

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **OPCION TARIFARIA CONVENIENTE PARA LA COOPERATIVA DE SERVICIOS ESPECIALES MERCADO "CIUDAD DE DIOS"**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**EMPERATRIZ OCTAVIA OCOLA APAICO**

**PROMOCIÓN  
1980- II**

**LIMA – PERU  
2011**

**OPCION TARIFARIA CONVENIENTE PARA LA  
COOPERATIVA DE SERVICIOS ESPECIALES MERCADO  
“CIUDAD DE DIOS”**

Agradezco a mis padres y a mis profesores,  
ellos han sido los maestros de mi vida,  
de mis conocimientos, mis sueños,  
mis logros y mis desamores.

## **SUMARIO**

El presente informe de suficiencia abarca la inspección del estado actual de las instalaciones eléctricas del mercado de Ciudad de Dios, a fin de diagnosticar sus deficiencias y plantear alternativas de solución, priorizando la eficiencia energética y la seguridad de su funcionamiento para evitar riesgos de accidentes.

Se han revisado diversos gráficos de mediciones y las facturas de consumo de energía eléctrica del año 2010, a fin de verificar la opción tarifaria conveniente para el Mercado.

Asimismo se propone medidas correctivas para mejorar el consumo y reducir el costo de la energía eléctrica (opción tarifaria, calificación, pérdidas, compensación de la energía reactiva, etc.).

Finalmente como aspecto muy importante se aborda el tema de difundir y motivar en los socios cooperativistas las recomendaciones sobre la eficiencia energética y seguridad contra el riesgo eléctrico, para un buen uso y ahorro de la energía eléctrica.

## INDICE

|  |           |
|--|-----------|
| <b>PROLOGO</b>   | <b>1</b>  |
| <b>CAPITULO I</b>  |           |
| <b>ANTECEDENTES</b>  |           |
| <b>1.1 Descripción General</b>   | <b>2</b>  |
| <b>1.2 Objetivos</b>   | <b>2</b>  |
| <b>1.3 Alcances</b>  | <b>2</b>  |
| <b>1.4 Descripción de las Instalaciones Eléctricas</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1.4.1 Alimentación Primaria</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1.4.2 Punto de entrega y Medición</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1.4.3 Facturación</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1.4.4 Distribución de la Energía Eléctrica</b>  | <b>3</b>  |
| <b>1.4.5 Sistema de Puesta a Tierra</b>  | <b>7</b>  |
| <b>1.5 Principales Cargas</b>  | <b>7</b>  |
| <b>1.6 Sistema de Alumbrado del Mercado</b>  | <b>7</b>  |
| <b>CAPITULO II</b>   |           |
| <b>TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA</b>   |           |
| <b>2.1 Sistema Tarifario</b>   | <b>10</b> |
| <b>2.2 Marco Regulatorio de las Tarifas</b>  | <b>10</b> |
| <b>2.3 Definiciones Importantes acorde a la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de Tarifas a Usuario Final”</b> | <b>11</b> |
| <b>2.4 Opciones Tarifarias</b>   | <b>13</b> |
| <b>2.5 Diferencias de Costos de Energía y Potencia de las Opciones Tarifarias en Media Tensión</b>                                 | <b>16</b> |
| <b>2.6 Modalidades de Facturación de Potencia</b>  | <b>17</b> |
| <b>2.7 Criterios Básicos de Selección de Opción Tarifaria</b>  | <b>18</b> |
| <b>CAPITULO III</b>  |           |
| <b>MEDICIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO</b>  |           |
| <b>3.1 Tensión</b>   | <b>19</b> |
| <b>3.2 Corriente de Línea</b>  | <b>19</b> |
| <b>3.3 Factor de Potencia</b>  | <b>20</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>3.4 Resistencia de Aislamiento (Fugas a Tierra)</b>   | <b>20</b> |
| <b>3.5 Mediciones de Potencia</b>  | <b>20</b> |
| <b>3.6 Resultados Gráficos</b>   | <b>22</b> |
| <b>CAPITULO IV</b>   |           |
| <b>ANALISIS TARIFARIO Y COMPENSACIÓN DE LA ENERGIA REACTIVA</b>                                      |           |
| <b>4.1 Tarifa Vigente Media Tensión - Empresa Concesionaria Luz del Sur</b>                          | <b>38</b> |
| <b>4.2 Análisis de las facturas de consumo de energía eléctrica tarifa MT3</b>                       | <b>39</b> |
| <b>4.3 Calificación Tarifaria del Mercado</b>  | <b>40</b> |
| <b>4.3.1 Calificación del Consumo Presente en Horas de Punta</b>                                     | <b>40</b> |
| <b>4.3.2 Calificación del Consumo Presente en Fuera de Punta</b>                                     | <b>40</b> |
| <b>4.4 Compensación de la Energía Reactiva</b>   | <b>42</b> |
| <b>4.4.1 Ventajas de la Compensación</b>   | <b>42</b> |
| <b>4.4.2 Tipos de Compensación</b>   | <b>42</b> |
| <b>4.5 Cálculo de la capacidad de los condensadores para compensar la Energía Reactiva consumida</b> | <b>44</b> |
| <b>4.5.1 Primer Método : Considerando la Demanda Máxima</b>  | <b>44</b> |
| <b>4.5.2 Segundo Método : Considerando la Potencia Media</b>   | <b>45</b> |
| <b>4.6 Mejora de la actual de la Compensación</b>  | <b>45</b> |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>  | <b>56</b> |
| <b>ANEXOS</b>  | <b>59</b> |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>  | <b>65</b> |

## PROLOGO

Las principales deficiencias en el aspecto eléctrico, observadas en los mercados de abastos, se refieren a la no adecuación de sus redes eléctricas conforme su consumo va creciendo, el abastecimiento de energía eléctrica mediante un único suministro eléctrico, el poco o nulo mantenimiento de sus redes y el desconocimiento de las formas que les permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico.

Sabemos lo importante que es el uso adecuado de la energía eléctrica, ya que significa la protección de nuestros recursos naturales como el petróleo, menor contaminación de la red eléctrica, ahorro de energía, menores costos y principalmente la reducción en forma efectiva de la contaminación ambiental.

En ese sentido, el presente Informe desarrolla cuatro capítulos; el primer capítulo trata sobre el estado actual de las instalaciones eléctricas y las cargas del Mercado.

El segundo capítulo precisa algunas definiciones importantes referentes a nuestro Sistema Tarifario vigente, que son fundamentales para el desarrollo del presente trabajo, basadas en la norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las tarifas a Usuario Final".

El tercer capítulo muestra los resultados de las mediciones efectuadas a los principales parámetros eléctricos.

En el cuarto capítulo se hace un análisis de la facturación del consumo de la energía eléctrica, se aborda el tema de la compensación de la energía reactiva y se calcula la capacidad de los condensadores para compensar la Energía Reactiva consumida.

Finalmente se anotan las Conclusiones y Recomendaciones correspondientes.

## **CAPITULO I ANTECEDENTES**

### **1.1 Descripción General**

La Cooperativa de Servicios Especiales Mercado "Ciudad de Dios" se encuentra ubicada en la Av. Los Héroes Cuadra 6, de la Urbanización Popular Ciudad de Dios, capital del Distrito San Juan de Miraflores – Provincia y Departamento de Lima.

Consta de 2 niveles, el primero comprende un total de 810 puestos de los giros de calzado, mercería, flores, talleres, verduras, abarrotes, frutas, jugos, confiterías, comidas, embutidos, aves, pescados, peladero de aves, cámaras de refrigeración, semisótano y depósito.

El segundo nivel tiene un total de 370 puestos de los giros de carnes, menudencias mercería, cosméticos y oficinas.

La Cooperativa tiene contratada con la empresa concesionaria de energía eléctrica Luz del Sur, una potencia de 850 kW.

### **1.2 Objetivos**

- Verificar el estado actual del sistema eléctrico mediante un diagnóstico para identificar las deficiencias y plantear alternativas de solución priorizando la eficiencia y la seguridad de las instalaciones para evitar el riesgo de accidentes.
- Selección de la mejor opción tarifaria para reducir costos de energía en la factura eléctrica.
- Estudio de la compensación de la potencia reactiva y la calificación tarifaria.
- Proponer medidas correctivas para mejorar el consumo y reducir costos de energía.
- Difundir y motivar en los socios cooperativistas las recomendaciones sobre la eficiencia energética y seguridad contra el riesgo eléctrico, para un buen uso y ahorro de la energía eléctrica.

### **1.3 Alcances**

El presente informe comprende una revisión general del estado de las instalaciones eléctricas, principalmente el aspecto del sistema de la compensación reactiva, teniendo en consideración lo establecido por las normas del Ministerio de Energía y Minas y el Código Nacional de Electricidad.

Asimismo aborda el análisis de los gráficos de las mediciones de los principales parámetros eléctricos y las respectivas recomendaciones para el buen uso de la energía eléctrica cumpliendo con la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico [1].

Finalmente, se recomienda a los directivos del mercado Ciudad de Dios, hacer un estudio de la calidad de la energía eléctrica que reciben, en cuanto a interrupciones de servicio, niveles de tensión máxima y mínima, distorsión armónica, etc.

## **1.4 Descripción de las Instalaciones Eléctricas**

### **1.4.1 Alimentación Primaria**

La Cooperativa tiene como empresa concesionaria de distribución eléctrica a LUZ DEL SUR (LDS), quien entrega la energía eléctrica a través del suministro N° 677792, con opción tarifaria actual MT3 en 10 kV. El punto de entrega y medición en media tensión se encuentra ubicado en una celda interior de la Subestación N° 488 propiedad de LDS. Desde esta subestación hasta el mercado, la energía eléctrica se distribuye mediante un cable NKY de 3 x 35 mm<sup>2</sup>, 139 A, 10/15 kV, longitud aproximada de 750 m, y es recibida en una celda de llegada en la Subestación Eléctrica N° 1 del mercado (SE N° 1).

Desde la SE N° 1 continúa la distribución en media tensión con un cable N2XSY de 3 - 1 x 50 mm<sup>2</sup>, 198 A (en ducto), 18/30 kV con una longitud aproximada de 300 m, hasta la Subestación Eléctrica N° 2 (SE N° 2), tal como se muestra en el Esquema Unifilar de la Fig. 1.1.

### **1.4.2 Punto de Entrega y Medición**

El sistema de medición tiene las siguientes características:

- Ubicación : Celda de Subestación N° 488 de LDS
- Transformador de Tensión : 10,000/100 V.
- Transformador de Corriente : 100/5 A.
- Factor de Medición : 2000
- Medidor : Trifásico electrónico 3 hilos
- Constante : 1.2 Wh/rev

### **1.4.3 Facturación**

- Numero de Suministro : 677792
- Potencia Contratada : 850 KW
- Tipo de Tarifa : MT3
- Calificación : Presente en Horas de Punta

### **1.4.4 Distribución de la Energía Eléctrica**

La energía suministrada por LDS en Media Tensión, alimenta a las 02 subestaciones particulares de 800 kVA y de 500 kVA del Mercado de Ciudad de Dios.

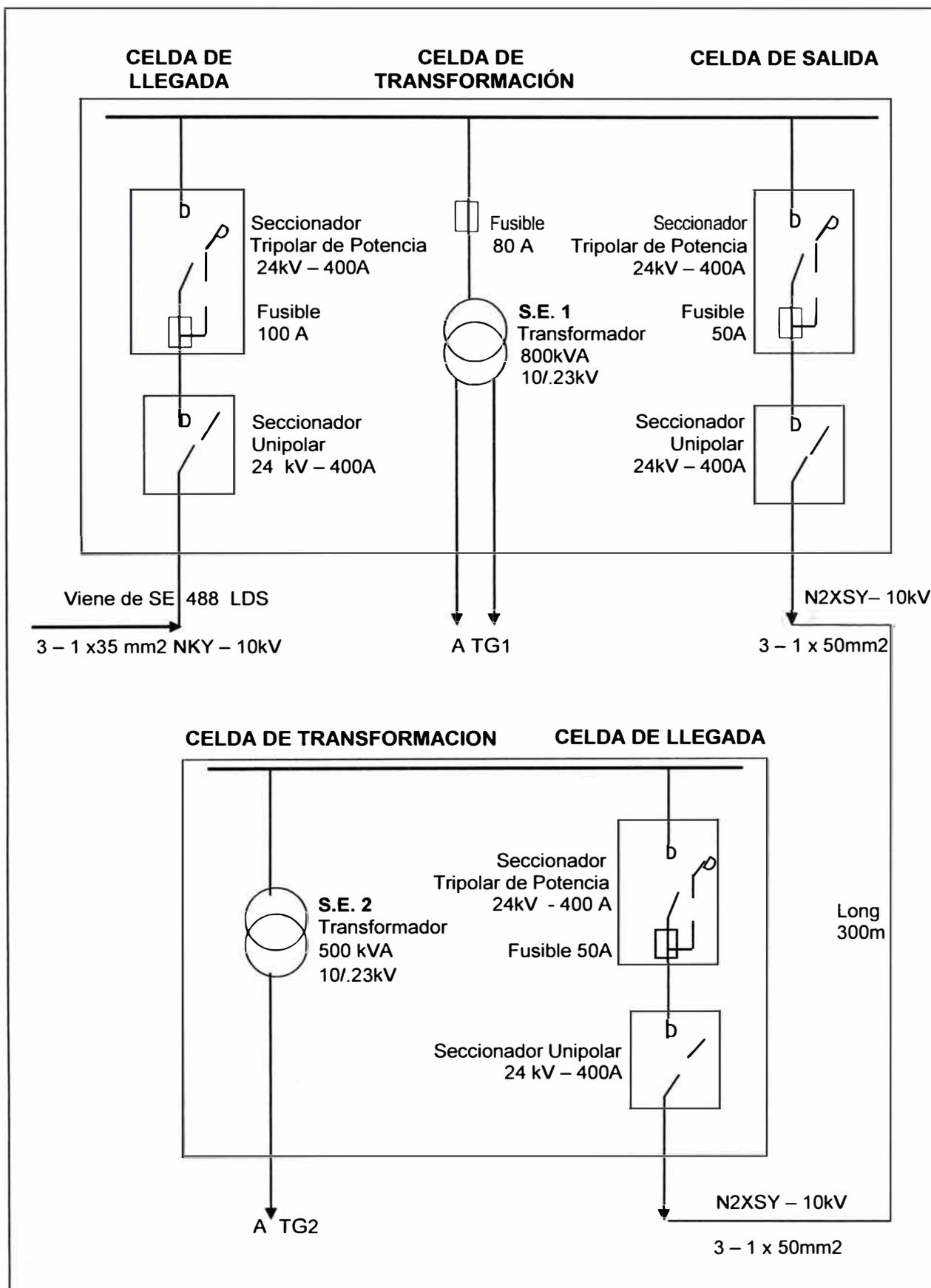


Fig. 1.1 Esquema Unifilar de la S.E. 1 y S.E. 2

### a. Subestación Particular N° 1 de 800 kVA , 10/0.23 kV

La SE N° 1 está equipada con un transformador de 10/0,23 kV, 800 kVA, Vcc 4,9 %.

De los bornes del secundario del transformador salen 3 circuitos, dos hacia sendos interruptores en el tablero general de distribución (TGD-SE1) y el tercero hacia el tablero del banco de condensadores automático (TCA-SE1), según se muestra en la fotografía de la figura A1 del ANEXO A. Se observa que el TGD-SE1 no tiene un interruptor principal y una barra principal que conecte la salida del transformador con los dos interruptores y tiene un banco fijo de condensadores (TCF-SE1).

El sistema de baja tensión es trifásico de 3 hilos, 230 V, 60 Hz. La SE N° 1 tiene 743 kW potencia instalada.

#### □ Tablero de Banco de Condensadores Automático TCA-SE1

El TCA-SE1 fabricado por OLC, data aproximadamente del año 1998. Originalmente está nominado como de 240 kVAr, 230 V, 60 Hz, trifásico. Este banco tiene interruptor y regulador de potencia reactiva marca CIRCUTOR, 10 pasos, modelo Computer 121.

El detalle se muestra en la figura 1.2 Ubicación Banco de Condensadores en SE 1.

#### □ Potencia Nominal del Banco Automático:

Tiene 10 pasos de condensadores dispuestos de la siguiente manera :

#### **Pasos 1 y 2: 50 kVAr**

Cada paso consta de 2 condensadores. (según fotografía de la figura A2 del ANEXO A)

Estos dos pasos suministran:  $2 \times 2 \times 12,5 = 50$  kVAr

#### **Pasos 3 al 10 : 192 kVAr**

Cada paso consta de 2 condensadores.

Estos ocho pasos suministran:  $8 \times 2 \times 12 = 192$  kVAr

Por lo tanto, en los 10 pasos se tiene en total: 242 kVAr, observándose que el paso 10 dejó de funcionar en diciembre del 2009 porque se malogró su contactor. Comparando la potencia reactiva capacitiva indicada en placa de fábrica y la actual en servicio se tiene:

Tabla N° 1.1 Potencia reactiva Banco Condensadores Automático TCA-SE1

|   | POT. Reactiva por pasos                         | POT. Reactiva total |
|---|---|---------------------|
| Según placa del fabricante                        |   | 240 kVAr            |
| Actual según el nivel de tensión nominal de 230 V | Paso 1 al 2: 50 kVAr<br>Pasos 3 al 10: 192 kVAr | 242 kVAr            |

#### □ Banco de Condensadores Fijo TCF-SE1

El TCF-SE1 fabricado por FELMEC de 48 kVAr, 230 V, 60 Hz, que está aguas abajo del

banco de condensadores automático, para una carga fija correspondiente al sector comidas y jugos (refrigeradoras, exhibidores y congeladoras); consta de 8 condensadores trifásicos marca ICAR, 6 kVAr, 230 V, 60 Hz. Este banco no tiene interruptor ni regulador de potencia reactiva.

#### **b. Subestación Particular N° 2 de 500 kVA , 10/0.23 kV**

La SE N° 2 está equipada con un transformador de 10/0,23 kV, 500 kVA, Vcc 6.45 %. La tensión nominal de Baja Tensión (BT) es 230 V.

De los bornes del secundario del transformador sale un circuito hacia el tablero general de distribución (TGD-SE2) donde hay un interruptor principal y luego una barra que conecta a tres interruptores de estos interruptores se derivan los circuitos de alimentación a los puestos del mercado y del interruptor principal también sale un circuito al tablero del banco de condensadores automático (TCA-SE2); como se muestra en la figura 1.3 Ubicación Banco de Condensadores en SE 1. El sistema de BT es trifásico de 3 hilos, 230 V, 60 Hz. La SE N° 2 tiene 465 KW Potencia instalada

##### **□ Tablero de banco de condensadores automático**

El TCA-SE2 fabricado por TRIANON es de 255 kVAr, 230 V, 60 Hz, trifásico y data aproximadamente del año 2006, según se muestra en la fotografía de la figura A3 del ANEXO A.

Este banco tiene interruptor y regulador de potencia reactiva marca MERLIN GERIN de 9 pasos, modelo Varlogic NR 12 que tiene alarma de protección contra THD<sub>v</sub>.

##### **□ Potencia Nominal del Banco Automático:**

Tiene 9 pasos de condensadores dispuestos actualmente del modo siguiente:

##### **Paso 1 : 15 kVAR**

Este paso suministra = 15 kVAr

##### **Pasos 2 al 9 : 240 kVAR**

Cada paso consta de 3 condensadores.

Estos ocho pasos suministran:

$$8 \times 3 \times 9,909566 = 237,83 \text{ kVAr}$$

Por lo tanto, se tiene en total: 252,83 kVAr

Observaciones:

El paso 4 dejó de funcionar en octubre del 2009. Los daños sufridos por estos condensadores se muestran en la fotografía de la figura A4 del ANEXO A. Asimismo una de las líneas del paso 2 dejó de funcionar.

Según indica el técnico de mantenimiento, el paso 5 dejó de funcionar en marzo del 2010 mientras se hacían las mediciones, porque se abrieron los fusibles de protección.

Comparando la potencia reactiva capacitiva indicada por la placa del fabricante y la actual en servicio se tiene:

Tabla N° 1.2 Potencia reactiva Banco Condensadores Automático TCA-SE2

|   | POT. Reactiva por pasos                      | POT. Reactiva total |
|---|--|---------------------|
| Según placa del fabricante                        |  | 255 kVAR            |
| Actual según el nivel de tensión nominal de 230 V | Paso 1: 15 kVAR<br>Pasos 2 al 9: 237,83 kVAR | 252,83 kVAR         |

#### 1.4.5 Sistema de Puesta a Tierra

Cada Subestación cuenta con 03 Pozos de Tierra, dos para Media Tensión (uno de reserva) y uno para Baja Tensión.

#### Equipo de Maniobras

El equipo de maniobras incluye los siguientes elementos:

Pértiga con aislamiento de 30 kV

Guantes de jebe con aislamiento de 26.5 kV, Clase 3

Casco de Seguridad y Zapatos dieléctricos 30 kV

Banco de Maniobra con aislamiento de 30 kV

Revelador de Tensión, con señales audibles y luminosas 30 kV

#### 1.5 Principales Cargas

Tenemos los siguientes:

1180 puestos de diversos giros, cada uno de ellos con su iluminación interior y aparatos eléctricos.

1200 Lámparas tipo Fluorescentes de 36W, para iluminación de los pasadizos.

El detalle de las cargas se muestra en las Tablas N° 1.3 y 1.4

#### 1.6 Sistema de Alumbrado del Mercado

Incluye tanto el Alumbrado de pasadizos, de los puestos y fachada del mercado:

- Alumbrado de los pasadizos, que consta de 1,200 lámparas fluorescentes de 36W, y representan 54 kW.
- Alumbrado interior de los puestos, que vienen a ser las lámparas instaladas en el techo, paredes y vitrinas, constituido por 3,792 lámparas fluorescentes de 40 W, que representan 171 kW y 2,528 lámparas fluorescentes de 36 W, que representan 126 kW.
- Alumbrado exterior del Mercado, que vienen a ser los 70 reflectores y el letrero de Neón- 25A, que representan 40 kW.

