

UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

**"ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LAS SUBESTACIONES DE LA
ZONA DE ARAGUA". CASO: CADAFE REGIÓN 4.**
**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**



Autor: Echenagucia Maybert

Valencia, Octubre 2008

AGRADECIMIENTO

A Dios por haber despertado en mi el deseo de estudiar, por mantener en mi la esperanza y las ganas de culminar mi meta aun en los momentos más difíciles, por permitirme encontrar el camino para llegar.

A la profesora Maria Mago quien fue mi tutora, por ser amiga, por ser guía y por sobre todo por ayudarme a llevar a mi familia tanta felicidad, que dios la bendiga.

A la Ingeniero Isbelia Perez y al Ingeniero Hugo Bolivar, por su colaboración dentro de la empresa CADAPE, para que este trabajo se cumpliera.

A mis amigos, Tomas Sequeras, Vicente Ledezma, Victor de Abreu y Mariano España, por haber compartido conmigo las venturas y las desventuras de esta travesía, siendo siempre ejemplo de amistad, compañerismo y solidaridad, gracias muchachos son los mejores.

DEDICATORIA

*En especial a mi madre **Josefina Echenagucia**, porque a pesar de tantos obstáculos y tantas carencias siempre estuviste firme, confiando en mí y en que si lo lograría, dando todo de ti para que yo alcanzara mi meta, gracias mamá por confiar en mí, este logro también es tuyo, te lo mereces.*

*A mi Hermana **Solangel Echenagucia**, por su confianza, por su ayuda por ser para mí como una segunda madre y poner tanto de ella para que yo lograra mi sueño, un beso y un abrazo enorme para ti hermana, te quiero mucho.*

*A mi esposo **Johnny Peñaloza**, por estar siempre allí, dándome aliento para seguir, colaborando conmigo en todo lo que podía, viviendo conmigo las alegrías y también las tristezas, muchas gracias mi amor.*

*A mi hijo **Juan Manuel**, por alegrarme cada día con una sonrisa, por hacerme sentir que la lucha vale la pena y por darme motivos para seguir adelante cada vez con más fuerza.*

*A mi hermano **Yorman Echenagucia**, por que se que para el también este logro es motivo de alegría.*

*A mis sobrinos **Zachenka, Kevin y Franyeli**, esperando que esto les sirva para motivarlos a estudiar y conseguir sus metas.*

INDICE GENERAL

CAPÍTULO	I
.....	1
EL	PROBLEMA
.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3. OBJETIVOS	2
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	2
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.5. ALCANCE Y DELIMITACIONES.....	3
1.6. RECURSOS	6
1.6.1. HUMANOS	6
1.6.2. TÉCNICOS	6
CAPÍTULO	II
.....	7

.....	7
-------	---

2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

.....	7
-------	---

2.2. LA EMPRESA

.....	8
-------	---

2.2.1. RESEÑA HISTORICA

.....	10
-------	----

2.2.2. VISIÓN

.....	16
-------	----

2.2.3. MISIÓN

.....	16
-------	----

2.3. BASES TEÓRICAS

.....	16
-------	----

2.3.1. TIPOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES DE ENERGÍA

.....	17
-------	----

2.3.2. COMPOSICIÓN ELÉCTRICA DE UNA SUBESTACIÓN

.....	18
-------	----

2.3.3. SISTEMA DE MEDICIÓN

.....	20
-------	----

2.3.4. CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

.....	21
-------	----

2.3.5. MÉTODOS DE ENSAYO DE MEDIDORES DE ENERGÍA

.....	22
-------	----

2.3.6. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

.....	23
-------	----

2.3.6.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

.....	23
-------	----

2.3.6.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

.....	25
-------	----

2.3.7. ERRORES DE MEDICIÓN	29
2.3.8. MEDICIÓN DE POTENCIA	31
2.3.8.1. CONSIDERACIONES GENERALES	31
2.3.8.2. EXPRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA CONSUMIDA	35
2.3.9. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE COMPRAS DE ENERGÍA	35
2.3.10. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A POLARIDAD DE CORRIENTE INVERTIDA	38
2.3.11. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A LA DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	39
2.3.12. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A MEDIDORES DAÑADOS O APÁGADOS	40
2.4. DEFINICIÓN DE TERMINOS	41

CAPÍTULO

II.	43
------------	-----------

MARCO METODOLÓGICO

	43
--	-----------

3.1. CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	43
--	----

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.3. POBLACIÓN O UNIVERSO DE ESTUDIO	44
3.4. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	46
3.5. DESCRIPCIÓN DE LAS FASES METODOLÓGICAS	47

CAPÍTULO	IV
	50

ANÁLISIS E INTREPETACIÓN DE RESULTADOS	50
---	-----------

4.1. DESARROLLO DE LAS FASES METODOLOGICAS	50
4.1.1. FASE I: CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA CASO EN ESTUDIO	50
4.1.2. FASE II: DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LAS SUBESTACIONES EN ESTUDIO	56
4.1.3. FASE III: PLANTEAMIENTO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	61

CAPÍTULO V	65
-------------------	-----------

CONCLUSIONES	65
--------------	----

RECOMENDACIONES

.....66

ANEXOS

INDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 2.1 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....	12
FIGURA N° 2.2 SUBESTACIÓN ARAGUA.....	13
FIGURA N° 2.3 SUBESTACIÓN MACARO.....	14
FIGURA N° 2.5 ESQUEMA DEL TRAMO DE UNA SUBESTACIÓN	18
FIGURA N° 2.6 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA	19
FIGURA N° 2.7 FRENTE DE TABLERO DE SERVICIOS AUXILIARES	19
FIGURA N° 4.1 REPRESENTACIÓN DEL ESTADO DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA EN LAS SUBESTACIONES EN ESTUDIO	52
FIGURA N° 4.2 DIAGRAMA RESUMEN DE LOS TIPOS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	53

FIGURA N° 4.3 DIAGRAMA DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LAS
SUBESTACIONES DE LA EMPRESA

.....55

INDICE DE TABLAS

TABLA N° 3.1 DISTRIBUCIÓN DE SUBESTACIONES.....	45
TABLA N° 4.1 MEDIDORES CON PROBLEMAS POR SUBESTACIÓN	51
TABLA N° 4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS SEGÚN LAS PÉRDIDAS QUE OCASIONAN	55
TABLA 4.3 RESUMEN DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA EN CADAFE REGIÓN 4	58
TABLA N° 4.4 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	59
TABLA N° 4.5 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LA EMPRESA	60
TABLA N° 4.6 COMPARACIÓN DE SITUACIÓN ACTUAL Y SITUACIÓN DESEADA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	60

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como principal objetivo, el estudio de las pérdidas no técnicas presentes en las subestaciones pertenecientes a la empresa CADAFE Región 4, con la finalidad de aportar soluciones que ayuden a mejorar la situación que hoy en día enfrenta dicha empresa en materia de pérdidas de energía y de esa manera mejorar la rentabilidad de la misma.

El estudio está estructurado por cinco capítulos, el capítulo I que contiene el planteamiento del problema, el objetivo general y los objetivos específicos en los que se especifican lo fines planteados en el proceso de investigación, se explica la importancia del tema así como también el alcance y delimitaciones de la investigación.

El capítulo II contiene información referente a la empresa y todo el material bibliográfico recopilado de diferentes fuentes para el desarrollo de la investigación.

En el capítulo III se describe las fases metodológicas empleadas para la clasificación de las pérdidas no técnicas y la obtención del porcentaje de las mismas así como también la propuesta para su reducción.

En el capítulo IV se exponen los resultados del análisis de los datos suministrados por la empresa y los pasos a seguir para la reducción de las pérdidas no técnicas.

Finalmente se expresan las conclusiones y recomendaciones dadas a la empresa para dar cierre a este trabajo de investigación.

CAPITULO I : EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Dentro de la operación de un sistema eléctrico, las empresas de electricidad del Sector público y privado, juegan un papel importante, ya que son las encargadas de llevar la energía a cada punto requerido.

Actualmente las empresas del ramo eléctrico, se inclinan hacia la calidad y mejora de su servicio en el suministro de energía eléctrica, debido al surgimiento de nuevos centros urbanos y al crecimiento del sector comercial, ya que los requerimientos y condiciones de un buen servicio son cada día más exigentes.

Las pérdidas de energía eléctrica son un problema que aqueja en mayor o menor grado a un número de compañías en el país. Estas equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida; pueden clasificarse como pérdidas técnicas y no técnicas, donde las primeras son producidas por fenómenos físicos y las segundas son la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Uno de los indicadores que utiliza el MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGIA Y PETRÓLEO (MENPET) para aumentar las tarifas en las distintas empresas de electricidad a nivel nacional, son las pérdidas de energía eléctrica que registran las mismas, entre mayor sea el porcentaje de pérdidas que tenga la empresa, menor es el incremento tarifario que obtengan del ente regulador.

Por tal motivo los ingresos de la empresa se ven seriamente afectados, ya que al tener altos niveles de pérdida de energía, deben vender sus productos a precios relativamente bajos, de acuerdo a la tarifa asignada por el ente regulador.

En tal sentido la empresa CADAFE Región 4, ubicada en el estado Aragua, está orientándose a determinar y disminuir sus pérdidas de energía eléctrica, para lo cual se está planteando realizar un estudio de pérdidas eléctricas.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

El estudio permitirá identificar los tipos de pérdidas no técnicas que afectan la rentabilidad de la empresa, tomando en consideración los aspectos siguientes:

- El valor de las pérdidas eléctricas totales en la empresa.
- De qué forma, el estudio de las pérdidas no técnicas contribuye a que la empresa maximice sus ganancias y mejore su rentabilidad.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVOS GENERALES

“Estudiar las pérdidas no técnicas en las subestaciones de la zona de Aragua”. Caso: CADAFE Región 4, con la finalidad de mejorar la rentabilidad de la empresa.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar visitas de inspección a las subestaciones para clasificar las pérdidas no técnicas presentes en ellas.
- Determinar el porcentaje de pérdidas no técnicas en las subestaciones de acuerdo a las causas que las producen.
- Plantear una metodología para la disminución de pérdidas no técnicas según la causa que las producen.

1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Este trabajo proporcionará a la empresa CADAFE información referente a la cantidad de pérdidas no técnicas presentes en sus subestaciones en la zona de Aragua. El estudio:

- Servirá de base para la disminución de pérdidas no técnicas dentro de la empresa.
- Derivará y sustentará nuevos trabajos dentro de la empresa y sus filiales.
- Permitirá la participación de la Universidad de Carabobo a través de sus estudiantes para próximas investigaciones.
- Contribuirá a mejorar la rentabilidad de una de las empresas de electricidad del país, lo que se traduce en mejoras en sus servicios y por lo tanto en beneficio para sus usuarios.

Otra razón para realizar un estudio de estas pérdidas, son las tarifas impuestas por los entes gubernamentales (MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO) a CADAFE como empresa del servicio eléctrico. Las tarifas de energía eléctrica, dependen en gran parte del nivel de pérdidas que se presente en su sistema eléctrico.

1.5. ALCANCE Y DELIMITACIONES

De Espacio: El trabajo se limitará a la información suministrada por la empresa CADAFE y a la información recopilada en las visitas que se realizarán a las subestaciones pertenecientes a dicha empresa en la zona de Aragua Región 4 .

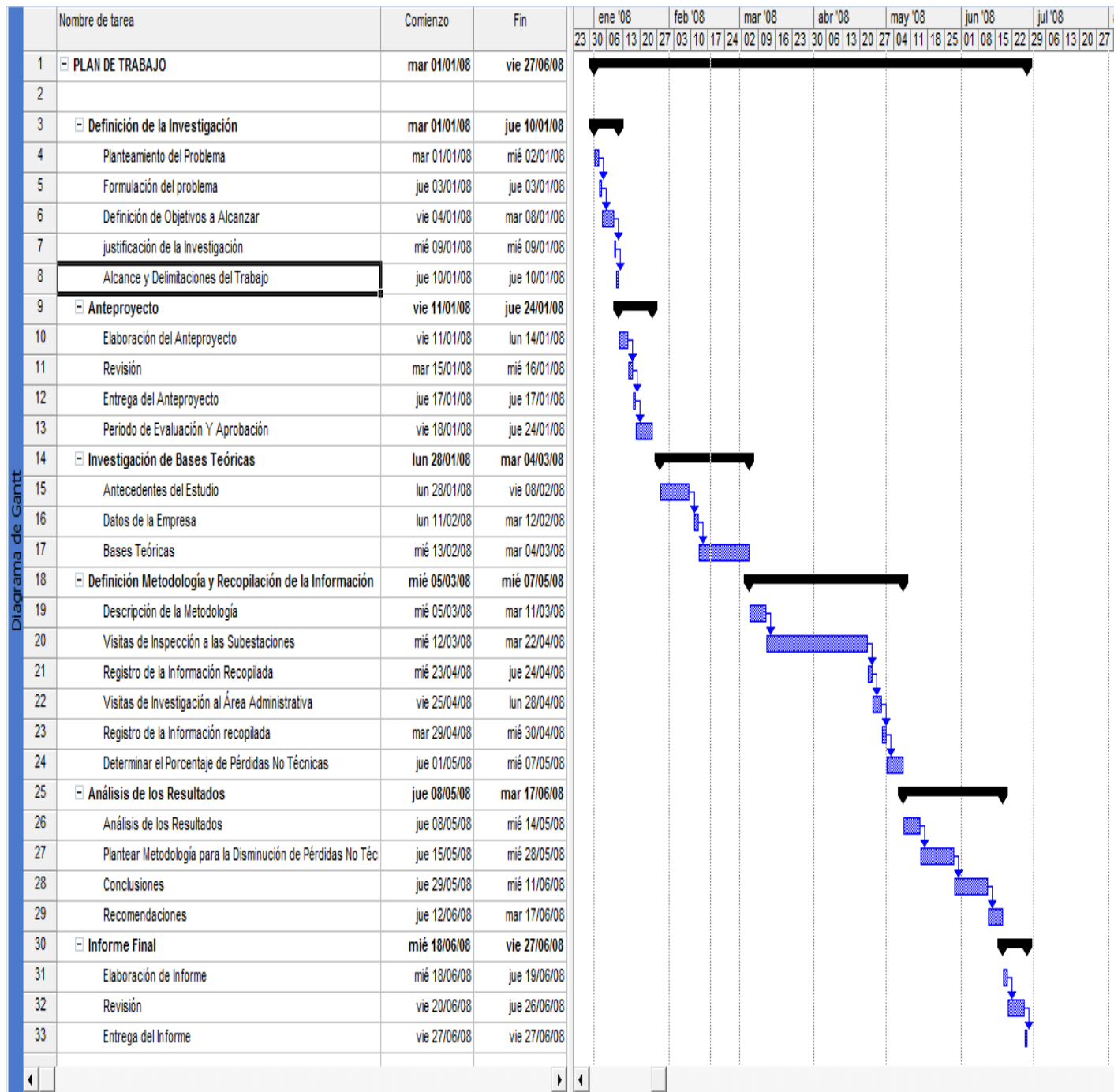
De tiempo: El estudio y recopilación de la información se llevará a cabo desde Enero 2008 hasta Abril 2008. La información recopilada puede ser variable en el tiempo de acuerdo al avance tecnológico y cambios en los procesos.

De Contenido: Este trabajo requiere visitas a las subestaciones para realizar la inspección visual de los equipos de medición de energía en busca de posibles fallas que estén

ocasionando pérdidas no técnicas, también se realizarán comparaciones entre las mediciones resultantes de las inspecciones y las mediciones anotadas por el personal de CADAFE.

El estudio se realizará en las subestaciones indicadas por la empresa CADAFE. Una vez realizado el estudio de las pérdidas no técnicas, habiéndolas clasificado por causas que las producen, indicando su porcentaje, el trabajo se limitará a plantear una metodología para la reducción de las mismas, dejando para futuras investigaciones su aplicación.

1.6. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES



1.6. RECURSOS

1.6.1 Humanos.

Para llevar a cabo las visitas de inspección y recolección de datos en las Subestaciones se cuenta con la colaboración y experiencia de un Ingeniero Electricista, dos técnicos especializados y un operador.

1.6.2 Técnicos.

Entre los materiales, herramientas y equipos utilizados se encuentra: un medidor patrón, equipos de medición (pinzas amperimétricas y punta lógica), internet y material bibliográfico.

Para el procesamiento de los datos, la elaboración y seguimiento del Cronograma de actividades, se utilizó el Software Ms Office 2007, entre los cuales se encuentra Excel, Project, Word.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO.

A la hora de realizar cualquier estudio es necesario revisar y consultar algunas investigaciones previas que tengan relación con el tema a desarrollar y que puedan ayudar al cumplimiento de todos los objetivos trazados en el trabajo. Entre las investigaciones realizadas se pueden citar las siguientes:

➤ **Morales S. Kléber E. y Sánchez S. Whimper O**, "Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundaria". En la escuela superior politécnica del litoral en GUAYAQUIL-ECUADOR AÑO 2000.

En este trabajo se identificaron las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria y se estableció un plan para reducir y controlar estas pérdidas, el estudio se realizó en el sistema de distribución secundario de una ciudad llamada El Milagro en Guayaquil- Ecuador.

Para la identificación de estas pérdidas se realizó una revisión de la situación en ese momento del sistema en consideración, siendo las pérdidas técnicas y no técnicas la razón de estudio.

Para determinar las pérdidas técnicas y no técnicas se desarrolló una metodología que luego se aplicó al sistema en consideración, para de esa manera cuantificarlas y así crear un plan para su reducción y control.

Este trabajo sirvió como referencia para establecer el criterio de identificación de pérdidas no técnicas en las Subestaciones, de igual forma sirvió para aportar conceptos que fortalecen la información teórica requerida para el desarrollo de la investigación.

➤ **Medina B. Carlos J y Franco P. Miguel A**, "Programa para el Estudio de Reducción de Pérdidas en la AES/EDC". Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Marzo 2002. En este

trabajo se elaboró un modelo y un programa computacional para la estimación de pérdidas técnicas y la evaluación del impacto de implementación de planes para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en el sistema de la AES/EDC mediante su relación costo/beneficio. Para la elaboración del modelo se toman en cuenta criterios de crecimiento y ampliación de la red debido al aumento de la demanda en el tiempo.

El plan de reducción de pérdidas técnicas modelado en este trabajo consiste en un esquema progresivo de reemplazos de transformadores por vencimiento de vida útil, en el cual se considera la relación costo/beneficio. En cuanto a las pérdidas no técnicas, se integran los costos y retribuciones de varios esquemas de trabajo en forma simultánea. La contribución principal de este trabajo es que muestra un plan de reducción de pérdidas con un esquema de remplazo de equipos considerando la relación costo/ beneficio .

➤ **Moo Funh R., Rodríguez N. y Romero F,** *“Desarrollo de una Metodología para el Cálculo de las Pérdidas Técnicas de Energía en Sistemas de Distribución”* Universidad de Carabobo, Valencia, Marzo 1996 .La finalidad del trabajo fue el diseño de una metodología para la estimación de las pérdidas técnicas de energía en sistemas de distribución, en los niveles de tensión 13.8 kV, 34.5 Kv y en baja tensión (120 V, 208 V, 440 V).

El mismo se desarrolló en el municipio Guacara, en las poblaciones de Yagua y Vigirima, a través de la Subestación Guacara II, en el trabajo se diseña una nueva Metodología de estimación para lograr la automatización del proceso de cálculo de Pérdidas Técnicas en las redes de baja tensión a través de herramientas programadas en Microsoft Excel, por medio del cual se simula el comportamiento de estas redes haciendo uso de la información obtenida directamente del escenario real, para luego realizar el cálculo de sus pérdidas técnicas de energía.

Se desarrollaron dos modalidades para el cálculo de las pérdidas técnicas, la primera modalidad “Cálculo de una ecuación agrupando los circuitos de acuerdo a sus características de demanda” y la segunda “Cálculo de una ecuación por circuito”.

Este trabajo sirvió para recopilar la información técnica (Conceptos y terminología) necesaria para el desarrollo de la investigación y para establecer el criterio para el cálculo de Pérdidas no Técnicas.

➤ **Rosero C. José L,** “Diseño y revisión de metodología para la estimación de pérdidas técnicas de energía en redes de baja tensión, caso: C.A. Electricidad de Valencia” Universidad de Carabobo, Valencia ,2002. En este trabajo se diseñó una metodología para la estimación de pérdidas técnicas de energía eléctrica en las redes de baja tensión, utilizando muestras aleatorias para el levantamiento de toda la información necesaria.

Se realizaron análisis de la tecnología existente y comparaciones con el que se diseñó, aplicando la metodología desarrollada a un “punto de transformación piloto”.

Este trabajo sirvió como guía para establecer el criterio para la estimación de pérdidas no técnicas que es uno de los puntos esenciales de la presente investigación.

➤ **Torrealba F. Magarelli S,** “Metodología para la reducción y control de fraude eléctrico”. Universidad de Carabobo, Bárbula, Julio 2005. En este estudio se realizó un diagnóstico de la unidad de pérdidas no técnicas de la C.A Electricidad de Valencia, a través de técnicas de análisis de datos aplicadas a los procesos de saneamiento de clientes en condición de defraudación eléctrica, Se analizaron los aspectos legales aplicables a los casos de defraudación eléctrica para el establecimiento de comparaciones entre las condiciones actuales y las requeridas para el saneamiento de clientes en condición de defraudación eléctrica, posteriormente se realizó el planteamiento de una metodología para la reducción y control de pérdidas no técnicas producidas por la acción de usuarios.

En el caso que compete a este estudio, contribuyó a tener una visión de cómo plantear la metodología a utilizar para reducir las pérdidas no técnicas en las subestaciones, también ha servido de guía para el inicio de las bases teóricas del trabajo.

2.2. LA EMPRESA

2.2.1. RESEÑA HISTORICA

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) lo conforman 11 empresas eléctricas públicas y privadas. Las empresas públicas son CADAFE, EDELCA, ENELVEN, ENELCO y ENELBAR.

Las empresas CADAFE, EDELCA, EDC y ENELVEN, signatarias del Contrato de Interconexión suplen el 98,8% de la energía eléctrica que se consume en el país y éstas a su vez representan en OPSIS el valor total de las empresas eléctricas antes citadas. El porcentaje restante proviene del Sector Autoabastecido (Petróleos de Venezuela, productores independientes e industrias con generación propia)[1].

La capacidad instalada del S.I.N.(Sistema Interconectado Nacional) alcanza los 22.540,1 MW y está compuesta por un 65% de generación hidráulica (14.597 MW) y el 35% restante de origen térmico, específicamente 4.366,0 MW a vapor, 3.107,1 MW a gas y 470,0 MW en ciclo combinado.

CADAFE posee, una capacidad de generación del orden de 4.000 megavatios, a través de las plantas hidroeléctricas San Agatón, Peña Larga y José Antonio Páez, en el occidente del país. Y las plantas de Generación térmica: Planta Centro y Pedro Camejo en el estado Carabobo; Punto Fijo y Coro, en el estado Falcón, Planta Táchira, en el estado Táchira; las Plantas Alfredo Salazar y Guanta, ambas ubicadas en el oriente del país. El Complejo Uribante-Caparo es un sistema de presas desarrollado en Los Andes para aprovechar el potencial hidroeléctrico de los ríos Uribante, Caparo, Camburito y Doradas. Allí está en funcionamiento la Central Leonardo Ruiz Pineda, también denominada San Agatón,

Ubicada en Morón, estado Carabobo, Planta Centro, es el complejo termoeléctrico más grande de América Latina, con capacidad para generar 2000 megavatios. En la actualidad, sus unidades están siendo sometidas a un proceso de repotenciación que permitirá mejorar su eficiencia y confiabilidad. La recién inaugurada Planta Pedro Camejo, ubicada en la Zona Industrial II de Valencia, estado Carabobo, es una moderna planta Termoeléctrica con tecnología de punta, diseñada para operar con unidades duales de ciento cincuenta megavatios cada una, que pueden usar indistintamente Gas o Gasoil, con la opción de

incorporar una tercera unidad de vapor, de igual capacidad, que no requiere combustibles fósiles, sino que se alimentaría con los gases de escape de las dos primeras unidades.

También en el área de Generación, CADAFE tiene en marcha varios proyectos que, en los próximos tres años, permitirá ampliar la capacidad instalada de Generación en 2.000 megavatios adicionales [2]. La empresa CADAFE está organizada según se muestra en la figura 2.1.

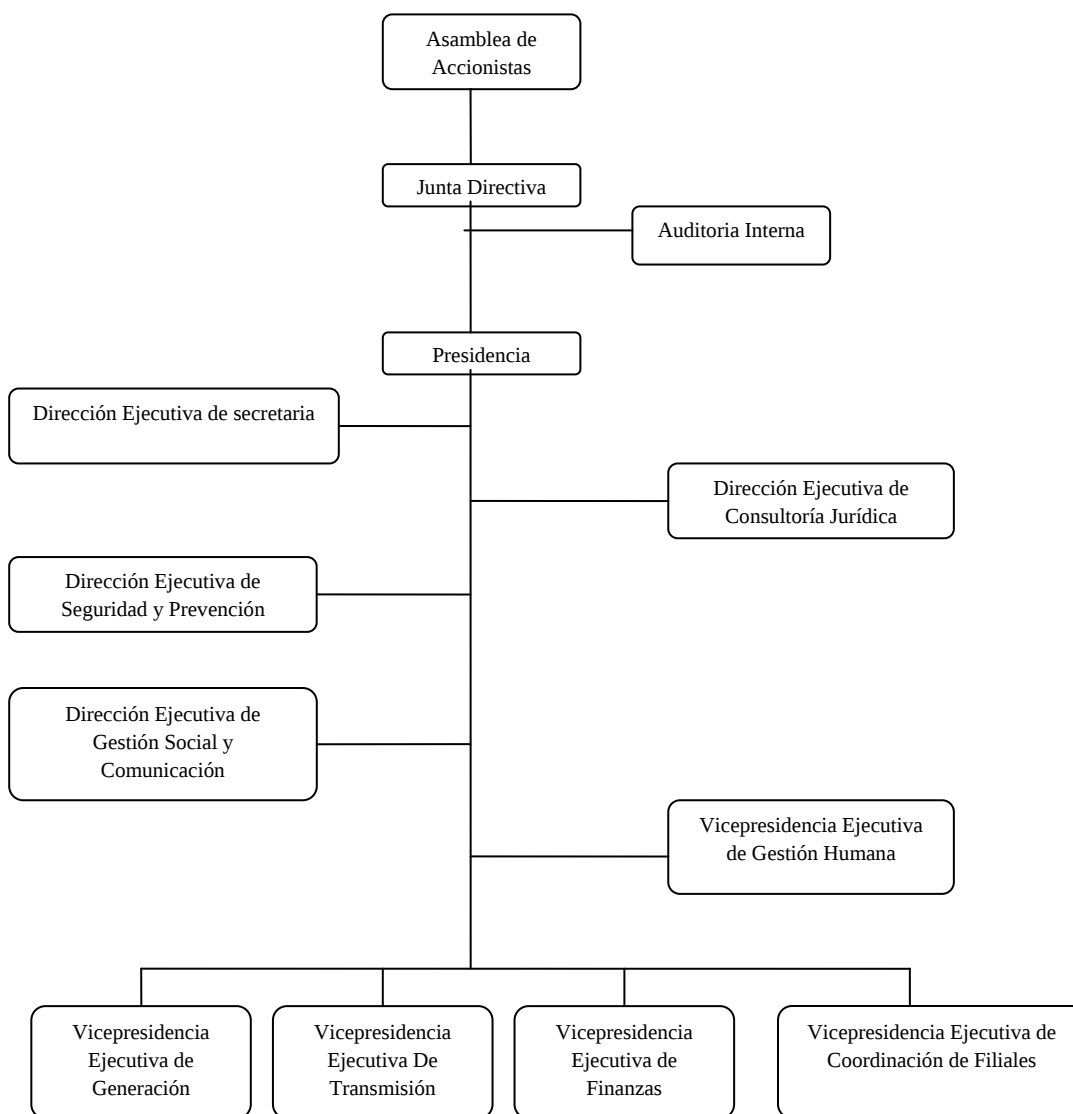


Figura 2.1 Organigrama de la Empresa

La empresa CADAFE región 4 está conformada por tres (3) subestaciones principales y veinte (20) secundarias [8], cuyo diagrama de puntos de compra y venta de energía se muestran en las figuras 2.2, 2.3, 2.4.

