illegible]	120

Voltajes y ángulo de fase

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Se debe sostener un control sobre el flujo de Carga o Potencia que sale por cada circuito.

		POTENCIA EN NODO DE RECIBO					
		POTENCIA EN KW			POTENCIA EN KVARS		
ENVÍO	RECIBO	PA	PB	PC	QA	QB	QC
1	2	3	2,8	2,8	0,8	0,4	0,2
2	3	1,2	1,3	1	0,1	0,1	0,1
2	4	2,5	2,8	2,8	0,3	0,3	0,3

Potencia Distribuida

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

En cada Carga se debe sostener un control sobre la magnitud de la Corriente que se entrega y las características de la misma.

CARGAS	FASE A		FASE B		FASE C	
	In	ø °	In	ø °	In	ø °
CARGA a	3,105	-14,93	2,531	-129,89	2,907	115,91
CARGA b	1,394	-4,76	1,394	-124,4	1,006	114,29
CARGA c	2,517	-5,84	2,517	-128,84	2,517	113,16

Carga Entregada

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

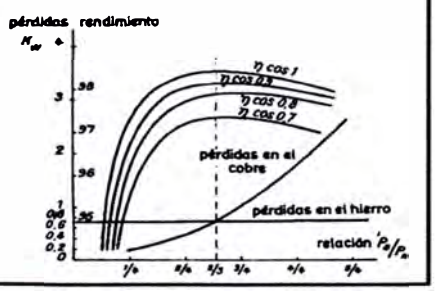
Otro elemento a identificar es.

d. TENDENCIA DE LA CARGA

Con base a la información colectada y el cruce de información con las entidades del estado, comercio, industria y demás se debe hacer análisis periódicos sobre la tendencia y comportamiento de la carga en cada circuito.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

La cargabilidad del TRANSFORMADOR de igual forma incide en la eficiencia del sistema



CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

El desbalance de voltaje, en los TRANSFORMADORES origina pérdidas a su interior, por temperatura, corrientes de Foucault, corrientes de Eddy entre otros.

Un desbalance en el transformador, como fuente de potencia, origina automáticamente desbalance en las corrientes que entrega.

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Es importante tener el control de la "Calidad de la Carga" que alienta el transformador.

- **Desbalance del sistema.**
- **Magnitud de la carga (corriente).**
- **Factor de potencia.**
- **Calidad de las cargas (armónicos).**
- **Cargabilidad del transformador.**
- **Longitud de los ramales (adicional).**

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Los conceptos anteriores llevan a la conclusión de que es importante:

- **La Medición Permanente sobre el sistema.**
- **La definición de Indicadores.**
- **La acción correctiva dinámica**

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

[illegible] ESTACIÓN	FASE A		FASE B		FASE C	
	Vn	Ø°	Vn	Ø°	Vn	Ø°
S/E No1	32.934	-0,77	32.967	-120,72	32.967	119,28
S/E No2	32.010	-3,52	32.373	-123,49	32.241	116,91
S/E No3	31.845	-4,01	32.275	-124,13	32.142	116,50
S/E No4	31.779	-4,57	32.109	-124,56	31.944	115,86
[illegible]	[illegible]	0	[illegible]	-120	[illegible]	120

Desbalance S/E No.1 = 0,06%
Desbalance S/E No.2 = 0,61%
Desbalance S/E No.3 = 0,75%
Desbalance S/E No.4 = 0.51%

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

CARGAS	FASE A		FASE B		FASE C	
	In	ø °	In	ø °	In	ø °
CARGA a	3,108	-14,53	2,831	-125,09	2,867	116,91
CARGA b	1,304	-4,75	1,304	-124,4	1,666	114,29
CARGA c	2,617	-6,84	2,617	-126,84	2,617	113,16

Desbalance Carga a = 9,42%
Desbalance Carga b = 13,79%
Desbalance Carga c = 0,00%

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Este desbalance en las corrientes, origina desbalances de voltaje al final del alimentador, cuando se aplica una carga.

En B.T, se analiza la línea con una impedancia y resistencia debida a la longitud del conductor (R y X_L).
La carga tiene un factor de potencia.
Esto origina una caída de tensión

$$\Delta V = (R^*\cos.\emptyset + X_L^*\text{sen}.\emptyset) * I * L$$

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

La acciones anteriores se complementan con la medición de la potencia transmitida.