Tabla N° 1.3 D.M. incluye Iluminación Interior, Alumbrado de Pasadizos y Alumbrado exterior

| No | Tipos de Giros            | N° Puestos | Demanda kW | Demanda kW |
|----|---------------------------|------------|------------|------------|
| 01 | GIRO MERCERIA             | 105        | 68         | 74         |
| 02 | GIRO MERCERIA SOTANO      | 70         | 58         | 62         |
| 03 | GIRO TALLERES Y AFINES    | 62         | 35         | 38         |
| 04 | GIRO CALZADOS             | 50         | 42         | 45         |
| 05 | GIRO ABARROTÉS            | 118        | 29         | 31         |
| 06 | GIRO JUGOS                | 40         | 33         | 35         |
| 07 | GIRO FRUTAS               | 20         | 6          | 6          |
| 08 | GIRO CONFITERIA           | 6          | 3          | 3          |
| 09 | GIRO TUBERCULO            | 56         | 18         | 20         |
| 10 | GIRO CARNE OVINOS         | 25         | 35         | 38         |
| 11 | GIRO CARNE VACUNOS        | 61         | 105        | 114        |
| 12 | GIRO CARNE PORCINOS       | 7          | 14         | 16         |
| 13 | GIRO MENUDECIA            | 32         | 28         | 31         |
| 14 | GIRO AVES                 | 63         | 42         | 45         |
| 15 | GIRO PESCADOS             | 24         | 7          | 8          |
| 16 | GIRO EMBUTIDOS            | 50         | 29         | 32         |
| 17 | GIRO COCINA               | 87         | 37         | 40         |
| 18 | GIRO AMBULANTE            | 7          | 2          | 3          |
| 19 | GIRO AMBULANTE TUBERCULOS | 4          | 1          | 1          |
| 20 | GIRO CONCESIONARIOS       | 166        | 27         | 29         |
| 21 | GIRO INQUILINOS           | 121        | 35         | 38         |
| 22 | GIRO ESPECIALES           | 6          | 10         | 11         |
| 23 | ALUMBRADO DE PASADIZOS    |            | 54         | 54         |
| 24 | ALUMBRADO EXTERIOR        |            | 40         | 40         |
|    | Total                     | 1,180      | 758        | 812        |

Tabla N° 1.4 Puestos del 1er y 2do. Nivel del Mercado

| No | Tipos de Giros            | Puestos 1º Nivel | Puestos 2º Nivel |
|----|---------------------------|------------------|------------------|
| 01 | GIRO MERCERIA             | 50               | 55               |
| 02 | GIRO MERCERIA SOTANO      | 70               | 0                |
| 03 | GIRO TALLERES Y AFINES    | 40               | 22               |
| 04 | GIRO CALZADOS             | 50               | 0                |
| 05 | GIRO ABARROTÉS            | 118              | 0                |
| 06 | GIRO JUGOS                | 30               | 10               |
| 07 | GIRO FRUTAS               | 15               | 5                |
| 08 | GIRO CONFITERIA           | 6                | 0                |
| 09 | GIRO TUBERCULO            | 26               | 30               |
| 10 | GIRO CARNE OVINOS         | 0                | 25               |
| 11 | GIRO CARNE VACUNOS        | 0                | 61               |
| 12 | GIRO CARNE PORCINOS       | 0                | 7                |
| 13 | GIRO MENUDECIA            | 0                | 32               |
| 14 | GIRO AVES                 | 63               | 0                |
| 15 | GIRO PESCADOS             | 24               | 0                |
| 16 | GIRO EMBUTIDOS            | 40               | 10               |
| 17 | GIRO COCINA               | 55               | 32               |
| 18 | GIRO AMBULANTE            | 7                | 0                |
| 19 | GIRO AMBULANTE TUBERCULOS | 0                | 4                |
| 20 | GIRO CONCESIONARIOS       | 110              | 56               |
| 21 | GIRO INQUILINOS           | 100              | 21               |
| 22 | GIRO ESPECIALES           | 6                | 0                |
|    | Total                     | 810              | 370              |

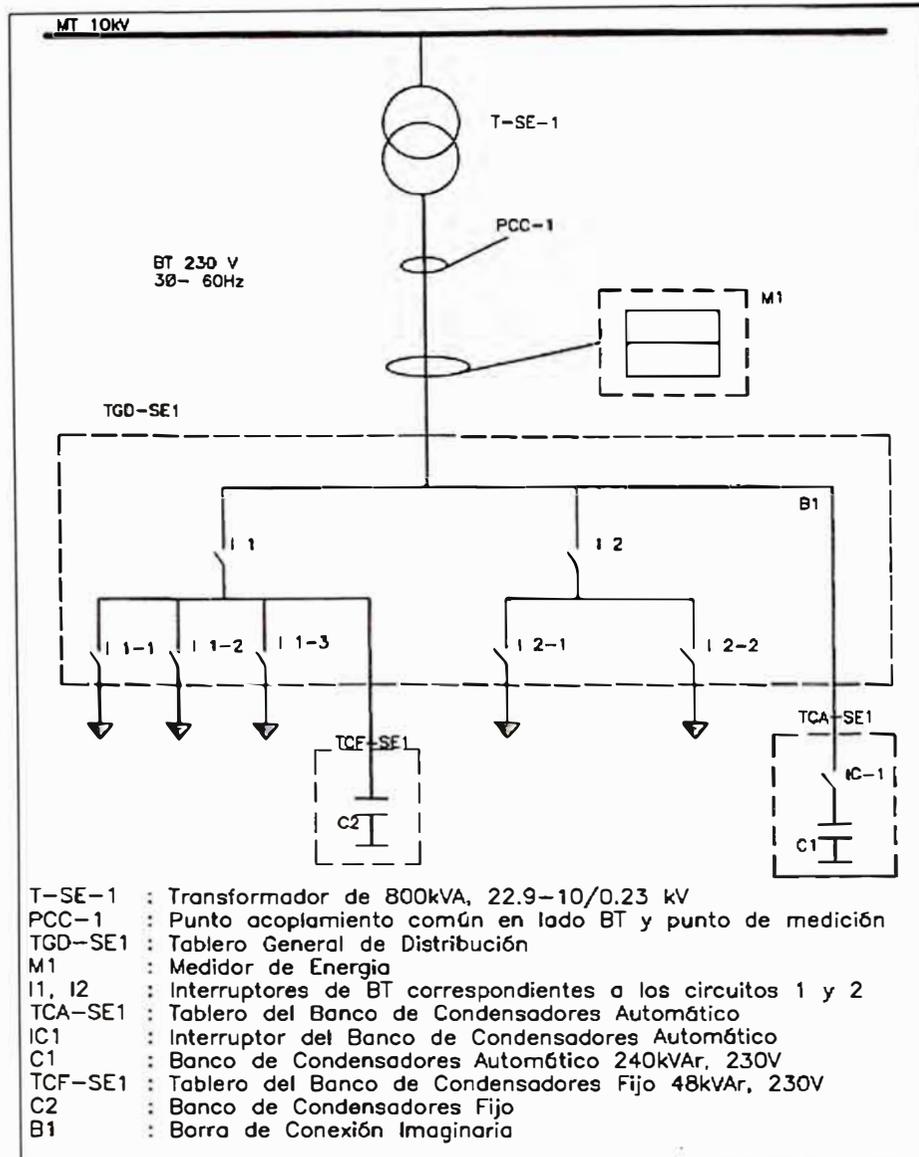


Fig. 1.2 Ubicación Banco de Condensadores en la S.E. 1

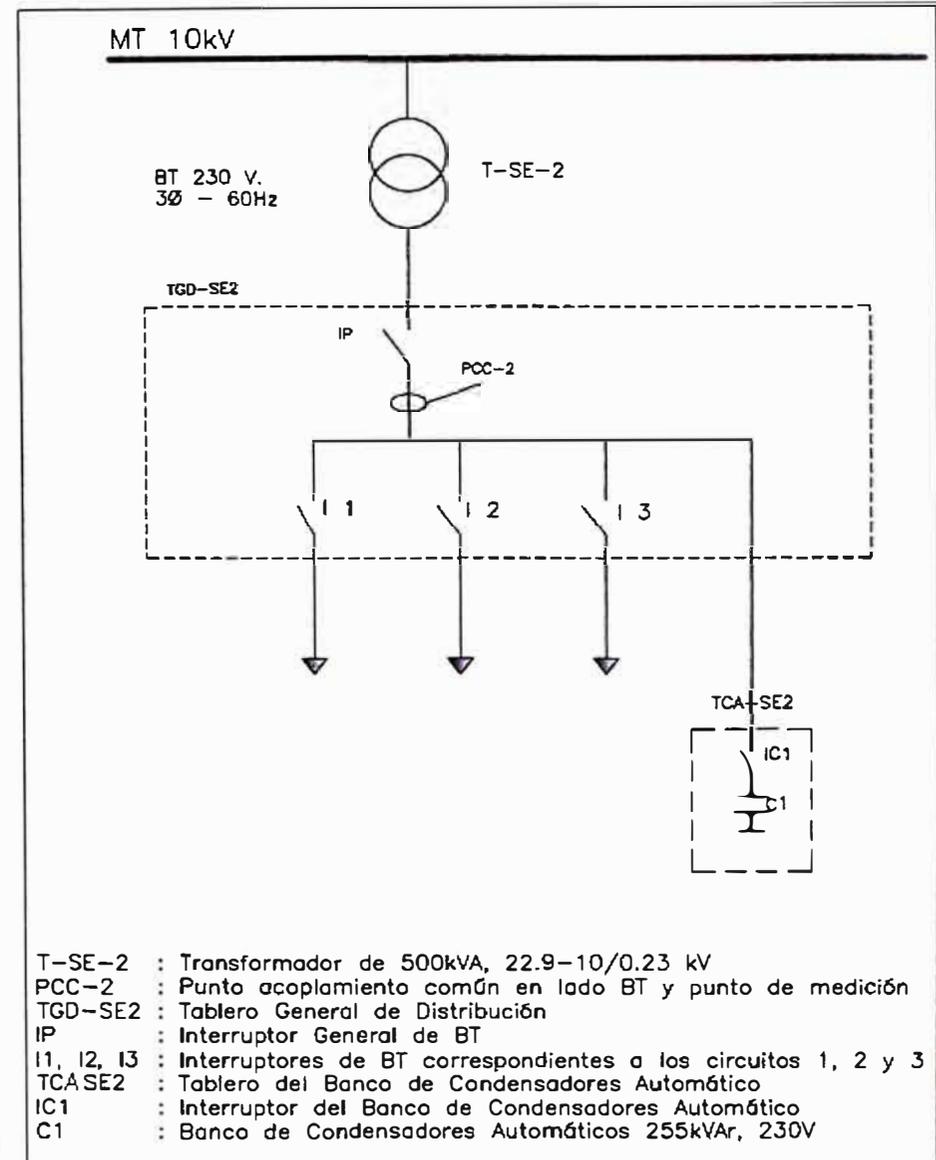


Fig. 1.3 Ubicación Banco de Condensadores en la S.E. 2

## **CAPITULO II TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA**

### **2.1 Sistema Tarifario**

Desde mayo de 1993, de acuerdo al sistema tarifario vigente, el usuario final puede elegir entre los diferentes tipos de tarifas y optar por aquel que le resulte más económico. Evidentemente la tarifa más conveniente será aquella que más se acerque al patrón de consumo de energía de cada usuario, de acuerdo al respectivo diagrama de carga.

Para los clientes Regulados, existen ocho opciones tarifarias, tres en media tensión (MT) y cinco en baja tensión (BT). No hay opciones en el nivel de alta tensión debido a que los usuarios asumen el costo de tener las instalaciones para tomar la energía a ese nivel (transformadores en media tensión) y suelen tener un consumo por encima del que tipifica al cliente regulado, negociando por tanto el suministro de energía bajo condiciones particulares.

Estas opciones se han diseñado tomando en cuenta el sistema de medición para cada alternativa y no como se hacía anteriormente, en función del uso de la energía.

Por ende, no hay diferencias explícitas entre tarifas comerciales, industriales, de uso general y otras.

Cuatro variables definen las opciones tarifarias:

- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario fuera de punta.
- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario fuera de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario de punta.

### **2.2 Marco Regulatorio de las Tarifas**

Es importante tener en cuenta que las Tarifas se han establecido, teniendo en cuenta un Marco Regulatorio cuyos principios fundamentales son tres, a saber :

a. La neutralidad, es decir, que cada consumidor debe pagar por el costo que ocasiona al sistema eléctrico, eligiendo la opción tarifaria que más le convenga.

b. La equidad, que prohíbe la discriminación injustificada, evitándose por ejemplo que dos consumidores con las mismas características paguen diferentes montos por el mismo servicio. Es decir las tarifas contemplan diferencias por potencia, energía y nivel de tensión, pero no por el tipo de actividad o uso.

c. La eficacia, por cuanto el sistema tarifario fomenta la eficiencia económica y la utilización racional de la energía.

Nuestro ente regulador es OSINERGMIN, que regula precios en electricidad (Generación, Transmisión y la Distribución) y gas.

La estructura de Mercado eléctrico es Mercado Libre (clientes con demanda mayor a 1 MW) y Mercado Regulado, con separación de actividades y libre acceso en Generación.

Los pliegos tarifarios son calculados por las empresas de electricidad en aplicación de las resoluciones tarifarias de OSINERGMIN, luego de que son fijados los precios y costos de la electricidad a nivel de generación, transmisión y distribución.

Es a partir de los pliegos tarifarios que se obtienen los parámetros básicos de la factura para los clientes finales,

### 2.3 Definiciones Importantes de acuerdo a la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” [2]

- **Potencia**

Representa la capacidad que se requiere para cubrir la máxima demanda posible de energía en el sistema. En la fig. 2.1, tenemos un diagrama de Carga Típico, que nos muestra la Demanda de los días de mayor y menor consumo, vemos también que la Demanda Máxima se registra en las horas de punta.

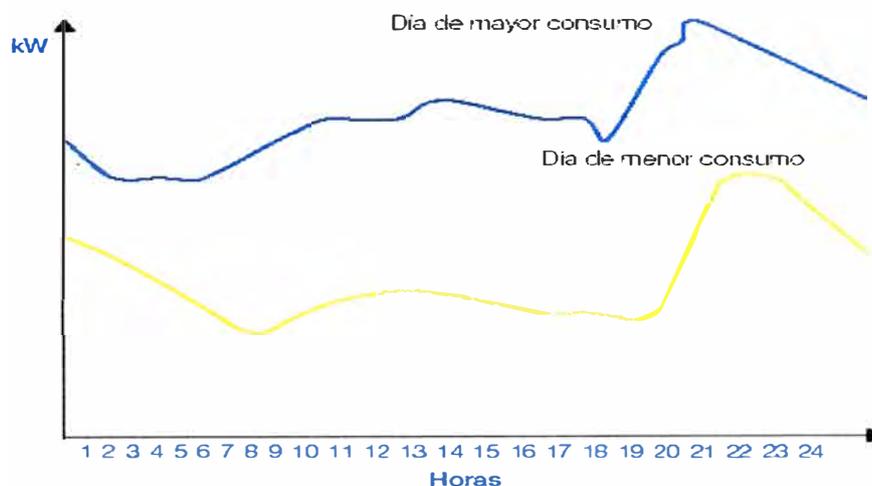


Fig. 2.1 Diagrama de Carga Típico

- **Energía**

Se define como la cantidad de electricidad que efectivamente se llega a consumir en un periodo de tiempo.

- **Horas Punta (HP)**

Horas comprendidas desde las 18:00 hasta las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

- **Horas Fuera de Punta (HFP)**

Corresponde a las horas restantes no comprendidas en las HP. Esta diferenciación entre HP y HFP influye directamente sobre los costos de consumo de las empresas, ya que el costo de la energía en horas punta es mayor que el costo en horas fuera de punta.

- **Potencia Instalada**

Es la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos eléctricos que se alimentan de un suministro de electricidad.

- **Potencia Contratada**

Aquella potencia activa máxima que puede tomar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria.

- **Exceso de potencia**

Si la potencia utilizada por el usuario supera la potencia contratada.

- **Máxima Demanda Mensual**

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

- **Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta**

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

- **Demanda Máxima Mensual Fuera de Punta**

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

- **Potencia Variable**

Es el promedio de los 2 valores más altos de los 6 últimos meses.

- **Energía activa**

Es la energía eléctrica utilizada y medida en kW.h, se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.

- **Energía reactiva**

Es la energía adicional a la energía activa, que algunos equipos que tienen arrollamiento eléctrico; como motores, transformadores, balastos; necesitan para su funcionamiento. Se mide en kVAr.h

- **Usuarios en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)**

Son usuarios en Media Tensión, aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV y menor a 30 kV.

Son usuarios en Baja Tensión, aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.

- **Periodo de Facturación**

El periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni exceder los treinta y tres (33) días calendario.

No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, podrá aplicarse un periodo de facturación no mayor a 45 días, ni menor a 15 días.

## **2.4 Opciones Tarifarias**

Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas a continuación, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y dentro del nivel de tensión que le corresponda.

La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.

Con el propósito de cumplir con el Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema de Protección al Consumidor, las empresas de distribución deberán proporcionar de forma gratuita a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria; como son

- Histórico de consumos de energía y potencia en Horas Punta y Horas Fuera de Punta
- Precios vigentes de los cargos de facturación por opción tarifaria, de ser el caso, los mismos que deben ser elaborados en forma tabular.

En particular las concesionarias deberán preparar y entregar a los usuarios al momento de iniciar el trámite de solicitud de un nuevo suministro o cuando el usuario lo solicite para analizar un cambio de opción tarifaria, una guía práctica o folleto explicativo, el cual debe resumir como mínimo los siguientes aspectos.

- a. Para usuarios que soliciten suministros con potencias a contratar mayores a 20 kW :
  - Una descripción breve de las opciones tarifarias disponibles por nivel de tensión, incluyendo las características del sistema de medición de cada opción tarifaria.
  - Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
  - Ejemplos simples de facturación para cada opción tarifaria.
- b. Para usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a 20 kW, para usos que no sea residencial.
  - Una descripción breve de las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5E y BT6.

- Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).

- Ejemplos simples de facturación para cada una de las 4 opciones tarifarias.

c. Para los usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a 10 kW, para usos que sean residenciales.

- Una descripción breve de la opción tarifaria.

Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).

- Ejemplos simples de facturación.

En la Tabla N° 2.1, se presentan las Opciones Tarifarias y un resumen de las condiciones de aplicación de cada opción para efectuar un análisis posterior y determinar la mejor opción tarifaria.

- **Tarifa BT2 y MT2**

Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias.

Se recomienda para usuarios con consumos mínimos de demanda en las horas punta

- **Tarifa BT3 y MT3**

Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia, de acuerdo a la calificación del cliente: en Punta (MT3A) o Fuera de Punta (MT3B).

Para usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 h. al día o para aquellos cuyo horario de trabajo, inicia en horas de la mañana y concluye pasada las 18:00 hrs.

La calificación del cliente se efectúa según el grado de utilización de la potencia en las Horas de Punta o Fuera de Punta. El consumo será calificado como "de punta", cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5 entendiéndose por demanda media en horas de punta al consumo de energía durante dichas horas dividida por el número de horas de punta.

Si no fuera así, el suministro es calificado como "Fuera de Punta". Obviamente los costos unitarios por demanda son menores para los clientes FP.

- **Tarifa BT4 y MT4**

Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia, calificándose al cliente al igual que en la tarifa MT3 como presente o fuera de punta.

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de energía es intensivo en el periodo de horas punta.

- **Tarifa BT5**

Tarifa en Baja Tensión con simple medición de energía para clientes cuya máxima demanda no exceda los 20 kW.

La Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, respecto a la vigencia de las opciones tarifarias establece lo siguiente :

- Artículo 8º Numeral 8.1 : La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo mínimo de un año.

Tabla Nº 2.1 Opciones tarifarias en Media Tensión

| Opción Tarifaria     | Sistemas y Parámetros de Medición   | Cargos de Facturación   |
|----------------------|---|---|
| <b>MEDIA TENSION</b> |   |   |
| <b>MT2</b>           | <b>Medición de 2 energías Activas y 2 Potencias Activas (2E2P)</b><br><br>Energía : Punta y Fuera de Punta<br>Potencia : Punta y Fuera de Punta<br><br>Medición de energía Reactiva<br><br>Modalidad de facturación de Potencia Activa Variable   | a) Cargo fijo mensual<br>b) Cargo por Energía Activa en HP<br>c) Cargo por Energía Activa en HFP<br>d) Cargo por Potencia Activa de Generación en Horas de Punta<br>e) Cargo por Potencia Activa por uso de las Redes de Distribución en Horas Punta<br>f) Cargo por exceso de Potencia Activa por uso de las Redes de Distribución en HFP<br>g) Cargo por Energía Reactiva |
| <b>MT3</b>           | <b>Medición de 2 Energías Activas y 1 Potencia Activa (2E1P)</b><br><br>Energía : Punta y Fuera de Punta<br>Potencia : Máxima de mes<br><br>Medición de energía Reactiva<br><br>Modalidad de facturación de Potencia Activa Variable<br><br>Calificación de Potencia<br>- P : Usuario Presente en Punta<br>- FP : Usuario Presente Fuera de Punta | a) Cargo fijo mensual<br>b) Cargo por Energía Activa en HP<br>c) Cargo por Energía Activa en HFP<br>d) Cargo por Potencia Activa de Generación<br>e) Cargo por Potencia Activa por uso de las Redes de Distribución<br>f) Cargo por Energía Reactiva  |
| <b>MT4</b>           | <b>Medición de 1 Energía Activa y 1 Potencia Activa (1E1P)</b><br><br>Energía : Total del mes<br>Potencia : Máxima de mes<br><br>Medición de energía Reactiva<br><br>Modalidad de facturación de Potencia Activa Variable<br><br>Calificación de Potencia<br>- P : Usuario Presente en Punta<br>- FP : Usuario Presente Fuera de Punta            | a) Cargo fijo mensual<br>b) Cargo por Energía Activa<br>c) Cargo por Potencia Activa de Generación<br>d) Cargo por Potencia Activa por uso de las Redes de Distribución<br>e) Cargo por Energía Reactiva  |

- Artículo 8º Numeral 8.2: La empresa de distribución eléctrica informará al usuario de opción tarifaria con medición de potencia y energía, la finalización de la vigencia de la

opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario.

- Artículo 9º Numeral 9.1: El usuario podrá cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de aquella, cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada. Por lo tanto, en un período de un año, el usuario solo puede tener como máximo dos opciones tarifarias diferentes.

## 2.5 Diferencias de costos de Energía y Potencia de Opciones Tarifarias en MT

### □ Opción Tarifaria MT2

Cargos de potencia:

- Potencia en punta (Pp)
- Potencia por exceso fuera de punta (Pfp)

El costo de la potencia en punta representa 3,6 veces el costo de la potencia FP.

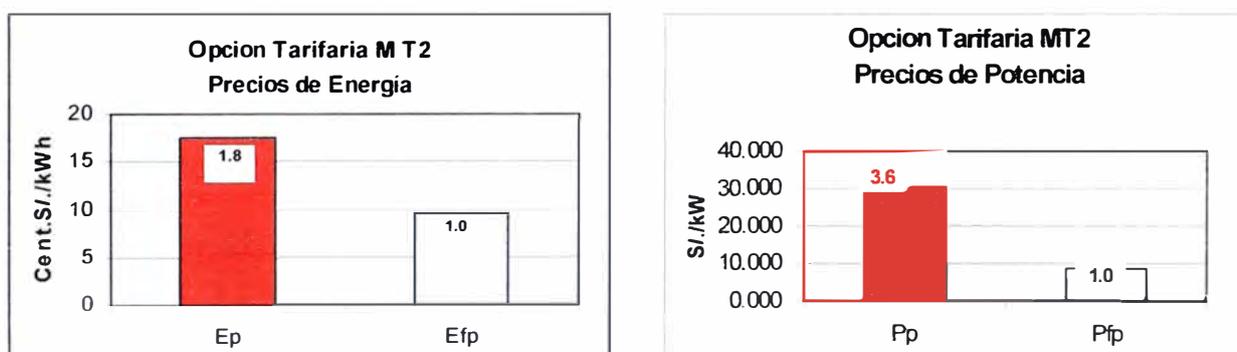


Fig. N° 2.1 Diferencias de costos de Energía y Potencia Opción Tarifaria MT2

En la figura N° 2.1, se muestra que la diferencia de los costos de potencia y energía por horarios de consumo (Punta P y Fuera de Punta FP) de esta opción tarifaria son muy significativas, lo que crea incentivos para que los clientes hagan un uso más adecuado de la energía y reduzcan sus facturas. Nótese que si se consume menos en horas punta y más en horas fuera de punta se obtendrán importantes ahorros en las facturas.

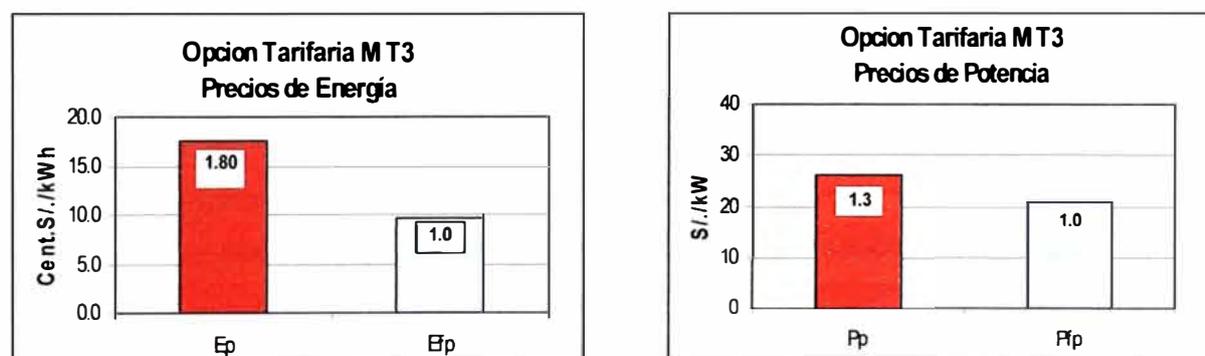


Fig. N° 2.2 Diferencias de costos de Energía y Opción Tarifaria MT3

### □ Opción Tarifaria MT3

Permite facturar:

- Energía de punta (Ep)
- Energía fuera de punta (Efp)
- Potencia (“presente en punta” o “presente en fuera de punta”)

Donde el cargo por potencia corresponde a un costo promedio del uso de la potencia en los periodos de P y FP, así el cliente es calificado como presente en punta cuando el cociente entre la demanda media del cliente en HP y su DM es mayor o igual a 0,5.

Esta opción tarifaria se muestra en la Fig. N° 2.2 .