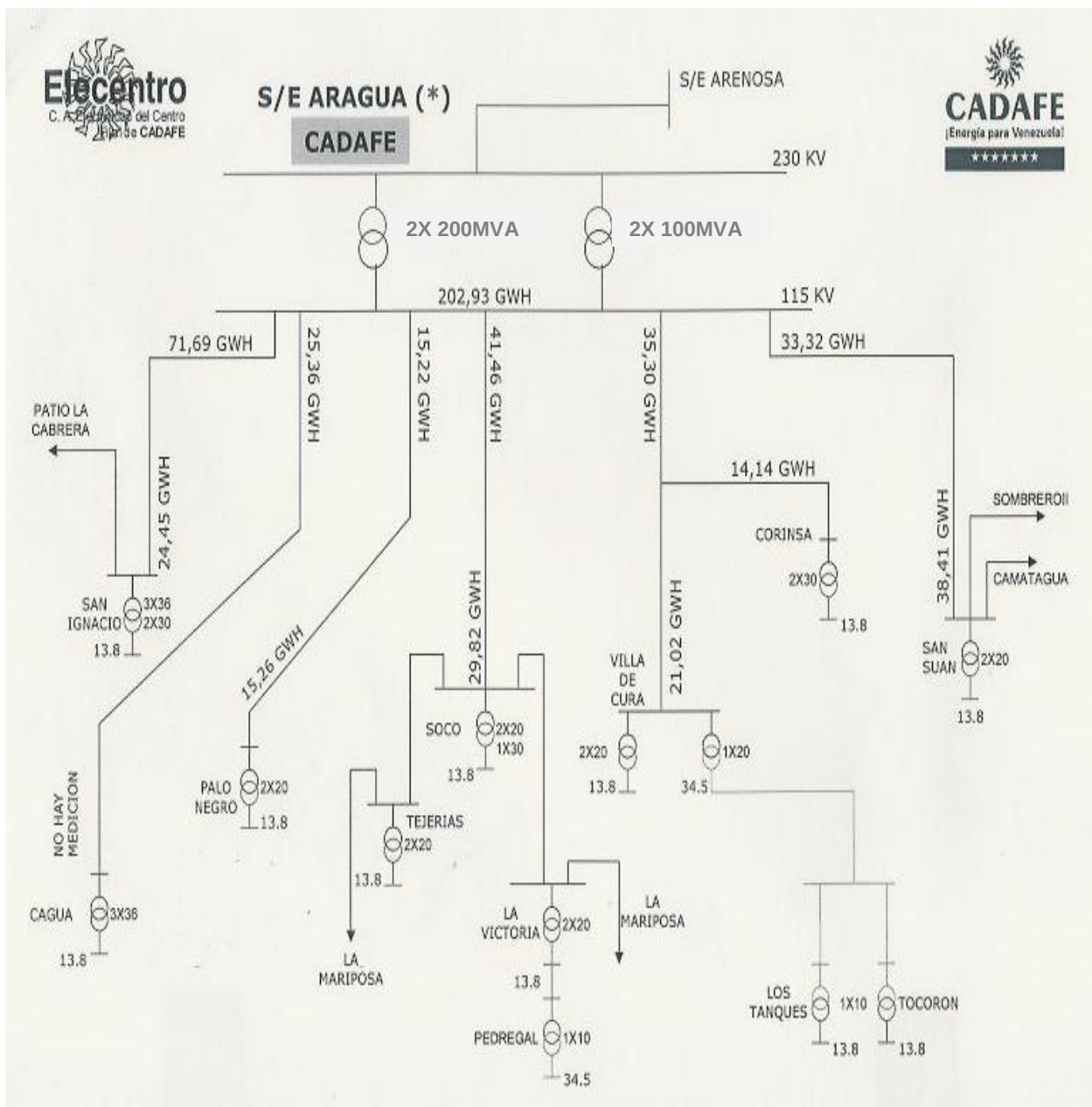


Figura 2.2 Subestación Aragua

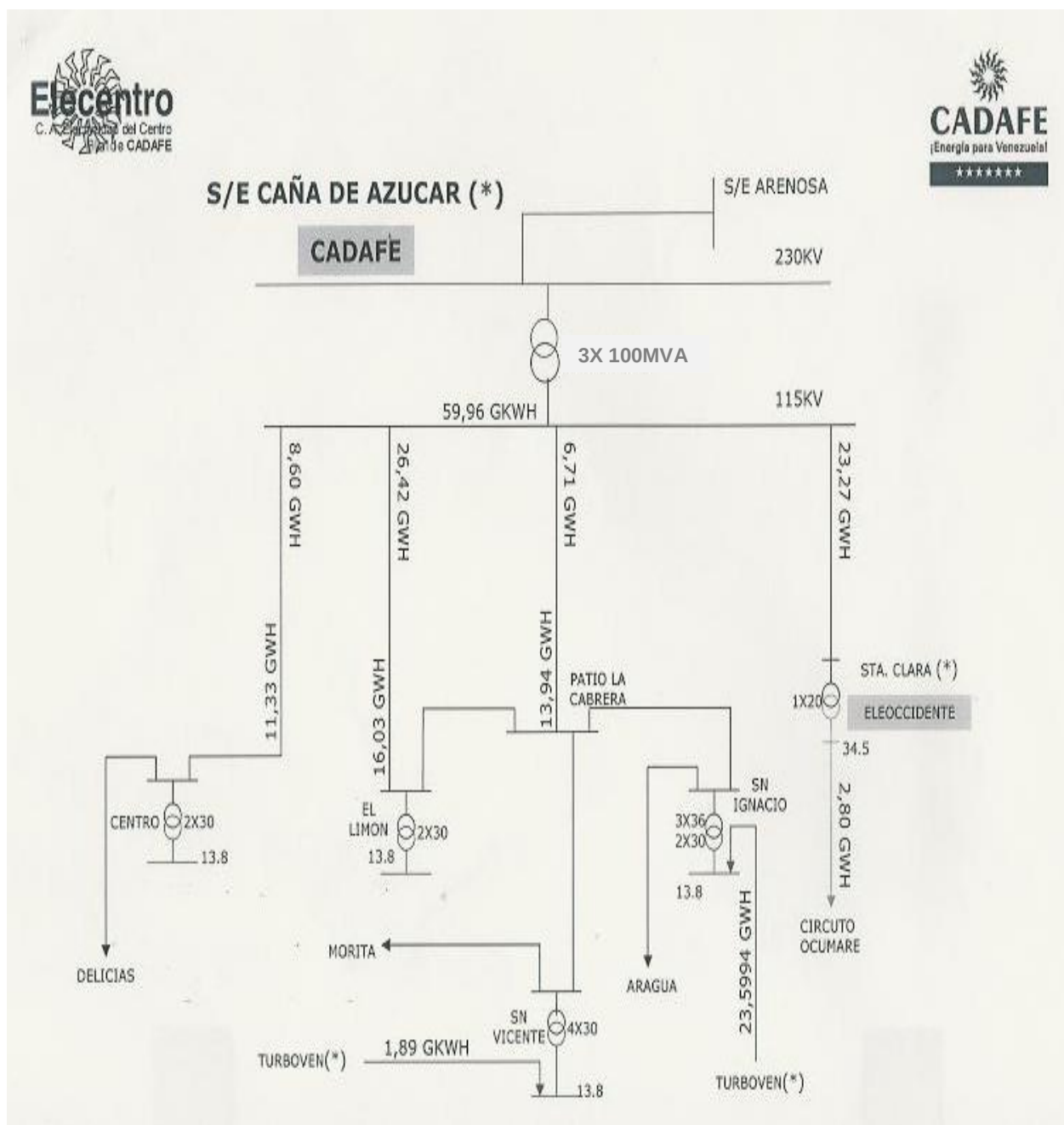


Figura 2.3 Subestación Caña de Azúcar

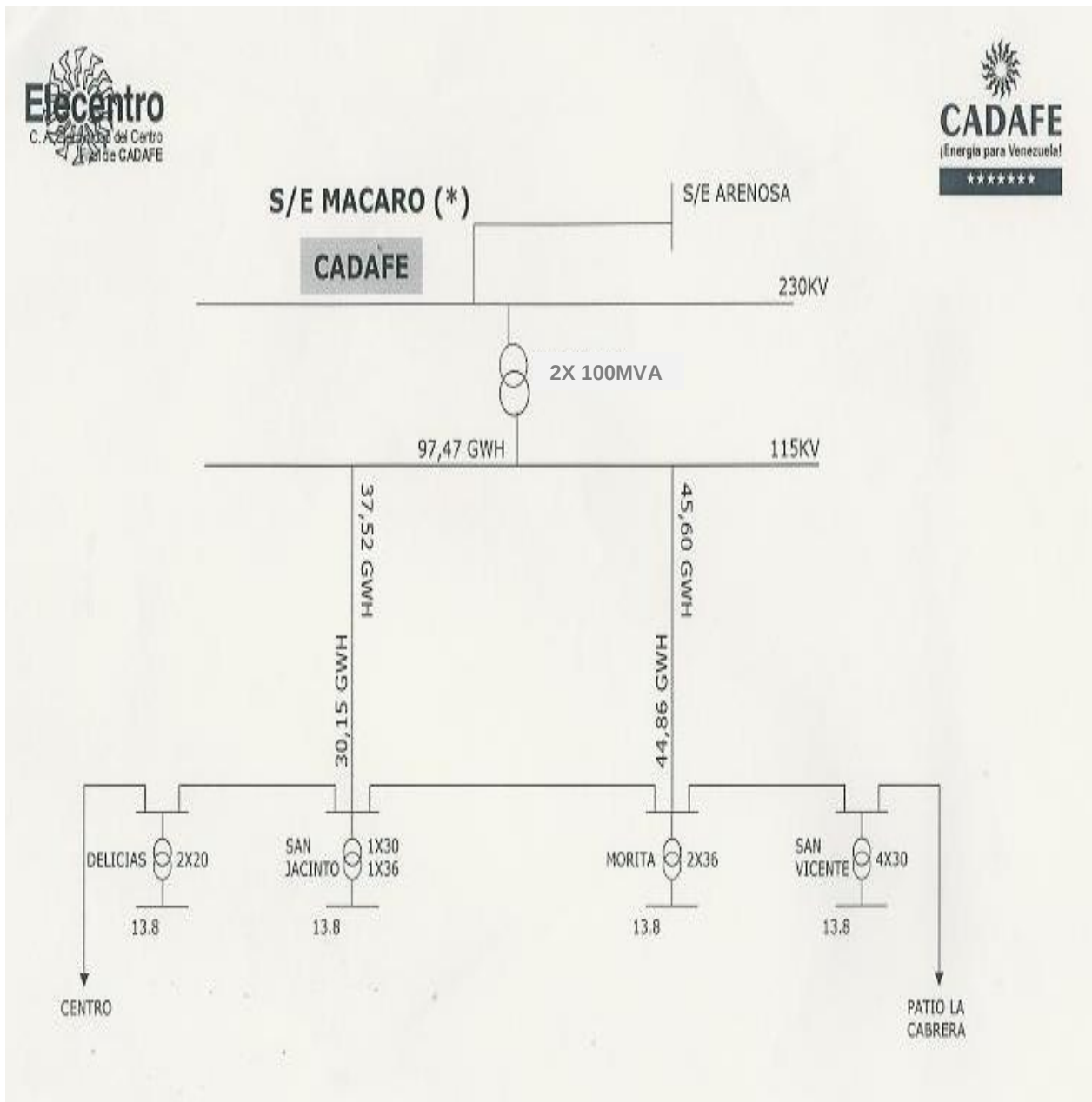


Figura 2.4 Subestación Macaro

2.2.2 VISIÓN

“Ser una empresa estratégica posicionada en la prestación del servicio de energía eléctrica, con tecnología de punta y un personal calificado, comprometido con el desarrollo

económico y social del país, ofreciendo servicios de calidad a sus usuarios, con una gestión transparente y una sostenibilidad financiera” [2].

2.2.3. MISIÓN

“Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios, hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo”[2].

2.3. BASES TEÓRICAS

Un sistema de potencia se conforma con el propósito de crear un enlace efectivo entre las fuentes de generación eléctrica y los centros de consumo de una región determinada, Puede entenderse entonces que las funciones mayores de un sistema de potencia son la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. Por otra parte, la separación geográfica entre las fuentes de generación y los centros de consumo implica una mayor complejidad del sistema y si a esto se añade la necesidad de interconexión de varios sistemas eléctricos, se hace necesario la existencia de puntos específicos del sistema, no solo para facilitar el suministro de electricidad, sino también para controlar las operaciones del sistema según el ciclo de carga y para otros propósitos tales como protección, facturación, etc [3].

En estos puntos es donde se ubican físicamente las subestaciones eléctricas, entre las funciones principales de las subestaciones se encuentra la transformación entre distintos valores de voltaje, proceso este fundamental para hacer posible la economía en la transmisión y distribución. Otra de las funciones primordiales de las subestaciones es la protección, que surge de la necesidad de operar el sistema de forma tal, que las fallas que se

presenten afecten de la manera más leve posible al sistema, otra función de gran importancia, es de carácter económico y lo constituye la necesidad de medir las variables eléctricas con propósitos de facturación de energía, bien sea entre diversos integrantes del sistema interconectado o dirigida a los consumidores [3].

2.3.1. TIPOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES DE ENERGÍA

Las Subestaciones se pueden clasificar según su función dentro del sistema de la siguiente manera:

Subestaciones Elevadoras: destinadas a elevar el nivel de tensión en un sistema, ubicándose generalmente en la interfase entre la generación y la transmisión [3].

Subestaciones Reductoras: destinadas a reducir el nivel de tensión en un sistema y por tanto, su ubicación usual es en las cercanías de los centros de consumo [3].

Subestaciones de interconexión: destinadas a controlar algunas zonas especiales de los sistemas, tales como puntos de conexión entre sistemas diferentes o en medio de largas líneas de transmisión de muy alto voltaje [3].

2.3.2. COMPOSICIÓN ELÉCTRICA DE UNA SUBESTACIÓN

Desde el punto de vista de equipamiento eléctrico, la subestación está conformada por tres grandes partes o sistemas:

Sistema Primario: aquel conformado por todos los equipos de alta tensión conectados al sistema de potencia [3], Como el mostrado en la figura 2.5.

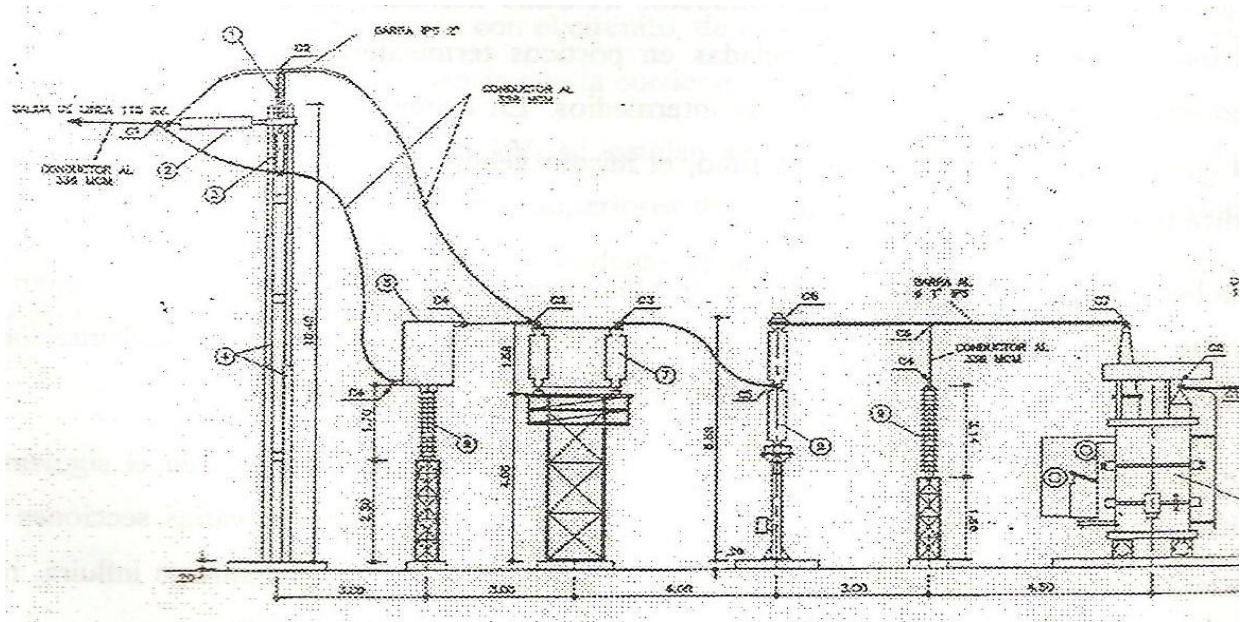


Figura 2.5 Esquema del tramo de una subestación

Sistema Secundario: aquel conformado por equipos de baja tensión que efectúan funciones de protección y control de los diferentes circuitos que conforman el sistema primario de la subestación [3], Como el mostrado en la figura 2.6.

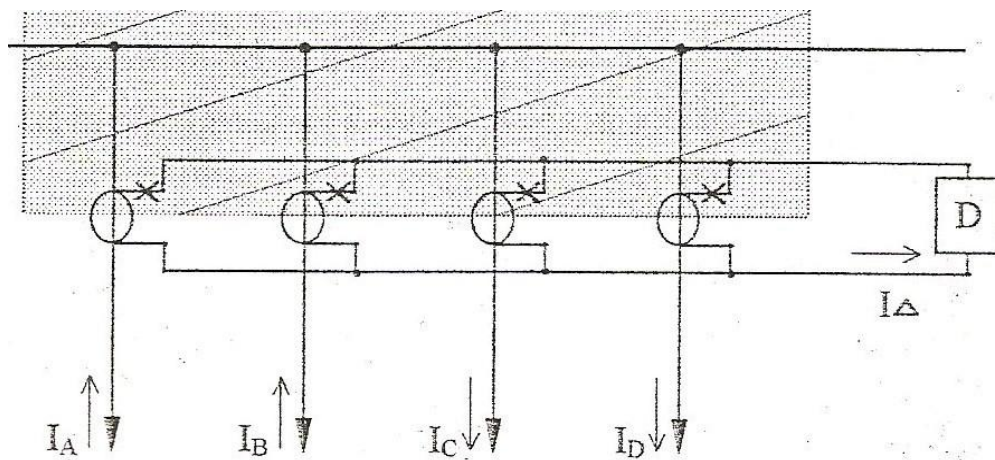


Figura 2.6 Esquema simplificado de protección diferencial de barra

Sistemas Auxiliares: estos sistemas los conforman los aparatos responsables de dar soporte a los equipos de los otros sistemas ya mencionados, con el propósito de que aquellos puedan efectuar las funciones para las que están destinadas. También se incluyen los sistemas que cumplen funciones de seguridad [3], como el mostrado en la figura 2.7.

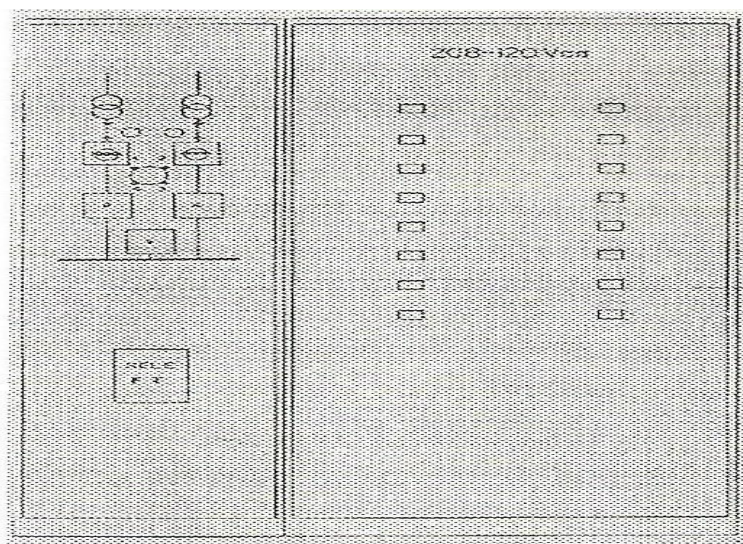


Figura 2.7 Frente de tablero de servicios auxiliares

2.3.3. SISTEMA DE MEDICIÓN

Esta función constituye la base para la facturación del servicio eléctrico y para el control de pérdidas en el sistema. Parámetros comunes de medición son: corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, energía activa, energía reactiva, frecuencia, demanda máxima y otros [3] .

Las empresas operadoras tienen normalizados sus esquemas de medición para cada tramo, dependiendo del tipo de subestación. A modo de generalización, puede acotarse lo siguiente:

Medición en las barras: Es necesario medir el voltaje en cada una de las barras principales ya que ésta representa el nodo dentro del sistema de potencia. En algunas subestaciones deben incluirse la medición de la frecuencia del sistema [3].

Medición en los tramos de salida de línea de transmisión: Los parámetros a medir son [3]:

- Voltaje.
- Corriente.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Energía activa.
- Energía reactiva.

2.3.4. CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

Los medidores de energía eléctrica, o contadores, utilizados para realizar el control del consumo, pueden clasificarse en tres grupos:

Medidores electromecánicos [4]: o medidores de inducción, compuesto por un conversor electromecánico que actúa sobre un disco, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada, provisto de un dispositivo integrador [4].

Medidores electromecánicos con registrador electrónico: El disco giratorio del medidor de inducción se configura para generar un tren de pulsos (un valor determinado por cada rotación del disco, por ejemplo 5 pulsos) mediante un captador óptico que censa marcas grabadas en su cara superior. Estos pulsos son procesados por un sistema digital el cual calcula y registra valores de energía y de demanda. El medidor y el registrador pueden estar alojados en la misma unidad o en módulos separados [4].

Medidores totalmente electrónicos: La medición de energía y el registro se realizan por medio de un proceso análogo-digital utilizando un microprocesador y memorias. A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas, estos medidores se clasifican como [4]:

- Medidores de demanda: miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 horas. (un solo periodo, una sola tarifa).
- Medidores multitarifa: miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo de las 24 horas, a los que le corresponden diferentes tarifas. Pueden registrar también energía reactiva, factor de potencia, y parámetros especiales adicionales.

2.3.5. MÉTODOS DE ENSAYO DE MEDIDORES DE ENERGÍA

Las reglamentaciones vigentes exigen a las empresas distribuidoras una supervisión periódica de los medidores de energía, por lo que estas deben contar con sistemas de ensayo, en laboratorio o in situ, para determinar el error respecto a un medidor patrón [4].

- Método de potencia-tiempo.
- Método del medidor patrón.

Se describe el segundo método por ser el más utilizado. Consiste en comparar el medidor a verificar con uno de mayor precisión, denominado medidor patrón. Los dos medidores se conectan en un mismo circuito de ensayo [4].

La norma determina las características de la fuente de alimentación y de los valores de corriente y tensión [4]:

1. La variación de la frecuencia no debe exceder de más o menos 5%.
2. La tensión y corrientes deben ser del tipo senoidal.

3. Las variaciones de la tensión y corriente no deben exceder de más o menos 2%.
4. El ensayo se realiza a tensión nominal.
5. El factor de potencia varía de acuerdo al tipo de medidor.

2.3.6. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En un sistema eléctrico por lo general se identifican dos tipos de pérdidas que son las técnicas y las no técnicas.

2.3.6.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones, del manejo y la conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema y su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta. Estas pérdidas se producen en todos los niveles del sistema, desde las barras de salida de las plantas de generación, hasta la llegada a los equipos de los usuarios, es decir, en los transformadores primarios, las líneas de transmisión, Subtransmisión, bajadas o acometidas a clientes y medición [6].

Las Pérdidas Técnicas se pueden clasificar según la función del componente y según la causa que la origina [6].

Según la Función del Componente:

Pérdidas por Transporte: Son las que se producen en las redes y conductores que transportan la energía desde las barras de las centrales hasta el lugar de consumo [6].

- ✓ En líneas de Transmisión.
- ✓ En líneas de Subtransmisión.
- ✓ En circuitos de Distribución Primaria.
- ✓ En circuitos de Distribución Secundaria [6].

Pérdidas por Transformación: Son las que se producen en los transformadores, depende de la calidad técnica de los aparatos y del factor de carga de los mismos. Entre los transformadores de potencia se pueden mencionar los de Transmisión a Subtransmisión y Subtransmisión a Distribución [6].

- ✓ En Transmisión / Subtransmisión.
- ✓ En Subtransmisión / Distribución.
- ✓ En Transformadores de Distribución [6].

Pérdidas en las Mediciones: Éstas se presentan en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los transformadores de medición (Tensión y Corriente) para el caso de las mediciones indirectas [7].

Según la causa que la origina:

Pérdidas por efecto Corona: El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencias o penachos azulados que aparecen alrededor del conductor, más o menos concentrados en las irregularidades de su superficie [7].

Pérdidas por efecto Joule: Los electrones libres contenidos en un conductor sometido a la acción de un campo eléctrico externo no adquieren un movimiento continuo dentro del conductor, sino que más bien sufren de constantes aceleraciones por el campo así como numerosas colisiones con los núcleos fijos en el espacio del conductor. Tales colisiones suponen una pérdida de la energía cinética que poseía el electrón, la que es traspasada al núcleo de los átomos del conductor, adquiriendo éste un cierto estado vibracional lo cual se traduce a nivel microscópico en un calentamiento del conductor. La cuantificación del fenómeno recién descrito está dada por la Ley de Joule, que describe la potencia (energía por unidad de tiempo) disipada por un conductor [7].

Pérdidas por corrientes Parásitas o Histéresis: Ocurre en aquellos elementos que necesiten de flujo magnético para poder cumplir su función, tal es el caso de las máquinas eléctricas rotatorias y los transformadores eléctricos, se deben a que los cambios cíclicos de la dirección del flujo magnético en el acero, requieren de energía que se disipa como calor, éstas son las pérdidas por Histéresis.

2.3.6.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Existen varios criterios para diferenciar las pérdidas no técnicas pero partiendo del análisis sobre la naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de la siguiente manera [5]:

Pérdidas por descalibración de los equipos de medición: Los equipos de medición (medidores), son aparatos en la que su función principal es registrar el consumo de un determinado abonado, pero éste, en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de lo consumido, esto se debe a que el equipo de medición ha sufrido alteraciones internas o alguna otra causa externa. Partiendo del tipo de alteraciones internas, las pérdidas no técnicas por descalibración de los equipos de medición se pueden clasificar de la siguiente manera [5]:

- Error en los equipos de medición.

- Fraude en los equipos de medición.

Pérdidas por error en los equipos de medición: Este tipo de pérdidas es propio del medidor, y se produce debido al tiempo de funcionamiento del instrumento [5].

Pérdidas por fraude en los equipos de medición: Estos son efectuados por los usuarios o clientes que participan directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas distribuidoras de servicio. Así surgen los diferentes tipos de fraudes cometidos a nivel de los medidores y/o equipos de medición instalados a clientes residenciales, comerciales, industriales y hasta en los sectores oficiales. A continuación se mencionan los diferentes tipos de fraudes eléctricos que más se cometen por parte de los clientes del servicio [5].