[illegible]		POTENCIA EN NODO DE RECIBO					
		POTENCIA EN kW			POTENCIA EN kVARS		
ENVÍO	RECIBO	P A	P B	P C	Q A	Q B	Q C
1	2	3	2,5	2,8	0,5	0,4	0,2
2	3	1,2	1,3	1	0,1	0,1	0,1
2	4	2,5	2,5	2,5	0,3	0,3	0,3

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Al medir la Potencia Activa y la Reactiva, se puede tener información de desbalance y de Factor de Potencia, mediante cálculos sencillos.

Ramal 1 – 2
Desbalance 18,12% ; cosØ=0,98

Ramal 2 – 3
Desbalance 25,88% ; cosØ=0,99

Ramal 2 – 4
Desbalance 0,0% ; cosØ=0,99

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Teniendo una información actualizada del sistema, se tiene una base de datos suficiente para proceder a .....

LA TOMA DE DESICIONES.

¿Qué se debe planear?

¿Qué se debe controlar?

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

Quién origina los desbalances de la corriente?

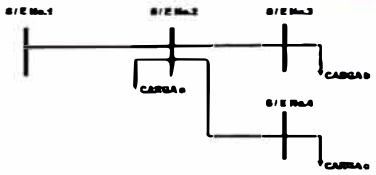
¿Hay cargas monofásicas o bifásicas en el ramal? ¿Cuál es su distribución?

¿Las cargas son trifásicas?

¿Se debe medir en las acometidas?

¿Qué se necesita para hacer las mediciones?

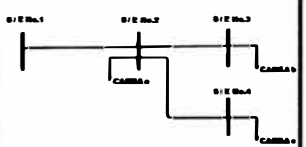
CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA



Que correlación existe entre:
La S/E No.1 y la S/E No.2?
La S/E No.2 y la S/E No.3?
La S/E No.2 y la S/E No.4?

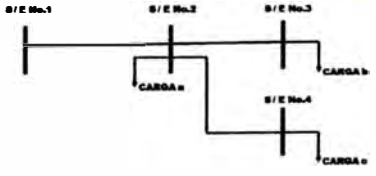
CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

		POTENCIA EN NODO DE ENVIO					
		POTENCIA EN kW			POTENCIA EN kVAR		
ENVIO	RECIBO	P A	P B	P C	Q A	Q B	Q C
1	2	3	2,8	2,8	0,8	0,4	0,2
2	3	1,2	1,3	1	0,1	0,1	0,1
2	4	2,8	2,6	2,8	0,3	0,3	0,3



Ramal 1 – 2 = 2,76 MW promedio
Ramal 2 – 3 = 1,16 MW promedio
Ramal 2 – 4 = 2,50 MW promedio
La carga (a) debe consumir??

CIRCUITOS ELECTRICOS EN DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA



Que correlación existe entre:
La S/E No.2 y la Carga a? ¿ (?) ?
La S/E No.3 y la Carga b?
La S/E No.4 y la Carga c?

4°.-
CALCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN V A D

CÁLCULO DEL V A D

Actualmente la generación y suministro de la energía Eléctrica se encuentra Segmentada en cuatro grandes bloques.

La Distribución y la Comercialización presentan sus novedades particulares, diferentes a las de la Generación y la Transmisión.

La *Regulación* propiciada por el estado, busca simular un mercado competitivo en Distribución y Comercialización.

CÁLCULO DEL V A D

El ente Regulador debe propiciar un equilibrio entre el Operador de Red, el Comercializador y la Comunidad.

Para ello "debe incentivar" la Eficiencia en la Gestión, la Inversión en el sistema, y la Reducción de Pérdidas en el proceso.

El esquema de Regulación determina la Tarifa o ingreso para el Operador de Red y comercializador y para ello se deben calcular los Costos Administrativos y operativos de la Distribución. – V A D

CÁLCULO DEL V A D

Para el cálculo del VAD, se deben tener presente dos ítems:
- **Los activos de la Empresa de Servicio.**
- **Los gastos de la Empresa de Servicio.**

Con estos elementos se busca el punto de Eficiencia Integral como Operadora de Red y Comercializadora, ya sea en una sola Empresa de Servicio, de tal manera que se Garantice Sostenibilidad a la empresa y Confiabilidad al Usuario Final.