### □ Opción Tarifaria MT4

En el caso de la opción MT4, se factura la energía total del mes y se distingue entre la potencia en punta y fuera de punta bajo calificación, utilizando el mismo criterio que en la opción MT3. Según se muestra en la Fig. N° 2.3

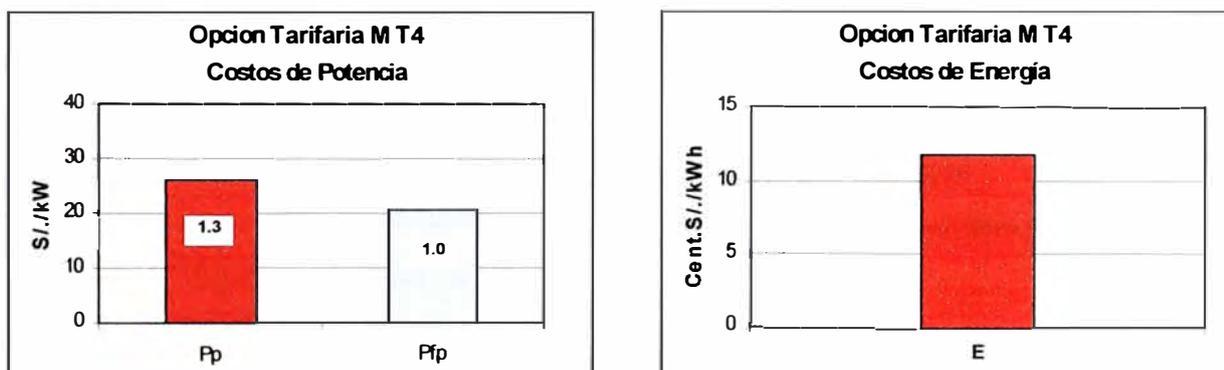


Fig. N° 2.3 Diferencias de costos de Energía y Potencia Opción Tarifaria MT4

## 2.6 Modalidades de Facturación de Potencia

Además de la elección de las Opciones Tarifarias, el cliente puede decidir entre dos modalidades de facturación de la potencia requerida. Las dos modalidades existentes son:

### • Potencia contratada

Cada cliente puede solicitar a la empresa distribuidora que le garantice un nivel de potencia contratada máximo durante el año de vigencia de cada opción tarifaria.

La responsabilidad de las empresas distribuidora se limita a este nivel máximo contratado. El nivel de potencia contratada se factura en forma constante para todos los meses.

Alternativamente, el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de la máxima. En tal caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador, especificado por ella misma, el que ser de cargo del cliente.

- **Potencia variable**

Se define como la potencia promedio de las dos mayores demandas de los últimos seis meses.

Así, con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un período anual móvil.

## **2.7 Criterios Básicos de Selección de Opción Tarifaria**

Para clientes industriales y/o comerciales es posible establecer diez criterios básicos para la selección de la opción tarifaria más apropiada, estas son:

- Conocer el proceso productivo, o sea, determinar cual es la naturaleza de la actividad del cliente a fin de establecer la intensidad de su consumo de electricidad a lo largo del día.
- Programar el funcionamiento de las máquinas y equipos que permita un uso eficaz de la potencia, con el fin de que la contratación de la misma no exceda la capacidad de uso del cliente.
- Programar el proceso productivo de tal forma que el consumo entre las 18.00 p.m. y 23.00 p.m. sea mínimo.
- Verificar que la opción tarifaria seleccionada sea la más económica.
- La potencia contratada debe corresponder a la potencia máxima simultánea, es decir, a la máxima potencia utilizada por el cliente.
- Evaluar su conexión en media tensión.
- Evaluar la posibilidad de realizar contratos estacionales.
- Evaluar la posibilidad de contar con más de un suministro cuando es posible identificar procesos totalmente independientes.
- Evaluar la estadística de consumos.
- Considerar otras alternativas de suministro para horas punta (grupo térmico).

## CAPITULO III MEDICIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Todas las mediciones se hicieron en el lado de Baja Tensión de las SSEE, con los bancos de condensadores conectados y en operación.

### 3.1 Tensión

La tensión nominal de los transformadores es 230 V y las tolerancias según NTCSE son:

Límite superior + 5 % de la tensión nominal, o sea  $230 \text{ V} \times (1 + 5,00 / 100) = 241,5 \text{ V}$

Límite inferior - 5 % de la tensión nominal, o sea  $230 \text{ V} \times (1 - 5,00 / 100) = 218,5 \text{ V}$

#### Mediciones de Tensión

Subestación Nº 1

- Tensión mínima : 221 Voltios
- Tensión máxima : 231 Voltios

Subestación Nº 2

- Tensión mínima: 229 Voltios
- Tensión máxima: 242 Voltios

Se puede observar que los niveles de tensión están dentro de los límites establecidos por las normas técnicas de calidad de servicio eléctrico, salvo una de las medidas que excede el límite superior, pero no es significativo. El valor de tensión máxima de 242 V es irrelevante porque ocurre en un periodo muy pequeño, mas adelante se analizan los valores instantáneos de la tensión para definir si la concesionaria LUZ DEL SUR, está cumpliendo con las normas en cuanto a calidad de energía que brinda.

### 3.2 Corriente de Línea

Subestación Nº 1

- |                        |                       |                         |
|------------------------|-----------------------|-------------------------|
| • $I_{L1MAX}$ : 1237 A | • $I_{L1MIN}$ : 182 A | • $I_{L1PROM}$ : 1200 A |
| • $I_{L2Max}$ : 1142 A | • $I_{L1MIN}$ : 190 A | • $I_{L1PROM}$ : 1110 A |
| • $I_{L3MAX}$ : 1238 A | • $I_{L1MIN}$ : 184 A | • $I_{L1PROM}$ : 1210 A |

Subestación Nº 2

- |                        |                       |                        |
|------------------------|-----------------------|------------------------|
| • $I_{L1MAX}$ : 1143 A | • $I_{L1MIN}$ : 332 A | • $I_{L1PROM}$ : 886 A |
| • $I_{L2Max}$ : 1258 A | • $I_{L1MIN}$ : 324 A | • $I_{L1PROM}$ : 873 A |
| • $I_{L3MAX}$ : 926 A  | • $I_{L1MIN}$ : 342 A | • $I_{L1PROM}$ : 816 A |

### 3.3 Factor de Potencia

En las Tablas Nos. 3.1 y 3.2 se muestran los valores del  $\cos \Phi$ , de las SS.EE. 1 y 2

Tabla N° 3.1 Valores del factor de potencia Subestación N° 1

|        | $f_{p_{L1}}$ | $f_{p_{L2}}$ | $f_{p_{L3}}$ |
|--------|--------------|--------------|--------------|
| Máximo | + 1,00       | + 1,00       | + 1,00       |
| Mínimo | + 0,90       | + 0,91       | + 0,86       |

Tabla N° 3.2 Valores del factor de potencia Subestación N° 2

|        | $f_{p_{L1}}$ | $f_{p_{L2}}$ | $f_{p_{L3}}$ |
|--------|--------------|--------------|--------------|
| Máximo | + 0,97       | + 0,98       | + 0,99       |
| Mínimo | + 0,87       | + 0,80       | + 0,87       |

### 3.4 Resistencia de Aislamiento (Fugas a Tierra)

Mediante un megómetro de 500 Voltios se midió la resistencia de aislamiento de los conductores eléctricos, de las instalaciones internas de cada subestación desde los tableros de distribución, para detectar pérdidas de energía por fugas a tierra.

Los resultados se muestran a continuación:

#### Subestación N° 1

- Fase R : 0.30 M $\Omega$
- Fase S : 0.25 M $\Omega$
- Fase T : 0.22 M $\Omega$  - Fugas a tierra

#### Subestación N° 2

- Fase R : 0.25 M $\Omega$
- Fase S : 0.15 M $\Omega$  - Fugas a tierra
- Fase T : 0.20 M $\Omega$  - Fugas a tierra

De acuerdo a lo establecido en la norma NTP 370.304.2002 [3], los resultados de la medición, en las S.E. N° 1 y S.E. N° 2, muestran que existen pérdidas de energía eléctrica por FUGAS A TIERRA, que incrementan el consumo facturado, constituyendo un riesgo de sufrir accidentes lo que representa uno de los problemas detectados en el presente estudio de las instalaciones eléctricas del mercado de Ciudad de Dios.

### 3.5 Mediciones de Potencia

#### Subestación N° 1 $\cos \Phi$ 0.93

- La Potencia nominal es 800 kVA (744 kW)
- La demanda máxima abastecida es 433 kW
- Se tiene una potencia disponible (reserva) de 311 KW

**Subestación N° 2**  $\cos \Phi$  0.88

- La Potencia nominal es 500 kVA (440 kW)
- La demanda máxima abastecida es 327 kW
- Se tiene una potencia disponible (reserva) de 113 kW.

Se han observado los siguientes valores importantes en las Subestaciones N° 1 y 2, medidos en las fechas que se indican en las siguientes tablas.

Tabla N° 3.3 Valores promedio máximos de potencia en SE-1

| Fecha y hora del registro | Potencia activa trifásica | Potencia reactiva inductiva trifásica | Potencia aparente trifásica |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| 13/03/2010<br>19:00:00    | <b>422 kW</b>             | 170 kVAR                              | <b>460 kVA</b>              |
| 13/03/2010<br>18:40:00    | 415 kW                    | <b>173 kVAR</b>                       | 455 kVA                     |

Tabla N° 3.4 Valores promedio máximos de potencia en SE-2

| Fecha y hora del registro | Potencia activa trifásica | Potencia reactiva inductiva trifásica | Potencia aparente trifásica |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| 12/03/2010<br>11:10:00    | <b>306 kW</b>             | 162 kVAR                              | <b>348 kVA</b>              |
| 13/03/2010<br>11:50:00    | <b>306 kW</b>             | 161 kVAR                              | 345 kVA                     |

Tabla N° 3.5 Valores máximos de potencia instantáneos en la SE-1

| Fecha y hora del registro | Potencia activa trifásica | Potencia reactiva inductiva trifásica | Potencia aparente trifásica |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| 13/03/2010<br>19:00:00    | <b>433 kW</b>             | 174 kVAR                              | <b>472 kVA</b>              |
| 14/03/2010<br>09:40       | 307 kW                    | <b>251 kVAR</b>                       | 374 kVA                     |

Tabla N° 3.6 Valores máximos de potencia instantáneos en la SE-2

| Fecha y hora del registro | Potencia activa trifásica | Potencia reactiva inductiva trifásica | Potencia aparente trifásica |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| 14/03/2010<br>09:40:00    | <b>327 kW</b>             | <b>277 kVAR</b>                       | <b>397 kVA</b>              |

Tabla N° 3.7 Valores promedio máximo y mínimo de factor de potencia en la SE-1

| Valores del factor de potencia. |           |           |           |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                                 | $fp_{L1}$ | $fp_{L2}$ | $fp_{L3}$ |
| Máximo                          | + 1,00    | + 1,00    | + 1,00    |
| Mínimo                          | + 0,87    | + 0,90    | + 0,80    |

Tabla N° 3.8 Valores promedio máximo y mínimo de factor de potencia en la SE-2

| Valores del factor de potencia. |           |           |           |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                                 | $fp_{L1}$ | $fp_{L2}$ | $fp_{L3}$ |
| Máximo                          | + 0,97    | + 0,99    | + 0,99    |
| Mínimo                          | + 0,83    | + 0,79    | + 0,81    |

Tabla N° 3.9 Día con mayor consumo de energía eléctrica en la SE-1

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| Fecha                      | 13/03/2010 |
| Energía activa             | 413 kW·h   |
| Energía reactiva inductiva | 169 kVAr·h |

Tabla N° 3.10 Día con mayor consumo de energía eléctrica en la SE-2

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| Fecha                      | 13/03/2010 |
| Energía activa             | 302 kW·h   |
| Energía reactiva inductiva | 163 kVAr·h |

### 3.6 Resultados Gráficos

Se ha utilizado el analizador de redes marca CIRCUTOR, para medir y observar instantáneamente los siguientes parámetros eléctricos: Tensión, Potencia activa, Potencia reactiva, Potencia aparente trifásica y factor de Potencia en cada una de las subestaciones, como se muestran a continuación en los Gráficos, desde la Fig. 3.1 hasta la Fig. 3.30.

Los valores obtenidos son los indicadores del estado de operación de los componentes principales del sistema eléctrico. Estos valores son afectados principalmente por el trabajo y utilización de los diversos equipos consumidores, por lo tanto, el análisis efectuado reflejará las condiciones de funcionamiento de las instalaciones en los días que se realizaron las mediciones.

## GRAFICOS DE MEDICIONES EFECTUADAS EN S.E. N° 1 Y S.E. N° 2

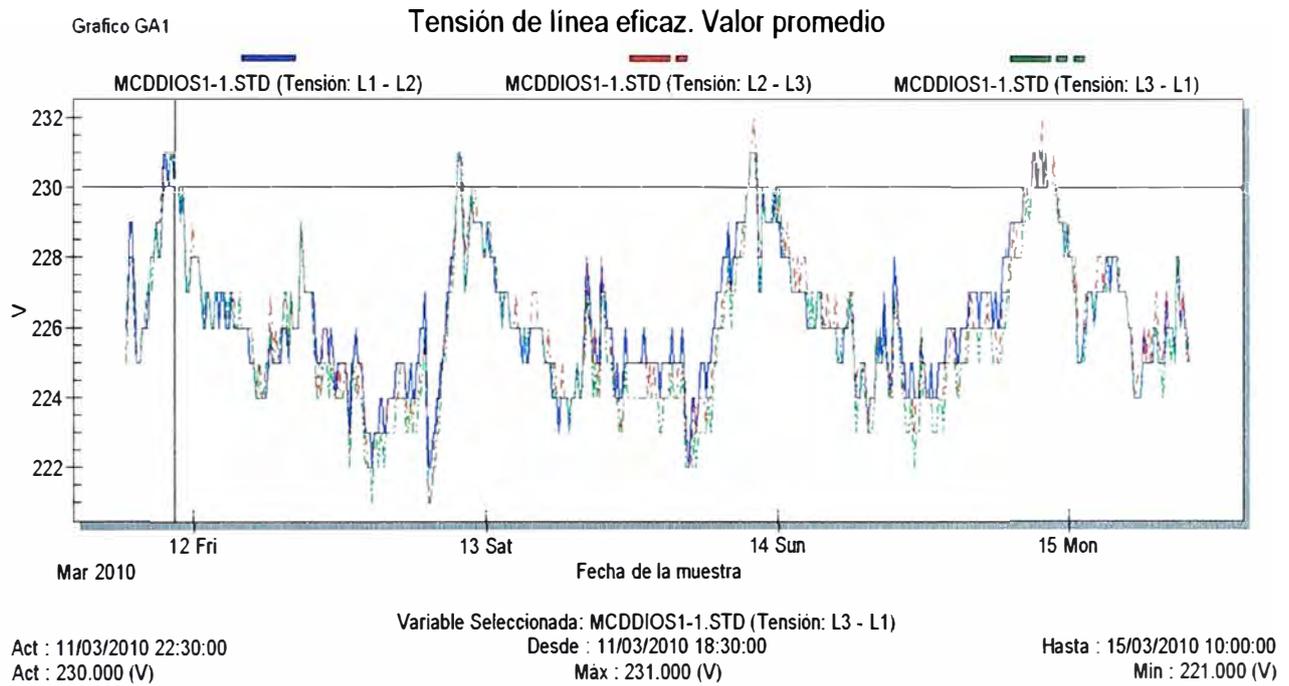


Fig. 3.1 S.E. 1 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Promedio

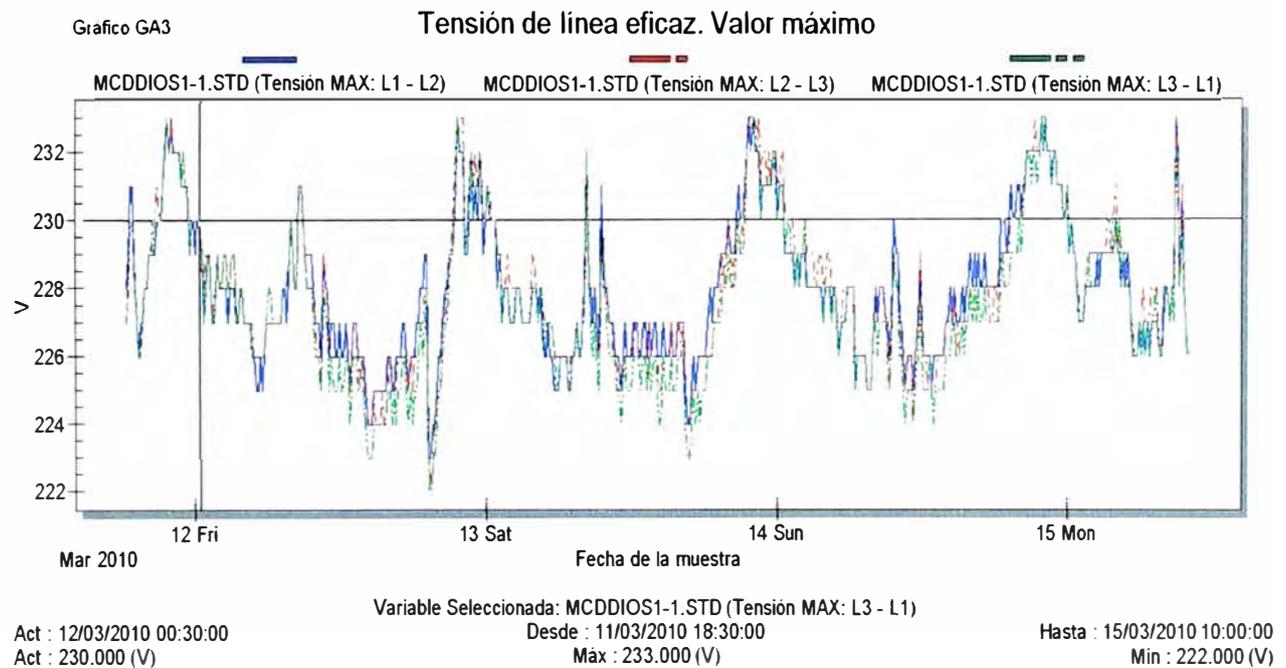


Fig. 3.2 S.E. 1 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Máximo

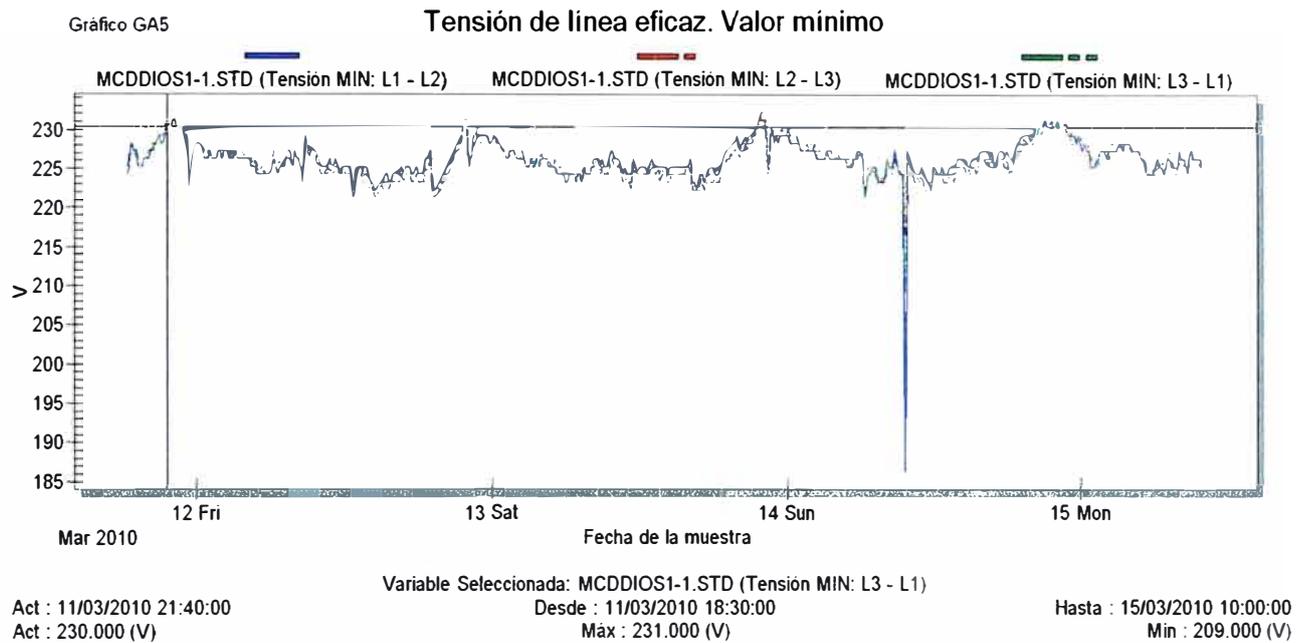


Fig. 3.3 S.E. 1 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Mínimo

En los gráficos de Tensión se observa una considerable variación de la tensión en las horas de un día, incluso se puede observar algunos picos instantáneos (flicker), ocurrido el lunes 15 de marzo del 2010.

Asimismo ocurrió un disturbio instantáneo el día domingo 14 de marzo que bajo la tensión muy por debajo del nominal

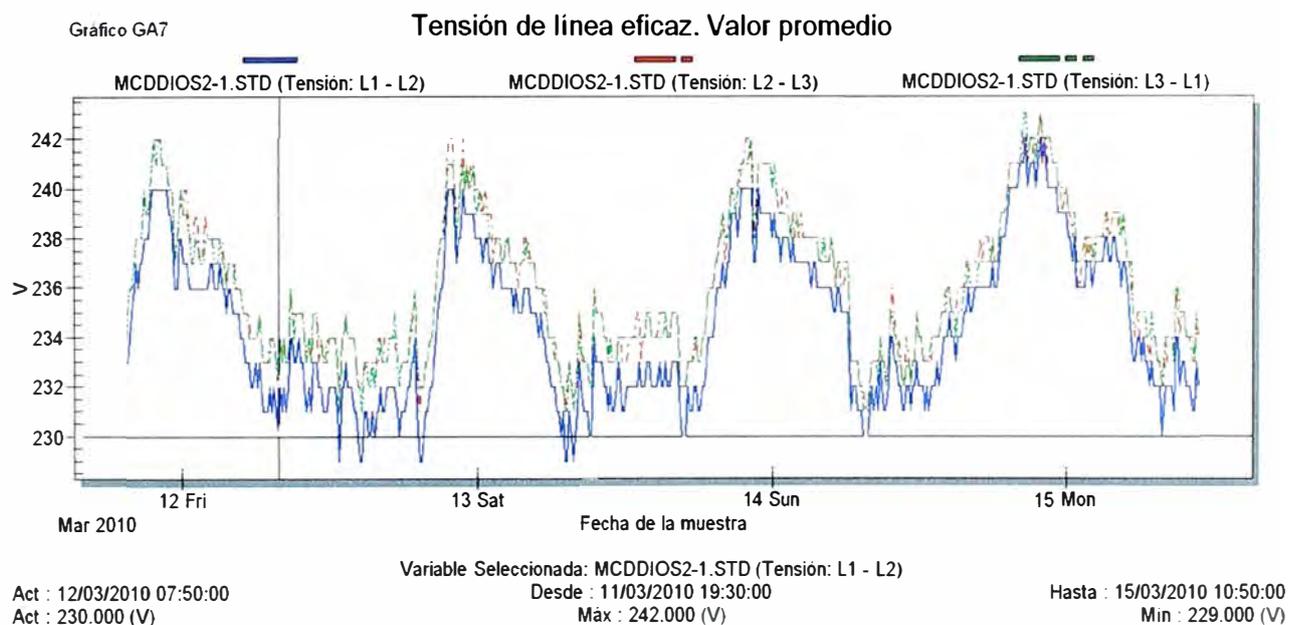


Fig. 3.4 S.E. 2 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Promedio

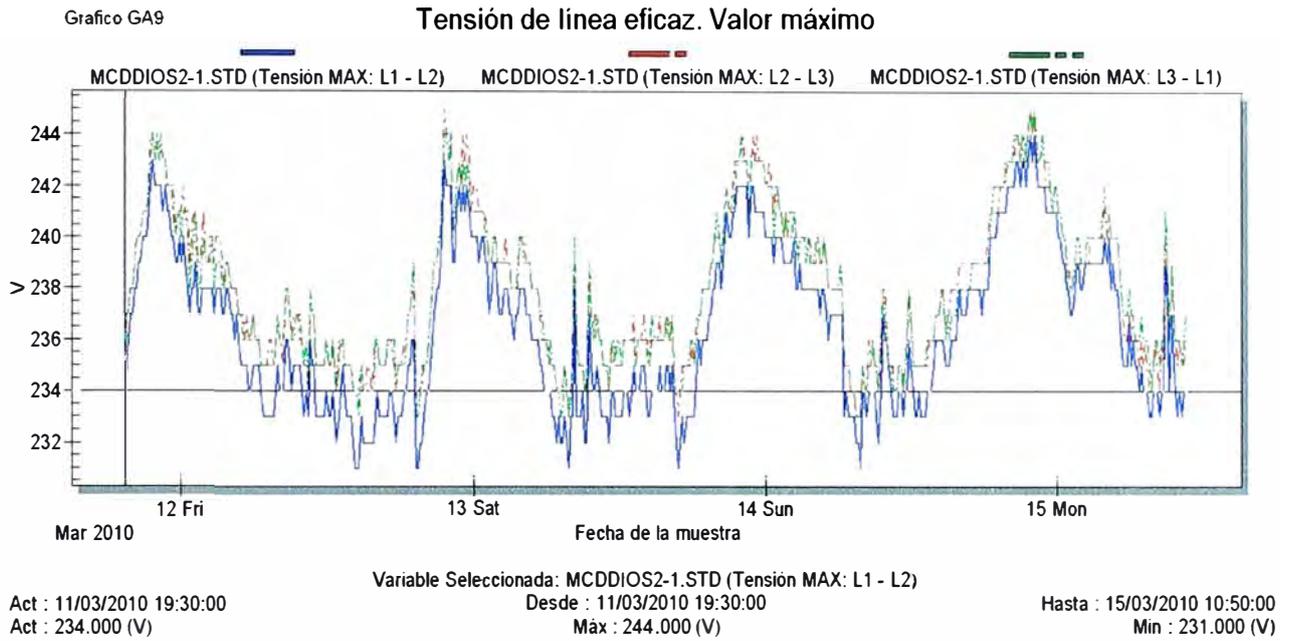


Fig. 3.5 S.E. 2 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Máximo

En la S.E. 2, del mercado se observa que el nivel de tensión en general es mayor que la de la subestación N° 1, esto se debe a que esta subestación no tiene menor carga conectada a su circuitos de salida, por lo que incluso tiene mayor potencia de reserva de acuerdo a su potencia instalada (500 kVA).