Pérdidas por robo o hurto: El hurto de energía se puede definir como la interferencia intencional en la red de energía eléctrica, así como también aquellos que alteran la acometida antes de llegar al medidor. Tomando en cuenta esto y considerando si se trata de abonados o usuarios se lo puede clasificar de la siguiente manera[5]:

- Conexiones clandestinas.
- Conexiones ilegales.

Pérdidas por conexiones clandestinas: Las pérdidas de energía por conexiones clandestinas son aquellas que a pesar de tener equipo de medición se conectan directamente en la red o pican la acometida de tal forma que esta no sea visible, causando de esta manera pérdidas a la empresa distribuidora ya que el medidor no registra el consumo real y por tanto la facturación no es la real [5].

Pérdidas por conexiones ilegales: Son aquellas conexiones que se realizan a las redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin la previa autorización de la Empresa. En la mayoría de los casos, las conexiones se realizan sin los requerimientos técnicos de seguridad y protección (fusibles o breakers) para la instalación eléctrica. La experiencia con el problema de la sustracción de energía en los barrios, indica que el mal

continuará, a menos que la Empresa inicie programas agresivos de prevención de la sustracción de energía [5].

Se pueden considerar varias las causas que originan las conexiones irregulares y las más importantes son [5]:

- ✓ Falta de apoyo financiero para inversiones en la ampliación de las redes de distribución.
- ✓ Sistemas de distribución altamente vulnerables, que permiten el fácil acceso de terceros. Recurso humano limitado para atender las pérdidas no técnicas de energía.
- ✓ Ausencia de un régimen legal claro que tipifique la sustracción de energía como delito.
- ✓ Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar la sustracción de energía.
- ✓ Costumbres de grandes sectores de la población para hurtar energía, práctica que se convirtió en una modalidad generalizada.
- ✓ Dificultad para electrificar, motivado a que gran cantidad de barrios se establecen en terrenos privados e inestables y que aun no han sido desapropiados.
- ✓ Hay casos en donde la baja capacidad de pago, incide en que se conecten ilegalmente.

Las conexiones ilegales además de no cumplir con las normas técnicas, se caracterizan por conexiones realizadas generalmente, con conductores inadecuados y en ocasiones con alambres de púas, colgando por árboles, paredes, techos, por el suelo y postes rudimentarios. Todo esto crea una verdadera maraña de cables en precarias condiciones, provocando el riesgo y peligro, a esto se añade, que para ahorrar cable, toman como punto de tierra las tuberías de agua de las viviendas, pocas veces se conectan al cable del neutro de la red de distribución [5].

Pérdidas por administración: Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora generalmente llevan a un incremento de las pérdidas no técnicas las mismas que son un reflejo de [5]:

- ✓ Organización y eficiencia empresarial.
- ✓ Recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial.
- ✓ Controles y seguimientos de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

El departamento de facturación contribuye directa e indirectamente, a la disminución de las pérdidas no técnicas de energía por lo cual debería tomar acción para disminuirlas. Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa distribuidora como son [5]:

a) Errores en la medición de consumo.

b) Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos tales como:

- ✓ Medidores instalados pero no ingresados al sistema de cómputo.
- ✓ Medidores ingresados al sistema de computo pero que sin embargo no le salen consumos
- ✓ Medidores instalados hace varios años, los mismos que recién salen facturas.
- ✓ Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
- ✓ Falta de registro adecuado de los consumos propios. Errores y/o atrasos en los registros y censos de alumbrado público.

Pérdidas no identificadas: Este tipo de pérdidas de energía consiste en aquellas conexiones que se realizan en la noche, así como también la adulteración de medidores, dándoles una posición en la cual no se registra el verdadero consumo de energía. Todas

estas anormalidades son difíciles de detectar durante la inspección ya que esta se realiza durante el día, razones por las cuales no pueden ser identificadas con facilidad [5].

2.3.7. ERRORES DE MEDICIÓN

GENERALIDADES

La ley de medidas y su aplicación, establece que la aferición de los medidores eléctricos debe ajustarse a ciertos límites predeterminados, que garanticen una correcta medición de manera de proteger al suscriptor o clientes de excesos en el consumo, debido a errores positivos del medidor. Por otra parte, protege a la empresa que presta el servicio de errores negativo. Se distinguen varios tipos de errores, como [9]:

- Errores de conexión durante la instalación.
- Errores de medición inherentes a los equipos de medición.
- Errores de medición por variación independiente de parámetros.
- Otros tipos de errores.

De los cuales se hará referencia a los errores de conexión durante la instalación, por ser estos los que competen a este estudio.

Errores de conexión durante la instalación: Muchas veces sucede que al conectar un medidor, el operador se equivoque al conectar los conductores, en cuyo caso se hará una medición errónea de la energía. A continuación se describe una manera de analizar sistemáticamente el error cometido ilustrando algunos casos de los más comunes. [9]

Dicho análisis se realizará desde dos puntos de vista diferentes. Por una parte se describirá en forma sucinta y general los defectos de conexión y descuidos de los operarios encargados de instalar los medidores y sus consecuencias. Por la otra, se hará un cálculo exacto de la consecuencia de algunos problemas típicos asociados a la instalación. [9]

Defecto 1: Bobina de tensión dejada abierta en los medidores de dos o más elementos.

Consecuencia: Errores negativos.

Defecto 2: Conexiones flojas en circuitos voltimétricos.

Consecuencia: Errores negativos.

Defecto 3: Secuencia de fase invertida en los equipos con medidores de KVARH.

Consecuencia: Depende del factor de potencia, atrasado cuando está alto y adelantado cuando está bajo.

Defecto 4: Secundario de transformadores de corriente abierta.

Consecuencia: Errores negativos variables en magnitud pero en general bastante significativos. Peligro de explosión de los transformadores de corriente.

Defecto 5: Cojinete inferior del eje del disco rayado.

Consecuencia: Produce errores negativos que aumenta a medida que baja la carga.

Consideremos ahora varios casos de errores en la instalación, de los más comunes en la práctica, para los cuales se deducen las consecuencias:

Caso 1: Inversión de la alimentación en medidores monofásicos en el circuito amperimétrico.

Consecuencia: el medidor marcha al revés.

Caso 2: Medidor de energía trifásico 4 hilos con la tensión R dejada floja o interrumpida.

Consecuencia: El medidor trabaja con un error del 2/3 para corregirlo debe multiplicarse la cantidad total de KWH registrados por 3/2.

Caso 3: Medidor de energía trifásico 4 hilos para medición de energía indirecta con transformadores de corriente correctamente conectadas pero con los bornes de tensión permutados cíclicamente, es decir, la fase R en S, la S en T y la T en R.

Dicho de otra forma, con la bobina del transformador de corriente de la fase R se combina la tensión de fase a neutro V_{TO} , a la del transformador de corriente de la fase S la tensión de fase a neutro V_{RO} y a la del transformador de corriente de la fase T, la tensión de la fase a neutro V_{SO} , tal como se indica en la figura.

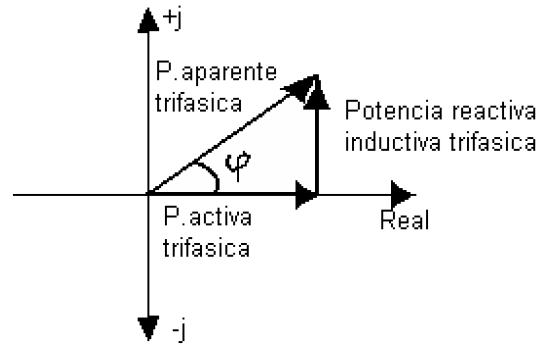
Consecuencia: El transformador se frena en una cantidad proporcional a la calculada, dependiendo del ángulo de carga.

2.3.8. MEDICIÓN DE POTENCIA

2.3.8.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Potencia: La potencia consumida en un elemento cualquiera de un circuito es la velocidad con que la energía eléctrica es convertida en cualquier otra forma de energía (calor, mecánica, química, etc.) [14]. La potencia es la energía eléctrica consumida en la unidad de tiempo.

Los generadores eléctricos generan y entregan potencia aparente. Las máquinas eléctricas consumen esa potencia, es decir, la potencia activa, la transforman en potencia mecánica en el eje de la máquina, y la potencia reactiva, no la consume, sino que la utilizan para crear su campo magnético. Estas tres potencias trifásicas están relacionadas en el triángulo de potencia.[14]



Podemos ver el ángulo φ que también aparece en el diagrama vectorial de tensión y corriente.

Potencia monofásica:

$$P_f = V_f \cdot I_f \cdot \cos \varphi$$

Donde:

V_f = Tensión de fase

I_f = Corriente de fase

$\cos \varphi$ = Factor de potencia

φ = ángulo entre V_f e I_f

En un sistema de tres fases es decir trifásico, la potencia es:

$$P_f = 3 \cdot V_f \cdot I_f \cdot \cos \varphi \quad \text{Potencia Trifásica para un sistema equilibrado}$$

- Si la carga está conectada en estrella:

$$V_f = \frac{V_L}{\sqrt{3}} ; I_f = I_L$$

Entonces:

$$P_t = 3 \cdot \frac{V_L}{\sqrt{3}} \cdot I_f \cdot \cos\varphi = 3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_L}{\sqrt{3}} \cdot I_L \cdot \cos\varphi$$

Entonces la potencia trifásica es igual a :

$$P_t = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos\varphi$$

- Si la carga está conectada en triángulo:

$$V_f = V_L ; I_f = \frac{I_L}{\sqrt{3}}$$

Entonces:

$$P_t = 3 \cdot V_L \cdot \frac{I_L}{\sqrt{3}} \cdot \cos\varphi = 3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \cdot V_L \cdot \frac{I_L}{\sqrt{3}} \cdot \cos\varphi$$

Entonces la potencia trifásica es igual a:

$$P_t = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos\varphi$$

En conclusión, la ecuación de potencia es la misma, independientemente de si la carga está conectada en estrella o en triángulo. [14]

Esta expresión de la potencia está deducida partiendo de la base de que las tres tensiones de fase son iguales y están desfasadas entre si un mismo ángulo; además las tres corrientes son iguales entre sí, y están desfasadas un mismo ángulo. Es decir que el sistema es simétrico y

equilibrado y es propio de las centrales generadoras, líneas de transporte de energía y las estaciones y subestaciones de transformación. [14]

Simetría: se refiere a las Tensiones. Cuando en un sistema de tensiones, éstas tienen igual modulo y están desfasadas entre sí un mismo ángulo, se dice que el sistema es simétrico.[14]

Equilibrio: Se refiere a cargas o corrientes. Cuando éstas en un sistema de intensidades tienen igual módulo y están desfasadas entre sí un mismo ángulo, se dice que el sistema es equilibrado o balanceado.[14]

Hasta ahora hemos hablado de la potencia como $\sqrt{3}.V_L.I_L.\cos\varphi$, que es la potencia activa.

Otras potencias como la reactiva, y la aparente se definen así:

Potencia reactiva: $P_r = \sqrt{3}.V_L.I_L.\sen\varphi$

Potencia aparente: $P_{ap} = \sqrt{3}.V_L.I_L = S$

Validas para conexión estrella o triángulo. Al $\cos\varphi$, se le denomina factor de potencia y al $\sen\varphi$, se le denomina factor de potencia reactivo y se pueden medir de la siguiente manera[14]:

$$\cos\varphi = \frac{P_{ac}}{\sqrt{3}.V_L.I_L}; \sen\varphi = \frac{P_r}{\sqrt{3}.V_L.I_L}$$

2.3.8.2. EXPRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA CONSUMIDA [8]

$$P_{ACTIVA} = \sqrt{3}V.I.\cos\varphi$$

$$E_{CONSUMO} = P_{ACTIVA} * K$$

$$K = \# \text{días} * \frac{24 \text{horas}}{1 \text{día}} \cdot \frac{F_u}{100}; F_u = \text{Factor de utilización}$$

2.3.9. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE COMPRAS DE ENERGÍA.

La empresa CADAFE realiza el cálculo de la compra de energía mensual en la zona de Aragua región 4 con sus respectiva pérdidas (una vez realizada la toma de lecturas del consumo de energía por subestación) de la siguiente manera[8]:

Total Energía Consumida Aragua 115kv = Total energía zona Aragua 115kv(S/E Aragua, Macaro, Caña de Azúcar) – Energía Eleoccidente (Santa Clara I y Santa Clara II) – Total energía entregada zona Guárico 115kv (S/E San Juan-S/E Camatagua) + Total energía consumida IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA + Total energía recibida zona Miranda 115kv (S/E Santa Teresa).

Total energía zona Aragua 115kv(S/E Aragua, Macaro, Caña de Azúcar) = Total energía entregada 115kv(S/E Aragua) + Total energía entregada 115kv (S/E Macaro) + Total energía entregada 115kv (S/E Caña de Azúcar).

Energía Eleoccidente (Santa Clara I y Santa Clara II) = Energía recibida 115kv (S/E Caña de Azúcar; Santa Clara I Y II).

Total energía entregada zona Guárico 115kv (S/E San Juan-S/E Camatagua) = _Energía entregada zona Guárico 115kv (S/E San Juan) – Total de consumo HOLCIM DE VENEZUELA (S/E San Juan) + Total de energía entregada zona Guárico en 115kv (S/E Camatagua).

Total energía consumida IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA = Total consumo CONDUVEN 115KV (S/E Soco) + Total de energía entregado IVIC 115KV (S/E La Mariposa) + Total consumo HOLCIM DE VENEZUELA (S/E San Juan).

Total energía recibida zona Miranda 115kv (S/E Santa Teresa) = Santa Teresa I y Santa Teresa II (S/E La Mariposa) + Entrada de línea Santa Teresa 115kv (S/E Camatagua) – INOS Camatagua.

Total Energía Consumida Aragua 34,5kv = Total energía zona Aragua 34,5kv + Total energía recibida otra filial (ELEOCCIDENTE) (S/E Santa Clara) 34,5kv + Total energía recibida zona Miranda 34,5kv (Cto Tacatá) + Total energía recibida zona Guárico 34,5 (Cto Memo).

Total energía zona Aragua 34,5kv = Total energía entregada 34,5kv (S/E Villa de Cura I) + Total energía entregada 34,5kv (S/E Camatagua).

Total energía recibida otra filial (ELEOCCIDENTE) (S/E Santa Clara) 34,5kv = Energía recibida ELEOCCIDENTE 34,5kv (S/E Sta Clara; Cto Ocumare) .

Total energía recibida zona Miranda 34,5kv (Cto Tacatá) = Energía recibida zona Miranda 34,5kv (Cto Tacata).

Total energía recibida zona Guárico 34,5kv (Cto Memo) = Energía recibida zona Guárico 34,5kv (Cto Memo).

Total Energía Consumida Aragua 13,8kv = Total energía zona Aragua 13,8kv + Total energía recibida zona Guarico 13,8Kv (Cto Barbacoa-S Sebastian-V Cura) + Total energía recibida TURBOVEN.

Total energía zona Aragua 13,8kv = Total Subestación Aragua 13,8Kv + Total energía entregada 13,8 Kv (S/E San Ignacio) + Total energía entregada 13,8Kv (S/E Palo Negro) + Total Subestacion Soco 13,8Kv + Total energía 13,8Kv S/E La Victoria + Total energía entregada 13,8Kv S/E Las Tejerías + Total energía entregada S/E La Mariposa + Total energía entregada 13,8Kv S/E Cagua + Total energía entregada 13,8Kv S/E Villa de Cura I + Total energía entregada 13,8KV S/E Corinsa + Total energía entregada 13,8Kv S/E Camatagua + Energía recibida S/E Macaro 13,8Kv + Total energía entregada 13,8Kv S/E La Morita + Total energía entregada 13,8Kv S/E San Jacinto + Total S/E San Vicente +

Total energía entregada 13,8Kv S/E Centro + Total energía entregada 13,8Kv S/E Las Delicias Total energía entregada 13,8Kv S/E El Limon.

Total energía recibida zona Guarico 13,8kv (Cto Barbacoa-S Sebastian-V Cura) = Energía recibida zona Guarico (S/E San Juan) + Energía recibida zona Guarico (S/E Sombrero).

Total energía recibida TURBOVEN = 0Kv.

Pérdidas de Energía = Total Energía Consumida Aragua 115kv – (Total Energía Consumida Aragua 34,5kv Total Energía Consumida Aragua 13,8kv).

% Pérdidas = Pérdidas de Energía / Total Energía Consumida Aragua 115kv.

2.3.10 PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A POLARIDAD DE CORRIENTES INVERTIDAS.

Se elabora una hoja de cálculo en EXCEL, haciendo uso de las formulas presentadas anteriormente (Sección 2.3.8) de la siguiente manera:

1. El factor de potencia obtenido en la revisión de los medidores donde la polaridad de corriente esta invertida, es nombrado como factor de potencia actual (Fp_{ACTUAL}) .
2. Aplicando la fórmula $Fp = \cos \phi$, si tenemos Fp_{ACTUAL} se obtiene ϕ_{ACTUAL} .
3. Utilizando las formulas: $P_{ACTIVA} = \sqrt{3}V.I.\cos\theta$ y $E_{CONSUMO} = P_{ACTIVA} * K$ siendo $K = \# dias * \frac{24 horas}{1 dia} * \frac{Fu}{100}$; $F_u = Factor\ de\ utilización$. Llamando a $\sqrt{3}V.I.K = B$, la energía consumida queda expresada de la siguiente manera:

$$E_{CONSUMO} = B * \cos \phi = B * F_p$$
4. Luego con el factor de potencia actual tenemos : $E_{CONSUMO-ACTUAL} = B * Fp_{ACTUAL}$;

$$B = \frac{E_{CONSUMO-ACTUAL}}{Fp_{ACTUAL}}$$
5. De la revisión de los medidores, obtenemos el factor de potencia corregido $Fp_{CORREGIDO}$.
6. Luego $E_{CONSUMO-CORREGIDO} = B * Fp_{CORREGIDO}$.
7. Luego las pérdidas serán: $Pérdidas = E_{CONSUMO-CORREGIDO} - E_{CONSUMO-ACTUAL}$

2.3.11. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A LA DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP).

Se asocia los TP con un porcentaje aproximado de la energía total consumida partiendo de que el sistema es simétrico y equilibrado, de la siguiente manera:

$$3TP \rightarrow 100\% \text{ de Energía Consumida}$$

$$1TP \rightarrow \% \text{ de Energía Consumida}$$

$$\% \text{ de Energía Consumida} = \frac{100\% \text{ de Energía Consumida} \cdot 1TP}{3TP} = 33\% \text{ de Energía Consumida}$$

$$1TP \rightarrow 33\% \text{ de Energía Consumida}$$

1. La lectura arrojada por el medidor en el momento de la revisión, se le nombra energía de consumo actual ($E_{\text{CONSUMO}-\text{ACTUAL}}$).
2. Luego utilizando como herramienta una hoja de cálculo de EXCEL, las pérdidas aproximadas se obtienen aplicando la formula siguiente:

$$E_{\text{consumo} - \text{corregido}} = \frac{100 * E_{\text{consumo} - \text{actual}}}{(N^{\circ}TP * 33,33)}$$

Donde $N^{\circ}TP$ es el numero de transformadores de potencial conectados.

2.3.12. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEBIDO A MEDIDORES DAÑADOS O APAGADOS.

En estos casos donde los medidores se encuentran dañados o hay ausencia de los mismos, los operadores toman como dato para su balance mensual un valor estimado de la lectura.

Debido a esto se calcula la medición real de la energía utilizando los registros de valores de potencia promedio del circuito donde se encuentra el medidor dañado, estos datos deben ser suministrados por el departamento de transmisión de la empresa. Luego de obtener los valores reales de consumo de energía se procede a calcular la diferencia entre la medición real y la medición estimada por el operador y de esta manera obtener las pérdidas. Para el procesamiento de la información se utiliza como herramienta una hoja de cálculo en EXCEL.

Para el cálculo de la medición real se procede de la siguiente manera:

1. Se toman los datos de potencia en MVA promedios, factor de potencia y factor de utilización, suministrados por el departamento de transmisión, para los medidores sin lectura.
2. Sustituyendo los datos suministrados en la ecuación de energía descrita en el marco teórico(sección 2.3.8.2):

$$E = 1,73.V.A.Fp.(30dias).\frac{24horas}{1dia}.\frac{Fu}{100}$$

$$E_{consumo-corregido} = MVA_{prom}Fp.(30dias).\frac{24horas}{1dia}.\frac{Fu}{100}$$

Se calcula la energía real consumida ($E_{consumo-corregido}$) en los medidores dañados.

3. Posteriormente, se calcula la diferencia entre la energía real consumida y la energía inferida por el operador para de esta manera obtener la cantidad de pérdidas.

2.4. DEFINICIÓN DE TERMINOS.

Carga Conectada: Es la suma de los valores nominales de todas las cargas que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

Contador de Energía: Equipo destinado a medir y registrar el consumo de energía eléctrica, tanto de energía aparente como de activa y reactiva.

Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones eléctricas desde 120 voltios hasta tensiones de 34,5 KV, comprende las líneas de Subtransmisión, las subestaciones de distribución, las redes primarias, las subestaciones transformadoras secundarias de distribución (al usuario) y las redes secundarias de distribución.

Sistema Eléctrico: Conjunto de centrales, estaciones y subestaciones transformadoras, subestaciones de distribución y de interconexión, líneas y receptores que están eléctricamente unidos.

Balance Energético: Estudio que se realiza a los circuitos de distribución para poder determinar, las diferencias entre la energía despachada y la energía facturada.

Subestación: Son instalaciones de primordial importancia dentro de un sistema de potencia y están constituidas por una diversidad de equipos, mucho de ellos de alta tecnología, que conforman una buena cantidad de subsistemas para permitir que las subestaciones cumplan sus fines de protección y control del sistema.

Energía Despachada: Cantidad de energía eléctrica en KWH., entregada por la distribuidora a la red de distribución en un determinado lapso.

Energía Facturada: Cantidad de KWH. calculada y puesta al cobro (energía vendida).

Pérdidas de Energía: Diferencia entre la energía despachada y la energía facturada.

Pérdidas No Técnicas de Energía: Son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Pérdidas Técnicas de Energía: Son las pérdidas provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema; su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente proyecto titulado “**Estudio de las pérdidas no técnicas en las subestaciones de la zona de Aragua**”. **Caso: CADAFE Región 4**, se encuentra enmarcado en la modalidad de **Proyecto Factible**, ya que proporciona una solución viable a un problema de tipo práctico, para satisfacer las necesidades de una organización, como lo es la empresa CADAFE. Según los lineamientos del Manual de Trabajos de Grado de Especialización, Maestrías y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL) 2003, **el proyecto factible** presenta la ventaja que brinda la oportunidad de llevar a la práctica o ejecución la propuesta de investigación [10].

Una vez desarrollado el planteamiento del problema y revisados las fuentes bibliográficas, se definió el alcance del estudio, conceptuando así el tipo de estudio al cual pertenece. Este tuvo como principal propósito plantear una alternativa para satisfacer las necesidades que presenta la empresa CADAFE, por lo cual se basó en un estudio de campo, ya que éste permitió recabar información directamente del escenario real, con el propósito de describir, analizar o generar las conclusiones respectivas.

Tomando en consideración el texto “Normas Para la Elaboración y Presentación de los Trabajos de Grado de Especialización y de Maestría y las Tesis Doctorales”, de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL); se puede calificar este trabajo de investigación como un **trabajo de campo**[11], ya que como primera etapa se reúne información directa del estado de los medidores de energía en las subestaciones, con la finalidad de constatar la realidad existente en materia de pérdidas de energía, plantear la verdadera problemática y luego determinar las posibles soluciones que pueden solventar los problemas para finalmente indicar las acciones a seguir.

Así mismo, según Selltiz y Jahoda (1997, pág.68), esta investigación se considera de tipo descriptiva, ya que además de las características del problema investigado y la descripción

de los objetivos; se toma en cuenta los distintos procedimientos teórico-prácticos, para compilar, presentar y analizar los datos a fin de cumplir con el propósito de la investigación planteada [12].

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente estudio siguió el curso de un diseño **no experimental** debido a las características que presenta. En el diseño no experimental según Hernández, Fernández y Baptista (1998, pág. 184) se trata de una investigación dónde no se hace variar intencionalmente las variables independientes [11]. Este concepto se aplicó al estudio desarrollado en CADAFE, ya que las pérdidas no técnicas siempre estarán presentes en los sistemas eléctricos y no serán creadas en forma intencional.

3.3 POBLACIÓN O UNIVERSO DE ESTUDIO

Una población bajo el enfoque cuantitativo se define como el conjunto de todos los casos que concuerdan con determinadas especificaciones [13].

La empresa CADAFE Región 4, posee 3 subestaciones principales y 21 secundaria cuya distribución y voltaje se muestra en tabla 3.1.

Tabla 3.1 Distribución de subestaciones

S/E PRINCIPAL	S/E SECUNDARIA		
(230/115)Kv	(115/13.8)Kv	(115/34.5)Kv	(34.5/13.8)Kv
ARAGUA	San Ignacio		
	Palo Negro		
	Cagua		
	Soco		Tocoron
	Tejerías	Villa de Cura	Los Tanques
	La Victoria		
	Villa de Cura		

	Corinsa		
	San Juan		
CAÑA DE AZÚCAR	Centro		
	El Limón		
	San Vicente	Santa Clara	
	San Ignacio		
MACARO	Delicias		
	San Jacinto		
	Morita		
	San Vicente		

Las subestaciones indicada por la empresa para la realización del estudio son las siguientes:

Soco, Centro, Corinsa, Morita, Villa I, Villa II, Tejerias, La Victoria, Palo Negro.

3.4. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

1. Información primaria: Para este fin, se utilizaron las técnicas de observación y las entrevistas no estructuradas.

Entrevistas personales no estructuradas: Este tipo de entrevista se aplica principalmente, cuando el tema a investigar, se relaciona con aspectos necesarios para describir o detallar situaciones referentes al estudio.

2. Información secundaria: la recolección de la información secundaria se realiza a través de la recopilación y registro de la información.

2.1. Recopilación de la información: Se revisan libros, trabajo de grado y publicaciones en la web, relacionados con el tema a desarrollar con el fin de obtener información teórica suficiente para el planteamiento y desarrollo del mismo.

2.2. Registro de la información recopilada: Se registra la información que resultó de las visitas de inspección (revisión y aferición de medidores de energía) a las subestaciones en estudio, donde se detalla parámetros como: serial del medidor, factor de potencia actual (que presenta el equipo al momento de la revisión) y factor de potencia corregido (se refiere al factor de potencia que debe tener el equipo para funcionar correctamente).

3.5. DESCRIPCIÓN DE LAS FASES METODOLÓGICAS

Fase I. Clasificación de las pérdidas no técnicas presentes en las subestaciones de la empresa caso en estudio.

Estrategia a utilizar: Revisar la información obtenida como resultado de las inspecciones y entrevistas al personal de la empresa, para posteriormente desglosar las pérdidas no técnicas presentes.

Actividades:

1. Registro de la información obtenida en las visitas de inspección a las subestaciones en estudio e identificar los equipos por subestación que presentan fallas.
2. Clasificar los equipos según el tipo de pérdidas no técnicas que estén ocasionando.
 - 2.1 Elaborar un diagrama resumen de los tipos de pérdidas no técnicas existentes.
 - 2.2. Identificar que tipo de pérdidas están ocasionando los medidores con problemas, tomando como base el diagrama resumen de los tipos de pérdidas elaborado anteriormente.

Fase II. Determinación y análisis del porcentaje de pérdidas no técnicas presentes en las subestaciones en estudio.