CÁLCULO DEL V A D

Como activos de la Empresa de Servicio se pueden mencionar:
- **Costos de instalaciones existentes y las nuevas instalaciones.**
- **Costos de Operación y Mtto de la red.**
- **Compra de Energía.**
- **Pérdidas de energía.**
- **Costos de Capital. (Depreciación de instalaciones más intereses de capital invertido)**

CÁLCULO DEL V A D

***Costos de Operación y Mantenimiento* de la Red cubre sueldos y salarios de todo el personal administrativo, técnico, bienes, terrenos e inmuebles, y costos de Mtto de Líneas y Transformadores y costos adicionales de medición y lectura, servidumbre, vigilancia y otros.**

En estos costos tiene gran peso el área de influencia y la densidad de carga.

CÁLCULO DEL V A D

Compra de Energía.

Juega papel importante el esquema de precios y la actividad del ente regulador para que presente un sistema Sostenible a Generador, Transmisor, Distribuidor y Comercializador.

Esta actividad debe ser un proceso que permita satisfacer la demanda al mínimo costo, a pesar de la inestabilidad en el tiempo por la dinámica del mismo sistema.

CÁLCULO DEL V A D

Pérdidas de Energía.

Dentro de la cadena energética, en la distribución es donde mayores pérdidas técnicas se producen.

La manera usual de manejar estos costos de pérdidas es imputando un porcentaje a los clientes, que se conoce como pérdidas reconocidas o permitidas; se espera que de esta forma la operadora se incentive a la reducción de las pérdidas.

Este nivel de pérdidas se maneja acorde al nivel de tensión.

CÁLCULO DEL V A D

El ejercicio arroja la consecución de una ecuación que permita determinar los componentes de VAD en función de Clientes, Demanda máxima, Energía consumida, Crecimiento de Carga y otros

Desde el Operador de Red este ejercicio se logra con el análisis de Instalaciones y de Gastos Optimizados basados en la estructura Operativa y Gestión Comercial y Administrativa, produciendo unos Costos Eficientes para crear el V A D

CÁLCULO DEL V A D

Dimensionamiento de la Red.

La información fundamental para tener un sistema eficiente es:

- **Carga instalada**
- **Demanda máxima.**
- **Longitud del circuito.**
- **Nivel de voltaje.**
- **Factor de Crecimiento de la demanda**

Con esta información se genera una base donde se aprecia diferentes Capacidades de transporte con costos de instalación a la fecha, con horizonte a 30 años.

CÁLCULO DEL V A D

Viabilidad de Distribución.

Para profundizar más en la eficiencia del sistema se necesita conocer el:

Factor de Carga.- (F_c)

Definido como el cociente entre la potencia media de la curva de carga contra la potencia máxima.

$$F_c = P_{media} / P_{máxima}$$

Factor de Pérdidas.- (F_p)

Definido como el cociente entre pérdidas medias contra pérdidas máximas.

CÁLCULO DEL V A D

Otra expresión del factor de pérdidas se presenta a partir de la carga manejada

$$F_p = 0,3*F_c + 0,7*F_c^2$$

Donde

F_p = Factor de pérdidas

F_c = Factor de carga

Las pérdidas por transporte son

$$P_{perd.} = 3*R*I^2*L$$

De este modo las pérdidas anuales son:

$$P_{energía} = 8760 * (P_{perd.} + P_p)$$

5°.-
MEDICIÓN DIRECTA E INDIRECTA

MEDICIÓN

La medición es el único elemento justo que permite el cobro de un servicio entregado.

Para la medición de energía debe existir parámetros de condiciones mínimas:

- Energía Activa.
- Porcentaje de Energía reactiva.
- Tipos de tarifas.
- Forma de medición. (hora, mensual)

MEDICIÓN

Medición Directa:
El instrumento de medición se conecta directamente a los conductores de potencia de la carga.

Medición Semi-Directa:
La señal de corriente se toma por medio de un Transformador de Corriente y las de tensión directo a los conductores.