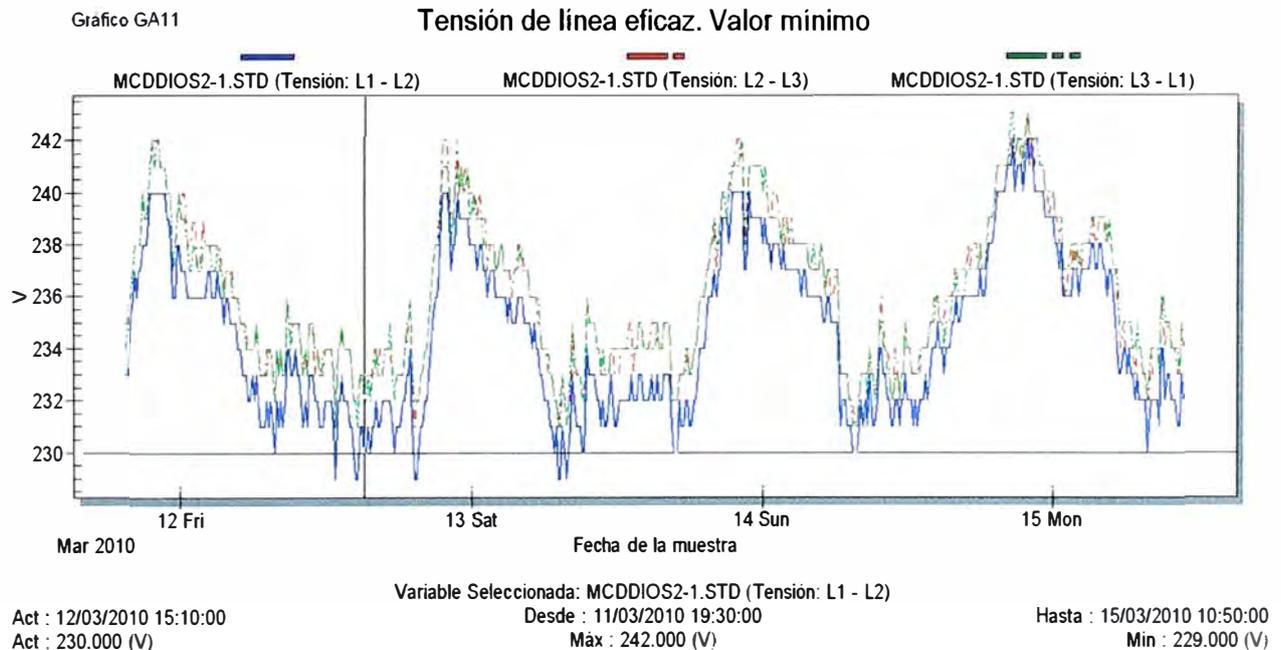


Fig. 3.6 S.E. 2 Medición de Tensión de Línea Eficaz – Valor Mínimo

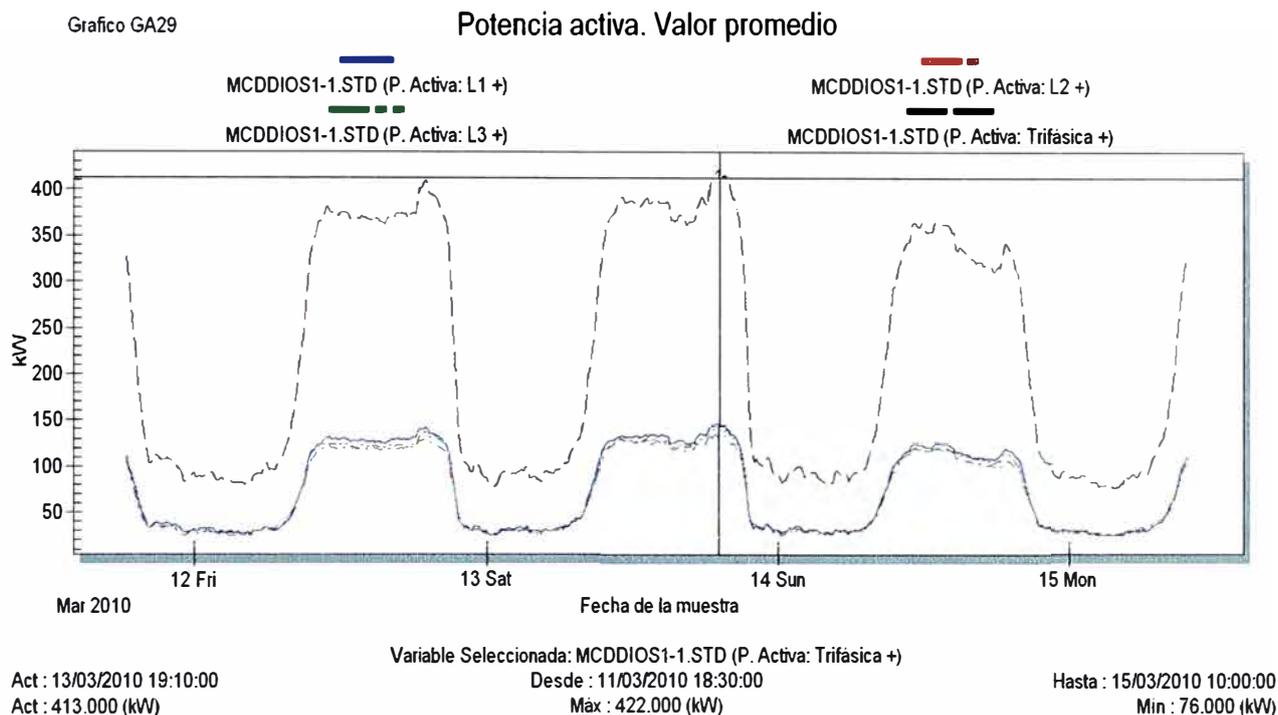


Fig. 3.7 S.E. 1 Medición de Potencia Activa – Valor Promedio

En cuanto a la potencia activa se puede observar en la Fig. 3.7, que el sistema eléctrico trifásico es esta equilibrado, pues durante los días analizados sus valores registrados de potencia activa por fase siguen uno al otro.

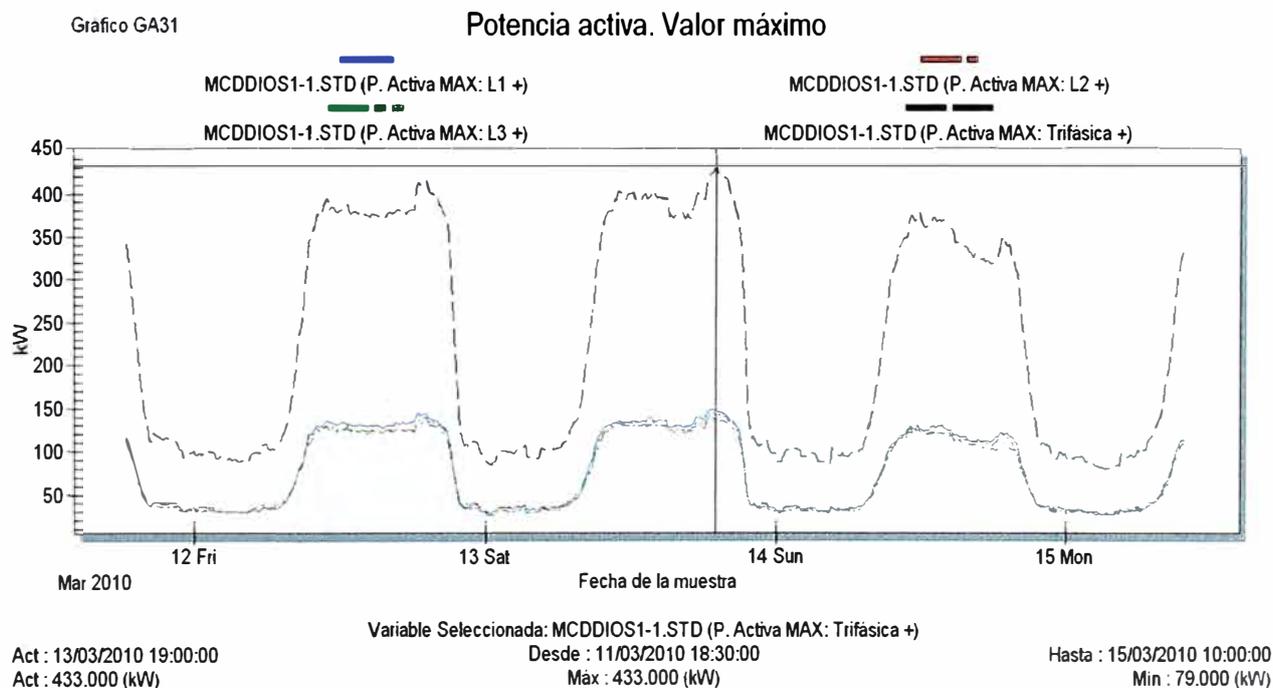


Fig. 3.8 S.E. 1 Medición de Potencia Activa – Valor Máximo

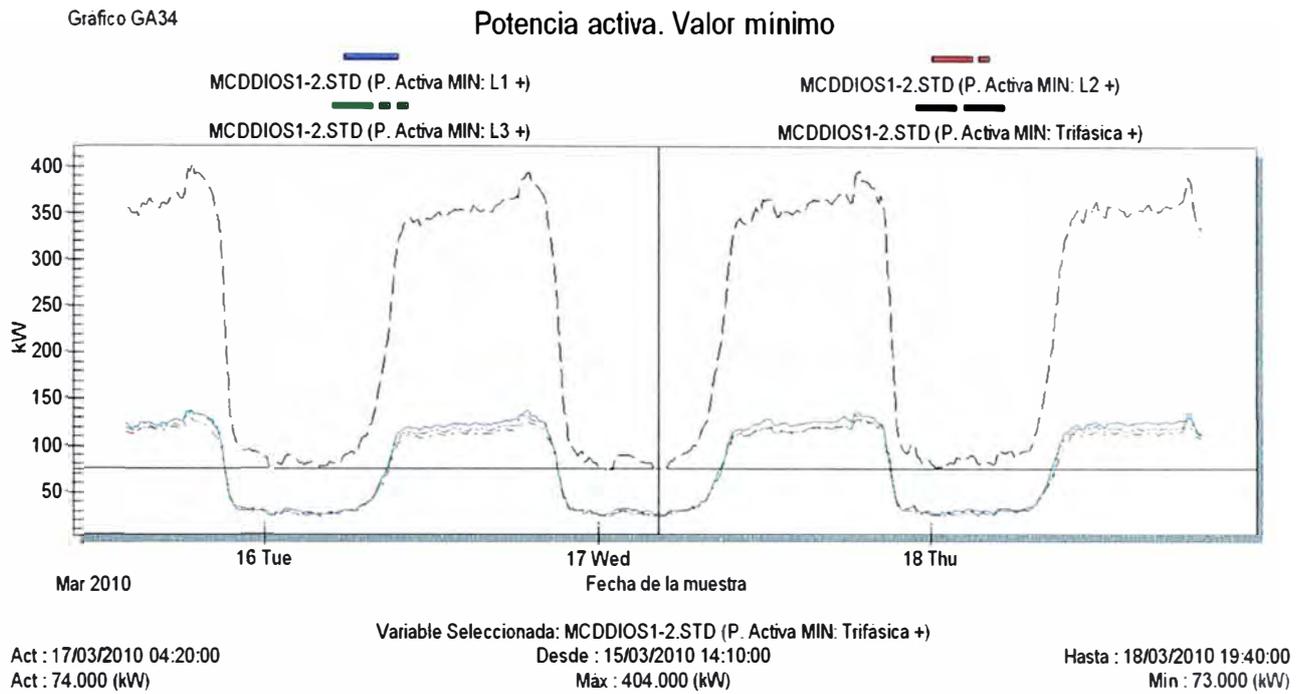


Fig. 3.9 S.E. 1 Medición de Potencia Activa – Valor Mínimo

Las potencias activas tanto por fase, como valor por Línea resultan menores que las potencias de la subestación (potencia instalada) por lo que se tiene amplia reserva para futuras cargas futuras.

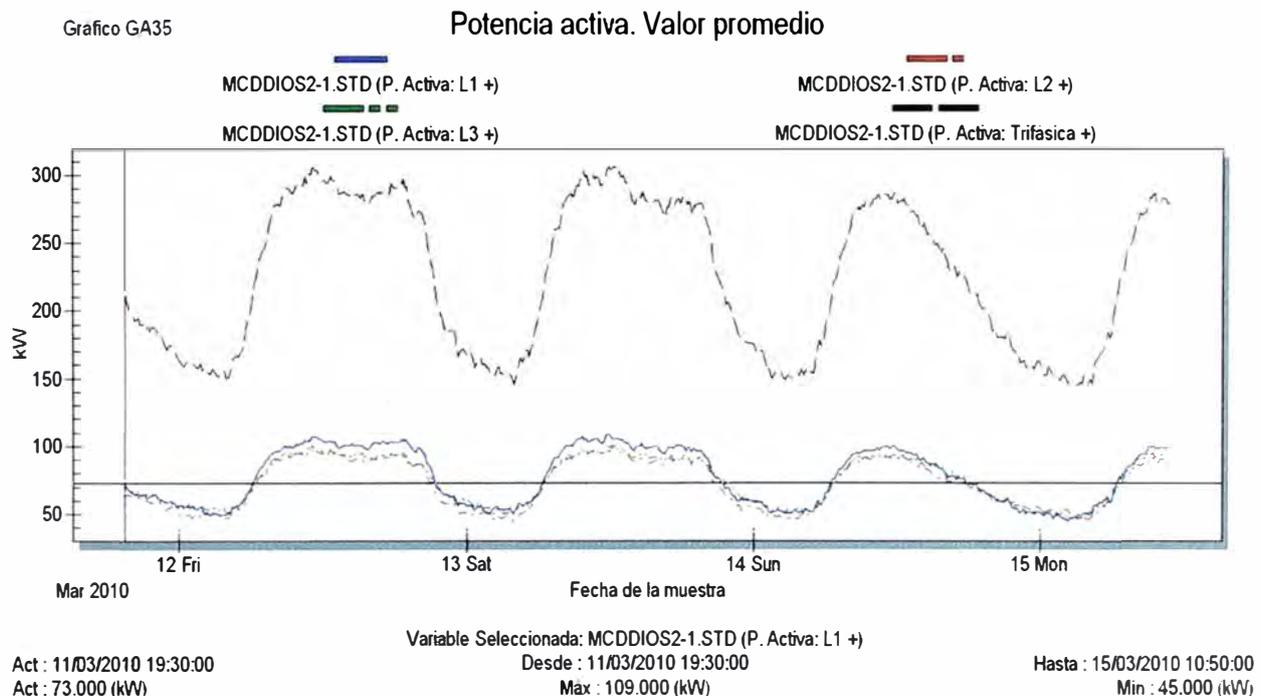


Fig. 3.10 S.E. 2 Medición de Potencia Activa – Valor Promedio

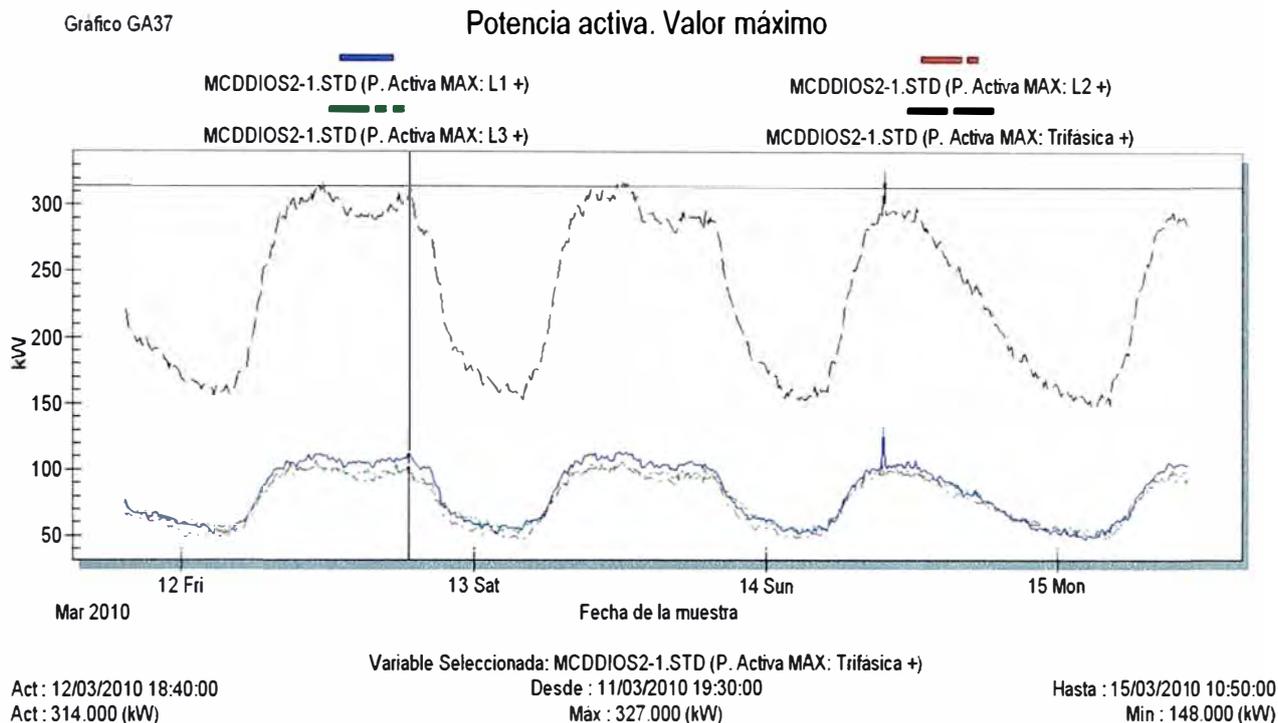


Fig. 3.11 S.E. 2 Medición de Potencia Activa – Valor Máximo

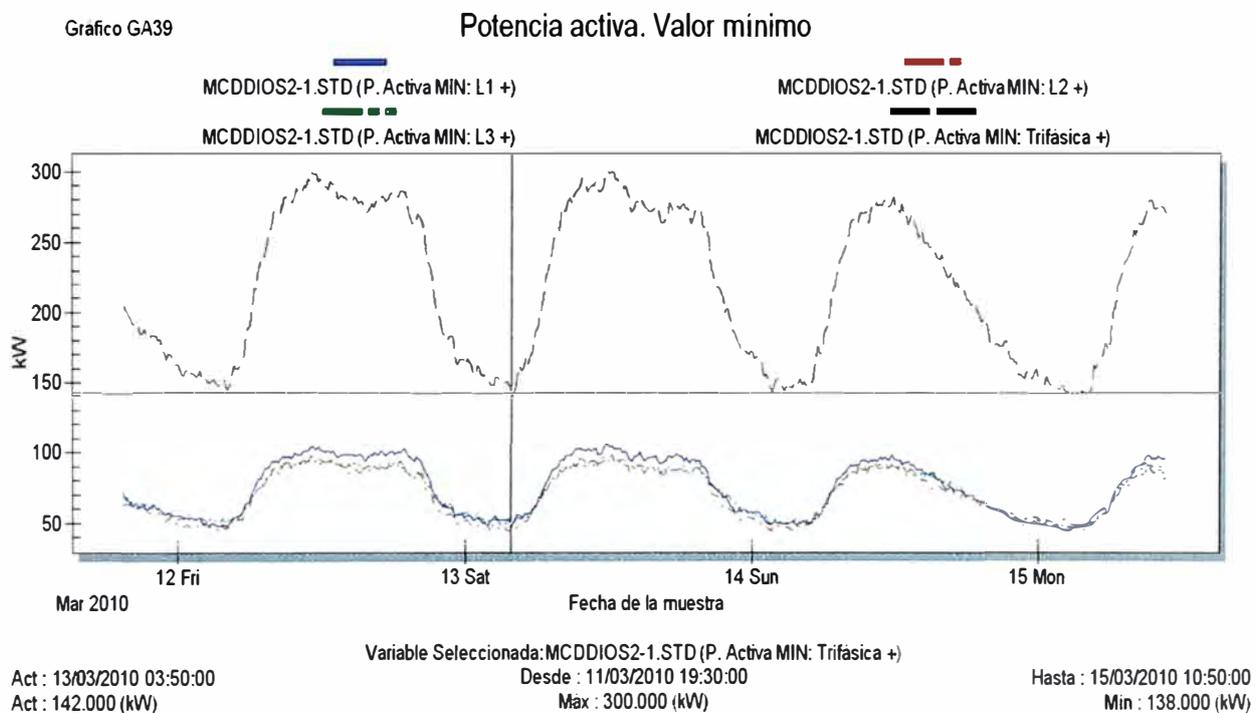


Fig. 3.12 S.E. 2 Medición de Potencia Activa – Valor Mínimo

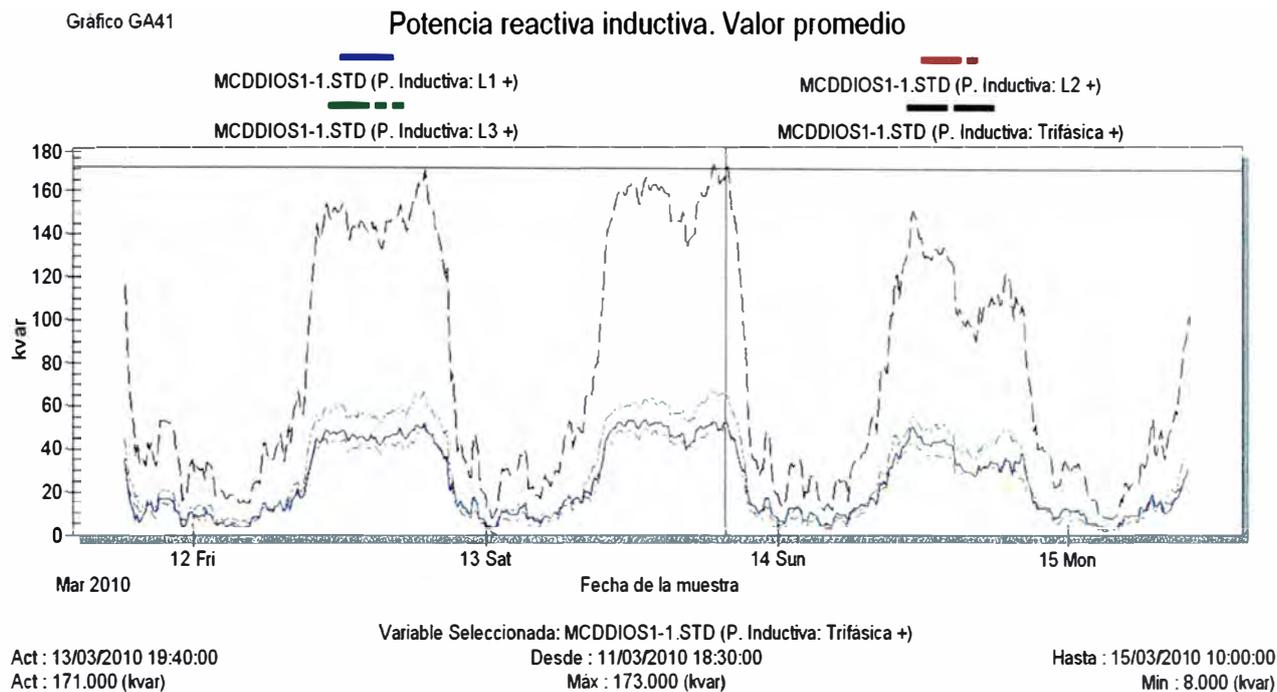


Fig. 3.13 S.E. 1 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Promedio

Se observa en los gráficos de las fig. 3.13 a 3.16, que los valores de la potencia reactiva es significativo (170 kVAR) comparado con la potencia activa, por lo que el factor de potencia es bajo y se recomienda mantenimiento del banco de condensadores de la Subestación N° 1