Estrategia a utilizar: Realizar el cálculo de las pérdidas, de acuerdo a su clasificación utilizando como herramienta principal una hoja de cálculo de EXCEL y los registros de los balances de energía(ver Anexo A) , la información de la revisión de medidores (ver Anexo B) y los registros de valores de potencia promedio del circuito donde se encuentra el medidor dañado (ver Anexo C) proporcionados por la empresa.

Actividades:

1. Revisar y analizar los registros de balances energéticos proporcionados por la empresa para los meses de Febrero, Marzo y Abril.
2. Calcular el porcentaje de pérdidas no técnicas según las causas que las producen para los meses en estudio, utilizando el procedimiento descrito en el marco teórico (Sección 2.3.10, 2.3.11, 2.3.12). Realizando además comparación entre la situación actual y corregida.

Fase III. Planteamiento de una metodología para la disminución de las pérdidas no técnicas.

Estrategia a utilizar: Realizar una revisión de las causas por las que se producen las pérdidas, y luego realizar un procedimiento paso a paso que debe ejecutar la empresa distribuidora para disminuirlas.

Actividades:

1. Conceptualización de una metodología para la disminución de las pérdidas no técnicas presentes en la empresa. Se procede de la manera siguiente:

1.1. Se define el objetivo de la metodología a diseñar, tomando en cuenta las necesidades de la empresa.

1.2. Se definen las ventajas que pudiera suministrar la metodología propuesta.

2. Descripción de la metodología para la disminución de las pérdidas no técnicas. Se describen secuencialmente, cada uno de los pasos de la metodología propuesta.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Se presenta a continuación los resultados obtenidos de los análisis de los datos recopilados en el transcurso de la presente investigación. Así mismos, se muestra un procedimiento basado en dicho análisis, mediante el cual, se pretende mejorar el rendimiento de la empresa, reduciendo los niveles de pérdidas de energía de la misma.

(i) 4.1 DESARROLLO DE LAS FASES METODOLÓGICA.

4.1.1 FASE I. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA CASO EN ESTUDIO.

1. Registro de la información obtenida en las vistas de inspección a las subestaciones en estudio e identificación de los posibles problemas que pudieran estar ocasionando pérdidas no técnicas.

Para determinar los posibles problemas en las subestaciones se procedió a realizar visitas de inspección a las mismas, aplicando el procedimiento indicado para la revisión y aferición de los medidores de energía con lo que se obtuvo la secuencia de fase de voltaje, secuencia de fase de corriente, polaridad de corrientes, factor de potencia actual del equipo y factor de potencia corregido el cual se refiere al valor que debería tener el factor de potencia al corregir los problemas que este presentando el equipo (ver Anexo A).

Una vez obtenidos estos datos, se procedió a revisarlos para identificar los medidores que están presentando problemas, de esta manera se encontró que existen medidores que presentan polaridad de corriente invertida, medidores cuyos transformadores de potencial están desconectados y otros están dañados o apagados.

En la tabla 4.1 se muestra un resumen de los resultados de la aferición de los medidores, tomando en cuenta solo aquellos medidores con problemas.

Tabla 4.1 Medidores con problemas por subestación

S/E	MEDIDOR	SECUENCIA DE FASE (V)	SECUENCIA DE FASE (I)	POLARIDAD DE CORRIENTE	FP ACTUAL	FP CORREGIDO	OBSERVACIÓN
SOCO	1143221	1-2-3-	R-S-T-	INCORRECTAS	0,45	0,72	POLARIDAD INVERTIDA
PALO NEGRO	1160214	APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO
PALO NEGRO	1143109		R-S-T-	CORRECTA	0,58		TP SIN SERVICIO

PALO NEGRO	1143116	1+2+3+	R-S-T-	INVERTIDA	0,59	0,934	POLARIDAD INVERTIDA
MORITA	1143238	1-2-3-	R-S-T-	INCORRECTA	0,5934	0,8973	POLARIDAD INVERTIDA (I)
VILLA I	1143235	DAÑADO	DAÑADO	DAÑADO	DAÑADO	DAÑADO	DAÑADO

Se observa que de las nueve (9) subestaciones estudiadas, se presentaron problemas en seis (6) medidores de energía, los cuales influyen directamente en el cálculo mensual (realizado por la empresa) de las compras de energía en la zona de Aragua. Estos medidores con problemas representan el 18% del total de medidores que son 45, también se puede acotar que en su mayoría los medidores presentan problemas por polaridad invertida.

Entonces, se tiene que de los 45 medidores, 3 presentan polaridad invertida, 2 están apagados ,1 presenta desconexión de Transformador de potencial (TP) y el resto, es decir 39 medidores se encuentran funcionando correctamente, esta situación se observa en la fig 4.1 .

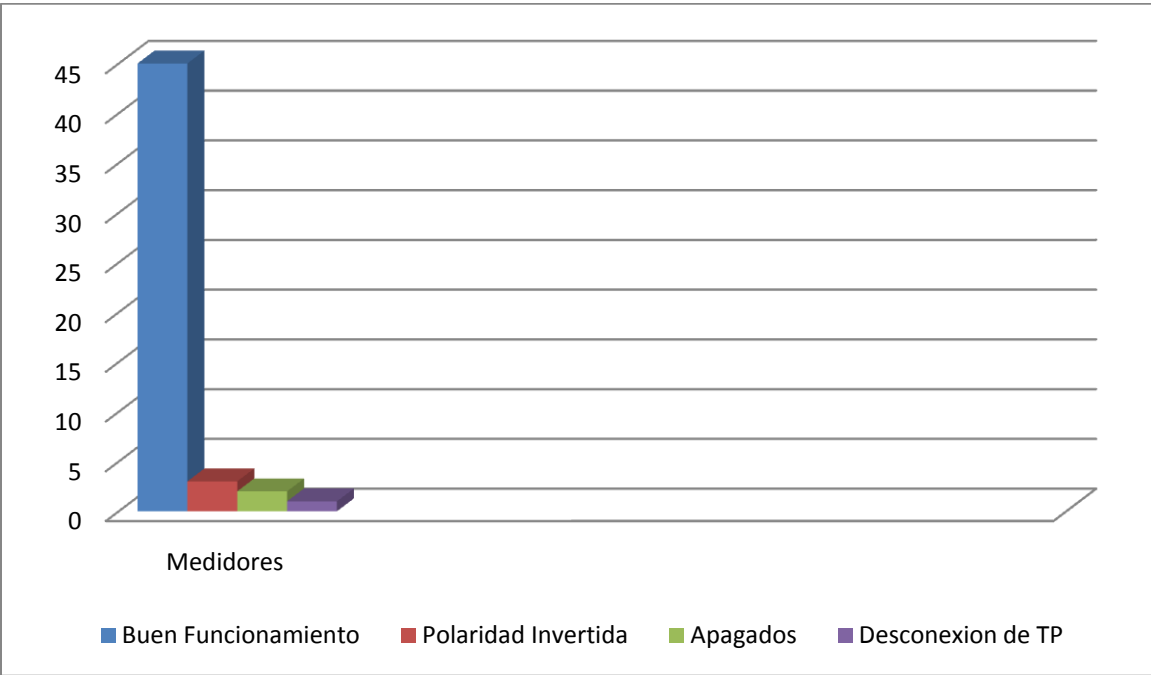


Fig 4.1. Representación del estado de los medidores de energía en las subestaciones en estudio

2. Clasificación de los equipos según el tipo de pérdidas no técnica que estén ocasionando.

2.1 Elaboración del diagrama resumen de los tipos de pérdidas no técnicas existentes, el cual servirá de base para determinar cuáles de estas están presentes en las subestaciones en estudio.

Para determinar los tipos de pérdidas no técnicas presentes en las subestaciones se debe realizar previamente un grafico resumen de los tipos de estas, el cual servirá de base para hacer comparación entre estas y las fallas encontradas en los medidores de energía. A continuación habiendo tomado como referencia lo expresado en el marco teórico (Sección 2.3.6), se muestra lo expuesto anteriormente (ver fig 4.2).

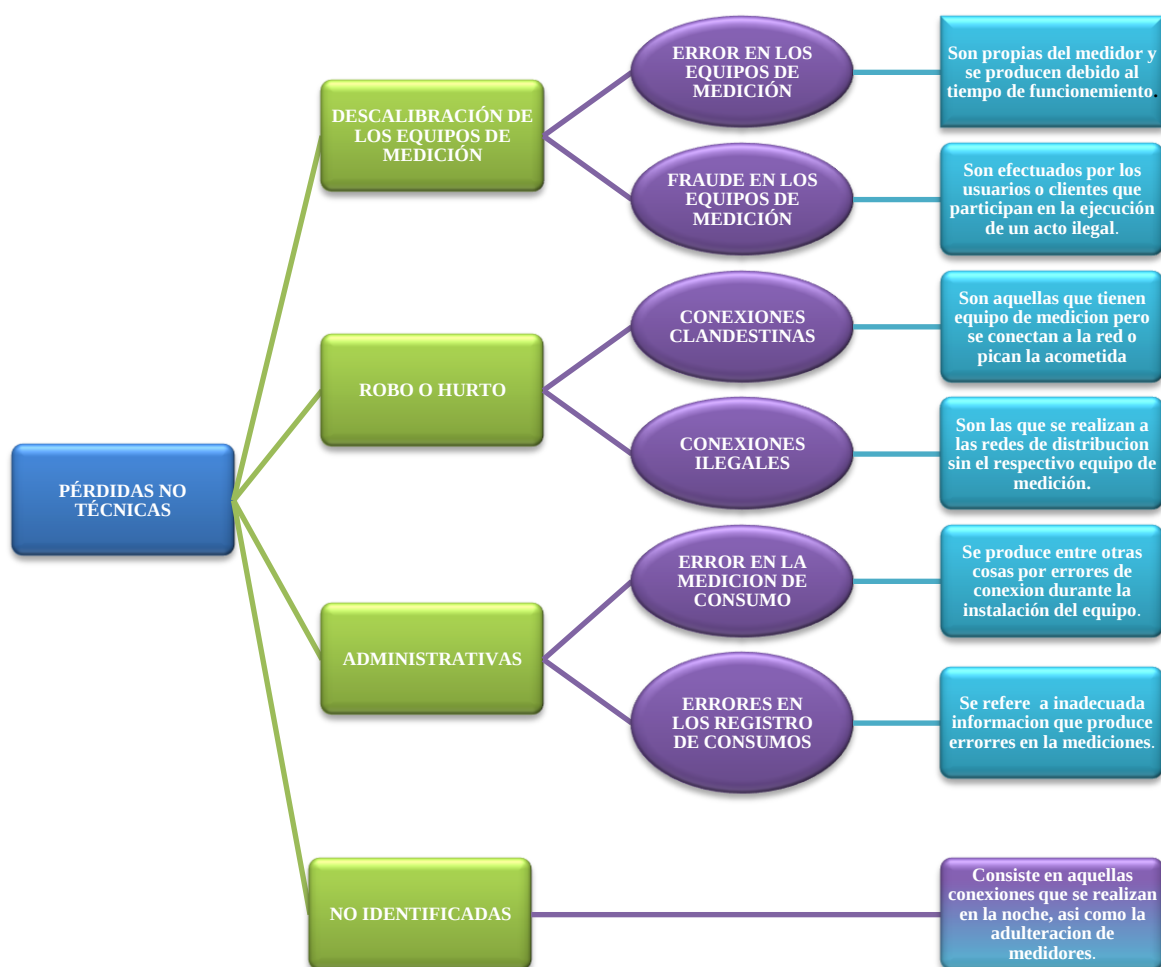


Fig. 4.2 Diagrama resumen de los tipos de pérdidas no técnicas.

2.2. Identificación de los tipos de pérdidas que están ocasionando los medidores con problemas, tomando como base el diagrama resumen de los tipos de pérdidas no técnicas elaborado anteriormente.

Al comparar la información obtenida de las inspecciones a las subestaciones (Anexo A) con el diagrama resumen de los tipos de pérdidas no técnicas (ver Fig 4.2), se observa que dichas pérdidas son básicamente administrativas por errores en la medición del consumo y por error en los registros de consumo, clasificándose de la siguiente manera (ver fig 4.3):

Administrativas

- ✓ **Por error en la medición de consumo:** Se refiere a errores de conexión durante la instalación.
 - Pérdidas debido a polaridad de corrientes invertidas: En estas se encuentran a los medidores N°1143221 S/E Soco, N° 1143116 S/E Palo Negro y N° 1143238 S/E La Morita (ver tabla 4.2).
 - Pérdidas debido a desconexión de transformadores de potencial: En estas se encuentra al medidor N° 1143109 S/E Palo Negro (ver tabla 4.2).
- ✓ **Por error en los registros de consumo:** Se refiere al error cometido por los operadores al momento de tomar la lectura en los medidores dañados o desconectados.
 - Pérdidas debido a medidores dañados o desconectados: En estas se encuentran a los medidores N°1160214 S/E Palo Negro y N°1143235 S/E Villa I (ver tabla 4.2).

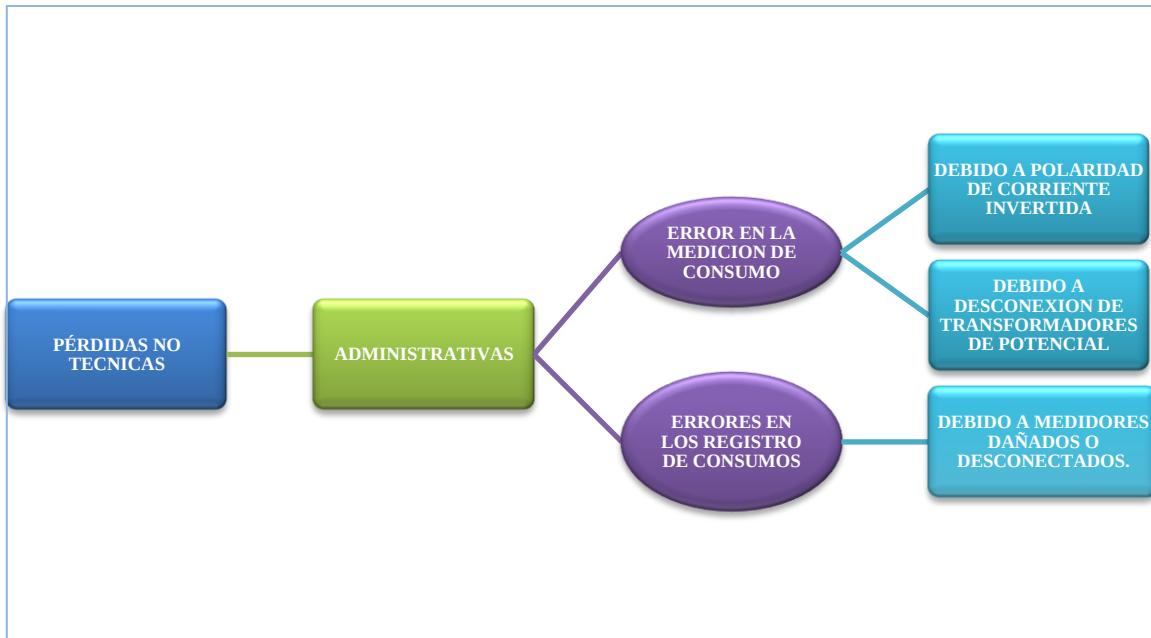


Figura 4.3 Diagrama de pérdidas no técnicas presentes en las subestaciones de la empresa.

Tabla 4.2 Clasificación de los equipos según las pérdidas que ocasionan

TIPO DE PÉRDIDAS	N° MEDIDOR	SUBESTACIÓN
POLARIDAD DE CORRIENTE INVERTIDA	1143221	SOCO
	1143116	PALO NEGRO
	1143238	LA MORITA
DESCONEXION DE TP	1143109	PALO NEGRO
MEDIDORES DAÑADOS O DESCONECTADOS	1160214	PALO NEGRO
	1143235	LA VILLA I

Como se observa en la tabla 4.2 , la mayor cantidad de pérdidas no técnicas son debido a polaridad de corriente invertida, siendo la subestación Palo Negro el caso más crítico, pues en esta se presentan los tres tipos de pérdidas con lo que se podría deducir que en esta subestación

posiblemente se encuentren los niveles más altos de pérdidas de energía en comparación con las otras subestaciones que presentan problemas con sus medidores, todo esto indica una marcada deficiencia en el proceso de instalación y supervisión de los medidores que trae como consecuencia considerables pérdidas de energía.

4.1.2. FASE II. DETERMINACION Y ANALISIS DEL PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PRESENTES EN LAS SUBESTACIONES EN ESTUDIO.

1. Revisión y análisis de los registros de balances energéticos proporcionados por la empresa para los meses de Febrero, Marzo y Abril.

Al revisar los datos suministrados por la empresa caso en estudio, de los balances de energía que surgen de la evaluación mensual que realiza dicha empresa a sus subestaciones donde se calcula la energía que se compra , se vende y se pierde mensualmente (ver Anexo B), se obtiene para los meses de Febrero, Marzo y Abril lo siguiente :

Mes Febrero 2008:

El total de energía en 115KV (KWH) es de 423.243.530,80 y el total de energía en 13,8KV y 34,5KV es de 378.295.918,90 produciendo así un total de pérdidas (técnicas y no técnicas) de 44.947.611,90 (KWH) que representa el 10,62% de la energía.

Mes Marzo 2008:

El total de energía en 115KV (KWH) es de 462.151.286,14 y el total de energía en 13,8KV y 34,5KV es de 412.839.408,53 produciendo así un total de pérdidas (técnicas y no técnicas) de 49.311.877,61 (KWH) que representa el 10,67% de la energía.

Mes Abril 2008:

El total de energía en 115KV (KWH) es de 483.932.172,47 y el total de energía en 13,8KV y 34,5KV es de 408.149.442,75 produciendo así un total de pérdidas (técnicas y no técnicas) de 75.782.729,72 (KWH) que representa el 15,66% de la energía.

Promediando el porcentaje de estas pérdidas tenemos que la empresa reporta un porcentaje de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) del 12,42% en los tres meses mencionados, es decir 56.680.739,14 (KWH) lo que representa que la empresa deja de percibir en promedio mensualmente, según la tarifa manejada por la empresa (ver Anexo D), 1.337.665,46 Bf que sumados durante todo el año seria aproximadamente 16.051.985,49 de bolívares fuertes perdidos.

A continuación se muestra un resumen de lo expresado anteriormente (ver tabla 4.3).

Tabla 4.3 Resumen de Compra y venta de energía en CADAFE Región 4.

MES	ENERGÍA COMPRADA	ENERGÍA VENDIDA	PÉRDIDAS (KWH)	% PÉRDIDAS	PROM DE PÉRDIDAS (KWH)	PROM DE PÉRDIDAS MENSUAL BsF
FEBRERO	423.243.530,80	378.295.918,90	44.947.611,90	10,62	12,42	1.337.665,46
MARZO	462.151.286,14	412.839.408,53	49.311.877,61	10,67		
ABRIL	483.932.172,47	408.149.442,75	75.782.729,72	15,66		

2. Cálculo del porcentaje de pérdidas no técnicas debido a polaridad de corrientes invertidas.

En secciones anteriores se ha determinado los tipos de pérdidas no técnicas que están presentes en las subestaciones de la empresa caso en estudio, sin embargo hasta ahora se desconoce cual es la magnitud de estas y su porcentaje con respecto a las pérdidas totales (técnicas y no técnicas), para esto, utilizando la información suministrada por la empresa (Anexo AyB) y Aplicando los procedimiento descrito en el marco teórico (sección 2.3.10,2.3.11,2.3.) , se calculo la magnitud de dichas pérdidas según la causa que las producen (ver Anexo E) para los meses de Febrero, Marzo y Abril..

En la tabla 4.4 se muestra el resumen de dichos cálculos, donde se visualiza por subestación y por mes el consumo de energía actual y el consumo de energía corregido en cada subestación con problemas, con sus respectivos porcentajes de pérdidas no técnicas según las causas que las producen.

Tabla 4.4 Cálculo del porcentaje de pérdidas no técnicas

S/E	E consumo- actual	E consumo - corregido	% Pérdidas por PCI	% Pérdidas por TP	% Pérdidas medidores dañados	% Pérdidas
MES	FEBRERO					
PALO NEGRO	10.983.192,00	23.649.351,08	18	22	16	56
SOCO	16.552.936,00	19.808.488,00	17	0	0	17
MORITA	25.846.895,00	31.098.284,95	17	0	0	17
VILLA I	24.204.233,00	24.204.233,00	0	0	0	0
MES	MARZO					
PALO NEGRO	12.559.907,67	27.428.309,41	18	22	16	56
SOCO	19.270.822,00	22.694.150,20	16	0	0	16
MORITA	27.416.960,00	33.203.667,19	18	0	0	18
VILLA I	24.204.233,00	20.602.948,21	0	0	0	0
MES	ABRIL					
PALO NEGRO	11.918.083,67	25.965.686,08	18	22	16	56
SOCO	21.210.858,00	24.907.507,20	15	0	0	15
MORITA	29.012.264,00	37.965.045,84	24	0	0	24
VILLA I	24.204.233,00	21.433.788,60	0	0	0	0

Ahora bien, al realizar el cálculo de las compras de energía para cada uno de los meses del estudio, con el procedimiento descrito en el marco teórico (sección 2.3.9), pero con las lecturas corregidas (ver Anexo F), es decir, eliminando las pérdidas ocasionadas por los medidores con

problemas, se tiene que la cantidad de energía que se vende aumenta, disminuyendo así la pérdidas totales, siendo entonces el porcentaje de pérdidas no técnicas , la diferencia entre el porcentaje de pérdidas totales antes de la corrección(ver tabla 4.3) y el porcentaje de pérdidas totales corregido (ver Anexo F). Dicha información se muestra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Porcentaje de pérdidas no técnicas presentes en la empresa

MES	% DE PÉRDIDAS ACTUAL	%PÉRDIDAS CORREGIDAS	% PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
FEBRERO	10,62	6.39	4.23
MARZO	10.67	6.24	4.43
ABRIL	15,66	10,72	4.94
PROMEDIO	12,32	7,78	4,53

Promediando estos porcentajes de pérdidas, se tiene que de los 12,32% de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de energía que tiene la empresa(ver tabla 4.2.1) el 4,53% son de pérdidas no técnicas, lo que económicamente representa una pérdida de 490.236,28 BsF. Mensuales y 5.882.835,31 BsF anuales, razón por la cual estas pérdidas deben ser disminuidas.

Haciendo una comparación entre las pérdidas de energía totales promedio que presenta la empresa actualmente (situación actual) y las que presentaría una vez que se corrijan los problemas encontrados (situación deseada), se tiene (ver tabla 4.2.4):

Tabla 4.6 Comparación de situación actual y la situación deseada de pérdidas de energía

SITUACIÓN ACTUAL	SITUACIÓN DESEADA
------------------	-------------------

% PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS PÉRDIDAS TOTALES (KWH)	PÉRDIDAS ECONOMICAS MENSUALES	PÉRDIDAS ECONOMICAS ANUALES (RcF)	% PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS PÉRDIDAS TOTALES (KWH)	PÉRDIDAS ECONOMICAS MENSUALES	PÉRDIDAS ECONOMICAS ANUALES (RcF)
12,32	56.680.739,74	1.337.665,46	16.051.985,49	7,78	35.908.016,19	847.429,18	10.169.150,19

4.1.3. FASE III. PLANTEAMIENTO DE UNA METODOLOGIA PARA LA DISMINUCION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

1. . Conceptualización de una metodología para la disminución de las pérdidas no técnicas presentes en la empresa. Se procede de la manera siguiente:

1.1. Definición del objetivo de la metodología a diseñar, tomando en cuenta las necesidades de la empresa.

La rentabilidad de las empresas eléctricas se logra facturando y cobrando la energía que se distribuye, siendo por ello importante que las mismas cuenten con planes de acción para reducir la energía dejada de facturar. De acuerdo a esto se hace un planteamiento de una metodología para reducir las pérdidas teniendo como objetivos principales de manera general lo siguiente:

- Lograr una medición correcta y confiable de la energía.
- Facilitar el trabajo de control de las pérdidas.

Persiguiendo con esto, incrementar la vigencia, calidad y competitividad de la empresa.

1.2. Definición de las ventajas que pudiera suministrar la metodología propuesta.

- ✓ Establece una guía donde se especifica paso a paso las acciones que deben tomarse en cuenta dentro de la empresa para la disminución de las pérdidas no técnicas.
- ✓ Proporciona a los empleados del departamento de comercial, una herramienta fácil y efectiva para el mejoramiento de la rentabilidad de la empresa.
- ✓ Ofrece beneficios sustentables a la empresa, ya que mejora la gestión de la misma.

2. Descripción de la metodología para la disminución de las pérdidas no técnicas. Se describen secuencialmente cada uno de los pasos de la metodología propuesta.

Las causas de las pérdidas no técnicas en las subestaciones estudiadas son básicamente tres y todas referidas a los medidores de energía, estas son: Pérdidas debido a polaridad de corrientes invertidas, Pérdidas debido a desconexión de transformadores de potencial y Pérdidas debido a medidores dañados o desconectados. Las cuales son el resultado un proceso deficiente de mantenimiento y poca inversión de capital en equipos.

Es por esto que el planteamiento se enfoca en un plan basado en tres pasos:

- Inspección
- Mantenimiento
- Reemplazo

Para esto se necesita la formación de una cuadrilla, equipada con instrumentos necesarios para el trabajo a realizar.

Inspección: Se refiere a la visita de la cuadrilla a las subestaciones con la finalidad de realizar la inspección visual y técnica de los equipos de medición de energía, en busca de problemas como: inversión de fases, desconexión de transformadores de potencial, equipos dañados o desconectados, etc.

Mantenimiento: Se refiere a realización del mantenimiento necesario a los equipos, por parte del personal que realiza la inspección (cuadrilla), por un periodo de tiempo previamente estipulado.

Reemplazo: Se refiere al cambio de aquellos equipos que lo ameriten, entendiéndose esto como aquellos equipos que en el trabajo de inspección realizado previamente estén indicados como

dañados. Para este paso se hace necesario la colaboración del personal administrativo para realizar trabajo de seguimiento con el fin de obtener los equipos nuevos lo más pronto posible.

Las cuadrilla deberán estar conformadas con un máximo de 3 personas, entre estas estarán dos técnicos y un ingeniero.

Se necesitan dos empleados del personal administrativos, con conocimientos básicos de los procedimientos para la solicitud de equipos.

. Funciones del personal de inspección o cuadrilla

- Deberá llenar la planilla de inspección que se muestra en el anexo, para cada equipo de medición de energía en las subestaciones perteneciente a la empresa CADAFE Región 4.
- Deberá realizar labores de corrección en los casos donde el equipo presente errores de conexión.
- Deberá realizar la instalación del equipo nuevo en los casos donde los equipos estén dañados.
- Deberá entregar un informe de inspección al personal administrativo asignado para prestar colaboración al plan de reducción de pérdidas, donde se especifica los equipos que necesitan ser reemplazados.
- Deberá entregar los equipos que fueron desinstalados al taller de la empresa para su revisión a fin de poder determinar si pueden ser recuperados.
- Deberá entregar un informe final al personal administrativo asignado para prestar colaboración al plan de reducción de pérdidas, donde se especifica las labores de mantenimiento y reemplazo realizadas, detallando la fecha del reemplazo y los equipos fueron entregados al taller de la empresa.

Funciones del personal administrativo colaborador

- Una vez que la cuadrilla haya entregado el informe de inspección donde se especifican los equipos dañados, deberá hacer la petición del equipo nuevo o repotenciado, ante la instancia correspondiente.
- Deberá realizar seguimiento del proceso hasta que el nuevo equipo sea entregado a la cuadrilla, trazándose como meta principal la dotación de los equipos en un periodo de tiempo no mayor a 60 días hábiles.