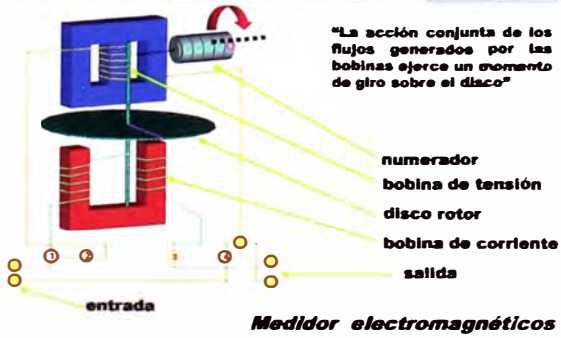
Medición Indirecta:
El instrumento está conectado a los transformadores de medición.

MEDICIÓN

Los medidores de energía según su construcción se clasifican en :
De Inducción o electromagnéticos.-
Conformados por una bobina de corriente y otra de voltaje y un elemento de compensación.

El funcionamiento está dado por los campos creados por las bobinas.
Dependiendo del ángulo de desfase de los dos flujos medirá energía activa (90°) o energía reactiva (0° o 180°)

MEDICIÓN



Medidor electromagnéticos

MEDICIÓN

MEDICIÓN

Medidor Electrónico.-
Es multifuncional basado en un dispositivo de estado sólido.

Totalmente programable por software, uni o bidireccional y con opción de medir Potencia Activa-KWh, Reactiva-KVARh, Aparente-KVAh, Demanda máxima, doble o multi-tarifa, corriente, voltaje, factor de potencia.

MEDICIÓN

Medidor electrónico

MEDICIÓN

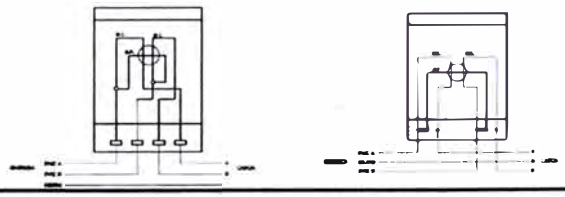
Tipo de conexión
Monofásico Bifilar.- **Para el registro de cargas de baja potencia, conformación de fase y neutro.**

Bifilar Simétrico **Bifilar Asimétrico**

MEDICIÓN

Tipo de conexión
Monofásico Trifilar.- **Para el registro de cargas a dos voltajes diferentes, con alimentación de 2 fases y 1 neutro. Las dos fases entran al medidor, el neutro no.**

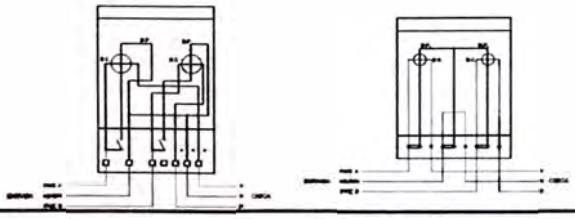
Trifilar Simétrico **Trifilar Asimétrico**



MEDICIÓN

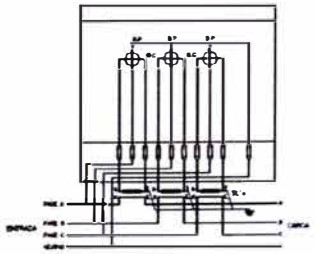
Tipo de conexión
Bifásico trifilar.- **Para el registro de cargas a B.T de 2 fases y 1 neutro.**

Trifilar Simétrico **Trifilar Asimétrico**



MEDICIÓN

Tipo de conexión
Trifásico Trifilar.- **Para el registro de cargas trifásicas de 3 fases y 1 neutro**



6°.-
PROCESOS COMPLEMENTARIOS EN REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Como Proceso complementario en la Reducción y Control de Pérdidas de Energía se puede mencionar un "Proceso de Gestión de la Medición"
De tal forma que para Empresa y Clientes, exista plena confianza y seguridad que los insumos que se utilizan en la Gestión Comercial y Técnica de Compra, Venta y Balance Energético cumple parámetros de Confiabilidad, Calidad y Seguridad.