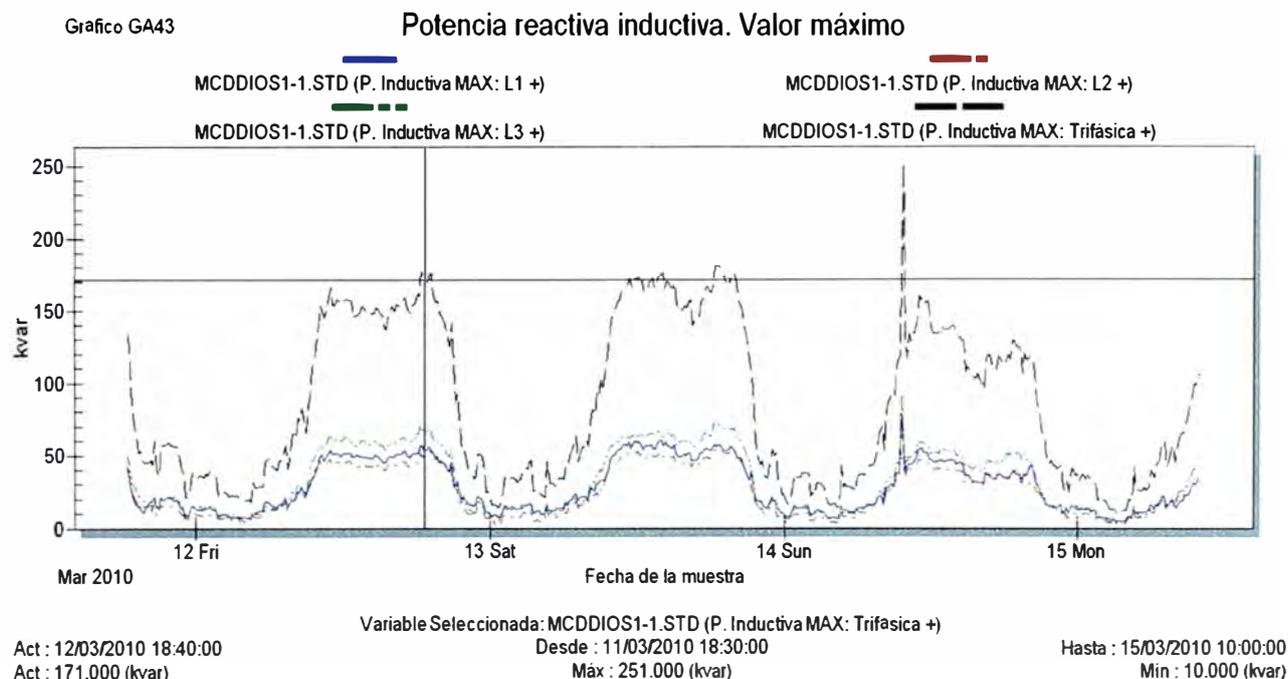


Fig. 3.14 S.E. 1 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Máximo

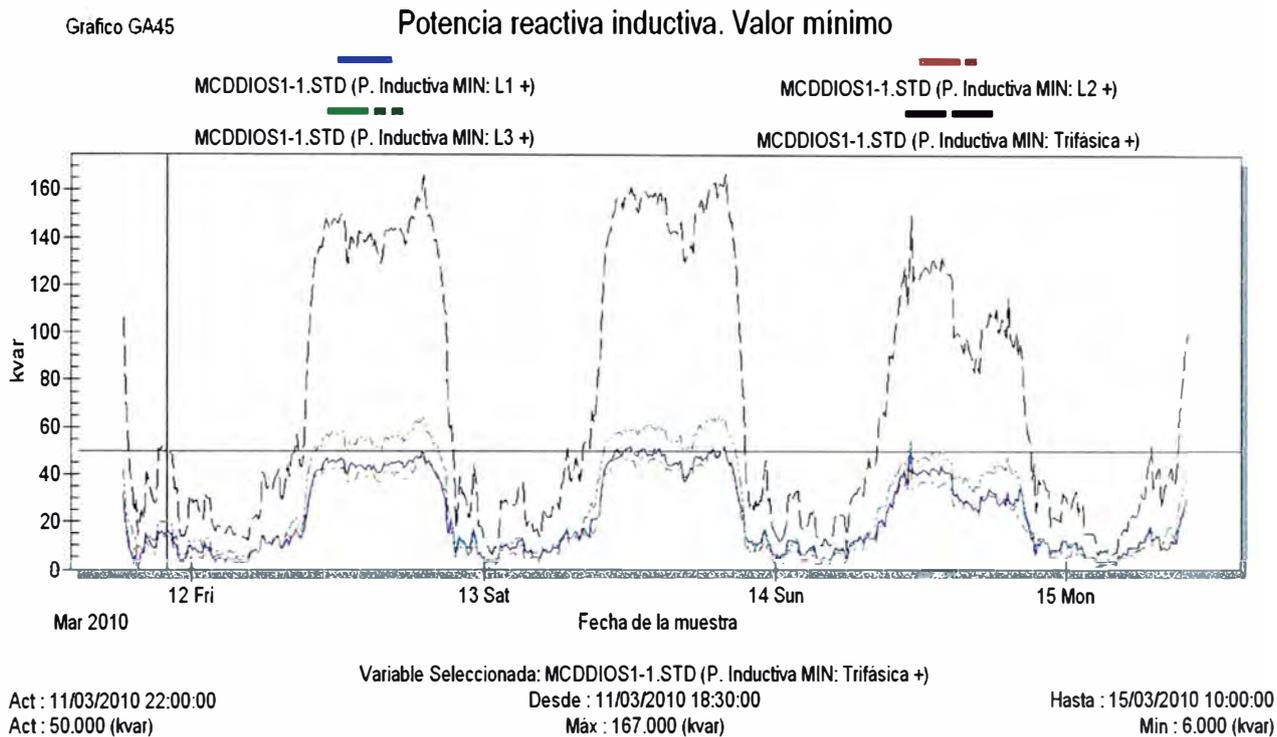


Fig. 3.15 S.E. 1 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Mínimo

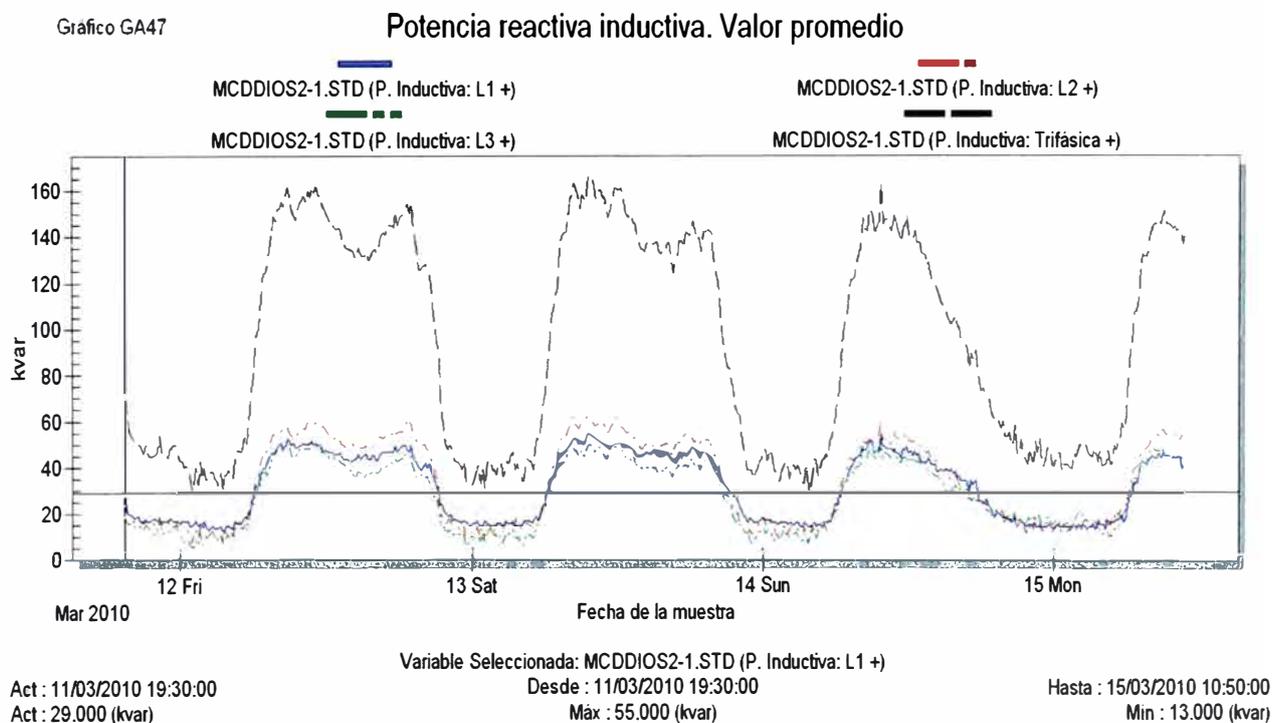


Fig. 3.16 S.E. 2 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Promedio

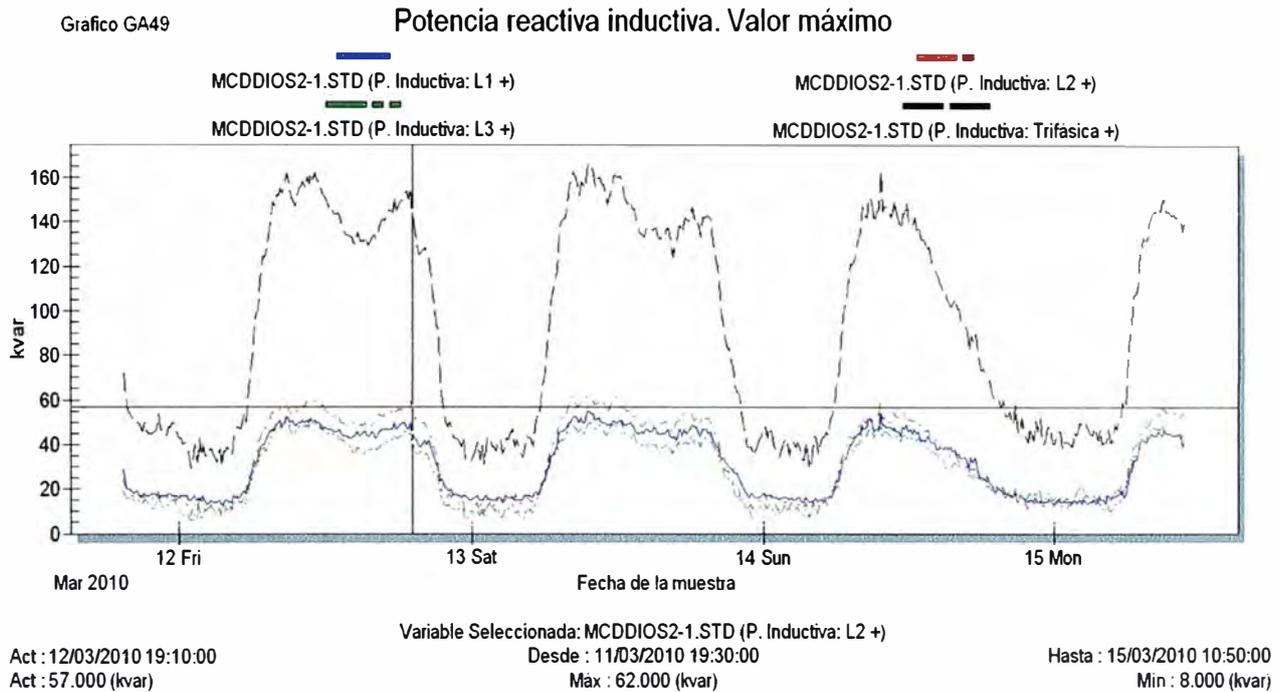
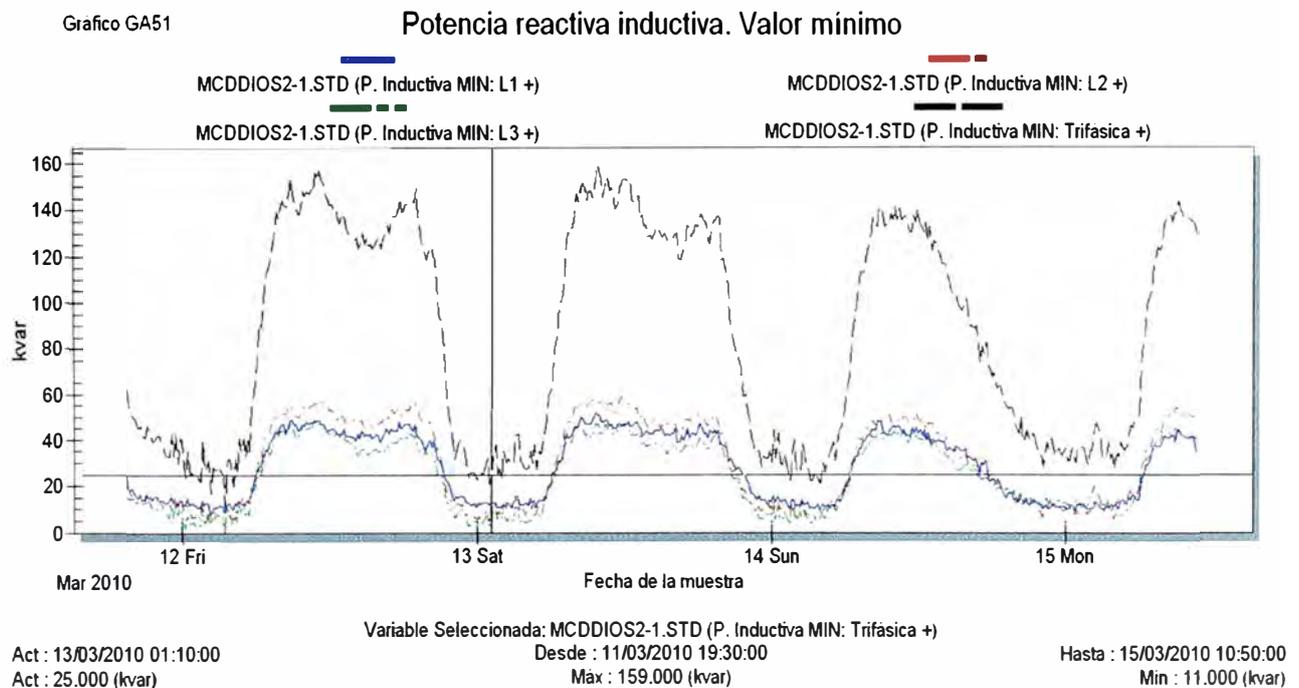


Fig. 3.17 S.E. 2 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Máximo

En las Figuras 3.16, 3.17 y 3.18 correspondiente a los gráficos de la potencia reactiva de la subestación N° 2, se tiene el mismo problema que en la subestación N° 1, es decir; falta de compensación reactiva debido que en este caso se tiene un condensador deteriorado.



3.18 S.E. 2 Medición de Potencia Reactiva Inductiva – Valor Mínimo

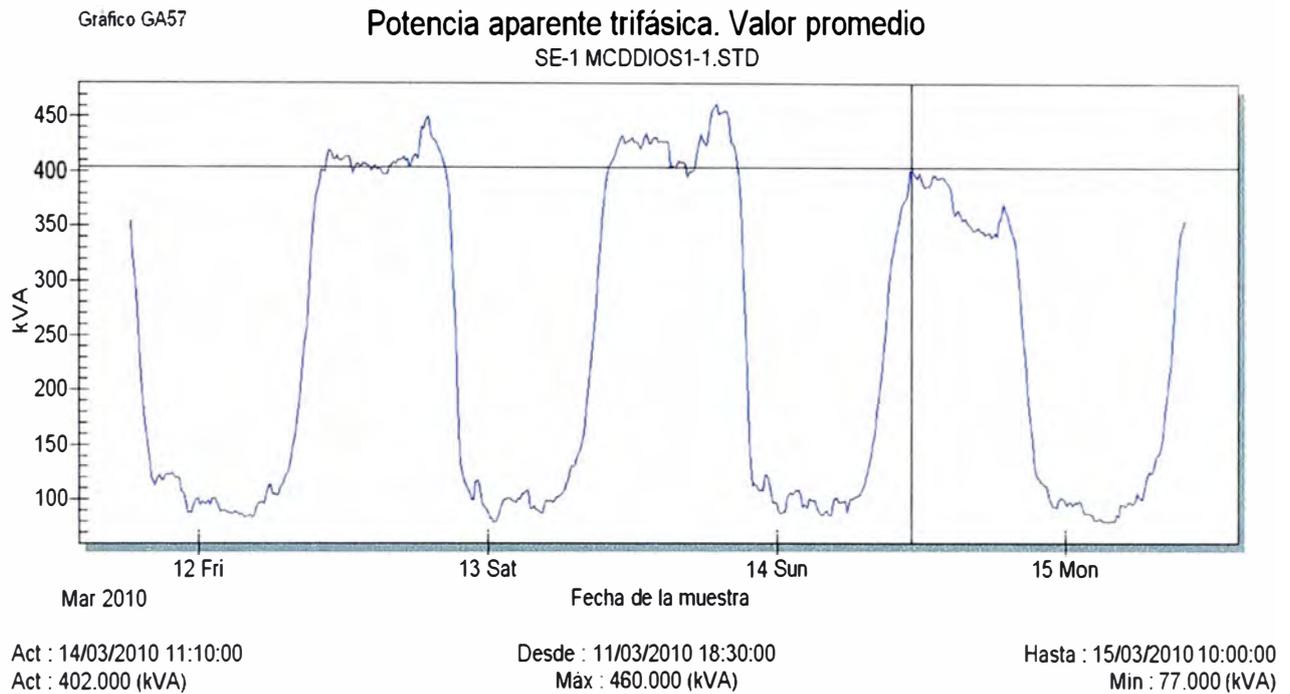


Fig. 3.19 S.E. 1 Medición de Potencia Aparente – Valor Promedio

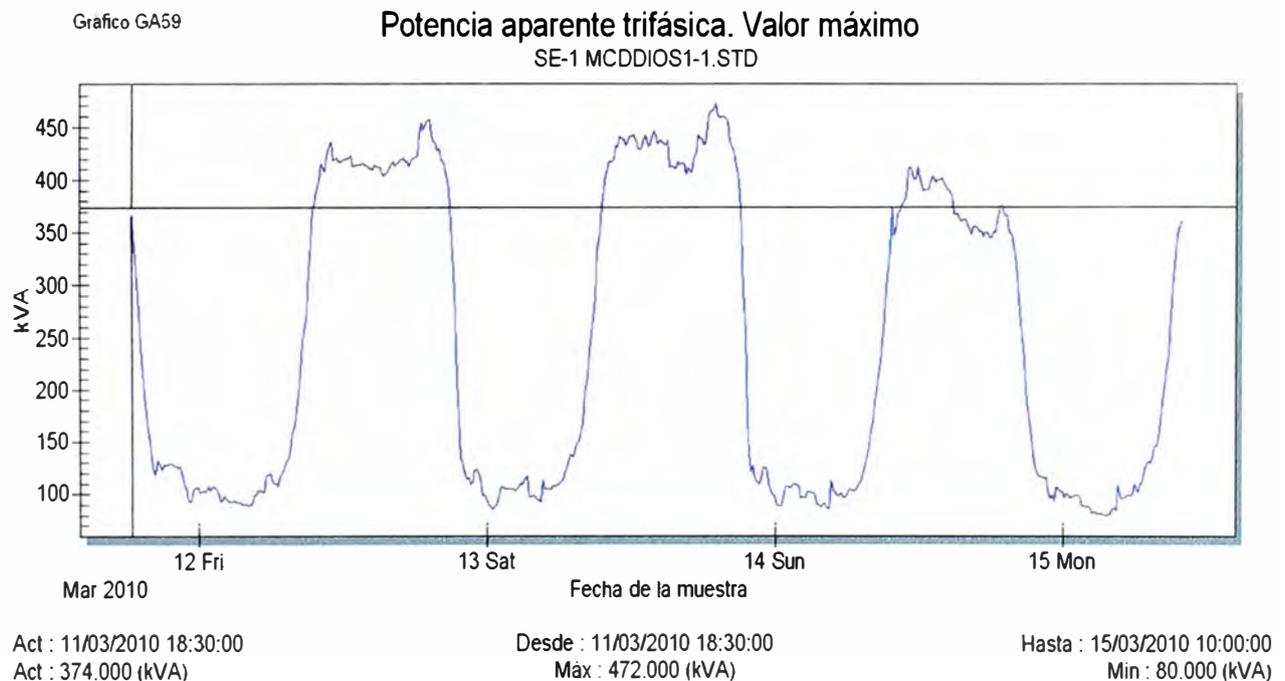


Fig. 3.20 S.E. 1 Medición de Potencia Aparente – Valor Máximo

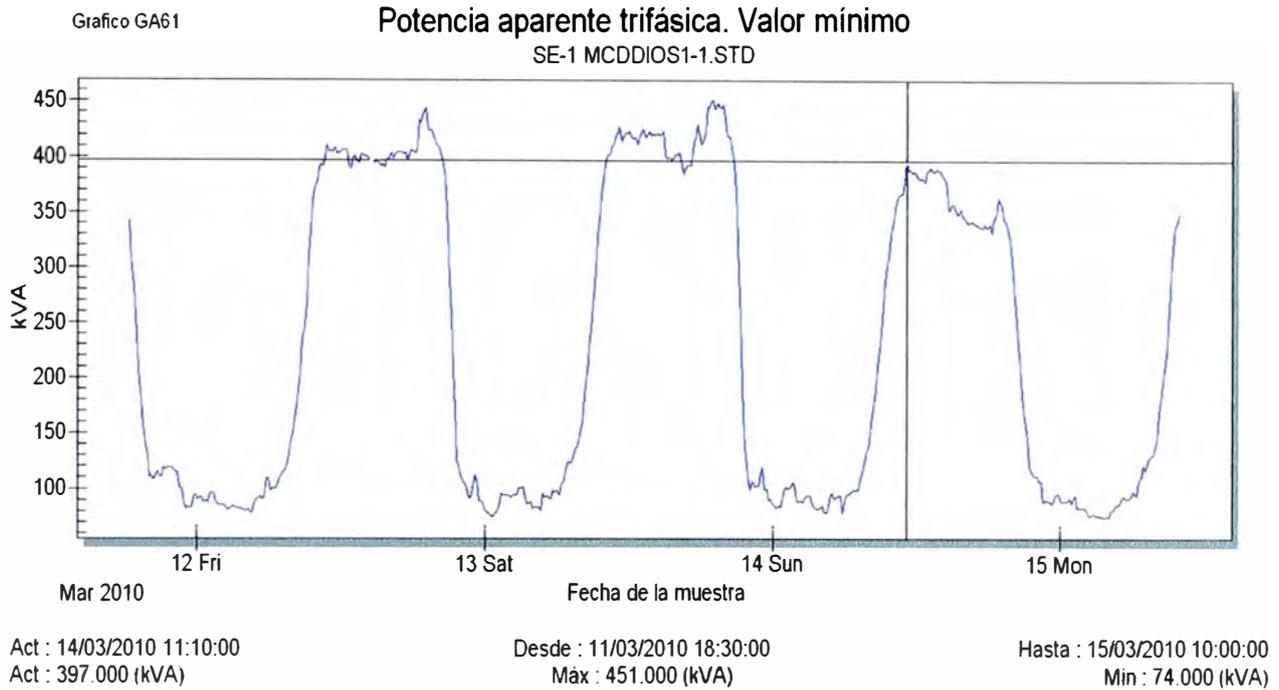


Fig. 3.21 S.E. 1 Medición de Potencia Aparente – Valor Mínimo

En los gráficos de las figuras 3.19, 3.20 y 3.21 se observa la misma tendencia de la potencia activa, es decir, existe un gran margen de reserva en la subestación N° 1, desde que su potencia instalada es de 800 kVA.