El plan se ejecutará conforme lo expuesto en el cronograma de actividades que se muestra en el Anexo G, para todas las subestaciones pertenecientes a la empresa CADAFE Región 4.

ANEXO A: PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN LAS SUBESTACIONES

Anexo A.1: Subestación La Morita

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA					FECHA: 02-04-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL DE BARRA N° 1					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143202		975149235	0,8646	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	1316	1350	1293
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
14,4 KV	14,39 KV	14,12 KV	28,13 MW		
FP ACTUAL: 0,86			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA					FECHA: 02-04-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL DE BARRA N° 2					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143238		644442966	0,5934	13800/100	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	INCORRECTAS	430 A	441 A	442 A

VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW
59 V	59	60	11,33MW
FP ACTUAL:0,5934			FP CORREGIDO: 0,8973
OBSERVACIONES:			
POLARIDAD DE CORRIENTES INVERTIDAS			

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA					FECHA: 02-04-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; MACARO I					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1177909	514668690		0,8708	1045,45/100	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X57,7/100 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R S T	CORRECTAS	296	288	285
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
63,5	64	63,9	47,54 MW		
FP ACTUAL: 0,8708			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA					FECHA: 02-04-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; MACARO II					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G116231	576237796		0,8683	1045,45/100	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X100√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R S T	CORRECTAS	260	271	267
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
63,5	64,1	64			
FP ACTUAL: 0,8683			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA					FECHA: 02-04-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; SAN VICENTE					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143207		388831090	0,917	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T

1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	196	194	195
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
63,6	63,8	63,8	34,66 MW		
FP ACTUAL: 0,917			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA MORITA				FECHA: 03-04-08	
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; SAN JACINTO					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143232	237239237	23159711	0,8646	115000/110	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
110,6KV	110,5 KV	110,9 KV			
FP ACTUAL : 0,8646			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.2: Subestación Palo Negro

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: Palo Negro					FECHA: 03-04-08
DESCRIPCIÓN: Principal de Barra 3					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1160214	Apagado	Apagado		13800/110	500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0,25	3X57,7/√3	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
APAGADO	APAGADO	APAGADO	APAGADO		
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					
CONTADOR APAGADO					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: PALO NEGRO					FECHA: 03-04-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL DE BARRA N° 1					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143109			0,58	15180/110	1100/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					

SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
	R-S-T	CORRECTAS	520 A	521 A	515 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
0	0	14,12 KV	11,33MW		
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					
PRSENTA DOS TP SIN SERVICIO. DEJANDO DE MEDIR 66% APROXIMADAMENTE					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: PALO NEGRO				FECHA: 03-04-08	
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL DE BARRA N° 2					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143116			0,5934	13800/100	800/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T	INVERTIDAS	512 A	513 A	509 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
14,06 KV	14,08 KV	14,01 KV	10,81 MW		
FP ACTUAL: 0,59			FP CORREGIDO: 0,934		
OBSERVACIONES:.					
EL CONTADOR PRESENTA POLARIDAD DE CORRIENTES INVERTIDAS					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: PALO NEGRO					FECHA: 03-04-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV (ARAGUA)					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G116232	*275535970	*81533839	0,88	115000/110V	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4343	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	197.0 A	195.7 A	197.6 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
63,12KV	62,52	63 KV	9.67 MW		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.3: Subestación Soco

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES	
SUBESTACIÓN: SOCO	FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL DE BARRA N° 1	
DATOS DEL CONTADOR	

Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143221			0,45	13800/110	800/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	INCORRECTAS	2,98 A	3,14 A	2,99 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
66 V	67 V	67 V	517,8 V		
FP ACTUAL: 0,45			FP CORREGIDO: 0,72		
OBSERVACIONES:					
PRESENTA POLARIDAD DE CORRIENTE INVERTIDA					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO					FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA LAS TEJERIAS					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143254	39409930	256245181	0,75	115000/110	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	0,53 A	0,43 A	0,47 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
61 V	61 V	62 V	60,9 W		
FP ACTUAL: 0,75			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO					FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; ARAGUA I					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G116246	2924506	1956749	0,88	115000/110	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	CORRECTAS	CORRECTAS	3,24 A	3,16 A	3,26 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
61 V	61 V	62 V	518,3 W		
FP ACTUAL: 0,88			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO				FECHA: 10-03-08	

DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; ARAGUA II					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G116235	962464348	77472515	0,85	115000/110	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4343	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	CORRECTAS	CORRECTAS	4,16 A	4,05 A	4,14 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
60V	61V	61V	638 W		
FP ACTUAL: 0,85			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO					FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115KV; LA VICTORIA					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143265	1697156	534625193	0,89	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4343	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	1,19 A	1,23 A	1,25 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
60V	61V	61V	196,5W		
FP ACTUAL: 0,89			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO					FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA N° 2					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143230		430064757	0,8533	13800/110	800/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	3,99 A	3,13 A	3,01 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
67 V	66 V	67 V	516,8 W		
FP ACTUAL: 0,85			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: SOCO					FECHA: 10-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA N°3					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143137		412472155	0,8832	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	1,66 A	1,62 A	1,54 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
66 V	66 V	66 V	278 W		
FP ACTUAL: 0,88			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.4:Subestación Las Tejerías

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: TEJERIAS				FECHA: 11-03-08	
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA 1					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143127		619607880	0,87	13800/110	800/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T-	CORRECTAS	2,55 A	2,40 A	2,67 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
70 V	69 V	70 V	457,8		
FP ACTUAL: 0,87			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: TEJERIAS					FECHA: 11-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA II					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143121		399397422	0,884	13800/110	800/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T-	CORRECTAS	3,59 A	3,84 A	3,77 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
66 V	66 V	66 V	645,2 W		
FP ACTUAL: 0.88			FP CORREGIDO:		

OBSERVACIONES:

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: TEJERIAS					FECHA: 11-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; LA MARIPOSA					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143204	932510799	524759	0,779	115000/110	375/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T-	CORRECTAS	1,55 A	1,73 A	1,78 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
62 V	63 V	62 V	18,62		
FP ACTUAL: 0,8			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: TEJERIAS					FECHA: 11-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; SOCO					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143136	254793669	39802829	0,9506	115000/110	375/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T-	CORRECTAS	0,17 A	0,18 A	0,21 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
61 V	62 V	62 V	30,43 W		
FP ACTUAL: 0,95			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.5: Subestación Centro

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CENTRO					FECHA: 12-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA 1					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143222		597836653	0,9015	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T-	CORRECTAS	854 A	862 A	861 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
13.92 V	13.90 V	13.89 V	18.62 MW		

FP ACTUAL: 0,9			FP CORREGIDO:
OBSERVACIONES:			

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CENTRO					FECHA: 12-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA 1					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143211		726559620	0,9065	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T-	CORRECTAS	707 A	713 A	682 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
14,13 KV	14,09 KV	14,16 KV	15,59 MW		
FP ACTUAL: 0,9			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CENTRO				FECHA: 12-03-08	
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; DELICIAS					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143224	144714368	105076670	0,8658	115000/110	500/1
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T-	CORRECTAS	28 A	23 A	27 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
111,7	112,2	112,2	4,4 MW		
FP ACTUAL: 0,86			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CENTRO					FECHA: 12-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; CAÑA DE AZUCAR					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
11432234	41131538	58097	0,8192	115000/110	500/1
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T-	CORRECTAS	183 A	183 A	190 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
111,8 KV	112,2 KV	112,0 KV	29,4 MW		

FP ACTUAL: 0,8			FP CORREGIDO:
OBSERVACIONES:			

Anexo A.6: Subestación Villa I

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA I					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA 3					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1160202	123468949	208240184	0,9996	34500/110	500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
FP ACTUAL: 0,75			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					
CONTADOR DAÑADO					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA I				FECHA: 13-03-08	
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA N°1					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143215					
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA I					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA N°2					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143237					

MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA Δ	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA I					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; VILLA II-I					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G116239	749690233		0,825	115000/110	300/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T-	CORRECTAS	2,04 A	1,8 A	2,06 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
61 V	62 V	62 V	296,5 W		
FP ACTUAL:0,82			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.7: Subestación Villa II

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA II					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; LINEA ARAGUA FUTURA					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
8376309	88	0	0,9015	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	62 V	62 V			
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES	
SUBESTACIÓN: VILLA II	FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; CORINSA	

DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763809	791457436	1590638	0,862	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	1,01 A	0,95 A	1,08 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	61 V	61 V	2,06 MW		
FP ACTUAL: 0,86			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA II					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; ARAGUA II					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763812	1578944279	46255	0,8512	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	2,60 A	2,47 A	2,48 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
58 V	61 V	61 V	50,70 MW		
FP ACTUAL: 0,85			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA II					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; VILLA II-I					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763804	652	476727072	0,82512	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	0,88 A	0,78 A	0,88 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	62 V	62 V	16,11 MW		
FP ACTUAL: 0,8			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES	
SUBESTACIÓN: VILLA II	FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; VILLA I-II	
DATOS DEL CONTADOR	

Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763800	50	484601691	0,9	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	0,89 A	0,88 A	0,88 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	63 V	62 V	17,11 MW		
FP ACTUAL: 0,9			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA II					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; SAN JUAN					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763799	79049	747083612	0,87	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	0,56 A	0,54 A	0,55 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	63 V	62 V	12,32 MW		
FP ACTUAL: 0,87			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: VILLA II					FECHA: 13-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; SAN JUAN II					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
83763810	101410994	523901745	0,873	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
SIEMENS	MAXSYS QUAD 4PLUS	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
R-S-T-	R-S-T-	CORRECTAS	0,64 A	0,60 A	0,61 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	63 V	62 V	13,64 MW		
FP ACTUAL: 0,87			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.8: Subestación La Victoria

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES	
SUBESTACIÓN: LA VICTORIA	FECHA: 14-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; MARIPOSA	
DATOS DEL CONTADOR	

Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143129	494272429		0,729	115000/110	375/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T	CORRECTAS	78,6 A	86,9 A	88,4 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
62,23 V	62,84 V	62,17 V	12,19		
FP ACTUAL: 0,73			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA VICTORIA					FECHA: 14-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV;SOCO					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143111	549780733	1707953	0,9921	115000/110	375/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1+2+3+	R-S-T	CORRECTAS	57,4 A	52,2 A	59,0 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
62 V	63 V	62 V	11,9 MW		
FP ACTUAL: 0,99			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA VICTORIA				FECHA: 14-03-08	
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA I					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143131	494272429	369503338	0,9106	13800/100	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	464 A	472 A	471 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59V	57 V	59 V	10,4 MW		
FP ACTUAL: 0,9			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: LA VICTORIA					FECHA: 14-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA II					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143123		444722606	0,9008	14400/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0.25	3X110√3 V	DELTA	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	538 A	540 A	561 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
59 V	58 V	59 V	12,24 MW		
FP ACTUAL: 0,9			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

Anexo A.9: Subestación Corinsa

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CORINSA					FECHA: 24-03-08
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA I					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G104809		945808263	0,84	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	1	3X13,8/√3/110/√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	646 A	647 A	647 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
13,60 KV	13,55 KV	13,61 KV	12,93 MW		
FP ACTUAL: 0,84			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CORINSA				FECHA: 24-03-08	
DESCRIPCIÓN: PRINCIPAL BARRA II					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
G104810		877038874	0,8513	13800/110	1500/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 2363	1	3X13,8/√3/110/√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	1028 A	1036 A	1012 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
14,21 KV	14,16 KV	14,21 KV	21,77 MW		
FP ACTUAL: 0,85			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CORINSA					FECHA: 24-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV ; VILLA ii					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143105	393544744	36357377	0.889	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	0,25	3X110√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	138 A	131 A	148 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
112,8 KV	112,5 KV	113,0 KV	24,06 MW		
FP ACTUAL: 0,88			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

PLANILLA DE REVISIÓN DE CONTADORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN: CORINSA					FECHA: 24-03-08
DESCRIPCIÓN: SALIDA DE LINEA 115 KV; ARAGUA					
DATOS DEL CONTADOR					
Nº MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
1143245	33680	21603481	0,8485	115000/110	600/5
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
CEWE	PROMETER 4363	1	3X13,8/√3/110/√3 V	ESTRELLA Y	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
1-2-3-	R-S-T	CORRECTAS	345 A	340 A	353 A
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
113,8 KV	112,9 KV	113,8 KV	57,90 MW		
FP ACTUAL: 0,85			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					

ANEXO B: COMPRAS DE ENERGÍA EN ARAGUA

Anexo B.1. Compras de energía en Aragua ;Febrero 2008

 COMPRAS DE ENERGIA EN ARAGUA								
MES: FEBRERO 2008								
S/E ARAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754145	AUTO TRAF0 1	S	115 KV	587.737.039,00	629.399.677,00	41.662.638,0	1,00	41.662.638,00
80754198	AUTO TRAF0 2	S		1.789.120.729,00	1.867.393.451,00	78.272.722,0	1,00	78.272.722,00
43995537-A	AUTO TRAF0 3	S		1.701.628.622,00	1.777.777.061,00	76.148.439,0	1,00	76.148.439,00

80754176	AUTO TRAF0 4	S		250.206.000,00	292.677.402,00	42.471.402,0	1,00	42.471.402,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA 115 KV		238.555.201,00	
SALIDAS 115 KV S/E ARAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
B-934551	SAN IGNACIO I	S	115 KV	663.903,00	682.836,00	18.933,0	1.600,00	30.292.800,00
B-934546	SAN IGNACIO II	S		669.358,00	683.563,00	14.205,0	1.600,00	22.728.000,00
B-737909	PALO NEGRO	S		690.170,00	708.589,00	18.419,0	1.600,00	29.470.400,00
B-992853	SOCO I	S		332.067,00	351.158,00	19.091,0	1.600,00	30.545.600,00
B-934547	SOCO II	S		537.091,00	545.445,00	28.369,0	2.400,00	68.085.600,00
B-934552	CAGUA BARR I,II Y III	S		259.191,00	275.750,00	16.559,0	1.600,00	26.494.400,00
48554654	CORINSA	S		29,00	29,00	0,0	10.000,00	0,00
43995539-A	VILLA DE CURA II	S		92.616,00	93.924,00	1.308,0	20.000,00	26.160.000,00
					TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 115 KV		233.776.800,00	
SALIDAS 13.8 KV S/E ARAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
32063471	PPAL. 1	A	13,8 KV	75.084,00	88.406,00	13.322,0	2.000,00	26.644.000,00
34943325	PPAL 2	A		50.876,00	58.572,00	7.696,0	2.000,00	15.392.000,00
					TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 13,8 KV			
				TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 115 KV + 13,8 KV				275.812.800,00

S/E SAN IGNACIO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116229	ARAGUA I	E	115 KV	14.356.948,00	36.563.199,00	22.206.251,0	1,00	22.206.251,00
G116222	ARAGUA II	E		983.101.497,00	1.005.728.667,00	22.627.170,0	1,00	22.627.170,00
1143258	LIN I CABRERA	E		334.733.902,00	340.373.253,00	5.639.351,0	1,00	5.639.351,00
1143225	LIN II CABRERA	E		332.381.846,00	338.133.292,00	5.751.446,0	1,00	5.751.446,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			56.224.218,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143130	PPAL 1	S	13,8 KV	951.985.478,00	963.024.131,00	11.038.653,0	1,00	11.038.653,00
1143260	PPAL 2	S		527.685.400,00	527.697.600,00	12.200,0	1,00	12.000.000,00
1143229	PPAL 3	S		578.163.781,00	589.587.242,00	11.423.461,0	1,00	11.423.461,00
44458	PPAL. 5 (FLEXILON)	S					1,00	1.494.684
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			35.956.798,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
44459	TURBOVEN		13,8 KV			0,0	1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO TURBOVEN (*)			0,00
S/E PALO NEGRO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116232	ARAGUA I	E	115 KV	252.975.851,00	266.855.024,00	13.879.173,0	1,00	13.879.173,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			13.879.173,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143109	PPAL 1	A	13,8 KV	364.428.234,00	366.890.100,00	2.461.866,0	1,00	2.461.866,0
1143116	PPAL 2	A		600.599.248,00	607.590.222,00	6.990.974,0	1,00	6.990.974,00
1160214	PPAL 3	A				1.000.000,0	1,00	1.530.352,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			10.983.192,00
S/E SOCO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116246	ARAGUA I	E	115			16.246.755,0	1,00	16.246.755,00
G116235	ARAGUA II	E		938.033.533,00	957.155.827,00	19.122.294,0	1,00	19.122.294,00
1143265	LIN. VICTORIA	S		514.175.135,00	532.823.019,00	18.647.884,0	1,00	18.647.884,00
		E		1.681.380,00	1.681.380,00	0,0	1,00	0,00
1143254	LIN. TEJERIAS	S		254.566.321,00	255.412.901,00	846.580,0	1,00	846.580,00
		E		36.549.433,00	39.221.046,00	2.671.613,0	1,00	2.671.613,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			15.874.585,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143221	PPAL 1-A	A	13,8 KV	421.591.687,00	427.017.607,00	5.425.920,0	1,00	5.425.920,00
1143230	PPAL 1-B	A		422.913.738,00	428.315.044,00	5.401.306,0	1,00	5.401.306,00
1143127	PPAL 2-A	A		404.787.184,00	410.512.894,00	5.725.710,0	1,00	5.725.710,00
					TOTAL SUB-ESTACION SOCO			16.552.936,00

MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
F0046177	CONDUVEN	A	115 KV					6.667.908,80	
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO CONDUVEN			6.667.908,80	
S/E LA VICTORIA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143129	MARIPOSA	E	115 KV	489.710.976,00	489.978.178,00	267.202,0	1,00	267.202,00	
		S		1.015.165,00	1.015.209,00	44,0	1,00	44,00	
1143111	SOCO	E		533.374.235,00	547.251.265,00	13.877.030,0	1,00	13.877.030,00	
		S		1.692.413,00	1.692.415,00	2,0	1,00	2,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			14.144.186,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143131	PPAL 1	A	13,8 KV	357.923.707,00	366.016.281,00	8.092.574,0	1,00	8.092.574,00	
1143123	PPAL 2	A		178.701.053,00	182.622.285,00	3.921.232,0	1,00	3.921.232,00	
								12.013.806,00	
S/E LAS TEJERIAS									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143204	MARIPOSA	E	115 KV	910.840.106,00	927.765.732,00	16.925.626,0	1,00	16.925.626,00	
		S		448.882,00	448.882,00	0,0	1,00	0,00	
1143136	SOCO	E		253.057.452,00	253.900.061,00	842.609,0	1,00	842.609,00	
		S		36.888.241,00	39.611.658,00	2.723.417,0	1,00	2.723.417,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			15.044.818,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143127	PPAL 1	A	13,8 KV	608.370.575,00	616.656.954,00	8.286.379,0	1,00	8.286.379,00	
1143121	PPAL 2	A		393.134.233,00	397.741.828,00	4.607.595,0	1,00	4.607.595,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			12.893.974,00	
S/E LA MARIPOSA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
00004270	STA. TERESA I	E	115 KV	1.194.997.248	1.200.849.899	5.852.651,0	1,00	5.852.651,00	
00004268	STA. TERESA II	E		1.122.977.327	1.144.210.560	21.233.233,0	1,00	21.233.233,00	
30759629	TEJERIAS	S		2.482,2	2.482,2	10.000,00	24.822.000,00		
30759625	VICTORIA	E		8.002,0	8.002,0	0,0	10.000,00	0,00	
00004270	STA. TERESA I	S		2.150.532	2.163.996	13.464,0	1,00	13.464,00	
00004268	STA. TERESA II	S		1.817.796	1.817.796	0,0	1,00	0,00	
30759628	TEJERIAS	E		12.347,0	13.718,0	1371	10.000,00	13.710.000,00	
30759626	VICTORIA	S		8.138,6	8.794,8	656,2	10.000,00	6.562.000,00	
					ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV			40.795.884,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1178512	IVIC	A	115 KV			0,0	1,00	1.084.800,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			1.084.800,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143266	PPAL. 1(*)	A	13,8 KV	5.364.087	5.364.087	0,0	1,00	0,00	
1143113	PPAL 2	A		113.326.896	115.043.411	1.716.515,0	1,00	3.011.790,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			3.011.790,00	

S/E CAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143212	PPAL 1	A	13.8 KV	116.355.632,00	131.224.409,00	14.868.777,0	1,00	14.868.777,00
1143120	PPAL 2	A		732.882.967,00	743.789.261,00	10.906.294,0	1,00	10.906.294,00
1157702	PPAL 3	A		638.599.313,00	645.173.849,00	6.574.536,0	1,00	6.574.536,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		32.349.607,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
	(*) TURBOVEN		13,8 KV	0,00	0,00		1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN		0,00	
(*) DESCONECTADO								
S/E VILLA DE CURA I								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.

39142306-A	(*) VILLA CURA 2-2	E	115 KV			1,00	1,00	21.374.746,00
G116239	VILLA CURA 2-1	E		732.408.505,00	743.808.545,00	11.400.040,00	1,00	11.400.040,00
(*) CONTADOR DESCONECTADO					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA 115 KV			32.774.786,00
(*) ESTOS CONTADORES FUERON DESCONECTADOS POR TRANSMISIÓN								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143215	PPAL 1	A	13,8 KV	573.076.893,00	581.925.632,00	8.848.739,00	1,00	8.848.739,00
1143237	PPAL 2	A		454.896.843,00	462.216.280,00	7.319.437,00	1,00	7.319.437,00
					TOTAL ENERGIA ENTREGADA			16.168.176,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143235	PPAL 3	A	34,5 KV				1,00	8.036.057,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			8.036.057,00
				TOTAL ENERGÍA S/E VILLA CURA I (34,5 KV + 13,8 KV)				24.204.233,00
S/E VILLA DE CURA II								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
83763802	CORINSA	E	115 KV	768.494.800,00	784.053.548,00	15.558.748,00	1,00	15.558.748,00
		S		1.590.638,00	1.590.638,00	0,00	1,00	0,00
83763809	ARAGUA I (FUTURO)	E				0,00	1,00	0,00
		S				0,00	1,00	0,00
83763812	ARAGUA II	E		1.531.357.973,00	1.563.724.844,00	32.366.871,00	1,00	32.366.871,00
		S		46.255,00	46.255,00	0,00	1,00	0,00
83763804	VILLA DE C. I-1	E				0,00	1,00	0,00
		S		461.270.156,00	471.992.217,00	10.722.061,00	1,00	10.722.061,00
83763800	VILLA DE C. I-2	E		50,000	50,000	0,00	1,00	0,00
		S		468.944.763,000	479.796.029,000	10.851.266,00	1,00	10.851.266,00
83763799	SAN JUAN I	E		79.048,000	79.048,000	0,00	1,00	0,00
		S		727.492.818,000	740.577.777,000	13.084.959,00	1,00	13.084.959,00
83763810	SAN JUAN II	E		504.014.828,000	517.296.613,000	13.281.785,00	1,00	13.281.785,00
		S		101.410.993,000	101.410.993,000	0,00	1,00	0,0
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			13.267.333,00

SIE CORINSA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143105	VILLA CURA II	E	115 KV	393.544.744,00	393.544.744,00	0,00	1,00	0,00
		S		6.738.366,00	22.190.215,00	15.451.849,00	1,00	15.451.849,00
1143245	ARAGUA	S		33.680,00	33.680,00	0,00	1,00	0,00
		E		959.722.484,00	993.088.171,00	33.365.687,00	1,00	33.365.687,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			17.913.838,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G104809	PPAL 1	A	13,8 KV	930.646.191,00	938.790.826,00	8.144.635,00	1,00	8.144.635,00
G104810	PPAL 2	A		860.763.262,00	870.226.416,00	9.463.154,00	1,00	9.463.154,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			17.607.789,00
SIE SAN JUAN								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116241	VILLA CURA 2-I	E	115 KV	440.381.284	453.283.757	12.902.473,00	1,00	12.902.473,00
1163614	VILLA CURA 2-II	E		488.809.466	501.969.731	13.160.265,00	1,00	13.160.265,00
1186303	CAMATAGUA	E		147.860.619	148.484.446	623.827,00	1,00	623.827,00
		S		171.091.318	174.425.798	3.334.480,00	1,00	3.334.480,00
1186305	SOMBRERO II	E		471.701	13.675.687	8.958.586,00	1,00	8.958.586,00
		S	35.229.047	60.421.186	25.192.139,00	1,00	25.192.139,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			26.686.565,00
				ENERGIA ENTREGADA A ZONA GUARICO 115 KV				26.686.565,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
39138796-a	(*) Holcim de Venezuela	S	115 KV	37.272	39.358		1,00	8.782.000,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO			8.782.000,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.