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Una vez se revise el estado actual de Resultados, y alineado con esta situación se debe Reforzar la parte humana del proceso.
Conformar un *Equipo de Trabajo* que soporte un "Plan Integral de Reducción, Control y Mantenimiento de Pérdidas de Energía, soportado en:
- **Planes estratégicos y Tácticos.**
- **Planes Operativos y Presupuestales.**
- **Medida de Resultados en tiempo y modo.**

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Complementariamente con el entorno de la empresa debe existir:
- **Una "*Herramienta de Balance*" que permita determinar claramente los niveles de Pérdidas con lo cual se genere:**
- **Programas de Análisis y definición de acciones sobre clientes y Sistema.**
- **Estrategia de "Tercerización en "Mano de obra" y no en Supervisión.**
- **Seguimiento a Índices e Indicadores de Gestión, Control de *acciones* y *Resultados*.**

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Como tercer elemento es necesario revisar la Acción y Resultados propios de Mantenimiento.
- **Con la Sinergia Energética actual, las acciones de Mantenimiento deben ser de tipo Proactivo y en Eficiencia Energética.**
- **Debe integrar la acción preventiva propia del Mantenimiento con la acción correctiva en las Pérdidas de Energía cualquiera sea su origen.**
- **Mantenimiento debe ser soporte de la Planeación.**

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Finalmente debe revisarse la "Gestión Social de la Empresa"
- **Uno de los elementos de punta de la Responsabilidad Social Empresarial debe estar en la Capacitación Integral a la Comunidad Cliente del Servicio.**
- **En buena parte, los Buenos Resultados de la Gestión Técnica de la Empresa se soporta en el "Uso que el cliente da al Servicio que le entrega la Empresa"**

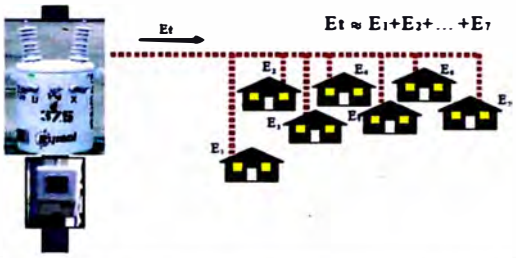
PROCESOS COMPLEMENTARIOS

Los procesos *"Técnico-Administrativos"* relacionados con los clientes se deben desarrollar frente al cliente, aprovechando estas oportunidades para incrementar el Conocimiento en la Comunidad.

- **Para nosotros que vivimos en el medio *"Parece Obvio muchos aspectos"* pero el común de la gente desconoce aspectos básicos del sistema energético.**
- **Acción correctiva está en el *"Balance Energético"* para lectura y facturación.**

PROCESOS COMPLEMENTARIOS

CASO DE BALANCE ENERGÉTICO



7°.-
TELE-MEDIDA
REDES ELECTRICAS INTELIGENTES
"Smart-Grid"

TELEMEDIDA & Smart Grid

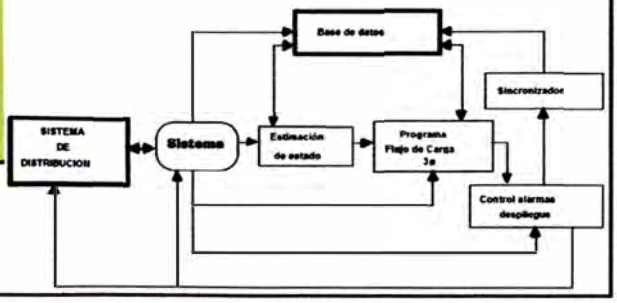
AUTOMATIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN

Automatizar procesos de cualquier índole Exige dos acciones, más una condición fundamental del sistema manual.

- **Consecución de Hardware y de Software "adecuado" al sistema que se tiene con las Proyecciones que se planean en un determinado tiempo.**
- **Para realizar esa acción "antes" se debe tener una Base de Datos *depurada, confiable y Exacta* de los elementos a manejar por medio de la tecnología.**