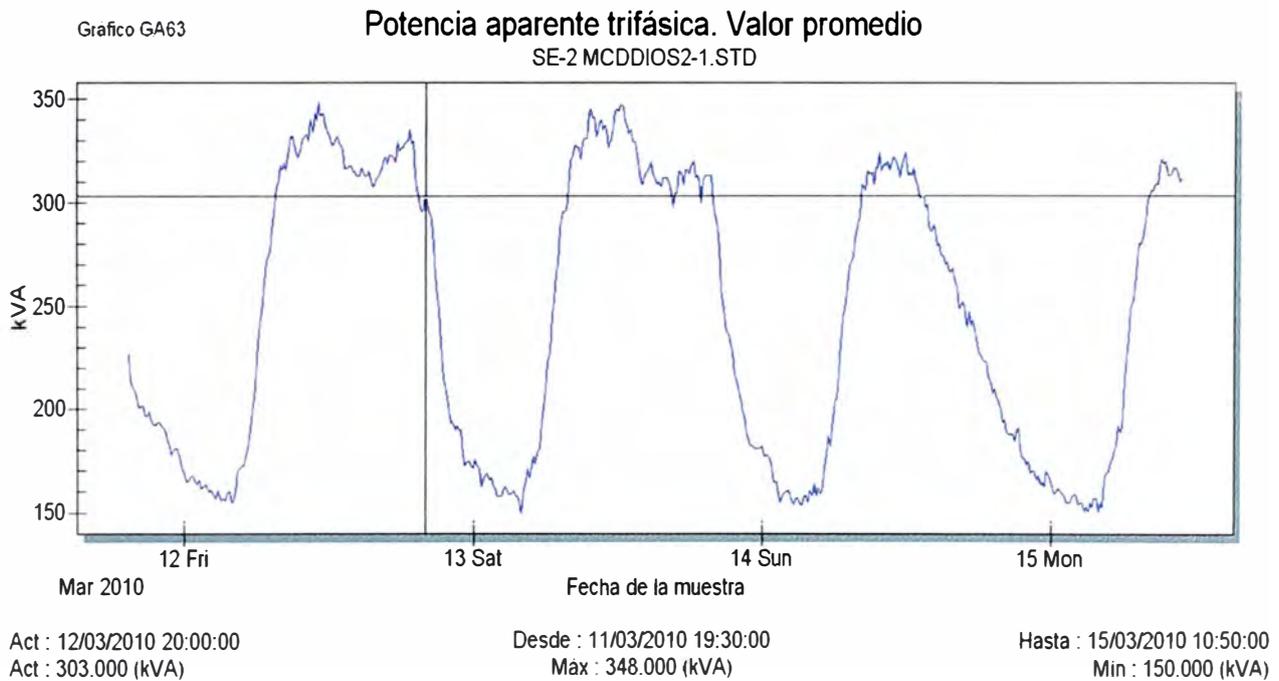


Fig. 3.22 S.E. 2 Medición de Potencia Aparente – Valor Promedio

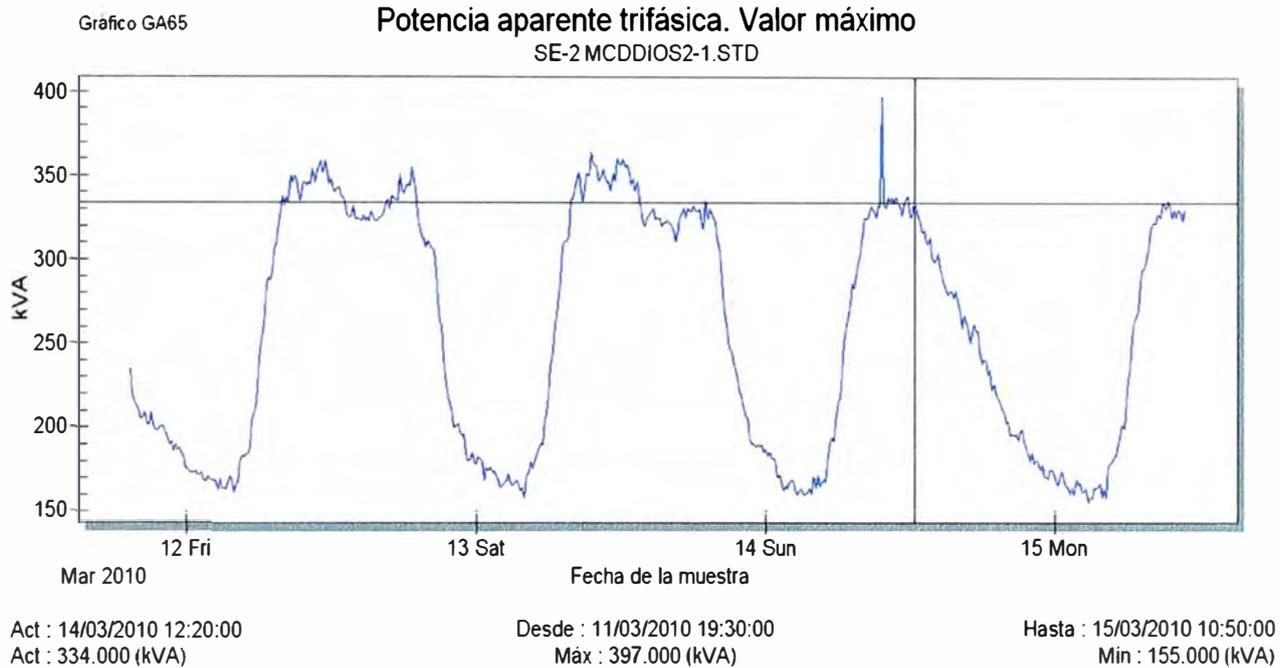


Fig. 3.23 S.E. 2 Medición de Potencia Aparente – Valor Máximo

En la Fig. 3.23, se observa un pequeño flicker el día domingo 14 de marzo del 2010, lo cual podría ser ocasionado por la salida de una carga importante para esta instalaciones cuya potencia es de 500 kVA.

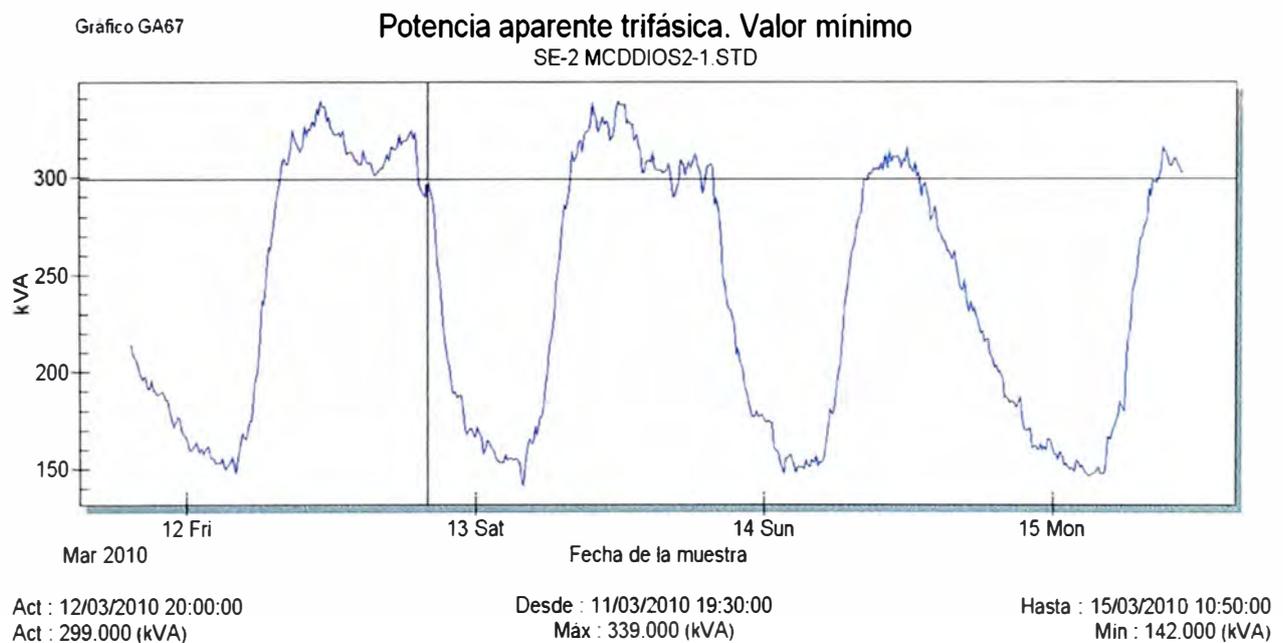


Fig. 3.24 S.E. 2 Medición de Potencia Aparente – Valor Mínimo

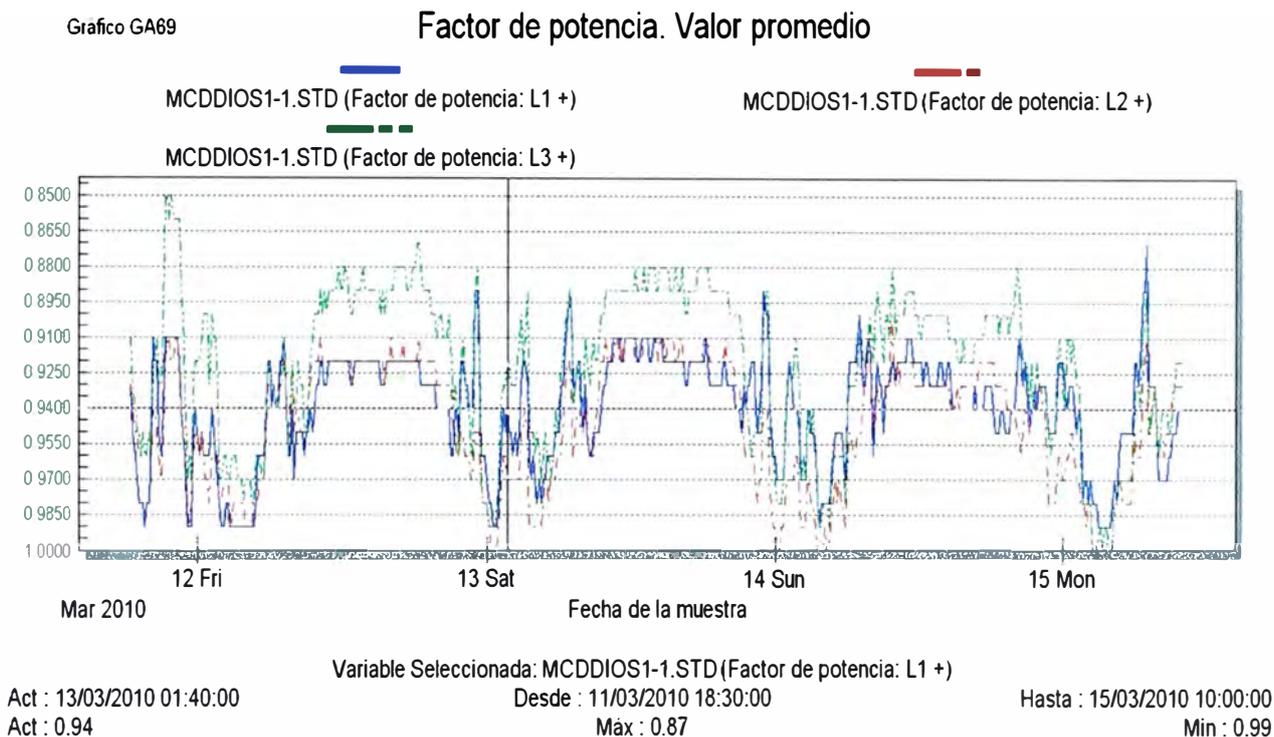


Fig. 3.25 S.E. 1 Medición de Factor de Potencia – Valor Promedio

En la Fig. 3.25, se observa que el factor de potencia en la línea 3, tiene menores valores de Factor de Potencia (llega hasta 0.85), debido a que su carga es predominantemente inductiva, por lo que se debe incidir en su corrección mediante el buen uso del banco de condensadores.

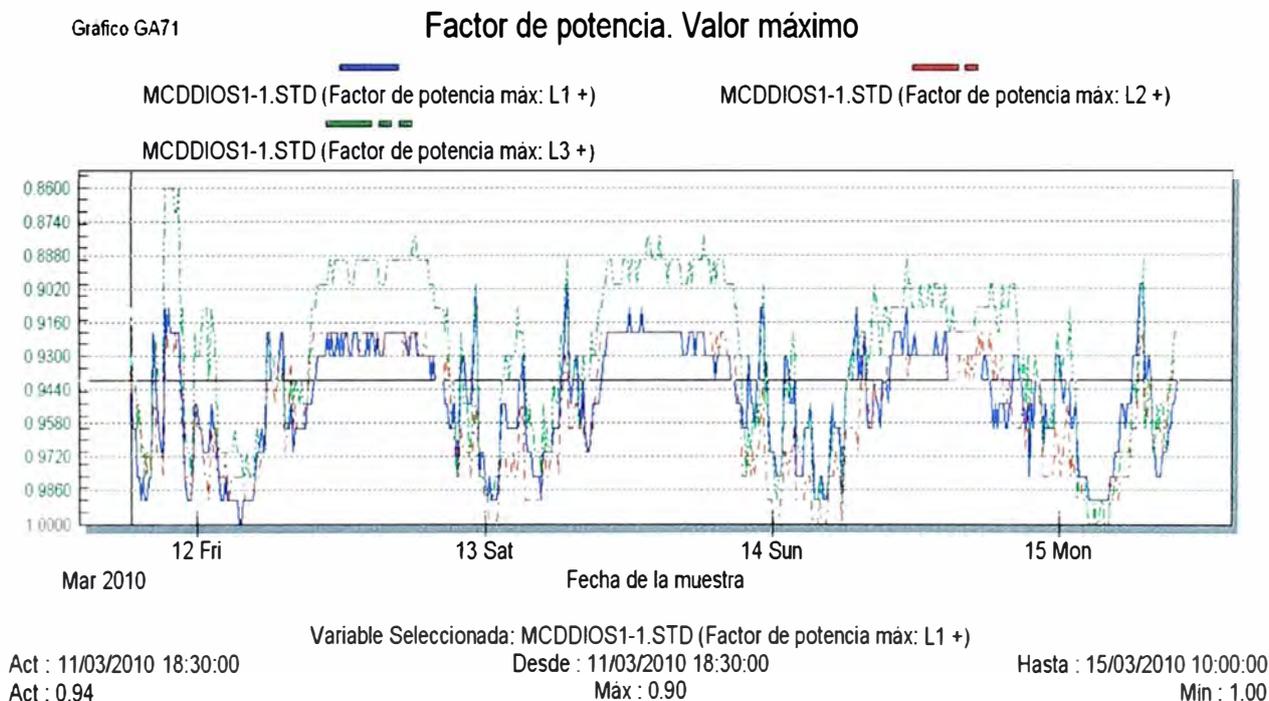


Fig. 3.26 S.E. 1 Medición de Factor de Potencia – Valor Máximo

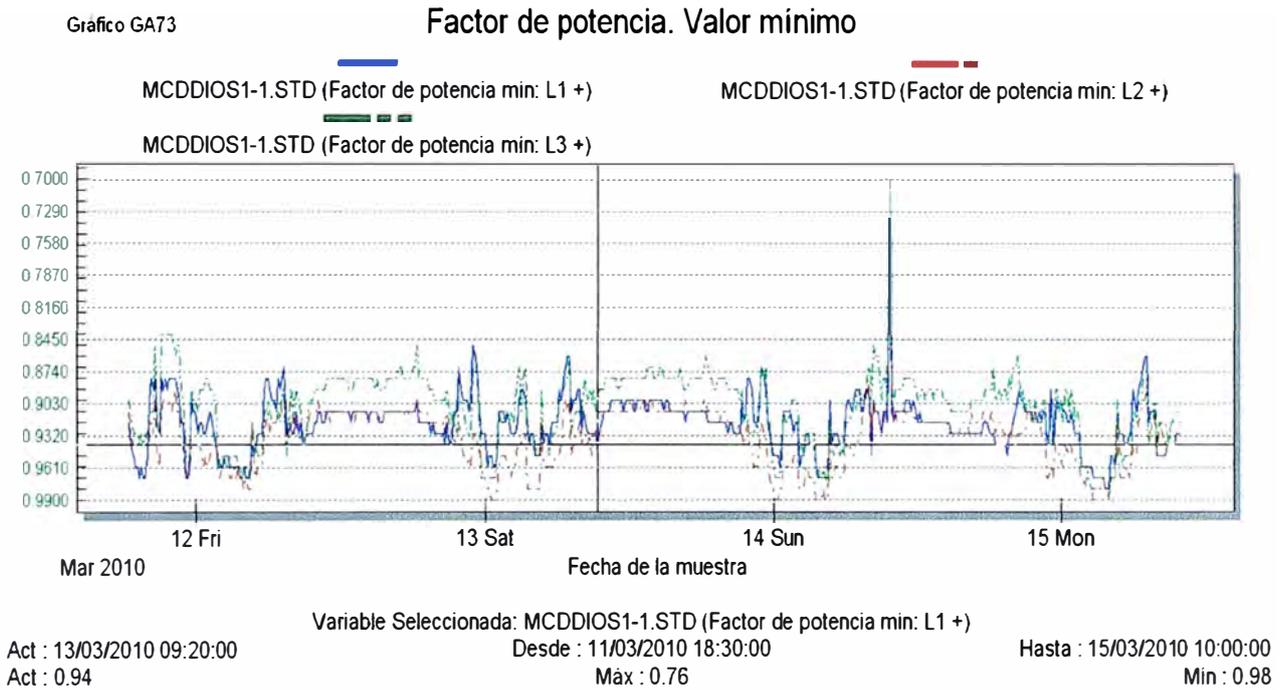


Fig. 3.27 S.E. 1 Medición de Factor de Potencia – Valor Mínimo

Se observa que ocurrió un baja del factor de potencia instantánea por alguna maniobra externa y ocurre en el mismo momento en que se tuvo la presencia de un flicker, en la figura 3.23.

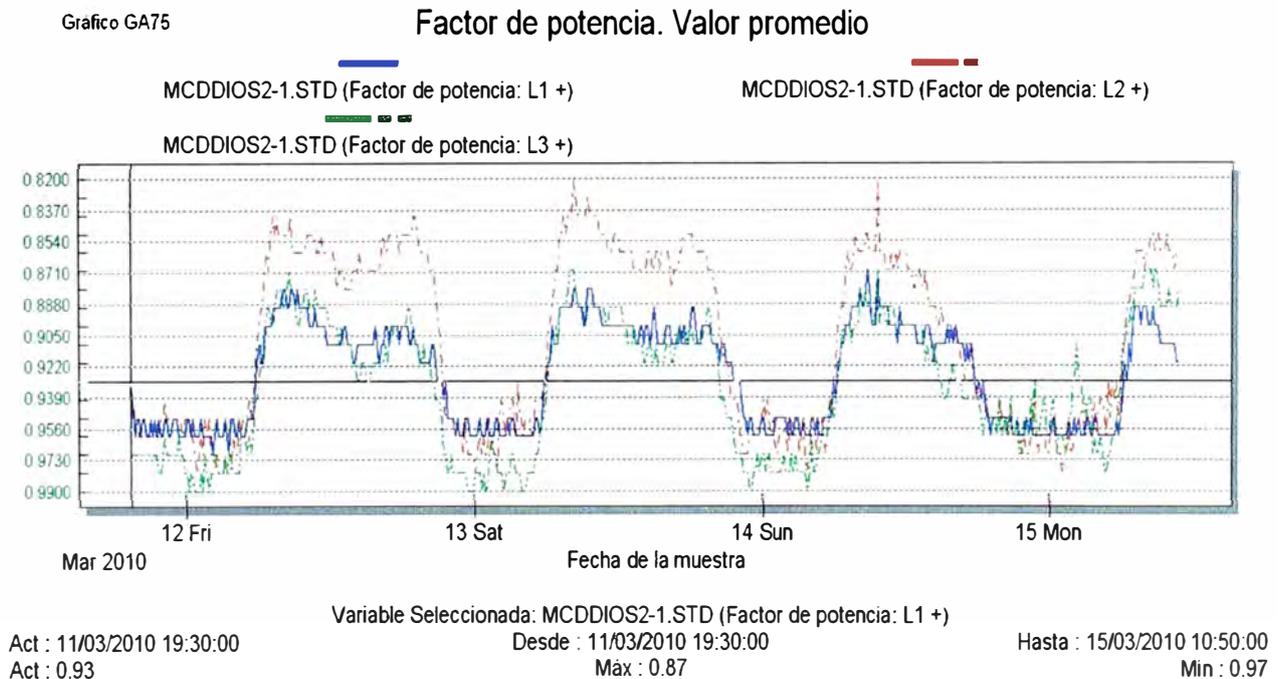


Fig. 3.28 S.E. 2 Medición de Factor de Potencia – Valor Promedio

Gráfico GA77

## Factor de potencia. Valor máximo

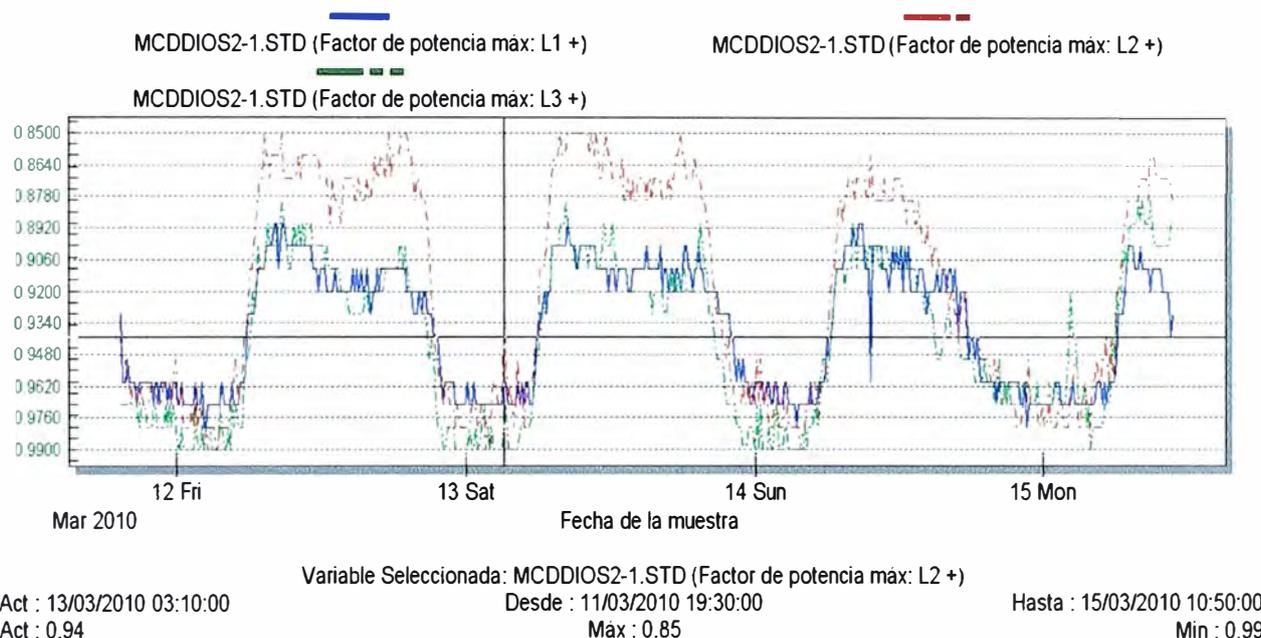


Fig. 3.29 S.E. 2 Medición de Factor de Potencia – Valor Máximo

En la subestación N° 2, también existe un desequilibrio entre las 3 fases (Línea 2) en cuanto a factor de potencia se refiere lo cual indica que una de las fases tiene mayor carga no lineal y necesita mayor compensación reactiva.