142102	CTO. SAN SEBAST.	A	13,8 KV	43.774	43.926	152,00	10.036,36	1.525.526,72	
82067917	CTO. LA VILLA	A		41.411	41.411	0,00	1.104,00	113.432,38	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV			1.638.959,10	
S/E CAMATAGUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143101	LIN. STA. TERESA	S	115 KV	25.461	25.461	0,00	1,00	0,00	
	LIN. STA. TERESA	E		611.944.205	648.137.506	36.193.301,00	1,00	36.193.301,00	
1143141	LIN. SAN JUAN	S		127.728.950	129.296.383	1.567.433,00	1,00	1.567.433,00	
	LIN. SAN JUAN	E		34.820.667	35.662.977	842.310,00	1,00	842.310,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV			36.193.301,00	
					TOTAL ENERGIA NETA ENTREGADA ZONA GUARICO EN 115 KV			1.567.433,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143106	PPAL 1	A	13,8 KV	218.027.795	220.853.628	2.825.833,00	1,00	2.825.833,00	
1143133	PPAL 2	A		213.645.905	217.053.155	3.407.250,00	1,00	3.407.250,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			6.233.083,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143267	PPAL 3	A	34,5 KV	307.764.040	311.833.106	4.069.066,00	1,00	4.069.066,00	
				TOTAL ENERGIA ENTREGADA			4.069.066,00		
				TOTAL ENERGÍA S/E CAMATAGUA (34,5 KV + 13,8 KV)			10.302.149,00		
INOS CAMATAGUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
44521	INOS	AS	115 KV	1.981.274.335	2.014.855.749	33.581.414,0	1,00	33.581.414,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			33.581.414,00	
S/E SOMBRERO									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
37975702	CTO. BARBACOAS	A	13,8 KV	33.990	34.318	328,0	2.760,00	905.280,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV			905.280,00	
S/E MACARO									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
48555299	AUTO TRAF0 1	1S	230 KV	58.775,00	59.252,00	477,0	83.333,33	39.749.998,41	
48555298	AUTO TRAF0 2	1S		54.295,00	54.746,00	451,0	83.333,33	37.583.331,83	
61901924	AUTOTRAFO 3	1S		92.366,00	93.197,00	831,0	40.000,00	33.240.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			110.573.330,24	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
80754164	AUTO TRAF0 1	1S	115KV	3.209.483.627,00	3.248.716.097,00	39.232.470,0	1,00	39.232.470,00	
80754185	AUTO TRAF0 2	1S		2.868.469.123,00	2.905.059.760,00	36.590.637,0	1,00	36.590.637,00	
80754163	AUTO TRAF0 3	1S		2.557.446.095,00	2.589.723.437,00	32.277.342,0	1,00	32.277.342,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			108.100.449,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
61901929	SAN JACINTO I	S	115KV	125.142,00	126.277,00	1.135,0	20.000,00	22.700.000,00	
61901927	SAN JACINTO II	S		120.748,00	121.895,00	1.147,0	20.000,00	22.940.000,00	
61901928	MORITA I	S		184.175,00	185.461,00	1.286,0	20.000,00	25.720.000,00	
61901923	MORITA II	S		170.809,00	171.960,00	1.151,0	20.000,00	23.020.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			94.380.000,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
NO HAY	PPAL D-180	A	13,8 KV					12.000.000,00	
					ENERGIA RECIBIDA S/E MACARO 13,8 KV			12.000.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			106.380.000,00	
S/E LA MORITA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G1177909	MACARO I	E	115KV	460.269.261,00	485.995.155,00	25.725.894,0	1,00	25.725.894,00	
G116231	MACARO II	E		527.417.045,00	550.042.145,00	22.625.100,0	1,00	22.625.100,00	
1143207	SAN VICENTE	S		351.626.765,00	368.782.137,00	17.155.372,0	1,00	17.155.372,00	
1143232	SAN JACINTO	S		23.159.711,00	23.159.711,00	0,0	1,00	4.026,00	

		E		237.239.237,00	237.239.237,00	0,0	1,00	0,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			31.191.596,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143202	PPAL 1	A	13,8 KV	942.498.880,00	958.091.827,00	15.592.947,0	1,00	15.592.947,00
1143238	PPAL 2	A		622.286.074,00	632.540.022,00	10.253.948,0	1,00	10.253.948,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			25.846.895,00

S/E SAN JACINTO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143304	MACARO I	E	115KV	479.815.452,00	502.415.929,00	22.600.477,0	1,00	22.600.477,00
		S		37.303,00	37.303,00	0,0	1,00	0,00
1143307	MACARO II	E		398.917.548,00	426.386.205,00	27.468.657,0	1,00	27.468.657,00
		S		46.926,00	46.926,00	0,0	1,00	0,00
1143201	DELICIAS	E		362.171.401,00	378.642.760,00	16.471.359,0	1,00	16.471.359,00
		S		7.140,00	7.140,00	0,0	1,00	0,00
1143205	MORITA	S		23.167.763,00	23.167.763,00	0,0	1,00	0,00
		E		240.856.697,00	240.856.697,00	0,0	1,00	0,00
44930	CASA MONEDA	S	Energía Facturada por Clientes Primarios				1,00	1.590.786
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		64.949.707,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143135	PPAL 1	A	13,8 KV	756.376.191,00	766.483.278,00	10.107.087,0	1,00	10.107.087,00
1143112	PPAL 2	A		909.426.866,00	923.062.258,00	13.635.392,0	1,00	13.635.392,00
1162020	PPAL 5	A		125.779.719,00	129.793.544,00	4.013.825,0	1,00	4.013.825,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		27.756.304,00	
S/E SAN VICENTE								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143233	MORITA	E	115 KV	408.077.876,00	426.151.060,00	18.073.184,0	1,00	18.073.184,00
		S		759.292,00	759.292,00	0,0	1,00	0,00
1143208	CABRERA	E		629.448.050,00	633.690.585,00	4.242.535,0	1,00	4.242.535,00
		S		29.961.809,00	29.961.819,00	10,0	1,00	10,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		22.315.709,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143227	PPAL 1	A	13,8 KV	513.020.755,00	524.268.702,00	11.247.947,0	1,00	11.247.947,00
1143226	PPAL 2	A		565.519.346,00	572.901.980,00	7.382.634,0	1,00	7.382.634,00
1143240	PPAL 3	A		735.004.642,00	747.402.628,00	12.397.986,0	1,00	12.397.986,00
1143214	PPAL 4	A				4.464.816,0	1,00	6.464.816,00
					TOTAL SUB-ESTACION S/E VICENTE		37.493.383,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
	TURBOVEN		13,8 KV			0,0	1,00	0,00
					TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN		0,00	
S/E CAÑA DE AZUCAR								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754187	AUTO (ELECT)3	1S	115 KV	2.792.353.813	2.824.749.156	32.395.343,0	1,00	32.395.343,00
80754156	AUTO (ELECT)4	1S		2.817.075.101,000	2.849.797.661,000	32.722.560,0	1,00	32.722.560,00
	AUTO (ELECT)3	1S						
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		65.117.903,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
B-189207	LIMON	S	115 KV	814.967	821.755	6.788,0	2.000,00	13.576.000,00
B-189212	CENTRO	S		784.151	792.546	8.395,0	2.000,00	16.790.000,00
B-189214	CABRERA I	S		373.908	378.531	4.623,0	2.000,00	9.246.000,00
B-189213	CABRERA II	S		812.329	817.381	5.052,0	2.000,00	10.104.000,00
							49.716.000,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754155	STA. CLARA I	S	115 KV	929.484.054,00	944.774.558,00	15.290.504,0	1,00	15.290.504,00
80754188	STA. CLARA II	S		883.872.294,00	883.872.294,00	0,0	1,00	0,00
					ENERGIA RECIBIDA		15.290.504,00	

S/E STA CLARA / CTO. OCUMARE								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1157419	ELECTRÓNICO	A	34,5 KV	193.205,77	196.160,43	2.954,7	1.000,00	2.954.660,00
				ENERGIA RECIBIDA ELEOCCIDENTE 34,5 KV(+3% Perdidas x Transm)				88.639,80
								3.043.299,80
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1156017	(*)CAÑA DE A. I	A	115 KV			735.956.336,0	1,00	8.149.862,0
1175007	CAÑA DE A. II	A		398.716.075	411.915.750	13.199.675,0	1,00	13.199.675,0
(*) =CONTADOR DAÑADO				ENERGIA RECIBIDA				21.349.537,00
S/E CENTRO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143234	CAÑA AZUCAR	E	115 KV	39.858.000,00	52.143.686,00	12.285.686,0	1,00	19.030.587,00
		S		58.000,00	63.624,00	5.624,0	1,00	5.624,00
1143224	DELICIAS	E		144.653.000,00	145.466.304,00	813.304,0	1,00	813.304,00
		S		105.045.000,00	105.476.652,00	431.652,0	1,00	431.652,00
								19.843.891,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143222	PPAL 1	A	13,8 KV	586.751.269,00	594.745.956,00	7.994.687,0	1,00	7.994.687,00
1143211	PPAL 2	A		714.449.970,00	723.172.671,00	8.722.701,0	1,00	8.722.701,00
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				16.717.388,00
S/E LAS DELICIAS								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
CG571519	CENTRO	E	115 KV	19.722.146,00	20.004.908,00	282.762,0	1.000,00	282.762.000,00
		S		41.885.344,00	42.009.604,00	124.260,0	1.000,00	124.260.000,00
CG571520	SAN JACINTO	E		134.756.464,00	134.756.480,00	16,0	1.000,00	16.000,00
		S		399.000000	399.000000	0,0	1.000,00	0,00
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				282.778.000,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143213	PPAL 1	A	13,8 KV	584.735.712,00	594.994.775,00	10.259.063,0	1,00	10.259.063,00
1143244	PPAL 2	A		433.333.688,00	439.407.728,00	6.074.040,0	1,00	6.074.040,00
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				16.333.103,00
S/E EL LIMON								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116238	CAÑA AZUCAR (E)	E	115 KV	563.541.167,00	571.032.000,00	7.490.833,0	1,00	7.490.833,00
1143228	LIN. CABRERA	E		865.492.357,00	876.551.197,00	11.058.840,0	1,00	11.058.840,00
		S		753.140,00	753.140,00	0,0	1,00	0,00
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				18.549.673,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143253	PPAL 1	A	13,8 KV	717.770.527,00	722.623.498,00	4.852.971,0	1,00	4.852.971,0
1143126	PPAL 2	A		786.511.178,00	799.671.284,00	13.160.106,0	1,00	13.160.105,0
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				18.013.076,00
S/E LA CABRERA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
8028822	CAÑA AZUCAR I	E	115KV	94.894,00	100.030,00	5.136,0	62.727,27	322.167.258,72
8028838	CAÑA AZUCAR II	E		943.425,00	948.854,00	5.429,0	62.727,27	6.098.031,55
30839647	EL LIMON (S)	S		9.372,00	1.103,00	-8.269,0	2.000,00	-16.538.000,00
8028837	SAN IGNACIO I	E		709.060,00	710.963,00	1.903,0	62.727,27	119.369.994,81
8028835		S		645.439,00	645.634,00	195,0	62.727,27	12.231.817,65
8028826	SAN IGNACIO II	E		528.574,00	531.214,00	2.640,0	62.727,27	165.599.992,80
8028827		S		515.887,00	516.329,00	442,0	62.727,27	27.725.453,34
7828278	SAN VICENTE	E		328.799,00	335.701,00	6.902,0	2.000,00	13.804.000,00
7828282		S		35.802,00	35.802,00	0,0	2.000,00	0,00

					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		627.039.277,88		
Nota: se recomienda el cambio de los contadores electromecánicos a electrónicos.									
CIRCUITO TACATA (ALTAGRACIA DE LA MONTAÑA) S/E CUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
86033835	ALTAGRACIA	A	13,8 KV	13.122.293	13.358.050	235.757	1,00	235.757,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 13,8 KV		235.757,00		
CIRCUITO MEMO - S/E VALLE DE LA PASCUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
10005	CTO. MEMO	A	34,5 KV	33.100	33.390	290,0	1380,00	400.200,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV		400.200,00		
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)									411.773.553,00
ENERGIA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II									15.290.504,00
TOTAL ENERGIA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)									19.471.998,00
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)									16.534.708,80
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)									29.697.771,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV									423.243.530,80
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 34,5 KV									12.105.123,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV									3.043.299,80
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)									235.757,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)									400.200,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV									15.784.379,80
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 13,8 KV									359.967.300,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)									2.544.239,10
TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN									0,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV									362.511.539,10
TOTAL S/E 115 KV (KWH)									423.243.530,80
TOTAL S/E 13,8 KV + 34,5 KV (KWH)									378.295.918,90
PERDIDAS									44.947.611,90
PORCENTAJE EN PERDIDAS									10,62%

Anexo B.2. Compras de energía en Aragua; Marzo 2008



COMPRAS DE ENERGIA EN ARAGUA

MES: MARZO 2008



S/E ARAGUA

MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754145	AUTO TRAF0 1	S	115 KV	629.399.677,00	674.683.298,00	45.283.621,0	1,00	45.283.621,00
80754198	AUTO TRAF0 2	S		1.867.393.451,00	1.952.246.953,00	84.853.502,0	1,00	84.853.502,00
43995537-A	AUTO TRAF0 3	S		1.777.777.061,00	1.860.406.564,00	82.629.503,0	1,00	82.629.503,00
80754176	AUTO TRAF0 4	S		292.677.402,00	338.714.505,00	46.037.103,0	1,00	46.037.103,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA 115 KV		258.803.729,00	

SALIDAS 115 KV S/E ARAGUA

MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
B-934551	SAN IGNACIO I	S	115 KV	682.836,00	704.319,00	21.483,0	1.600,00	34.372.800,00
B-934546	SAN IGNACIO II	S		683.563,00	699.815,00	16.252,0	1.600,00	26.003.200,00
B-737909	PALO NEGRO	S		708.589,00	729.820,00	21.231,0	1.600,00	33.969.600,00
B-992853	SOCO I	S		351.158,00	369.497,00	18.339,0	1.600,00	29.342.400,00
B-934547	SOCO II	S		545.445,00	552.610,00	7.165,0	2.400,00	17.196.000,00
B-934552	CAGUA BARR I,II Y III	S		275.750,00	293.754,00	18.004,0	1.600,00	28.806.400,00
48554654	CORINSA	S		29,00	29,00	0,0	10.000,00	28.529.225,00
43995539-A	VILLA DE CURA II	S		93.924,00	95.448,00	1.524,0	20.000,00	30.480.000,00
					TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 115 KV		228.699.625,00	

SALIDAS 13.8 KV S/E ARAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
32063471	PPAL. 1	A	13.8 KV	88.406,00	99.095,00	10.689,0	2.000,00	21.378.000,00
34943325	PPAL 2	A		58.572,00	66.642,00	8.070,0	2.000,00	16.140.000,00
					TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 13,8 KV			37.518.000,00
				TOTAL SUB-ESTACION ARAGUA 115 KV + 13,8 KV				266.217.625,00

S/E SAN IGNACIO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116229	ARAGUA I	E	115 KV	36.563.199,00	61.597.387,00	25.034.188,0	1,00	25.034.188,00
G116222	ARAGUA II	E		5.728.667,00	31.269.416,00	25.540.749,0	1,00	25.540.749,00
1143258	LIN I CABRERA	E		340.373.253,00	346.838.643,00	6.465.390,0	1,00	6.465.390,00
1143225	LIN II CABRERA	E		338.133.292,00	344.517.013,00	6.383.721,0	1,00	6.383.721,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			63.424.048,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143130	PPAL 1	S	13,8 KV	963.024.131,00	974.926.542,00	11.902.411,0	1,00	11.902.411,00
1143260	PPAL 2	S		747.808.449,00	747.820.649,00	12.200,0	1,00	12.000.000,00
1143229	PPAL 3	S		589.587.242,00	601.684.133,00	12.096.891,0	1,00	12.096.891,00
44458	PPAL. 5 (FLEXILON)	S					1,00	1.494.684
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			37.493.986,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
44459	TURBOVEN		13,8 KV			0,0	1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO TURBOVEN (*)			0,00
S/E PALO NEGRO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116232	ARAGUA I	E	115 KV	266.855.024,00	274.911.174,00	8.056.150,0	1,00	8.056.150,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			8.056.150,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143109	PPAL 1	A	13,8 KV	371.813.832,00	374.687.788,67	2.873.956,7	1,00	2.873.956,7
1143116	PPAL 2	A		607.590.222,00	615.745.821,00	8.155.599,0	1,00	8.155.599,00
1160214	PPAL 3	A				1.000.000,0	1,00	1.530.352,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			12.559.907,67
S/E SOCO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116246	ARAGUA I	E	115			16.246.755,0	1,00	25.000.000,00
G116235	ARAGUA II	E		938.033.533,00	957.155.827,00	19.122.294,0	1,00	17.000.000,00
1143265	LIN. VICTORIA	S		514.175.135,00	532.823.019,00	18.647.884,0	1,00	18.647.884,00
		E		1.681.380,00	1.858.476,00	177.096,0	1,00	177.096,00
1143254	LIN. TEJERIAS	S		255.412.901,00	256.477.466,00	1.064.565,0	1,00	1.064.565,00
		E		39.221.046,00	40.185.927,00	964.881,0	1,00	964.881,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			22.287.551,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143221	PPAL 1-A	A	13,8 KV	427.017.607,00	432.723.154,00	5.705.547,0	1,00	5.705.547,00
1143230	PPAL 1-B	A		428.315.044,00	434.006.246,00	5.691.202,0	1,00	5.691.202,00
1143127	PPAL 2-A	A		410.512.894,00	418.386.967,00	7.874.073,0	1,00	7.874.073,00
					TOTAL SUB-ESTACION SOCO			19.270.822,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
F0046177	CONDUVEN	A	115 KV	13548,75	13629,32	80,57	62,727	5.053.936,14
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO CONDUVEN			5.053.936,14
S/E LA VICTORIA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143129	MARIPOSA	E	115 KV	489.978.178,00	500.649.089,00	10.670.911,0	1,00	10.670.911,00
		S		1.015.209,00	1.128.013,00	112.804,0	1,00	112.804,00
1143111	SOCO	E		547.251.265,00	552.081.329,00	4.830.064,0	1,00	4.830.064,00
		S		1.692.415,00	1.869.537,00	177.122,0	1,00	177.122,00

					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			15.211.049,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143131	PPAL 1	A	13,8 KV	366.016.281,00	374.466.420,00	8.450.139,0	1,00	8.450.139,00	
1143123	PPAL 2	A		182.622.285,00	186.507.290,00	3.885.005,0	1,00	3.885.005,00	
								12.335.144,00	
S/E LAS TEJERIAS									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143204	MARIPOSA	E	115 KV	927.795.732,00	942.586.624,00	14.790.892,0	1,00	14.790.892,00	
		S		448.882,00	524.759,00	75.877,0	1,00	75.877,00	
1143136	SOCO	E		253.900.061,00	255.890.888,00	1.990.827,0	1,00	1.990.827,00	
		S		39.611.658,00	40.462.304,00	850.646,0	1,00	850.646,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			15.855.196,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143127	PPAL 1	A	13,8 KV	616.656.954,00	625.396.917,00	8.739.963,0	1,00	8.739.963,00	
1143121	PPAL 2	A		397.741.828,00	403.925.945,00	6.184.117,0	1,00	6.184.117,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			14.924.080,00	
S/E LA MARIPOSA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
00004270	STA. TERESA I	E	115 KV	1.200.849.899	1.211.103.191	10.253.292,0	1,00	10.253.292,00	
00004268	STA. TERESA II	E		1.144.210.560	1.169.351.244	25.140.684,0	1,00	25.140.684,00	
30759629	TEJERIAS	S		2.482,2	2.482,2	10.000,00	24.822.000,00		
30759625	VICTORIA	E		8.002,0	8.002,0	0,0	10.000,00	0,00	
00004270	STA. TERESA I	S		2.163.996	2.164.236	240,0	1,00	240,00	
00004268	STA. TERESA II	S		1.817.796	1.817.796	0,0	1,00	0,00	
30759628	TEJERIAS	E		13.718,0	13.718,0	1371	10.000,00	14.000.000,00	
30759626	VICTORIA	S		8.794,8	8.794,8	656,2	10.000,00	10.000.000,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV			49.393.976,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1178512	IVIC	A	115 KV			0,0	1,00	969.600,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			969.600,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143266	PPAL. 1(*)	A	13,8 KV	5.364.087	5.364.087	0,0	1,00	0,00	
1143113	PPAL 2	A		113.326.896	115.043.411	1.716.515,0	1,00	3.011.790,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			3.011.790,00	

S/E CAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143212	PPAL 1	A	13,8 KV	131.224.409,00	147.769.334,00	16.544.925,0	1,00	16.544.925,00
1143120	PPAL 2	A		743.789.261,00	755.230.471,00	11.441.210,0	1,00	11.441.210,00
1157702	PPAL 3	A		645.173.849,00	658.582.499,00	13.408.650,0	1,00	13.408.650,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		41.394.785,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
	(*) TURBOVEN		13,8 KV	0,00	0,00		1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN		0,00	
(*) DESCONECTADO								
S/E VILLA DE CURA I								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
39142306-A	(*) VILLA CURA 2-2	E	115 KV			1,00	1,00	21.374.746,00
G116239	VILLA CURA 2-1	E		743.808.545,00	756.655.655,00	12.847.110,00	1,00	12.847.110,00
(*) CONTADOR DESCONECTADO					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA 115 KV		34.221.856,00	
(*) ESTOS CONTADORES FUERON DESCONECTADOS POR TRANSMISIÓN								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143215	PPAL 1	A	13,8 KV	573.076.893,00	581.925.632,00	8.848.739,00	1,00	8.848.739,00
1143237	PPAL 2	A		454.896.843,00	462.216.280,00	7.319.437,00	1,00	7.319.437,00
					TOTAL ENERGIA ENTREGADA		16.168.176,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143235	PPAL 3	A	34,5 KV				1,00	8.036.057,00

				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		8.036.057,00		
				TOTAL ENERGÍA S/E VILLA CURA I (34,5 KV + 13,8 KV)		24.204.233,00		
S/E VILLA DE CURA II								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
83763802	CORINSA	E	115 KV	784.053.548,00	802.491.702,00	18.438.154,00	1,00	18.438.154,00
		S		1.590.638,00	1.590.638,00	0,00	1,00	8.409.362,00
83763809	ARAGUA I (FUTURO)	E				0,00	1,00	0,00
		S				0,00	1,00	0,00
83763812	ARAGUA II	E		1.563.724.844,00	1.601.238.162,00	37.513.318,00	1,00	37.513.318,00
		S		46.255,00	47.255,00	1.000,00	1,00	1.000,00
83763804	VILLA DE C. I-1	E				0,00	1,00	0,00
		S		471.992.217,00	483.783.313,00	11.791.096,00	1,00	11.791.096,00
83763800	VILLA DE C. I-2	E		50,000	50,000	0,00	1,00	0,00
		S		479.796.029,000	491.753.867,00	11.957.838,00	1,00	11.957.838,00
83763799	SAN JUAN I	E		79.048,000	79.048,000	0,00	1,00	0,00
		S		740.577.777,000	756.564.610,00	15.986.833,00	1,00	15.986.833,00
83763810	SAN JUAN II	E		517.296.613,000	533.556.304,00	16.259.691,00	1,00	16.259.691,00
		S		101.410.993,000	101.410.993,00	0,00	1,00	0,0
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		16.215.705,00	

S/E CORINSA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143105	VILLA CURA II	E	115 KV	393.544.744,00	393.544.744,00	0,00	1,00	0,00	
		S		22.190.215,00	40.670.473,00	18.480.258,00	1,00	18.480.258,00	
1143245	ARAGUA	S		33.680,00	99.728,00	66.048,00	1,00	66.048,00	
		E		993.088.171,00	21.617.426,00	28.529.254,00	1,00	28.529.254,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			10.048.996,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G104809	PPAL 1	A	13,8 KV	938.790.826,00	948.674.545,00	9.883.719,00	1,00	9.883.719,00	
G104810	PPAL 2	A		870.226.416,00	880.024.300,00	9.797.884,00	1,00	9.797.884,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			19.681.603,00		
S/E SAN JUAN									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G116241	VILLA CURA 2-I	E	115 KV	453.283.757	469.218.924	15.935.167,00	1,00	15.935.167,00	
1163614	VILLA CURA 2-II	E		501.969.731	518.252.890	16.283.159,00	1,00	16.283.159,00	
1186303	CAMATAGUA	E		148.484.446	149.415.708	931.262,00	1,00	931.262,00	
		S		174.425.798	176.745.350	2.319.552,00	1,00	2.319.552,00	
1186305	SOMBRERO II	E		21.442.850	1.139.355	8.958.586,00	1,00	8.241.802,00	
		S		168.638	60.421.186	60.252.548,00	1,00	53.799,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			33.149.588,00		
				ENERGIA ENTREGADA A ZONA GUARICO 115 KV			33.149.588,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
39138796-a	(*) Holcim de Venezuela	S	115 KV	39.358	43.970		1,00	8.782.000,00	
Energía Facturada por Clientes Primarios				TOTAL CONSUMO			8.782.000,00		
(*) No se cuenta con las lecturas del contador electrónico									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
142102	CTO. SAN SEBAST.	A	13,8 KV	43.926	44.093	167,00	10.036,36	1.676.072,12	
82067917	CTO. LA VILLA	A		41.411	41.411	0,00	1.104,00	122.426,54	
				ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV			1.798.498,66		
S/E CAMATAGUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143101	LIN. STA. TERESA	S	115 KV	25.461	25.461	0,00	1,00	0,00	
	LIN. STA. TERESA	E		648.137.506	688.535.243	40.397.737,00	1,00	40.397.737,00	
1143141	LIN. SAN JUAN	S		129.296.383	130.801.830	1.505.447,00	1,00	1.505.447,00	
	LIN. SAN JUAN	E		35.662.977	36.449.153	786.176,00	1,00	786.176,00	
				ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV			40.397.737,00		
				TOTAL ENERGIA NETA ENTREGADA ZONA GUARICO EN 115 KV			1.505.447,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143106	PPAL 1	A	13,8 KV	220.853.628	224.007.399	3.153.771,00	1,00	3.153.771,00	
1143133	PPAL 2	A		217.053.155	220.800.367	3.747.212,00	1,00	3.747.212,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			6.900.983,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143267	PPAL 3	A	34,5 KV	311.833.106	316.355.912	4.522.806,00	1,00	4.522.806,00	
				TOTAL ENERGIA ENTREGADA			4.522.806,00		

				TOTAL ENERGÍA S/E CAMATAGUA (34,5 KV + 13,8 KV)				11.423.789,00
INOS CAMATAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
44521	INOS	AS	115 KV	2.014.855.749	2.045.186.286	30.330.537,0	1,00	30.330.537,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		30.330.537,00
S/E SOMBRERO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
37975702	CTO. BARBACOAS	A	13,8 KV	34.318	34.692	374,0	2.760,00	1.032.240,00
						ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV		1.032.240,00
S/E MACARO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
48555299	AUTO TRAF0 1	1S	230 KV	59.252,00	59.778,00	526,0	83.333,33	43.833.331,58
48555298	AUTO TRAF0 2	1S		54.746,00	55.238,00	492,0	83.333,33	40.999.998,36
61901924	AUTOTRAFO 3	1S		93.197,00	94.110,00	913,0	40.000,00	36.520.000,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		121.353.329,94
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754164	AUTO TRAF0 1	1S	115KV	3.248.716.097,00	3.291.881.388,00	43.165.291,0	1,00	43.165.291,00
80754185	AUTO TRAF0 2	1S		2.905.059.760,00	2.944.969.286,00	39.909.526,0	1,00	39.909.526,00
80754163	AUTO TRAF0 3	1S		2.589.723.437,00	2.625.204.711,00	35.481.274,0	1,00	35.481.274,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		118.556.091,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
61901929	SAN JACINTO I	S	115KV	126.277,00	127.638,00	1.361,0	20.000,00	27.220.000,00
61901927	SAN JACINTO II	S		121.895,00	123.165,00	1.270,0	20.000,00	25.400.000,00
61901928	MORITA I	S		185.461,00	186.837,00	1.376,0	20.000,00	27.520.000,00
61901923	MORITA II	S		171.960,00	173.221,00	1.261,0	20.000,00	25.220.000,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		105.360.000,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
NO HAY	PPAL D-180	A	13,8 KV					12.000.000,00
						ENERGIA RECIBIDA S/E MACARO 13,8 KV		12.000.000,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		117.360.000,00
S/E LA MORITA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G1177909	MACARO I	E	115KV	485.995.155,00	513.093.960,00	27.098.805,0	1,00	27.098.805,00
G116231	MACARO II	E		550.042.145,00	574.802.107,00	24.759.962,0	1,00	24.759.962,00
1143207	SAN VICENTE	S		368.782.137,00	387.685.782,00	18.903.645,0	1,00	18.903.645,00
1143232	SAN JACINTO	S		23.159.711,00	23.159.711,00	0,0	1,00	76.840.289,00
		E	237.239.237,00	237.239.237,00	0,0	1,00	762.760.763,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		718.875.596,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143202	PPAL 1	A	13,8 KV	958.091.827,00	974.209.570,00	16.117.743,0	1,00	16.117.743,00
1143238	PPAL 2	A		632.540.022,00	643.839.239,00	11.299.217,0	1,00	11.299.217,00
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		27.416.960,00

S/E SAN JACINTO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143304	MACARO I	E	115KV	502.415.929,00	527.268.064,00	24.852.135,0	1,00	24.852.135,00
		S		37.303,00	37.303,00	0,0	1,00	0,00
1143307	MACARO II	E		426.386.205,00	451.426.824,00	25.040.619,0	1,00	25.040.619,00
		S		46.926,00	46.926,00	0,0	1,00	0,00
1143201	DELICIAS	E		378.642.760,00	397.218.340,00	18.575.580,0	1,00	18.575.580,00
		S		7.140,00	7.140,00	0,0	1,00	0,00
1143205	MORITA	S		23.167.763,00	23.167.763,00	0,0	1,00	0,00
		E		240.856.697,00	240.856.697,00	0,0	1,00	0,00
44930	CASA MONEDA	S		Energía Facturada por Clientes Primarios			1,00	1.097.740
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			67.370.594,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143135	PPAL 1	A	13,8 KV	766.483.278,00	777.247.645,00	10.764.367,0	1,00	10.764.367,00