TELEMEDIDA & Smart Grid

Lazo de control en Sistema de distribución



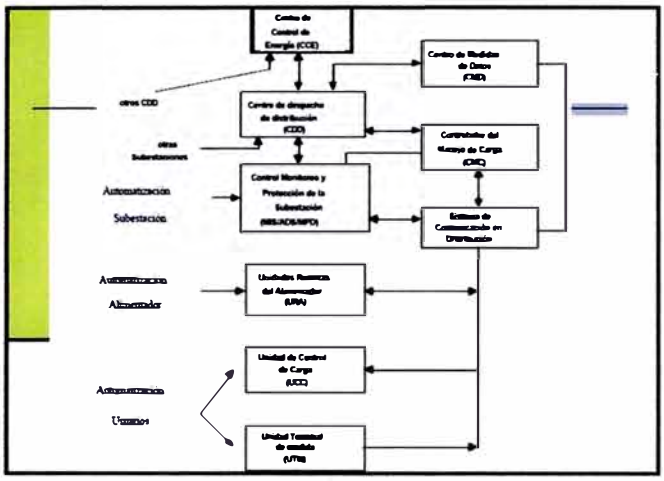
TELEMEDIDA & Smart Grid

Las funciones de Automatización en sistemas de Distribución de energía se puede ubicar en:

- **Subestación.**
- **Alimentador.**
- **Usuario.**

La automatización en cada uno de estos niveles puede ser "Independiente" con los otros dos.

Debe ser supervisada y Controlada por un "Centro de Control, Protección y Mando"



TELEMEDIDA & Smart Grid

Funciones de *Control* en la *Subestación*.
- **Seccionamiento de Barrajes (post-falla).**
- **Acción Interruptores y Re-conectadores.**
- **Control del cambiador de derivación.**
- **Control a Banco de condensadores.**

Funciones de *Supervisión* en la *S/E*.
- **Tensión, Corriente, Potencia y F.P.**
- **Posición de Seccionadores.**
- **Estado de Interruptores.**
- **Control sobre Transformadores.**
- **control en sincronismo.**
- **Calidad del sistema (secuencia cero)**

TELEMEDIDA & Smart Grid

Funciones de *Control* en el *Alimentador*.
- **Control de Tensión y Potencia Reactiva en puntos remotos.**
- **Control del perfil de onda de voltaje.**
- **Control de cambiador de Taps en Trafos.**
- **Manejo de la carga del alimentador.**

Funciones de *Supervisión* en *Alimentador*.
- **Tensión y Condensadores.**
- **Elementos de protección al sistema.**
- **Tensión, Corriente, F.P, en puntos remotos.**

TELEMEDIDA & Smart Grid

Funciones de *Control* en el *Usuario*.
- **Manejo de carga en el consumidor, según necesidades.**
- **Lectura remota de medidores.**
- **Control de alumbrado público.**

Funciones de *Supervisión* en el *Usuario*.
- **carga de los consumidores.**
- **Tensión en el punto de conexión.**

TELEMEDIDA & Smart Grid

TELEMEDIDA

Un sistema de Telemedida de Medidores de Energía Eléctrica se utiliza para la medición y el control de la carga permitiendo hacer "Seguimiento" al consumo de la energía y "Control" a las demandas máximas del usuario.
Esta acción permite un máximo aprovechamiento de la energía manejada por el sistema y un conocimiento "exacto" del consumo de cada usuario.

TELEMEDIDA & Smart Grid

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES
Smart Grid

El desarrollo Tecnológico y los procesos Globalizados exigen que los países se apoyen en Infraestructuras Robusta y Confiables.

Una de estas Infraestructuras en cualquier país es su SISTEMA ENERGÉTICO.
Ya que si no se tiene energía de CALIDAD, realmente nada puede funcionar.

TELEMEDIDA & Smart Grid

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES
Smart Grid

Una Red Inteligente es lo que hemos visto proceso, ES un sistema donde NO se elimina a las personas, sino que le Exija a estas una mayor capacitación, mejor actitud y nuevos conocimientos.

Una Red Inteligente es un sistema que ofrece: Confiabilidad, Calidad, Sostenibilidad, Precio Justo

TELEMEDIDA & Smart Grid

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES
Smart Grid

Es importante y Transcendental realizar un ejercicio de Sostenibilidad para dar este paso:

Inversión v/s Reducción de costos
Inversión v/s Mejora real del proceso
Inversión v/s Mayor Calidad del Sistema
Inversión v/s Mayor Seguridad del Sistema
Inversión v/s Confiabilidad del Sistema
Inversión v/s Mejora del Servicio
Inversión v/s Tiempo de Retorno

PREGUNTAS ?

CONCLUSIONES

GRACIAS POR

SU ATENCIÓN

Electrocentro

TBL The Bottom Line