Gráfico GA79

## Factor de potencia. Valor mínimo

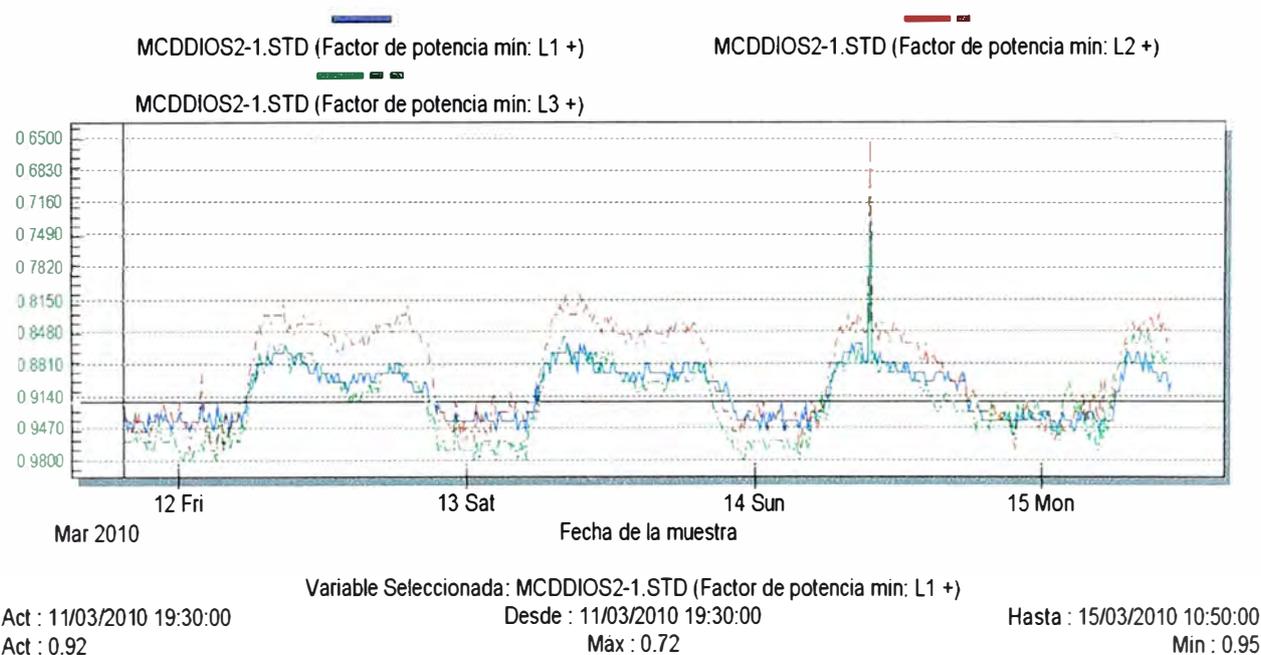


Fig. 3.30 S.E. 2 Medición de Factor de Potencia – Valor Mínimo

**CAPITULO IV**  
**ANALISIS TARIFARIO Y COMPENSACIÓN DE LA ENERGIA REACTIVA**

**4.1 Tarifa Vigente Media Tensión – Empresa Concesionaria Luz del Sur**

En la Tabla 4.1, se muestran las tarifas vigentes de la empresa concesionaria Luz del Sur, en cuya jurisdicción se encuentra el mercado de Ciudad de Dios.

Tabla Nº 4.1 Pliego Tarifario vigente para las Tarifas de Media Tensión MT2, MT3 y MT4

| <b>MEDIA TENSIÓN</b>   |  | <b>UNIDAD</b>   | <b>TARIFA Sin IGV</b> |
|--|--|-----------------|-----------------------|
| <b>TARIFA MT2</b>  | <b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b> |                 |                       |
|  | Cargo Fijo Mensual   | S/./mes         | 3.17                  |
|  | Cargo por Energía Activa en Punta  | ctm. S/./kW.h   | 13.61                 |
|  | Cargo por Energía Activa Fuera de Punta  | ctm. S/./kW.h   | 10.89                 |
|  | Cargo por Potencia Activa de Generación en HP  | S/./kW-mes      | 30.66                 |
|  | Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP  | S/./kW-mes      | 8.82                  |
|  | Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP   | S/./kW-mes      | 9.98                  |
|  | Cargo por En. Reactiva que exceda el 30% del total de Energía Activa                               | ctm. S/./kVar.h | 3.60                  |
| <b>TARIFA MT3</b>  | <b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>  |                 |                       |
|  | Cargo Fijo Mensual   | S/./mes         | 2.64                  |
|  | Cargo por Energía Activa en Punta  | ctm. S/./kW.h   | 13.61                 |
|  | Cargo por Energía Activa Fuera de Punta  | ctm. S/./kW.h   | 10.89                 |
|  | Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:   |                 |                       |
|  | Presentes en Punta   | S/./kW-mes      | 24.63                 |
|  | Presentes Fuera de Punta   | S/./kW-mes      | 15.16                 |
|  | Cargo por Potencia Activa de redes distribución para Usuarios:                                     |                 |                       |
|  | Presentes en Punta   | S/./kW-mes      | 9.39                  |
|  | Presentes Fuera de Punta   | S/./kW-mes      | 9.62                  |
| Cargo por En. Reactiva que exceda el 30% del total de Energía Activa | ctm. S/./kVar.h  | 3.60            |                       |

| TARIFA<br>MT4 | TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA<br>Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P |                 |       |
|---------------|--|-----------------|-------|
|               | Cargo Fijo Mensual   | S/.mes          | 2.64  |
|               | Cargo por Energía Activa   | ctm. S/./kW.h   | 11.53 |
|               | Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:   |                 |       |
|               | Presentes en Punta   | S/./kW-mes      | 24.63 |
|               | Presentes Fuera de Punta   | S/./kW-mes      | 15.16 |
|               | Cargo por Potencia Activa de redes distribución para Usuarios:                                 |                 |       |
|               | Presentes en Punta   | S/./kW-mes      | 9.39  |
|               | Presentes Fuera de Punta   | S/./kW-mes      | 9.62  |
|               | Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de Energía Activa                       | ctm. S/./kVar.h | 3.60  |

#### 4.2 Análisis de las facturas de consumo de energía eléctrica tarifa MT3

Para el análisis respectivo, elaboramos un Cuadro donde consignamos los datos de energía y potencia registradas, correspondientes a los últimos 12 meses, (Septiembre 2009 - Agosto 2010), del Suministro N° 677792, tal como se muestra en la Tabla N° 4.2 "Datos de Consumo de Potencia y Energía, Factor de Potencia y Calificación Tarifaria".

Sabemos que el Factor de Potencia es la relación entre la Potencia activa (kW) usada en un sistema eléctrico y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación. Luego se calcula el Factor de Potencia ( $\cos \Phi$ ) y la Calificación Tarifaria (CT) por cada mes, de acuerdo a lo siguiente:

$\Phi$  : ángulo en radianes del cociente (Energía Consumida / Energía Activa Total)

CT : Energía Activa en Horas Punta entre la máxima Potencia de Generación en HP y FP para el periodo de 5 horas durante 24 días al mes.

Asimismo se elabora el Gráfico de la Evolución de la Demanda Facturada en el periodo Septiembre 2009 –Agosto 2010, o sea la Potencia Activa vs. el Tiempo en meses, como se muestra en la Figura 4.1.

Los valores de la Potencia son los correspondientes a la Potencia registrada en HP y FP y la Potencia de Generación Presente en Punta y Potencia de Distribución Presente en Punta.

En las tablas del N° 4.3 al 4.8 se realizan los cálculos para seleccionar el Banco de Condensadores, asimismo el costo anual de la Energía Reactiva instalando el Banco y sin instalar el Banco de Condensadores.

En la tabla N° 4.9 se comparan las tarifas MT2, MT3 y MT4 para la facturación del consumo del mercado.

Y en las tablas N° 4.10 y 4.11, se comparan los consumos entre usuarios con medidor individual y con medidor general.

### 4.3 Calificación Tarifaria del Mercado

La calificación tarifaria se realiza conforme a lo establecido en la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD, “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, Artículo 23° - Numerales 23.3 y 23.4, y en la “Guía de Orientación para la Selección de la Tarifa Eléctrica a Usuarios Finales en Baja Tensión” [4].

#### 4.3.1 Calificación del Consumo Presente en Horas de Punta

- La calificación del usuario será efectuada por la empresa distribuidora según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.
- El usuario será calificado como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda máxima media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0.500. En caso contrario el usuario será calificado como presente en FP.
- La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía de horas de punta y el número de horas de punta considerada en la determinación del consumo de energía en horas de punta.
- En la determinación del consumo de horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.
- La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas y se actualizará automáticamente según lo definido.

La calificación tarifaria mes a mes, se obtiene según

$$CT = EA / N^{\circ} HP / D_{max} \quad (4.1)$$

Para el presente estudio, tenemos los siguientes datos en la Tabla 4.1

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| Energía Activa Horas Punta Promedio | 65,750 kWh                                     |
| N° Horas Punta Promedio             | 125 h  |
| Demanda Máxima Promedio             | 712.5 kW                                       |
| Calificación Promedio               | 0.739 ↔ <b>Usuario presente en Horas Punta</b> |

Es decir de acuerdo a la Energía Activa consumida en las Horas Punta, el mercado es un usuario presente en Horas Punta, ya que su calificación es mucho mayor que 0.500.

#### 4.3.2 Calificación del Consumo Presente en Fuera de Punta

Si queremos que el mercado califique como usuario Fuera de Punta, ( $CT < 0.5$ ), debe reducirse el consumo de energía activa en las Hora de Punta, es decir el Consumo

Máximo de Energía Activa para calificar en Fuera de Punta, debe calcularse de acuerdo a lo siguiente

$$EA = 0.499 \times N^{\circ} \text{ HP} \times D_{\text{max}} \quad (4.2)$$

- Energía Activa Horas de Punta Promedio : 65,750 kWh
- N° Horas Punta Promedio : 125
- Demanda Máxima Promedio : 712.5 kW
- Consumo Máximo para calificar en Fuera de Punta : 44,442 kWh
- Exceso de Consumo en Horas de Punta : 21,308 kWh
- Exceso Potencia consumida en Horas de Punta : 170.46 kW.

Para lograr la calificación FP, tendría que reducirse el consumo en las Horas Punta, desconectando una potencia promedio de 170.46 kW desde la 18:00 hasta las 23:00 Horas, lo cual representa el 23.9 % de la demanda total (712.5 kW).

El objetivo fundamental de calificar en Fuera de Punta es reducir el costo de la facturación mensual. Si además, cada puesto tuviera instalado su medidor de energía eléctrica el exceso de potencia consumida en las Horas de Punta sería muchísimo menor y se podría calificar en Fuera de Punta con mayor facilidad.

Precisamente, en la tabla N° 4.10, podemos observar que, en un mercado de abastos similar se tiene menor consumo por usuario, porque cada uno de los usuarios tiene su medidor instalado.

En el mercado del presente estudio, el consumo promedio por usuario es de 310,85 kW.h; mientras que su similar con medidor instalado en cada puesto, tiene un consumo promedio de 129.82 kW.h, lo que traducido en soles, significa una gran diferencia económica. La conclusión es obvia, cuando cada puesto tiene medidor instalado, el usuario utiliza racionalmente la energía eléctrica y cuida su bolsillo.

Considerando que cada usuario tiene medidor instalado y teniendo como referencia el consumo promedio del usuario del Mercado Sr. de los Milagros, asumimos para nuestro caso un consumo promedio de 250 kW.h y consideramos el Factor de Carga 0.677 (Tabla 4.10), luego la nueva DM se obtiene según :

$$DM = \frac{\text{Total Energía Activa}}{\text{Factor de Carga} \times 720} = 605 \text{ kW} \quad (4.3)$$

$$\text{Total EA} = 250 \text{ kW.h} \times N^{\circ} \text{ Usuarios} = 295,000 \text{ kW.h} \quad (4.4)$$

Si se instalara medidores en cada puesto la DM de 752 kW, disminuiría hasta 605 kW. Estos resultados se muestran en la tabla N° 4.11.

Finalmente, en la tabla N° 4.9, se presentan los resultados de la Comparación de Tarifas MT2, MT3 y MT4; donde se verifica y comprueba que para usuarios cuyo consumo de potencia se da durante las 24 h., como es el caso del mercado, la opción tarifaria adecuada es la MT3, ya sea en Horas Punta o Fuera de Punta.

#### **4.4 Compensación de la Energía Reactiva**

Compensar una red eléctrica significa instalar un Banco de Condensadores al lado del consumidor a fin de mejorar el factor de potencia y disminuir la cantidad de energía reactiva suministrada por la red. [ 5]

##### **4.4.1 Ventajas de la Compensación**

El instalar un Banco de condensadores permite reducir la energía reactiva transportada disminuyendo las caídas de tensión en la línea; por tanto es posible disminuir la sección de los conductores a instalar.

Asimismo, permite la reducción de las pérdidas por efecto Joule que tienen lugar en los conductores y transformadores.

Finalmente, la instalación de un Banco de condensadores, permite aumentar la potencia disponible de una instalación, sin necesidad de ampliar la capacidad de los conductores equipos y transformadores.

##### **4.4.2 Tipos de Compensación**

El banco de condensadores pueden ubicarse sobre la red eléctrica en 3 niveles diferentes:

###### **a. Compensación Global**

Si la carga es estable y continua, la compensación global es la más adecuada.

En este tipo de compensación el banco es conectado en la cabecera de la instalación.

Entre sus ventajas, tenemos :

- Disminuye la potencia aparente, acercándola a la potencia activa
- Optimiza el rendimiento del transformador

Y las desventajas

- La corriente reactiva circula por toda la instalación
- Las pérdidas por calentamiento se mantienen y no permite una reducción de su dimensionamiento, aguas abajo de la instalación del banco.

###### **b. Compensación Parcial**

Una compensación parcial es aconsejable cuando la distribución de cargas es muy desequilibrada y de uno de los tableros de distribución depende una carga importante.

El banco se conecta en dicho tablero de distribución y genera la energía reactiva necesaria para compensar al grupo de cargas conectadas.

En este tipo de compensación el Banco de Condensadores, es conectado en el tablero del cual depende a la carga importante.

Entre sus ventajas, tenemos :

- Disminuye la potencia aparente, acercándola a la potencia activa
- Optimiza el rendimiento del transformador
- Optimiza una parte de la instalación, aguas arriba de su ubicación

Y las desventajas

- La corriente reactiva circula desde la ubicación del banco, aguas abajo por toda la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule), se mantienen aguas abajo de su instalación y no permite una reducción del dimensionamiento de la red.

Si los pasos no están bien dimensionados, hay el riesgo de sobredimensionamiento en períodos determinados.

#### **c. Compensación Individual**

La compensación individual es aconsejable cuando existen cargas muy importantes en relación a la carga total. El banco se conecta a los bornes de la carga importante.

Es el tipo de compensación que aporta más ventajas, sin embargo es recomendable complementar con una compensación general al lado de la alimentación.

Entre sus ventajas, tenemos :

- Disminuye la potencia aparente, acercándola a la potencia activa
- Optimiza el rendimiento del transformador
- Optimiza la mayor parte de la instalación.
- La corriente reactiva se abastece en el mismo lugar de consumo

Y las desventajas

- El costo de la instalación es alto y sólo es rentable con cargas muy inductivas y regulares.

Si tenemos en cuenta la potencia reactiva a compensar, podemos elegir entre una compensación fija y una compensación automática o variable.

#### **d. Compensación Fija**

Es aquella en la que suministramos a la instalación, de manera constante, la misma potencia reactiva.

Debe utilizarse cuando se necesite compensar una instalación donde la demanda reactiva sea constante.

Esta compensación es recomendable en aquellas instalaciones en las que la potencia reactiva a compensar no supere el 15 % de la potencia nominal del transformador (kVA).

### e. **Compensación Variable**

Es aquella en la que suministramos la potencia reactiva según las necesidades de la instalación. Debe utilizarse cuando nos encontremos ante una instalación donde la demanda de potencia reactiva sea variable.

Es recomendable en las instalaciones donde la potencia reactiva a compensar supere el 15 % de la potencia nominal del transformador.

Este tipo de compensación se adapta en cada momento a las necesidades de la instalación. Para conseguirlo se utilizan las baterías automáticas de condensadores, que están formadas básicamente por : Condensadores y Contactores.

El regulador detecta las variaciones en la demanda reactiva, y en función de estas fluctuaciones actúa sobre los contactores permitiendo la entrada o salida de los condensadores necesarios.

Es decir el valor del  $\cos\Phi$ , es detectado por medio del regulador, que actúa automáticamente en la conexión y desconexión de los condensadores del banco, adaptando la potencia de la batería a las necesidades de la energía reactiva a compensar y ajustando el máximo posible al  $\cos\Phi$  deseado.

#### **4.5 Cálculo de la capacidad de los condensadores para compensar la Energía Reactiva consumida**

La situación actual del consumo de energía reactiva se presenta en la Tabla N° 4.4, donde se observa que el costo de ésta representa más del 2% del costo total de la factura mensual y anualmente significa S/ 14,821.44 soles, sin incluir IGV.

Se han utilizado 2 métodos para calcular la capacidad de los condensadores.

##### **4.5.1 Primer Método: Considerando la Demanda Máxima**

La capacidad del Banco de Condensadores, se ha calculado de la siguiente manera

$$Q = P \times (\operatorname{tg}\Phi_1 - \operatorname{tg}\Phi_2) \quad (4.5)$$

Donde :

Q Potencia Reactiva necesaria (kVAr)

P Demanda Máxima (kW)

$\operatorname{tg}\Phi_1$  tangente correspondiente al  $\cos\Phi_1$ , inicial

$\operatorname{tg}\Phi_2$  tangente correspondiente al  $\cos\Phi_2$ , final

El  $\cos\Phi_1$ , se ha calculado, hallando el ángulo  $\Phi_1$ , cuya  $\operatorname{tg}$  es el cociente de E. Reactiva consumida entre la E. Activa Total.

El  $\cos\Phi_2$  es el factor de potencia mejorado que deseamos obtener y es 0.96, para reducir a S/.0 el costo del consumo de energía reactiva.

Observando los resultados, en la Tabla N° 4.5 vemos que un Banco de Condensadores de capacidad 110 kVAr, compensa la potencia reactiva.

#### 4.5.2 Segundo Método: Considerando la Potencia Media

Se ha calculado la capacidad del Banco de Condensadores, considerando las horas totales de trabajo al mes, o sea 720 hrs., de la siguiente manera :

$$Q = P_m \times (\text{tg}\Phi_1 - \text{tg}\Phi_2) \quad (4.6)$$

Donde :

Q Potencia Reactiva necesaria (kVAr)

P<sub>m</sub> Energía Activa consumida durante las 24 hrs al mes de 30 días (kW)

tg Φ<sub>1</sub> tangente correspondiente al cos Φ<sub>1</sub>, inicial

tg Φ<sub>2</sub> tangente correspondiente al cos Φ<sub>2</sub>, final

Los resultados se muestran en la Tabla N° 4.6, donde observamos que un Banco de Condensadores de capacidad 70 kVAr cubre los requerimientos.

Comparando los resultados de los 2 métodos, se recomienda instalar el Banco de condensadores con capacidad de 70 kVAr, 220 V, 60 HZ que compensa la misma energía reactiva pero a menor costo y evitando una sobrecompensación.

En la práctica, cuando se conocen la horas de trabajo en el sistema eléctrico, se aplica el segundo método y se logra el objetivo del costo cero de la energía reactiva.

#### 4.6 Mejora de la actual Compensación

La S.E. N° 1 de 800 kVA tiene instalados, un Banco de Condensadores Automático y un Banco de Condensadores Fijo y la S.E. N° 2 de 500 kVA, sólo un Banco de Condensadores Automático; actualmente están dañados algunos condensadores de los Bancos, lo cual se ha descrito en el punto 1.4.4 del capítulo I.

Según resultados de la Tabla N° 4.6 y teniendo en cuenta el bajo factor de Potencia medido en la SE N° 2, (mostrado en la tabla N° 3.1), el nuevo Banco de Condensadores Fijo de 70 kVAr, debe instalarse en el Tablero General de dicha S.E., de tal manera que al mismo tiempo se compensa el consumo propio de energía reactiva del Transformador de 500 KVA, mejorando el cos Φ a 0.96.

En la Tabla N° 4.6, se muestran los resultados de la reducción de la Energía Reactiva Consumida al instalar el Banco de Condensadores Fijo de 70 kVAr, para un cos Φ: 0.96 lo que significa un ahorro anual de S/.14,821 más IGV.

La Tabla N° 4.7, presenta los resultados del incremento de la Energía Reactiva Consumida para un cos Φ: 0.80, que corresponde a una instalación sin ninguna compensación, lo que se traduce en un significativo costo anual de S/. 64,728.63, que se pagarían de no instalarse un Banco de Condensadores adecuado.