1143112	PPAL 2	A		923.062.258,00	938.160.355,00	15.098.097,0	1,00	15.098.097,00
1162020	PPAL 5	A		129.793.544,00	134.047.670,00	4.254.126,0	1,00	4.254.126,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			30.116.590,00
S/E SAN VICENTE								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143233	MORITA	E	115 KV	426.151.060,00	446.029.267,00	19.878.207,0	1,00	19.878.207,00
		S		759.292,00	759.292,00	0,0	1,00	0,00
1143208	CABRERA	E		633.690.585,00	642.702.106,00	9.011.521,0	1,00	9.011.521,00
		S		29.961.819,00	29.970.957,00	9.138,0	1,00	9.138,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			28.880.590,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143227	PPAL 1	A	13,8 KV	524.268.702,00	536.568.964,00	12.300.262,0	1,00	12.300.262,00
1143226	PPAL 2	A		572.901.980,00	580.582.415,00	7.680.435,0	1,00	7.680.435,00
1143240	PPAL 3	A		747.402.628,00	759.840.314,00	12.437.686,0	1,00	12.437.686,00
1143214	PPAL 4	A				4.464.816,0	1,00	6.464.816,00
					TOTAL SUB-ESTACION S/E VICENTE			38.883.199,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
	TURBOVEN		13,8 KV			0,0	1,00	0,00
					TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN			0,00
S/E CAÑA DE AZUCAR								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754187	AUTO (ELECT)3	1S	115 KV	2.824.749.156	2.860.768.275	36.019.119,0	1,00	36.019.119,00
80754156	AUTO (ELECT)4	1S		2.849.797.661,000	2.886.135.257,000	36.337.596,0	1,00	36.337.596,00
	AUTO (ELECT)3	1S						
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			72.356.715,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
B-189207	LIMON	S	115 KV	821.755	829.174	7.419,0	2.000,00	14.838.000,00
B-189212	CENTRO	S		792.546	801.294	8.748,0	2.000,00	17.496.000,00
B-189214	CABRERA I	S		378.531	387.427	8.896,0	2.000,00	17.792.000,00
B-189213	CABRERA II	S		817.381	822.083	4.702,0	2.000,00	9.404.000,00
								59.530.000,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
80754155	STA. CLARA I	S	115 KV	944.774.558,00	966.724.127,00	21.949.569,0	1,00	21.949.569,00
80754188	STA. CLARA II	S		883.872.294,00	883.881.651,00	9.357,0	1,00	9.357,00
					ENERGIA RECIBIDA			21.958.926,00
S/E STA CLARA / CTO. OCUMARE								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1157419	ELECTRÓNICO	A	34,5 KV	196.160,43	199.636,57	3.476,1	1.000,00	3.476.140,00
					ENERGIA RECIBIDA ELEOCCIDENTE 34,5 KV(+3% Perdidas x Transm)			104.284,20
								3.580.424,20
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1156017	(*)CAÑA DE A. I	A	115 KV			735.956.336,0	1,00	8.149.862,0
1175007	CAÑA DE A. II	A		398.716.075	411.915.750	13.199.675,0	1,00	13.199.675,0
(*) =CONTADOR DAÑADO					ENERGIA RECIBIDA			21.349.537,00
S/E CENTRO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143234	CAÑA AZUCAR	E	115 KV	39.858.000,00	52.143.686,00	12.285.686,0	1,00	12.285.686,00
		S		58.000,00	63.624,00	5.624,0	1,00	5.624,00
1143224	DELICIAS	E		144.653.000,00	145.466.304,00	813.304,0	1,00	813.304,00
		S		105.045.000,00	105.476.652,00	431.652,0	1,00	431.652,00
								13.098.990,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143222	PPAL 1	A	13,8 KV	594.745.956,00	603.126.755,00	8.380.799,0	1,00	8.380.799,00
1143211	PPAL 2	A		723.172.671,00	732.574.034,00	9.401.363,0	1,00	9.401.363,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			17.782.162,00
S/E LAS DELICIAS								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
CG571519	CENTRO	E	115 KV	20.004.908,00	20.060.920,00	56.012,0	1.000,00	56.012.000,00
		S		42.009.604,00	42.284.336,00	274.732,0	1.000,00	274.732.000,00
CG571520	SAN JACINTO	E		134.756.480,00	134.782.304,00	25.824,0	1.000,00	25.824.000,00
		S		399,00000	399,00000	0,0	1.000,00	0,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			81.836.000,00

MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143213	PPAL 1	A	13,8 KV	594.994.775,00	606.082.250,00	11.087.475,0	1,00	11.087.475,00	
1143244	PPAL 2	A		439.407.728,00	446.262.072,00	6.854.344,0	1,00	6.854.344,00	
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						17.941.819,00			
S/E EL LIMON									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G116238	CAÑA AZUCAR (E)	E	115 KV	571.032.000,00	586.851.283,00	15.819.283,0	1,00	15.819.283,00	
1143228	LIN. CABRERA	E		876.551.197,00	889.152.518,00	12.601.321,0	1,00	12.601.321,00	
		S		753.140,00	753.140,00	0,0	1,00	0,00	
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						28.420.604,00			
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143253	PPAL 1	A	13,8 KV	725.272.000,00	738.299.658,00	13.027.658,0	1,00	13.027.658,0	
1143126	PPAL 2	A		799.671.284,00	814.438.406,00	14.767.122,0	1,00	14.767.121,0	
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						27.794.779,00			
S/E LA CABRERA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
8028822	CAÑA AZUCAR I	E	115KV	100.030,00	104.765,00	4.735,0	62.727,27	297.013.623,45	
8028838	CAÑA AZUCAR II	E		948.854,00	953.963,00	5.109,0	62.727,27	6.098.031,55	
30839647	EL LIMON (S)	S		1.103,00	2.094,00	991,0	2.000,00	1.982.000,00	
8028837	SAN IGNACIO I	E		710.963,00	713.852,00	2.889,0	62.727,27	181.219.083,03	
8028835		S		645.634,00	645.777,00	143,0	62.727,27	8.969.999,61	
8028826	SAN IGNACIO II	E		531.214,00	534.889,00	3.675,0	62.727,27	230.522.717,25	
8028827		S		516.329,00	516.594,00	265,0	62.727,27	16.622.726,55	
7828278	SAN VICENTE	E		335.701,00	342.465,00	6.764,0	2.000,00	13.528.000,00	
7828282		S		35.802,00	35.809,00	7,0	2.000,00	14.000,00	
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						728.381.455,28			
Nota: se recomienda el cambio de los contadores electromecánicos a electrónicos.									
CIRCUITO TACATA (ALTAGRACIA DE LA MONTAÑA) S/E CUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
86033835	ALTAGRACIA	A	13,8 KV	13.122.293	13.358.050	235.757	1,00	235.757,00	
ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 13,8 KV						235.757,00			
CIRCUITO MEMO - S/E VALLE DE LA PASCUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
10005	CTO. MEMO	A	34,5 KV	33.390	33.708	318,0	1380,00	438.840,00	
ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV						438.840,00			
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)									449.716.535,00
ENERGIA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II									21.958.926,00
TOTAL ENERGIA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)									25.873.035,00
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)									14.805.536,14
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)									45.461.176,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV									462.151.286,14
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 34,5 KV									12.558.863,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV									3.580.424,20
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)									235.757,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)									438.840,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV									16.813.884,20
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 13,8 KV									393.194.785,67
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)									2.830.738,66
TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN									0,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV									396.025.524,33
TOTAL S/E 115 KV (KWH)									462.151.286,14
TOTAL S/E 13.8 KV + 34,5 KV (KWH)									412.839.408,53
PERDIDAS									49.311.877,61
PORCENTAJE EN PERDIDAS									10,67%

Anexo B.3. Compras de energía en Aragua; Abril 2008

S/E SAN IGNACIO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116229	ARAGUA I	E	115 KV	61.597.387,00	90.341.308,00	28.743.921,0	1,00	28.743.921,00
G116222	ARAGUA II	E		31.269.416,00	60.639.620,00	29.370.204,0	1,00	29.370.204,00
1143258	LIN I CABRERA	E		346.838.643,00	352.291.862,00	5.453.219,0	1,00	5.453.219,00
1143225	LIN II CABRERA	E		344.517.013,00	350.127.388,00	5.610.375,0	1,00	5.610.375,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			69.177.719,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143130	PPAL 1	S	13,8 KV	974.926.542,00	987.885.321,00	12.958.779,0	1,00	12.958.779,00
1143260	PPAL 2	S		747.820.649,00	747.832.849,00	12.200,0	1,00	12.000.000,00
1143229	PPAL 3	S		601.684.133,00	614.376.852,00	12.692.719,0	1,00	12.692.719,00
44458	PPAL. 5 (FLEXILON)	S					1,00	1.494.684
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			39.146.182,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
44459	TURBOVEN		13,8 KV			0,0	1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO TURBOVEN (*)			0,00
S/E PALO NEGRO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116232	ARAGUA I	E	115 KV	274.911.174,00	282.325.688,00	7.414.514,0	1,00	7.414.514,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			7.414.514,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143109	PPAL 1	A	13,8 KV	380.435.702,00	383.133.709,67	2.698.007,7	1,00	2.698.007,7
1143116	PPAL 2	A		615.745.821,00	623.435.545,00	7.689.724,0	1,00	7.689.724,00
1160214	PPAL 3	A				1.000.000,0	1,00	1.530.352,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			11.918.083,67

S/E SOCO								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
G116246	ARAGUA I	E	115			16.246.755,0	1,00	25.000.000,00
G116235	ARAGUA II	E		937.712.106,00	990.878.464,00	53.166.358,0	1,00	17.000.000,00
1143265	LIN. VICTORIA	S		1.858.476,00	2.718.222,00	859.746,0	1,00	859.746,00
		E		537.547.810,00	589.646.076,00	52.098.266,0	1,00	52.098.266,00
1143254	LIN. TEJERIAS	S		256.477.466,00	256.632.827,00	155.361,0	1,00	155.361,00
		E	40.185.927,00	42.119.297,00	1.933.370,0	1,00	1.933.370,00	
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						40.984.893,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143221	PPAL 1-A	A	13,8 KV	432.723.154,00	438.884.236,00	6.161.082,0	1,00	6.161.082,00
1143230	PPAL 1-B	A		434.006.246,00	440.161.416,00	6.155.170,0	1,00	6.155.170,00
1143127	PPAL 2-A	A		418.386.967,00	427.281.573,00	8.894.606,0	1,00	8.894.606,00
TOTAL SUB-ESTACION SOCO						21.210.858,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
F0046177	CONDUVEN	A	115 KV			0,00	62.727	5.860.922,47
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO CONDUVEN		5.860.922,47	
S/E LA VICTORIA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143129	MARIPOSA	E	115 KV	500.649.089,00	515.145.892,00	14.496.803,0	1,00	14.496.803,00
		S		1.128.013,00	1.128.162,00	149,0	1,00	149,00
1143111	SOCO	E		552.081.329,00	554.218.760,00	2.137.431,0	1,00	2.137.431,00
		S		1.869.537,00	2.731.201,00	861.664,0	1,00	861.664,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						15.772.421,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143131	PPAL 1	A	13,8 KV	374.466.420,00	383.384.990,00	8.918.570,0	1,00	8.918.570,00
1143123	PPAL 2	A		186.507.290,00	190.603.254,00	4.095.964,0	1,00	4.095.964,00
						13.014.534,00		
S/E LAS TEJERIAS								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143204	MARIPOSA	E	115 KV	942.586.624,00	957.264.351,00	14.677.727,0	1,00	14.677.727,00
		S		524.759,00	524.903,00	144,0	1,00	144,00
1143136	SOCO	E		255.890.888,00	259.376.854,00	3.485.966,0	1,00	3.485.966,00
		S		40.462.304,00	42.201.675,00	1.739.371,0	1,00	1.739.371,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						16.424.178,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT.ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143127	PPAL 1	A	13,8 KV	625.396.917,00	634.202.227,00	8.805.310,0	1,00	8.805.310,00
1143121	PPAL 2	A		403.925.945,00	411.290.108,00	7.364.163,0	1,00	7.364.163,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						16.169.473,00		
S/E LA MARIPOSA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
00004270	STA. TERESA I	E	115 KV	1.211.103.191	1.223.972.615	12.869.424,0	1,00	12.869.424,00
00004268	STA. TERESA II	E		1.169.351.244	1.196.194.991	26.843.747,0	1,00	26.843.747,00
30759629	TEJERIAS	S			2.482,2	2.482,2	10.000,00	24.822.000,00
30759625	VICTORIA	E		8.002,0	8.002,0	0,0	10.000,00	0,00
00004270	STA. TERESA I	S		2.164.236	2.164.452	216,0	1,00	216,00
00004268	STA. TERESA II	S		1.817.796	1.817.844	48,0	1,00	48,00
30759628	TEJERIAS	E		13.718,0	15.103,5	1371	10.000,00	14.000.000,00
30759626	VICTORIA	S		8.794,8		656,2	10.000,00	6.562.000,00
ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV						53.713.171,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1178512	IVIC	A	115 KV			0,0	1,00	969.600,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						969.600,00		
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143266	PPAL. 1(*)	A	13,8 KV	5.364.087	5.364.087	0,0	1,00	0,00
1143113	PPAL 2	A		115.043.411		-115.043.411,0	1,00	3.011.790,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA						3.011.790,00		
S/E CAGUA								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143212	PPAL 1	A	13,8 KV	147.769.334,00	165.052.716,00	17.283.382,0	1,00	17.283.382,00
1143120	PPAL 2	A		755.230.471,00	768.167.019,00	12.936.548,0	1,00	12.936.548,00

1157702	PPAL 3	A		658.582.499,00	668.574.092,00	9.991.593,0	1,00	9.991.593,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			40.211.523,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
	(*) TURBOVEN		13,8 KV	0,00	0,00		1,00	0,00
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN			0,00
(*) DESCONECTADO								
S/E VILLA DE CURA I								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
39142306-A	(*) VILLA CURA 2-2	E	115 KV			1,00	1,00	21.374.746,00
G116239	VILLA CURA 2-1	E		756.655.655,00	768.992.772,00	12.337.117,00	1,00	12.337.117,00
(*) CONTADOR DESCONECTADO					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA 115 KV			33.711.863,00
(*) ESTOS CONTADORES FUERON DESCONECTADOS POR TRANSMISIÓN								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143215	PPAL 1	A	13,8 KV	581.925.632,00		-581.925.632,00	1,00	8.848.739,00
1143237	PPAL 2	A				0,00	1,00	7.319.437,00
					TOTAL ENERGIA ENTREGADA			16.168.176,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
1143235	PPAL 3	A	34,5 KV				1,00	8.036.057,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			8.036.057,00
TOTAL ENERGÍA S/E VILLA CURA I (34,5 KV + 13,8 KV)								24.204.233,00
S/E VILLA DE CURA II								
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.
83763802	CORINSA	E	115 KV	802.491.702,00	820.125.317,00	17.633.615,00	1,00	17.633.615,00
		S		1.590.638,00	1.590.638,00	0,00	1,00	8.409.362,00
83763809	ARAGUA I (FUTURO)	E				0,00	1,00	0,00
		S				0,00	1,00	0,00
83763812	ARAGUA II	E		1.601.238.162,00	1.638.869.132,00	37.630.970,00	1,00	37.630.970,00
		S		47.255,00	47.760,00	505,00	1,00	505,00
83763804	VILLA DE C. I-1	E				0,00	1,00	0,00
		S		483.783.313,00	495.999.889,00	12.216.576,00	1,00	12.216.576,00
83763800	VILLA DE C. I-2	E		50,000		-50,00	1,00	-50,00
		S		491.753.867,000	504.160.067,000	12.406.200,00	1,00	12.406.200,00
83763799	SAN JUAN I	E		79.048,000	79.751,000	703,00	1,00	703,00
		S		756.564.610,000	771.819.334,000	15.254.724,00	1,00	15.254.724,00
83763810	SAN JUAN II	E		533.556.304,000	548.953.512,000	15.397.208,00	1,00	15.397.208,00
		S		101.410.993,000	101.411.692,000	699,00	1,00	699,00
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			15.386.386,00

S/E CORINSA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143105	VILLA CURA II	E	115 KV	393.544.744,00	393.545.116,00	372,00	1,00	372,00	
		S		40.670.473,00	58.644.357,00	17.973.884,00	1,00	17.973.884,00	
1143245	ARAGUA	S		99.728,00	50.750.793,00	50.651.065,00	1,00	50.651.065,00	
		E		21.617.426,00	21.617.472,00	1.000.000.045,00	1,00	1.000.000.045,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				982.026.161,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G104809	PPAL 1	A	13,8 KV	948.674.545,00	959.667.690,00	10.993.145,00	1,00	10.993.145,00	
G104810	PPAL 2	A		880.024.300,00	891.056.248,00	11.031.948,00	1,00	11.031.948,00	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				22.025.093,00	
S/E SAN JUAN									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G116241	VILLA CURA 2-I	E	115 KV	469.218.924	483.637.744	14.418.820,00	1,00	14.418.820,00	
1163614	VILLA CURA 2-II	E		518.252.890	532.974.602	14.721.712,00	1,00	14.721.712,00	
1186303	CAMATAGUA	E		149.415.708	150.193.253	777.545,00	1,00	777.545,00	
		S		176.745.350	177.602.143	856.793,00	1,00	856.793,00	
1186305	SOMBRERO II	E		1.139.355	10.098.538	8.958.586,0	1,00	8.241.802,0	
		S		60.421.186	85.613.325	25.192.139,00	1,00	53.799,0	
				TOTAL ENERGÍA ENTREGADA				29.918.077,00	
				ENERGIA ENTREGADA A ZONA GUARICO 115 KV				29.918.077,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
39138796-a	(*) Holcim de Venezuela	S	115 KV	43.970			1,00	8.782.000,00	
Energía Facturada por Clientes Primarios					TOTAL CONSUMO				8.782.000,00
(*) No se cuenta con las lecturas del contador electrónico									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	

142102	CTO. SAN SEBAST.	A	13,8 KV	44.093	44.232	139,00	10.036,36	1.395.054,04	
82067917	CTO. LA VILLA	A		41.411	41.411	0,00	1.104,00	118.111,04	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV			1.513.165,08	
S/E CAMATAGUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143101	LIN. STA. TERESA	S	115 KV	25.461	25.461	0,00	1,00	0,00	
	LIN. STA. TERESA	E		688.535.243	726.830.762	38.295.519,00	1,00	38.295.519,00	
1143141	LIN. SAN JUAN	S		130.801.830	131.632.925	831.095,00	1,00	831.095,00	
	LIN. SAN JUAN	E		36.449.153	37.263.396	814.243,00	1,00	814.243,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA EN 115 KV			38.295.519,00	
TOTAL ENERGIA NETA ENTREGADA ZONA GUARICO EN 115 KV									831.095,00
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143106	PPAL 1	A	13,8 KV	224.007.399	226.997.201	2.989.802,00	1,00	2.989.802,00	
1143133	PPAL 2	A		220.800.367	224.377.598	3.577.231,00	1,00	3.577.231,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			6.567.033,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143267	PPAL 3	A	34,5 KV	316.355.912	318.820.768	2.464.856,00	1,00	2.464.856,00	
					TOTAL ENERGIA ENTREGADA			2.464.856,00	
					TOTAL ENERGÍA S/E CAMATAGUA (34,5 KV + 13,8 KV)			9.031.889,00	
INOS CAMATAGUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
44521	INOS	AS	115 KV	2.045.186.286	2.073.658.987	28.472.701,0	1,00	28.472.701,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			28.472.701,00	
S/E SOMBRERO									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
37975702	CTO. BARBACOAS	A	13,8 KV	34.692	35.308	616,0	2.760,00	1.700.160,00	
					ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV			1.700.160,00	
S/E MACARO									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
48555299	AUTO TRAF0 1	1S	230 KV	59.778,00	60.331,00	553,0	83.333,33	46.083.331,49	
48555298	AUTO TRAF0 2	1S		55.238,00	55.760,00	522,0	83.333,33	43.499.998,26	
61901924	AUTOTRAFO 3	1S		94.112,00	95.076,00	964,0	40.000,00	38.560.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			128.143.329,75	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
80754164	AUTO TRAF0 1	1S	115KV	3.291.881.388,00	3.337.314.051,00	45.432.663,0	1,00	45.432.663,00	
80754185	AUTO TRAF0 2	1S		2.944.969.286,00	2.987.294.597,00	42.325.311,0	1,00	42.325.311,00	
80754163	AUTO TRAF0 3	1S		2.625.204.711,00	2.662.594.316,00	37.389.605,0	1,00	37.389.605,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			125.147.579,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
61901929	SAN JACINTO I	S	115KV	127.538,00	128.871,00	1.333,0	20.000,00	26.660.000,00	
61901927	SAN JACINTO II	S		123.165,00	124.503,00	1.338,0	20.000,00	26.760.000,00	
61901928	MORITA I	S		186.837,00	188.341,00	1.504,0	20.000,00	30.080.000,00	
61901923	MORITA II	S		173.221,00	174.590,00	1.369,0	20.000,00	27.380.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			110.880.000,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
NO HAY	PPAL D-180	A	13,8 KV					12.000.000,00	
					ENERGIA RECIBIDA S/E MACARO 13,8 KV			12.000.000,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			122.880.000,00	
S/E LA MORITA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G1177909	MACARO I	E	115KV	513.093.960,00	542.590.347,00	29.496.387,0	1,00	29.496.387,00	
G116231	MACARO II	E		574.802.107,00	601.529.758,00	26.727.651,0	1,00	26.727.651,00	
1143207	SAN VICENTE	S		387.685.782,00	408.587.720,00	20.901.938,0	1,00	20.901.938,00	
1143232	SAN JACINTO	S		23.159.711,00		-23.159.711,0	1,00	76.840.289,00	
		E	237.239.237,00		-237.239.237,0	1,00	762.760.763,00		
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			721.242.574,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143202	PPAL 1	A	13,8 KV	974.209.570,00	985.740.489,00	11.530.919,0	1,00	11.530.919,00	
1143238	PPAL 2	A		643.839.239,00	661.320.584,00	17.481.345,0	1,00	17.481.345,00	
					TOTAL ENERGÍA ENTREGADA			29.012.264,00	

S/E LAS DELICIAS									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
CG571519	CENTRO	E	115 KV	20.060.920,00	20.331.398,00	270.478,0	1.000,00	270.478.000,00	
		S		42.284.336,00	42.297.228,00	12.892,0	1.000,00	12.892.000,00	
CG571520	SAN JACINTO	E		134.782.304,00	134.782.304,00	0,0	1.000,00	0,00	
		S		399.00000	6.757.00000	6.358,0	1.000,00	6.358.000,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		270.478.000,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143213	PPAL 1	A	13,8 KV	606.082.250,00	617.745.784,00	11.663.534,0	1,00	11.663.534,00	
1143244	PPAL 2	A		446.262.072,00	453.279.401,00	7.017.329,0	1,00	7.017.329,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		18.680.863,00	
S/E EL LIMON									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
G116238	CAÑA AZUCAR (E)	E	115 KV	586.851.283,00	602.673.005,00	15.821.722,0	1,00	15.821.722,00	
1143228	LIN. CABRERA	E		889.152.518,00	902.114.632,00	12.962.114,0	1,00	12.962.114,00	
		S		753.140,00	779.331,00	26.191,0	1,00	26.191,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		28.783.836,00	
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
1143253	PPAL 1	A	13,8 KV	738.299.658,00	750.911.426,00	12.611.768,0	1,00	12.611.768,00	
1143126	PPAL 2	A		814.438.406,00	828.225.783,00	13.787.377,0	1,00	13.787.376,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		26.399.144,00	
S/E LA CABRERA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
8028822	CAÑA AZUCAR I	E	115KV	104.765,00	104.767,00	2,0	62.727,27	125.454,54	
8028838	CAÑA AZUCAR II	E		953.963,00	958.246,20	4.283,2	62.727,27	6.098.031,55	
30839647	EL LIMON (S)	S		2.094,00	5.203,00	3.109,0	2.000,00	6.218.000,00	
8028837	SAN IGNACIO I	E		713.852,00	718.952,90	5.100,9	62.727,27	319.965.531,54	
8028835		S		645.777,00	645.781,80	4,8	62.727,27	301.090,90	
8028826	SAN IGNACIO II	E		534.889,00	541.623,80	6.734,8	62.727,27	422.455.618,00	
8028827		S		516.594,00	516.606,50	12,5	62.727,27	784.090,88	
7828278	SAN VICENTE	E		342.465,00	342.732,70	267,7	2.000,00	535.400,00	
7828282		S		35.809,00	43.266,80	7.457,8	2.000,00	14.915.600,00	
						TOTAL ENERGÍA ENTREGADA		749.180.035,63	
Nota: se recomienda el cambio de los contadores electromecánicos a electrónicos.									
CIRCUITO TACATA (ALTAGRACIA DE LA MONTAÑA) S/E CUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
86033835	ALTAGRACIA	A	13,8 KV	13.358.050	13.863.954	505.904	1,00	505.904,00	
						ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 13,8 KV		505.904,00	
CIRCUITO MEMO - S/E VALLE DE LA PASCUA									
MEDIDOR		TIPO	TENSION	LECT. ANTERIOR	LECT. ACTUAL.	CONSUMO	FACTOR	KWH ENTREG.	
10005	CTO. MEMO	A	34,5 KV	33.708	34.015	307,0	1380,00	423.660,00	
						ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV		423.660,00	
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)									464.310.455,00
ENERGIA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II									23.559.622,00
TOTAL ENERGIA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)									21.967.172,00
TOTAL ENERGIA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)									15.612.522,47
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)									49.535.989,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV									483.932.172,47
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 34,5 KV									10.500.913,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV									3.311.862,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)									505.904,00
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)									423.660,00
NETO ENERGIA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV									14.742.339,00
TOTAL ENERGIA ZONA ARAGUA 13,8 KV									390.193.778,67
TOTAL ENERGIA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)									3.213.325,08
TOTAL ENERGIA RECIBIDA TURBOVEN									0,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV									393.407.103,75
TOTAL S/E 115 KV (KWH)									483.932.172,47
TOTAL S/E 13,8 KV + 34,5 KV (KWH)									408.149.442,75
PERDIDAS									75.782.729,72
PORCENTAJE EN PERDIDAS									15,66%

ANEXO C: CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

Anexo C.1. Control de carga de transformadores; Febrero 2008



COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

FEBRERO AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	No	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MAX	MVA MAX	KV PROM	MVA PROM.	F.U %
CAGUA	PAUWELS TRAF0	1	7940056	36	0,99	115/13.8	13,01	535	13,14	32,83	1350	33,16	14,2	23,15	92,12
	PAUWELS TRAF0	2	7940055	36	0,90	115/13.8	5,97	270	6,63	22,66	1025	25,18	14,2	15,91	69,94
	PAUWELS TRAF0	3	9124199	36	0,86	115/13.8	6,97	330	8,11	21,13	1000	24,57	14,2	16,34	68,24
CENTRO	MITSUBISHI	1	361193	30	0,88	115/13.8	5,84	270	6,63	20,43	945	23,21	14,2	14,92	77,38
	MITSUBISHI	2	361194	30	0,92	115/13.8	7,57	335	8,23	19,44	860	21,13	14,2	14,68	70,42
CORINSA	MOVIL ABB	1		30	0,89	115/13.8	3,72	170	4,18	16,88	772	18,96	14,2	11,57	63,22
	ABB	2	801166	30	0,87	115/13.8	4,27	200	4,91	23,79	1113	27,34	14,2	16,13	91,14
EL LIMÓN	PAUWELS TRAF0	1	9124191	36	0,91	115/13.8	11,49	514	12,63	23,70	1060	26,04	14,2	19,33	72,33
	PAUWELS TRAF0	2	9124194	36	0,91	115/13.8	13,37	598	14,69	24,26	1085	26,65	14,2	20,67	74,04
LA MORITA	ABB	1	59707	36	0,88	115/13.8	7,78	360	8,84	30,27	1400	34,39	14,2	21,62	95,53
	ABB	2	59703	36	0,90	115/13.8	2,98	135	3,32	27,64	1250	30,71	14,2	17,01	85,30
LA VICTORIA	MITSUBISHI	1	572605	30	0,97	115/13.8	5,48	230	5,65	16,51	693	17,02	14,2	11,34	56,75
	MITSUBISHI	2	52265	30	0,96	115/13.8	3,70	157	3,86	16,18	686	16,85	14,2	10,35	56,17
LAS DELICIAS	OSAKA	1	5A195900 1	30	0,89	115/13.8	10,17	465	11,42	18,69	855	21,00	14,2	16,21	70,01
	TRANFO UNION	2	S-250681	20	0,89	115/13.8	3,80	174	4,27	14,12	646	15,87	14,2	10,07	79,35
PALO NEGRO	WESTINGHOUSE	1	UCS- 25962-2	20	0,89	115/13.8	5,68	260	6,39	13,77	630	15,48	14,2	10,93	77,38
	WESTINGHOUSE	2	UCS- 259621-1	20	0,89	115/13.8	3,39	155	3,81	14,87	680	16,70	14,2	10,26	83,52
	ITAL TRAF0	3	3M-7062- 2	20	0,85	115/13.8	5,53	265	6,51	13,03	624	15,33	14,2	10,92	76,65
SAN IGNACIO	ABB	1	59705	36	0,92	115/13.8	8,14	360	8,84	25,76	1140	28,01	14,2	18,42	77,79
	ABB	2	59704	36	0,93	115/13.8	10,51	460	11,30	23,67	1036	25,45	14,2	18,38	70,70
	MITSUBISHI	3	554492	30	0,91	115/13.8	11,18	500	12,28	22,80	1020	25,06	14,2	18,67	83,52
	HITACHI LTD	Elev.1	731990-3	29	0,00	115/13.8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0,00
	PAUWELS TRAF0	5	9124184	36	0,97	115/13.8	1,55	65	1,60	9,77	410	10,07	14,2	5,83	27,98
SAN JACINTO	PAUWELS TRAF0	1	9124187	30	0,89	115/13.8	4,44	203	4,99	23,18	1060	26,04	14,2	15,51	86,80
	SIEMENS	2	185572	36	0,88	115/13.8	6,64	307	7,54	27,89	1290	31,69	14,2	19,62	88,03
	ABB	3	88604	20	0,90	115/13.8	0,57	26	0,64	1,55	70	1,72	14,2	1,18	8,60
	ABB	4	88605	20	0,90	115/13.8	0,57	26	0,64	1,44	65	1,60	14,2	1,12	7,98
	AEG	5	81/24232	10	0,91	115/13.8	4,02	180	4,42	7,49	335	8,23	14,2	6,33	82,30



COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

FEBRERO AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	No	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MAX	MVA MAX	KV PROM	MVA PRO M.	F.U %
SAN VICENTE	MITSUBISHI	1	2468	30	0,92	115/13.8	7,98	353	8,67	28,02	1240	30,46	14,2	19,57	101,54
	MITSUBISHI	2	554494	30	0,90	115/13.8	5,75	260	6,39	19,79	895	21,99	14,2	14,19	73,29
	TOSHIBA	3	820900112	30	0,92	115/13.8	9,49	420	10,32	26,67	1180	28,99	14,2	19,65	96,63
	TOSHIBA	4	20900113	30	0,00	115/13.8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	14,2	0,00	0,00
SOCO	J. SCHNEIDER	1-A	89304	20	0,86	115/13.8	4,44	210	5,16	14,37	680	16,70	14,2	10,93	83,52
	J. SCHNEIDER	1-B	89303	20	0,86	115/13.8	4,44	210	5,16	14,37	680	16,70	14,2	10,93	83,52
	MEIDEN	2-A	1-H9239T1	30	0,75	115/13.8	3,67	199	4,89	14,00	760	18,67	14,2	11,78	62,23
TEJERIAS	MEIDEN	1	1-H8996T2	20	0,89	115/13.8	4,81	220	5,40	15,63	715	17,56	14,2	11,48	87,82

	MITSUBISHI	2	569056	20	0,90	115/13,8	5,20	235	5,77	14,81	670	16,46	14,2	11,12	82,30
VILLA DE CURA I	MITSUBISHI	1	518129	20	0,86	115/13,8	4,44	210	5,16	11,83	560	13,76	14,2	9,46	68,78
	MITSUBISHI	2	568128	20	0,86	115/13,8	7,39	350	8,60	14,09	667	16,39	14,2	12,49	81,93
	MOVIL ABB	4	573160	36	0,85	115/34,5	5,58	110	6,57	17,55	346	20,65	34,5	13,61	57,36
ARAGUA	SIEMENS	1	185275- 15310	36	0,86	115/13,8	23,13	1095	26,90	25,99	1230	30,22	14,2	28,56	83,93
	SIEMENS	2	185274- 15310	36	0,85	115/13,8	22,86	1095	26,90	25,68	1230	30,22	14,2	28,56	83,93
MACARO	OSAKA	1	5A1960002	30	0,90	115/13,8	9,93	449	11,03	28,85	1305	32,06	14,2	21,54	106,86

Anexo C.2. Control de carga de transformadores; Marzo 2008



COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

MARZO AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	No	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MAX	MVA MAX	KV PROM	MVA PROM.	F.U %
CAGUA	PAUWELS TRAFO	1	7940056	36	0,91	115/13,8	15,20	680	16,70	32,64	1460	35,87	14,2	26,29	99,63
	PAUWELS TRAFO	2	7940055	36	0,88	115/13,8	4,76	220	5,40	24,75	1145	28,13	14,2	16,77	78,13
	PAUWELS TRAFO	3	9124199	36	0,86	115/13,8	13,31	630	15,48	23,24	1100	27,02	14,2	21,25	75,06
CENTRO	MITSUBISHI	1	361193	30	0,88	115/13,8	6,05	280	6,88	21,19	980	24,07	14,2	15,48	80,25
	MITSUBISHI	2	361194	30	0,83	115/13,8	6,93	340	8,35	19,37	950	23,34	14,2	15,85	77,79
CORINSA	MOVIL ABB	1		30	0,89	115/13,8	1,77	81	1,99	21,47	982	24,12	14,2	13,06	80,41
	ABB	2	801166	30	0,87	115/13,8	1,58	74	1,82	25,54	1195	29,36	14,2	15,59	97,85
EL LIMÓN	PAUWELS TRAFO	1	9124191	30	0,89	115/13,8	12,57	575	14,13	26,02	1190	29,23	14,2	21,68	97,45
	PAUWELS TRAFO	2	9124194	30	0,91	115/13,8	14,60	653	16,04	26,60	1190	29,23	14,2	22,64	97,45
LA MORITA	ABB	1	59707	36	0,88	115/13,8	6,27	290	7,12	29,18	1350	33,16	14,2	20,14	92,12
	ABB	2	59703	36	0,91	115/13,8	3,13	140	3,44	27,94	1250	30,71	14,2	17,07	85,30
LA VICTORIA	MITSUBISHI	1	572605	30		115/13,8	0,00	310	7,62	0,00	692	17,00	14,2	12,31	56,67
	MITSUBISHI	2	52265	30	0,51	115/13,8	2,52	201	4,94	8,80	702	17,25	14,2	11,09	57,48
LAS DELICIAS	OSAKA	1	5A19590 01	30	0,88	115/13,8	9,47	438	10,76	18,70	865	21,25	14,2	16,00	70,83
	TRANFO UNION	2	S-250681	20	0,88	115/13,8	6,64	307	7,54	12,97	600	14,74	14,2	11,14	73,70
PALO NEGRO	WESTINGHO SE	1	UCS- 25962-2	20	0,90	115/13,8	7,96	360	8,84	15,03	680	16,70	14,2	12,77	83,52
	WESTINGHO SE	2	UCS- 259621-1	20	0,86	115/13,8	7,65	362	8,89	13,73	650	15,97	14,2	12,43	79,84
	ITAL TRAFO	3	3M-7062- 2	20	0,86	115/13,8	5,70	270	6,63	14,05	665	16,34	14,2	11,48	81,68
SAN IGNACIO	ABB	1	59705	36	0,93	115/13,8	7,77	340	8,35	26,50	1160	28,50	14,2	18,42	79,16
	ABB	2	59704	36	0,93	115/13,8	5,71	250	6,14	25,09	1098	26,97	14,2	16,56	74,93
	MITSUBISHI	3	554492	30	0,91	115/13,8	3,17	142	3,49	26,38	1180	28,99	14,2	16,24	96,63
	HITACHI LTD	Elev.1	731990-3	29	0,00	115/13,8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0,00
	PAUWELS TRAFO	5	9124184	30	1,00	115/13,8	0,86	35	0,86	10,69	435	10,69	14,2	5,77	35,62
SAN JACINTO	PAUWELS TRAFO	1	9124187	30	0,89	115/13,8	9,73	445	10,93	22,48	1028	25,25	14,2	18,09	84,18
	SIEMENS	2	185572	36	0,89	115/13,8	13,66	625	15,35	29,06	1329	32,65	14,2	24,00	90,69
	ABB	3	88604	20	0,90	115/13,8	0,93	42	1,03	1,66	75	1,84	14,2	1,44	9,21
	ABB	4	88605	20	0,90	115/13,8	0,49	22	0,54	1,66	75	1,84	14,2	1,19	9,21
	AEG	5	81/24232	10	0,91	115/13,8	2,37	106	2,60	8,05	360	8,84	14,2	5,72	88,44

COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

MARZO AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	No	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MÁX	MVA MAX	KV PROM	MVA PRO M.	F.U %
SAN VICENTE	MITSUBISHI	1	2468	30	0,92	115/13.8	8,07	357	8,77	26,89	1190	29,23	14,2	19,00	97,45
	MITSUBISHI	2	554494	30	0,90	115/13.8	5,31	240	5,90	22,29	1008	24,76	14,2	15,33	82,54
	TOSHIBA	3	820900112	30	0,92	115/13.8	3,84	170	4,18	26,10	1155	28,37	14,2	16,27	94,58
	TOSHIBA	4	20900113	30	0,00	115/13.8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	14,2	0,00	0,00
SOCO	J. SCHNEIDER	1-A	89304	20	0,86	115/13.8	2,54	120	2,95	13,10	620	15,23	14,2	9,09	76,15
	J. SCHNEIDER	1-B	89303	20	0,86	115/13.8	2,54	120	2,95	13,10	620	15,23	14,2	9,09	76,15
	MEIDEN	2-A	1-H9239T1	30	0,75	115/13.8	3,78	205	5,04	16,12	875	21,50	14,2	13,27	71,65
TEJERIAS	MEIDEN	1	1-H8996T2	20	0,89	115/13.8	5,14	235	5,77	16,07	735	18,06	14,2	11,91	90,28
	MITSUBISHI	2	569056	20	0,90	115/13.8	4,64	210	5,16	15,08	682	16,75	14,2	10,96	83,77
VILLA DE CURA I	MITSUBISHI	1	518129	20	0,86	115/13.8	3,85	182	4,47	11,47	543	13,34	14,2	8,91	66,70
	MITSUBISHI	2	568128	20	0,86	115/13.8	6,76	320	7,86	15,53	735	18,06	14,2	12,96	90,28
	MOVIL ABB	4	573160	36	0,85	115/34.5	4,26	84	5,01	17,40	343	20,47	34,5	12,74	56,87
ARAGUA	SIEMENS	1	185275-15310	36	0,86	115/13.8	13,10	620	15,23	27,25	1290	31,69	14,2	23,46	88,03
	SIEMENS	2	185274-15310	36	0,85	115/13.8	12,95	620	15,23	26,94	1290	31,69	14,2	23,46	88,03
MACARO	OSAKA	1	5A1960002	30	0,90	115/13.8	16,76	758	18,62	29,29	1325	32,55	14,2	25,59	108,50

Anexo C.3. Control de carga de transformadores; Abril 2008

COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

ABRIL AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	No	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MÁX	MVA MAX	KV PRO M	MVA PRO M.	F.U %
CAGUA	PAUWELS TRAFO	1	7940056	36	0,91	115/13.8	12,41	555	13,63	33,53	1500	36,85	14,2	25,24	102,36
	PAUWELS TRAFO	2	7940055	36	0,88	115/13.8	6,05	280	6,88	29,83	1380	33,90	14,2	20,39	94,17
	PAUWELS TRAFO	3	9124199	36	0,86	115/13.8	8,45	400	9,83	25,99	1230	30,22	14,2	20,02	83,93
CENTRO	MITSUBISHI	1	361193	30	0,88	115/13.8	7,35	340	8,35	23,13	1070	26,29	14,2	17,32	87,62
	MITSUBISHI	2	361194	30	0,83	115/13.8	7,14	350	8,60	20,29	995	24,44	14,2	16,52	81,48

CORINSA	MOVIL ABB	1		30	0,89	115/13,8	1,75	80	1,97	21,30	974	23,93	14,2	12,95	79,76
	ABB	2	801166	30	0,87	115/13,8	3,68	172	4,23	25,54	1195	29,36	14,2	16,79	97,85
EL LIMÓN	PAUWELS TRAF0	1	9124191	36	0,89	115/13,8	9,07	415	10,19	26,91	1231	30,24	14,2	20,22	84,00
	PAUWELS TRAF0	2	9124194	36	0,91	115/13,8	11,85	530	13,02	27,47	1229	30,19	14,2	21,61	83,87
LA MORITA	ABB	1	59707	36	0,88	115/13,8	23,78	1100	27,02	32,10	1485	36,48	14,2	31,75	101,33
	ABB	2	59703	36	0,91	115/13,8	24,70	1105	27,15	33,09	1480	36,36	14,2	31,75	100,99
LA VICTORIA	MITSUBISHI	1	572605	30		115/13,8	0,00	300	7,37	0,00	772	18,96	14,2	13,17	63,22
	MITSUBISHI	2	52265	30	0,51	115/13,8	2,62	209	5,13	7,87	628	15,43	14,2	10,28	51,42
LAS DELICIAS	OSAKA	1	5A1959001	30	0,88	115/13,8	8,56	396	9,73	20,54	950	23,34	14,2	16,53	77,79
	TRANFO UNION	2	S-250681	20	0,88	115/13,8	4,82	223	5,48	13,08	605	14,86	14,2	10,17	74,31
PALO NEGRO	WESTINGHOU SE	1	UCS-25962-2	20	0,90	115/13,8	2,21	100	2,46	16,18	732	17,98	14,2	10,22	89,91
	WESTINGHOU SE	2	UCS-259621-1	20	0,86	115/13,8	1,69	80	1,97	15,53	735	18,06	14,2	10,01	90,28
	ITAL TRAF0	3	3M-7062-2	20	0,86	115/13,8	2,11	100	2,46	15,36	727	17,86	14,2	10,16	89,30
	ABB	1	59705	36	0,93	115/13,8	3,40	149	3,66	26,96	1180	28,99	14,2	16,32	80,52
SAN IGNACIO	ABB	2	59704	36	0,93	115/13,8	3,40	149	3,66	26,96	1180	28,99	14,2	16,32	80,52
	MITSUBISHI	3	554492	30	0,91	115/13,8	0,18	8	0,20	25,71	1150	28,25	14,2	14,22	94,17
	HITACHI LTD	Elv.1	731990-3	29	0,00	115/13,8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0,00
	PAUWELS TRAF0	5	9124184	36	1,00	115/13,8	0,25	10	0,25	11,05	450	11,05	14,2	5,65	30,71
SAN JACINTO	PAUWELS TRAF0	1	9124187	30	0,89	115/13,8	11,26	515	12,65	24,71	1130	27,76	14,2	20,21	92,53
	SIEMENS	2	185572	36	0,89	115/13,8	2,62	120	2,95	30,83	1410	34,64	14,2	18,79	96,22
	ABB	3	88604	20	0,90	115/13,8	0,69	31	0,76	1,66	75	1,84	14,2	1,30	9,21
	ABB	4	88605	20	0,90	115/13,8	0,51	23	0,57	1,64	74	1,82	14,2	1,19	9,09
	AEG	5	81/24232	10	0,91	115/13,8	1,94	87	2,14	8,47	379	9,31	14,2	5,72	93,11



COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN ARAGUA

CONTROL DE CARGA DE TRANSFORMADORES

ABRIL AÑO: 2008

SUBESTACIÓN	EQUIPOS	Nº	SERIAL	MVA NOM	F.P	RELACIÓN KV	MW MIN	AMP. MIN	MVA MIN	MW MAX	AMP. MÁX	MVA MAX	KV PRO M	MVA PRO M.	F.U %
SAN VICENTE	MITSUBISHI	1	2468	30	0,92	115/13,8	4,07	180	4,42	27,12	1200	29,48	14,2	16,95	98,26
	MITSUBISHI	2	554494	30	0,90	115/13,8	5,09	230	5,65	24,14	1092	26,83	14,2	16,24	89,42
	TOSHIBA	3	820900112	30	0,92	115/13,8	9,49	420	10,32	27,12	1200	29,48	14,2	19,90	98,26
	TOSHIBA	4	20900113	30	0,00	115/13,8	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	14,2	0,00	0,00
SOCO	J. SCHNEIDER	1-A	89304	20	0,86	115/13,8	4,01	190	4,67	13,52	640	15,72	14,2	10,19	78,61
	J. SCHNEIDER	1-B	89303	20	0,86	115/13,8	4,01	190	4,67	13,52	640	15,72	14,2	10,19	78,61
	MEIDEN	2-A	1-H9239T1	30	0,75	115/13,8	3,13	170	4,18	15,02	815	20,02	14,2	12,10	66,74
TEJERIAS	MEIDEN	1	1-H8996T2	20	0,89	115/13,8	3,24	148	3,64	16,40	750	18,42	14,2	11,03	92,12
	MITSUBISHI	2	569056	20	0,90	115/13,8	1,92	87	2,14	17,31	783	19,24	14,2	10,69	96,18
VILLA DE CURA I	MITSUBISHI	1	518129	20	0,86	115/13,8	5,13	243	5,97	13,10	620	15,23	14,2	10,60	76,15
	MITSUBISHI	2	568128	20	0,86	115/13,8	7,18	340	8,35	15,49	733	18,01	14,2	13,18	90,03
	MOVIL ABB	4	573160	36	0,85	115/34,5	5,07	100	5,97	18,77	370	22,08	34,5	14,03	61,34
ARAGUA	SIEMENS	1	185275-15310	36	0,86	115/13,8	20,07	950	23,34	29,47	1395	34,27	14,2	28,80	95,19
	SIEMENS	2	185274-15310	36	0,85	115/13,8	19,84	950	23,34	29,13	1395	34,27	14,2	28,80	95,19
MACARO	OSAKA	1	5A1960002	30	0,90	115/13,8	2,43	110	2,70	29,80	1348	33,11	14,2	17,91	110,38

ANEXO D: COSTO DE LA ENERGÍA POR KWH

DETALLE DE ENERGIA ENTREGADA EN S/E ARAGUA

Reng.	Unid.	Cantidad	Descripción	P.U. (Bs.)	
01	KWH	270.944.652	CONSUMO DE ENERGIA EN S/E ARAGUA (115 KV)	0,02362	
				SUBTOTAL (Bs.)	
				I.V.A. 0% (Bs.)	
				TOTAL (Bs.)	

ANEXO E: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS SEGUN LAS CAUSAS QUE LA PRODUCEN

MES FEBRERO

Anexo E.1 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a polaridad de corriente invertida

S/E	MEDID OR	Fp actu	ϕ actual	E consumo-	B	Fp corregi	E consumo-	PÉRDIDA S (KWH)
-----	-------------	------------	---------------	---------------	---	---------------	---------------	--------------------

		al		actual (KWH)		do	corregido (KWH)	
PALO NEGRO	1143116	0,59	53,8429918	6.990.974,00	11.849.108,47	0,934	11.067.067,32	4.076.093,32
SOCO	1143221	0,45	63,25631605	5.425.920,00	12.057.600,00	0,72	8.681.472,00	3.255.552,00
MORITA	1143238	0,5934	53,60134442	10.253.948,00	17.279.993,26	0,8973	15.505.337,95	5.251.389,95
							Total	12.583.035,27

Anexo E.2 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a desconexión de TP

S/E	Medidor	E consumo-actual (KWH)	N° TP	E consumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1143109	2.461.866,00	1	7.460.200,00	4.998.334,00
				Total	4.998.334,00

Anexo E.3 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a medidores dañados

S/E	Medidor	Econsumo-actual (KWH)	MVA prom	Fp	Fu	Econsumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1160214	1.530.352,00	10.919.587,00	0,85	76,65	5.122.083,76	3.591.731,76
Villa I	1143235	8.036.057,00	13.608.180,00	0,85	57,36	4.777.385,24	0,00
						Total	3.591.731,76

MES MARZO

Anexo E.3 Cálculo de las pérdidas no técnicas debido a polaridad de corrientes invertidas (PCI)

S/E	Medidor	Fp actual	φ actual	E consumo-actual (KWH)	B	Fp corregido	E consumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1143116	0,59	53,8429918	8.155.599,00	13.823.049,15	0,934	12.910.727,91	4.755.128,91
Soco	1143221	0,45	63,25631605	5.705.547,00	12.678.993,33	0,72	9.128.875,20	3.423.328,20
Morita	1143238	0,593	53,6013444	11.299.217,00	19.041.484,00	0,8973	17.085.924,00	5.786.707,10

	8	4	2	00	66		19	9
							Total	13.965.164,30

Anexo E.4 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a desconexión de TP

S/E	Medidor	E consumo-actual (KWH)	N° TP	Econsumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1143109	2.873.956,67	1	8.708.959,61	5.835.002,94
				Total	5.835.002,94

Anexo E.5 Calculo de pérdidas no técnicas debido a medidores dañados

S/E	Medidor	Econsumo-actual (KWH)	MVA prom	Fp	Fu	Econsumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1160214	1.530.352,00	11.484.605,00	0,86	81,68	5.808.621,90	4.278.269,90
Villa I	1143235	8.036.057,00	12.742.747,50	0,85	56,87	4.434.772,21	-3.601.284,79
						Total	676.985,10

MES ABRIL

Anexo E.6 Cálculo de las pérdidas no técnicas debido a polaridad de corrientes invertidas (PCI)

S/E	Medidor	Fp actual	φ actual	E consumo-actual (KWH)	B	Fp corregido	E consumo-corregido (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1143116	0,59	53,8429918	7.689.724,00	13.033.430,51	0,934	12.173.224,09	4.483.500,09
Soco	1143221	0,45	63,25631605	6.161.082,00	13.691.293,33	0,72	9.857.731,20	3.696.649,20

Morita	114323 8	0,593 4	53,6013444 2	17.481.345, 00	29.459.630, 94	0,8973	26.434.126, 84	8.952.781,8 4
							Total	17.132.931, 14

Anexo E.7 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a desconexión de TP

S/E	Medidor	E consumida-actual (KWH)	N° TP	E real (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1143109	2.698.007,67	1	8.175.780,82	5.477.773,15
				Total	5.477.773,15

Anexo E.8 Cálculo de pérdidas no técnicas debido a medidores dañados

S/E	Medidor	Econsumida-actual (KWH)	MVA prom	Fp	Fu	Ereal (KWH)	Pérdidas (KWH)
Palo Negro	1160214	1.530.352,00	10.158.041,00	0,86	89,30	5.616.681,17	4.086.329,17
Villa I	1143235	8.036.057,00	14.025.975,00	0,85	61,34	5.265.612,60	-2.770.444,40
						Total	1.315.884,77

ANEXO F: COMPRA DE ENERGÍA CORREGIDAS DE ARAGUA

Anexo F.1 Tabla 4.2.1.6 Compras de energía de Aragua, Febrero 2008 (corregidas)

TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)	411.773.553,00
ENERGÍA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II	15.290.504,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)	19.471.998,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)	16.534.708,80
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)	29.697.771,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV	423.243.530,80
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 34,5 KV	8.846.451,24
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV	3.043.299,80
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)	235.757,00
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)	400.200,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV	12.525.708,04
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 13,8 KV	381.140.401,03
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)	2.544.239,10
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA TURBOVEN	0,00

TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV	383.684.640,13
TOTAL S/E 115 KV (KWH)	423.243.530,80
TOTAL S/E 13.8 KV + 34,5 KV (KWH)	396.210.348,17
PÉRDIDAS	27.033.182,63
PORCENTAJE EN PÉRDIDAS	6,39%

Anexo F.2 Compras de energía de Aragua, Marzo 2008 (corregidas)

TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)	449.716.535,00
ENERGÍA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II	21.958.926,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)	25.873.035,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)	14.805.536,14
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)	45.461.176,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV	462.151.286,14
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 34,5 KV	8.957.578,21
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV	3.580.424,20
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)	235.757,00
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)	438.840,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV	13.212.599,41
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 13,8 KV	417.273.222,80
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)	2.830.738,66
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA TURBOVEN	0,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV	420.103.961,46
TOTAL S/E 115 KV (KWH)	462.151.286,14
TOTAL S/E 13.8 KV + 34,5 KV (KWH)	433.316.560,87
PÉRDIDAS	28.834.725,28
PORCENTAJE EN PÉRDIDAS	6,24%

Anexo F.3 Compras de energía de Aragua, Abril 2008 (corregidas)

TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 115 KV (S/E ARAGUA, MACARO, CAÑA DE AZUCAR)	464.310.455,00
ENERGÍA ELEOCCIDENTE STA. CLARA I Y STA. CLARA II	23.559.622,00
TOTAL ENERGÍA ENTREGADA ZONA GUARICO 115 KV (S/E SAN JUAN - S/E CAMATAGUA)	21.967.172,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA IVIC, CONDUVEN, HOLCIM DE VENEZUELA)	15.612.522,47
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 115 KV (S/E SANTA TERESA)	49.535.989,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 115 KV	483.932.172,47
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 34,5 KV	7.730.468,60
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA OTRA FILIAL (ELEOCCIDENTE) (S/E SANTA CLARA) 34,5 KV	3.311.862,00
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA MIRANDA 34,5 KV (CTO. TACATA)	505.904,00
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 34,5 KV (CTO. MEMO)	423.660,00
NETO ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 34,5 KV	11.971.894,60
TOTAL ENERGÍA ZONA ARAGUA 13,8 KV	416.890.812,12
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA ZONA GUARICO 13,8 KV (CTO.-BARBACOAS-S.SEBASTIAN-V.CURA)	3.213.325,08
TOTAL ENERGÍA RECIBIDA TURBOVEN	0,00
TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA ARAGUA 13,8 KV	420.104.137,20
TOTAL S/E 115 KV (KWH)	483.932.172,47
TOTAL S/E 13.8 KV + 34,5 KV (KWH)	432.076.031,80
PÉRDIDAS	51.856.140,67
PORCENTAJE EN PÉRDIDAS	10,72%

ANEXO G:

Anexo G.1: PLANILLA DE INSPECCIÓN

Gobierno Bolivariano AHORA ES DE TODOS					
PLANILLA DE REVISIÓN DE MEDIDORES EN SUBESTACIONES					
SUBESTACIÓN:					FECHA:
DESCRIPCIÓN:					
DATOS DEL CONTADOR					
N° MEDIDOR	LECTURA KWH IMPORTACIÓN	LECTURA KWH EXPORTACIÓN	F.P	TP	TC
MARCA	TIPO	CLASE	VOLT	TIPO DE CONEXIÓN	
ESTADO DE LA MEDICIÓN					
SECUENCIA DE FASES (V)	SECUENCIA DE FASES(I)	POLARIDAD DE CORRIENTES	AMP. R	AMP. S	AMP. T
VOLT. R	VOLT. S	VOLT.T	POTENCIA KW		
DIAGRAMA FASORIAL ACTUAL			DIAGRAMA FASORIAL CORREGIDO		
FP ACTUAL:			FP CORREGIDO:		
OBSERVACIONES:					
EJECUTADO POR:					
NOMBRE:			FIRMA:		SELLO SUBESTACIÓN
NOMBRE:			FIRMA:		

Anexo G.2: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA EL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