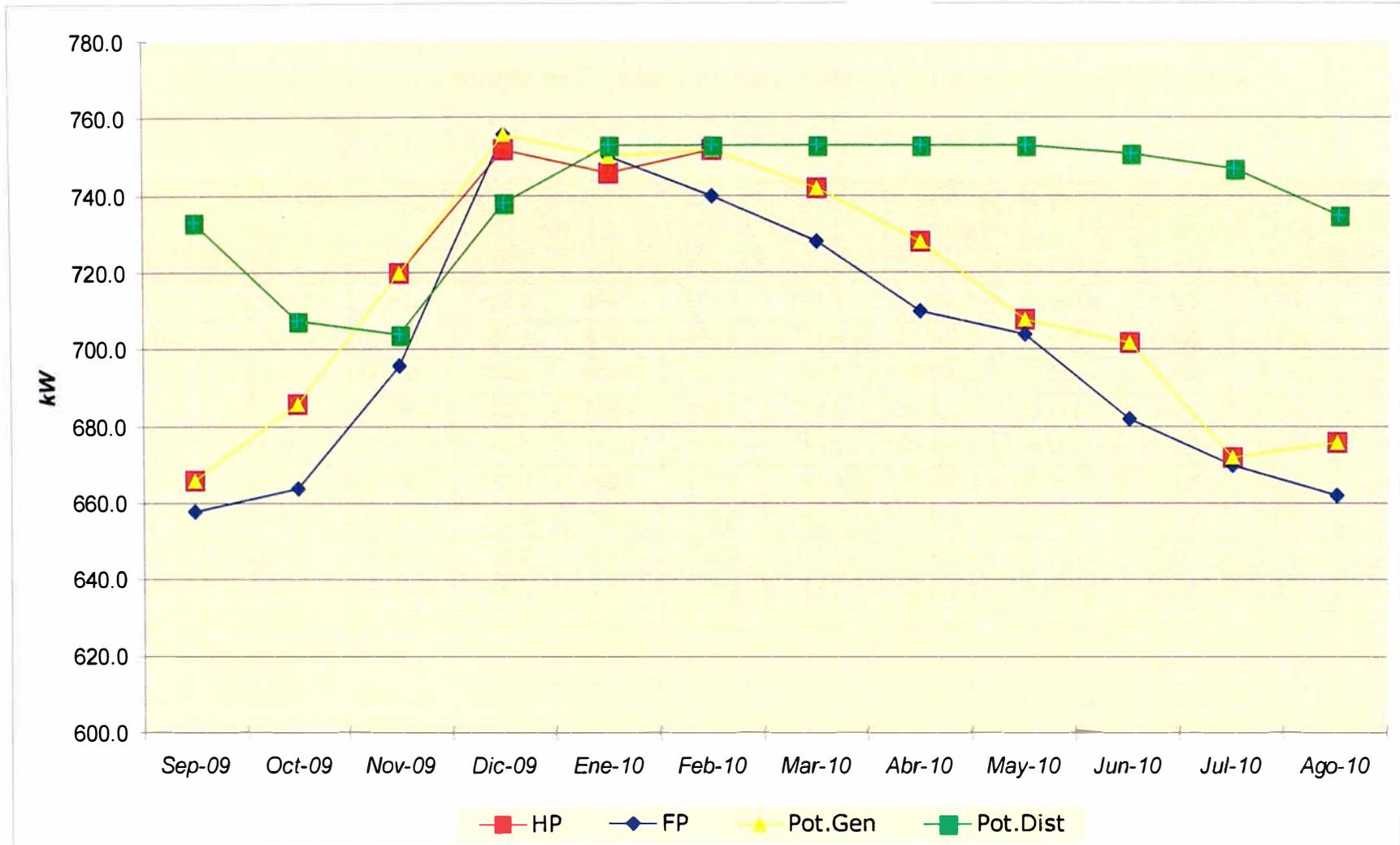


Figura 4.1 Evolución de la Demanda Facturada Setiembre 2009 – Agosto 2010



Tabla N° 4.3 Evolución del Consumo y Costos de Energía Eléctrica

| Mes              | Energía Activa<br>(kWh) |           |           | Potencia<br>(kW) |         |         |          | Energía Reactiva<br>(kVarh) |           | Costo S/<br>Energía<br>Activa | Costo S/<br>Potencia | Costo S/<br>Energía<br>Reactiva | Costo<br>TOTAL<br>Inc IGV |
|------------------|-------------------------|-----------|-----------|------------------|---------|---------|----------|-----------------------------|-----------|-------------------------------|----------------------|---------------------------------|---------------------------|
|                  | HP                      | FP        | Total     | HP               | FP      | Pot.Gen | Pot.Dist | Consumida                   | Facturada |                               |                      |                                 |                           |
| Sep-09           | 64,000.0                | 236,400.0 | 300,400.0 | 666.0            | 658.0   | 666.0   | 733.0    | 113,600.0                   | 23,480.0  | 36,634.48                     | 22,468.46            | 896.94                          | 75,502.61                 |
| Oct-09           | 63,000.0                | 247,000.0 | 310,000.0 | 686.0            | 664.0   | 686.0   | 707.5    | 120,600.0                   | 27,600.0  | 36,755.20                     | 22,307.82            | 1,023.96                        | 75,827.21                 |
| Nov-09           | 67,800.0                | 268,000.0 | 335,800.0 | 720.0            | 696.0   | 720.0   | 704.0    | 130,800.0                   | 30,060.0  | 38,647.84                     | 23,945.40            | 1,112.22                        | 80,052.01                 |
| Dic-09           | 72,200.0                | 279,200.0 | 351,400.0 | 752.0            | 756.0   | 756.0   | 738.0    | 138,600.0                   | 33,180.0  | 39,767.26                     | 25,118.15            | 1,211.07                        | 83,063.06                 |
| Ene-10           | 66,400.0                | 284,400.0 | 350,800.0 | 746.0            | 750.0   | 750.0   | 753.0    | 139,400.0                   | 34,160.0  | 39,273.40                     | 25,021.35            | 1,243.42                        | 82,436.33                 |
| Feb-10           | 75,200.0                | 291,600.0 | 366,800.0 | 752.0            | 740.0   | 752.0   | 753.0    | 149,000.0                   | 38,960.0  | 41,681.48                     | 25,419.75            | 1,406.46                        | 86,584.13                 |
| Mar-10           | 64,600.0                | 261,800.0 | 326,400.0 | 742.0            | 728.0   | 742.0   | 753.0    | 135,600.0                   | 37,680.0  | 37,302.08                     | 25,355.52            | 1,356.48                        | 80,455.68                 |
| Abr-10           | 66,800.0                | 280,600.0 | 347,400.0 | 728.0            | 710.0   | 728.0   | 753.0    | 151,400.0                   | 47,180.0  | 39,648.82                     | 25,072.00            | 1,693.76                        | 83,183.82                 |
| May-10           | 62,200.0                | 264,200.0 | 326,400.0 | 708.0            | 704.0   | 708.0   | 753.0    | 142,200.0                   | 44,280.0  | 36,655.50                     | 23,435.16            | 1,589.65                        | 77,107.18                 |
| Jun-10           | 67,800.0                | 259,000.0 | 326,800.0 | 702.0            | 682.0   | 702.0   | 751.0    | 129,200.0                   | 31,160.0  | 36,687.82                     | 22,995.62            | 1,118.64                        | 76,020.74                 |
| Jul-10           | 62,200.0                | 245,400.0 | 307,600.0 | 672.0            | 670.0   | 672.0   | 747.0    | 121,600.0                   | 29,320.0  | 34,765.06                     | 22,359.92            | 1,046.72                        | 72,981.38                 |
| Ago-10           | 56,800.0                | 250,800.0 | 307,600.0 | 676.0            | 662.0   | 676.0   | 735.0    | 123,800.0                   | 31,520.0  | 34,771.44                     | 22,075.48            | 1,122.11                        | 72,048.38                 |
| <b>PromMes</b>   | 65,750.0                | 264,033.3 | 329,783.3 | 712.50           | 701.7   | 713.2   | 740.0    | 132,983.3                   | 34,048.3  | 37,715.87                     | 23,797.89            | 1,235.12                        | <b>78,771.88</b>          |
| <b>MaxMes</b>    | 75,200.0                | 291,600.0 | 366,800.0 | 752.00           | 756.0   | 756.0   | 753.0    | 151,400.0                   | 47,180.0  | 41,681.48                     | 25,419.75            | 1,693.76                        | <b>86,584.13</b>          |
| <b>Total Año</b> |                         |           |           |                  | 8,420.0 | 8,558.0 | 8,880.5  | 1,595,800.0                 | 408,580.0 | 452,590.38                    | 285,574.63           | 14,821.43                       | <b>945,262.53</b>         |

Tabla N° 4.4 Situación Actual del Consumo de E.R. – Costo Anual Promedio de E.R. (S/.14,821 más IGV)

| Mes    | Demanda<br>Máxima<br>(kW) | Energía<br>Activa<br>(kWh) | Energía Reactiva<br>(kVarh) |           | Factor<br>de<br>Potencia | Precio<br>Unitario<br>(S/./kVarh) | Importe<br>(S/.) |
|--------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|--------------------------|-----------------------------------|------------------|
|        |                           |                            | Consumida                   | Facturada |                          |                                   |                  |
| Sep-09 | 666.00                    | 300,400                    | 113,600                     | 23,480    | 0.935                    | 0.0382                            | 896.94           |
| Oct-09 | 686.00                    | 310,000                    | 120,600                     | 27,600    | 0.932                    | 0.0371                            | 1023.96          |
| Nov-09 | 720.00                    | 335,800                    | 130,800                     | 30,060    | 0.932                    | 0.0370                            | 1112.22          |
| Dic-09 | 752.00                    | 351,400                    | 138,600                     | 33,180    | 0.930                    | 0.0365                            | 1211.07          |
| Ene-10 | 746.00                    | 350,800                    | 139,400                     | 34,160    | 0.929                    | 0.0364                            | 1243.42          |
| Feb-10 | 752.00                    | 366,800                    | 149,000                     | 38,960    | 0.926                    | 0.0361                            | 1406.46          |
| Mar-10 | 742.00                    | 326,400                    | 135,600                     | 37,680    | 0.923                    | 0.0360                            | 1356.48          |
| Abr-10 | 728.00                    | 347,400                    | 151,400                     | 47,180    | 0.917                    | 0.0359                            | 1693.76          |
| May-10 | 708.00                    | 326,400                    | 142,200                     | 44,280    | 0.917                    | 0.0359                            | 1589.65          |
| Jun-10 | 702.00                    | 326,800                    | 129,200                     | 31,160    | 0.930                    | 0.0359                            | 1118.64          |
| Jul-10 | 672.00                    | 307,600                    | 121,600                     | 29,320    | 0.930                    | 0.0357                            | 1046.72          |
| Ago-10 | 676.00                    | 307,600                    | 123,800                     | 31,520    | 0.928                    | 0.0356                            | 1122.11          |
|        |                           |                            |                             |           |                          |                                   | <b>14,821.44</b> |

Tabla N° 4.5 Capacidad de Condensador para mejorar el  $\cos \Phi$  a 0.96 y reducir a S/.0 el costo de E.R.

| Mes    | Demanda<br>Máxima<br>(kW) | Energía<br>Activa<br>(kWh) | Energía Reactiva<br>(kVarh) |           | $\cos \Phi(1)$ | Angulo<br>$\cos \Phi(1)$ | tang 1 | $\cos \Phi(2)$ | Angulo<br>$\cos \Phi(2)$ | tang 1 | Conden<br>sador<br>(kVar) |
|--------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|----------------|--------------------------|--------|----------------|--------------------------|--------|---------------------------|
|        |                           |                            | Consumida                   | Facturada |                |                          |        |                |                          |        |                           |
| Sep-09 | 666.00                    | 300,400                    | 113,600                     | 23,480    | 0.935          | 0.3615                   | 0.378  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 57.61                     |
| Oct-09 | 686.00                    | 310,000                    | 120,600                     | 27,600    | 0.932          | 0.3710                   | 0.389  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 66.79                     |
| Nov-09 | 720.00                    | 335,800                    | 130,800                     | 30,060    | 0.932          | 0.3714                   | 0.390  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 70.45                     |
| Dic-09 | 752.00                    | 351,400                    | 138,600                     | 33,180    | 0.930          | 0.3757                   | 0.394  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 77.27                     |
| Ene-10 | 746.00                    | 350,800                    | 139,400                     | 34,160    | 0.929          | 0.3782                   | 0.397  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 78.86                     |
| Feb-10 | 752.00                    | 366,800                    | 149,000                     | 38,960    | 0.926          | 0.3859                   | 0.406  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 86.14                     |
| Mar-10 | 742.00                    | 326,400                    | 135,600                     | 37,680    | 0.923          | 0.3937                   | 0.415  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 91.84                     |
| Abr-10 | 728.00                    | 347,400                    | 151,400                     | 47,180    | 0.917          | 0.4110                   | 0.436  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | <b>104.94</b>             |
| May-10 | 708.00                    | 326,400                    | 142,200                     | 44,280    | 0.917          | 0.4109                   | 0.436  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 101.95                    |
| Jun-10 | 702.00                    | 326,800                    | 129,200                     | 31,160    | 0.930          | 0.3765                   | 0.395  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 72.78                     |
| Jul-10 | 672.00                    | 307,600                    | 121,600                     | 29,320    | 0.930          | 0.3765                   | 0.395  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 69.65                     |
| Ago-10 | 676.00                    | 307,600                    | 123,800                     | 31,520    | 0.928          | 0.3826                   | 0.402  | 0.96           | 0.284                    | 0.292  | 74.90                     |

Tabla N° 4.6 Capacidad de Condensador para mejorar el  $\cos \Phi$  y reducir a S/.0 el costo de E.R.

| Mes    | Horas de Consumo | Energía Activa (kWh) | Potencia Media (kW) | Energía Reactiva (kVarh) |           | $\cos \Phi(1)$ | Angulo $\cos \Phi(1)$ | tang 1 $\cos \Phi(1)$ | $\cos \Phi(2)$ | Angulo $\cos \Phi(2)$ | tang 2 $\cos \Phi(2)$ | Condensador (kVar) |
|--------|------------------|----------------------|---------------------|--------------------------|-----------|----------------|-----------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
|        |                  |                      |                     | Consumida                | Facturada |                |                       |                       |                |                       |                       |                    |
| Sep-09 | 720              | 300,400              | 417                 | 113,600                  | 23,480    | 0.935          | 0.362                 | 0.378                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 36.09              |
| Oct-09 | 720              | 310,000              | 431                 | 120,600                  | 27,600    | 0.932          | 0.371                 | 0.389                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 41.92              |
| Nov-09 | 720              | 335,800              | 466                 | 130,800                  | 30,060    | 0.932          | 0.371                 | 0.390                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 45.64              |
| Dic-09 | 720              | 351,400              | 488                 | 138,600                  | 33,180    | 0.930          | 0.376                 | 0.394                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 50.15              |
| Ene-10 | 720              | 350,800              | 487                 | 139,400                  | 34,160    | 0.929          | 0.378                 | 0.397                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 51.50              |
| Feb-10 | 720              | 366,800              | 509                 | 149,000                  | 38,960    | 0.926          | 0.386                 | 0.406                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 58.36              |
| Mar-10 | 720              | 326,400              | 453                 | 135,600                  | 37,680    | 0.923          | 0.394                 | 0.415                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 56.11              |
| Abr-10 | 720              | 347,400              | 483                 | 151,400                  | 47,180    | 0.917          | 0.411                 | 0.436                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | <b>69.55</b>       |
| May-10 | 720              | 326,400              | 453                 | 142,200                  | 44,280    | 0.917          | 0.411                 | 0.436                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 65.28              |
| Jun-10 | 720              | 326,800              | 454                 | 129,200                  | 31,160    | 0.930          | 0.376                 | 0.395                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 47.06              |
| Jul-10 | 720              | 307,600              | 427                 | 121,600                  | 29,320    | 0.930          | 0.376                 | 0.395                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 44.28              |
| Ago-10 | 720              | 307,600              | 427                 | 123,800                  | 31,520    | 0.928          | 0.383                 | 0.402                 | 0.96           | 0.284                 | 0.292                 | 47.34              |

Tabla 4.7 Consumo de E.R. instalando condensadores faltantes -Costo Anual 0 de E.R.  
(Ahorro anual S/. 14,821 más IGV)

| Mes    | Demanda<br>Máxima<br>(kW) | Energía<br>Activa<br>(kWh) | Energía Reactiva<br>(kVarh) |           | Factor<br>de<br>Potencia | Precio<br>Unitario<br>(S/./kVarh) | Importe<br>(S/.) |
|--------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|--------------------------|-----------------------------------|------------------|
|        |                           |                            | Consumida                   | Facturada |                          |                                   |                  |
| Sep-09 | 666.00                    | 300,400                    | 87,627                      | -2,493    | 0.960                    | 0.0382                            | 0.00             |
| Oct-09 | 686.00                    | 310,000                    | 90,427                      | -2,573    | 0.960                    | 0.0371                            | 0.00             |
| Nov-09 | 720.00                    | 335,800                    | 97,953                      | -2,787    | 0.960                    | 0.0370                            | 0.00             |
| Dic-09 | 752.00                    | 351,400                    | 102,503                     | -2,917    | 0.960                    | 0.0365                            | 0.00             |
| Ene-10 | 746.00                    | 350,800                    | 102,328                     | -2,912    | 0.960                    | 0.0364                            | 0.00             |
| Feb-10 | 752.00                    | 366,800                    | 106,996                     | -3,044    | 0.960                    | 0.0361                            | 0.00             |
| Mar-10 | 742.00                    | 326,400                    | 95,211                      | -2,709    | 0.960                    | 0.0360                            | 0.00             |
| Abr-10 | 728.00                    | 347,400                    | 101,337                     | -2,883    | 0.960                    | 0.0359                            | 0.00             |
| May-10 | 708.00                    | 326,400                    | 95,211                      | -2,709    | 0.960                    | 0.0359                            | 0.00             |
| Jun-10 | 702.00                    | 326,800                    | 95,328                      | -2,712    | 0.960                    | 0.0359                            | 0.00             |
| Jul-10 | 672.00                    | 307,600                    | 89,727                      | -2,553    | 0.960                    | 0.0357                            | 0.00             |
| Ago-10 | 676.00                    | 307,600                    | 89,727                      | -2,553    | 0.960                    | 0.0356                            | 0.00             |

Tabla 4.8 Consumo de E.R. sin Banco de Condensadores - Costo Anual Promedio de E.R. ( S/. 64,728.63 mas IGV)

| Mes    | Demanda<br>Máxima<br>(kW) | Energía<br>Activa<br>(kWh) | Energía Reactiva<br>(kVarh) |           | Factor<br>de<br>Potencia | Precio<br>Unitario<br>(S/./kVarh) | Importe<br>(S/.) |
|--------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|--------------------------|-----------------------------------|------------------|
|        |                           |                            | Consumida                   | Facturada |                          |                                   |                  |
| Sep-09 | 666.00                    | 300,400                    | 225,300                     | 135,180   | 0.800                    | 0.0382                            | 5,163.88         |
| Oct-09 | 686.00                    | 310,000                    | 232,500                     | 139,500   | 0.800                    | 0.0371                            | 5,175.45         |
| Nov-09 | 720.00                    | 335,800                    | 251,850                     | 151,110   | 0.800                    | 0.0370                            | 5,591.07         |
| Dic-09 | 752.00                    | 351,400                    | 263,550                     | 158,130   | 0.800                    | 0.0365                            | 5,771.75         |
| Ene-10 | 746.00                    | 350,800                    | 263,100                     | 157,860   | 0.800                    | 0.0364                            | 5,746.10         |
| Feb-10 | 752.00                    | 366,800                    | 275,100                     | 165,060   | 0.800                    | 0.0361                            | 5,958.67         |
| Mar-10 | 742.00                    | 326,400                    | 244,800                     | 146,880   | 0.800                    | 0.0360                            | 5,287.68         |
| Abr-10 | 728.00                    | 347,400                    | 260,550                     | 156,330   | 0.800                    | 0.0359                            | 5,612.25         |
| May-10 | 708.00                    | 326,400                    | 244,800                     | 146,880   | 0.800                    | 0.0359                            | 5,272.99         |
| Jun-10 | 702.00                    | 326,800                    | 245,100                     | 147,060   | 0.800                    | 0.0359                            | 5,279.45         |
| Jul-10 | 672.00                    | 307,600                    | 230,700                     | 138,420   | 0.800                    | 0.0357                            | 4,941.59         |
| Ago-10 | 676.00                    | 307,600                    | 230,700                     | 138,420   | 0.800                    | 0.0356                            | 4,927.75         |
|        |                           |                            |                             |           |                          |                                   | <b>64,728.63</b> |

Tabla 4.9 Comparación de Tarifas MT2, MT3 y MT4

| Descripción | E.Activa  | E.Activa HP | Energía FP | E. Reactiva | Pot. Gener | Pot. Distr | Exceso Pot | Tarifa  |
|-------------|-----------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|---|
| Precio      |           | 0.1351      | 0.1079     | 0.0356      | 21.71      | 9.86       |            | <b>MT3-HoraPunta</b><br><b>Incluye IGV</b><br><b>S/. 72,748.88</b>  |
| Consumo     |           | 65,338      | 263,238    | 32,819      | 710.92     | 740.42     |            |   |
| Importe     |           | 8,827.16    | 28,403.38  | 1,168.36    | 15,434.07  | 7,300.54   |            |   |
| Precio      |           | 0.1351      | 0.1079     | 0.0356      | 13.37      | 10.11      |            | <b>MT3-FueraPunta</b><br><b>Incluye IGV</b><br><b>S/. 65,913.56</b> |
| Consumo     |           | 65,338      | 263,238    | 32,819      | 710.92     | 740.42     |            |   |
| Importe     |           | 8,827.16    | 28,403.38  | 1,168.36    | 9,505.00   | 7,485.65   |            |   |
| Precio      | 0.1144    |             |            | 0.0356      | 21.71      | 9.86       |            | <b>MT4-HoraPunta</b><br><b>Incluye IGV</b><br><b>S/. 73,175.56</b>  |
| Consumo     | 328,576   |             |            | 32,819      | 710.92     | 740.42     |            |   |
| Importe     | 37,589.09 |             |            | 1,168.36    | 15,434.07  | 7,300.54   |            |   |
| Precio      | 0.1144    |             |            | 0.0356      | 13.37      | 10.11      |            | <b>MT4-FueraPunta</b><br><b>Incluye IGV</b><br><b>S/. 66,340.24</b> |
| Consumo     | 328,576   |             |            | 32,819      | 710.92     | 740.42     |            |   |
| Importe     | 37,589.09 |             |            | 1,168.36    | 9,505.00   | 7,485.65   |            |   |
| Precio      |           | 0.1351      | 0.1079     | 0.0356      | 27.03      | 9.27       | 10.4900    | <b>MT2</b><br><b>Incluye IGV</b><br><b>S/. 76,377.95</b>            |
| Consumo     |           | 65,338      | 263,238    | 32,819      | 710.31     | 710.31     | 30.11      |   |
| Importe     |           | 8,827.16    | 28,403.38  | 1,168.36    | 19,199.68  | 6,584.57   | 315.85     |   |

Tabla 4.10 Comparación de Consumo entre usuarios con medidor individual y con medidor general

| DATOS                               | Mdo.Sr. de los Milagros<br>Medidor Individual | Mdo. Ciudad de Dic<br>Medidor General |
|-------------------------------------|---|---------------------------------------|
| Suministro N°                       | <b>58643</b>                                  | <b>67779:</b>                         |
| N° de usuarios                      | 370   | 1,180                                 |
| Potencia Contratada (kw)            | 200   | 850                                   |
| Tarifa                              | <b>MT4</b>                                    | <b>MT3</b>                            |
| Energía activa Horas de Punta (kWh) | 10,062.00                                     | 75,200.00                             |
| Energía activa Fuera de Punta (kWh) | 37,971.00                                     | 291,600.00                            |
| Total energía activa (kWh)          | 48,033.00                                     | 366,800.00                            |
| Energía reactiva (kVar)             | 12,974.00                                     | 149,000.00                            |
| Factor de Potencia                  | 0.965   | 0.926                                 |
| Factor de Carga                     | 0.579   | 0.677                                 |
| Demanda Máxima Horas de Punta (kW)  | 103.20  | 752.00                                |
| Demanda Máxima Fuera de Punta (kW)  | 115.20  | 740.00                                |
| Costo total del consumo (S/.)       | 12,113.84                                     | 86,584.13                             |
| <b>Consumo/usuario (kwh)</b>        | <b>129.82</b>                                 | <b>310.85</b>                         |

Tabla 4.11 Reducción del Total de Energía Activa y la DM asumiendo consumo por usuario de 250 kW.h con medidor individual

| DATOS                              | Mdo.Sr. de los Milagros<br>Medidor Individual | Mdo. C. De DIOS<br>Medidor Individual |
|------------------------------------|---|---------------------------------------|
| Suministro N°                      | <b>58643</b>                                  | <b>677792</b>                         |
| N° de usuarios                     | 370   | 1,180                                 |
| Potencia Contratada (kW)           | 200   | 850                                   |
| Tarifa                             | <b>MT4</b>                                    | <b>MT3</b>                            |
| Total Energía Activa (kW.h)        | 48,033.00                                     | 295,000.00                            |
| Factor de Potencia                 | 0.965   | 0.926                                 |
| Demanda Máxima Horas de Punta (kW) | 103.2   | 605.20                                |
| <b>Consumo/usuario (kw.h)</b>      | <b>129.82</b>                                 | <b>250.00</b>                         |

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se ha observado que no existen planos de instalaciones eléctricas del sistema de distribución B.T. del mercado, por lo que se recomienda su elaboración actualizada. Dichos planos serán útiles cuando ejecuten los trabajos para la eliminación de las fugas a tierra existentes en el sistema eléctrico.
2. No se ha realizado la medida y verificación del cumplimiento de las normas, de las resistencias de puesta a tierra desde hace más de 2 años. Sólo se hace mantenimiento de los pozos a tierra. Según el Código Nacional de Electricidad, Utilización [6], el valor de la resistencia de puesta a tierra no debe ser mayor de 25 ohms.  
De acuerdo al resultado de la medición de la resistencia del pozo a tierra, deberá hacerse un mantenimiento correctivo al sistema de puesta a tierra, a fin de garantizar la protección contra fallas a tierra y corrientes estáticas, proteger los equipos eléctricos, la estabilidad de las instalaciones eléctricas interiores y garantizar la seguridad de las personas.
3. Según los resultados de la medición del aislamiento de las instalaciones internas, la mayoría de circuitos presentan fugas a tierra, lo que está ocasionando pérdidas de energía eléctrica e incrementa el consumo facturado y fundamentalmente constituye un riesgo de sufrir accidentes con daños personales y/o materiales.
4. Para un sistema eléctrico del tipo comercial la resistencia mínima de aislamiento es 0.22 Mega-Ohms (1,000 Ohms/voltio) y eso no se está cumpliendo.  
Las fugas a tierra se producen por contactos de las líneas con las cajas de paso, tableros metálicos, por la humedad, la suciedad que ha cubierto la parte activa de los conductores, interruptores, tomacorrientes, acción de roedores, etc. Estas fugas a tierra están originando pérdidas de energía, sobrecarga y caídas de tensión.
5. Para mejorar el aislamiento de los circuitos deberán reemplazarse las líneas y elementos deteriorados y efectuar el mantenimiento de las instalaciones (tablero de distribución, interruptores, tomacorrientes, cajas de paso, luminarias, etc.), limpiando la suciedad con solvente dieléctrico S-25 o similar y eliminando la humedad.

6. Es necesario que el técnico de mantenimiento eléctrico cuente con instrumentos de medición de verdadero valor eficaz o valor TRMS de corriente y tensión para tener una medida más exacta de las magnitudes eléctricas. También deben tener pinzas amperimétricas que midan corrientes pequeñas de rango de mA a 10 A.
7. En las instalaciones eléctricas del mercado de Ciudad de Dios, se recomienda mejorar la ventilación en la SE N° 2, cuyo ambiente no estaba destinado para su ubicación, (según se muestra en la fotografía de la figura A5 del ANEXO A). En el verano el ambiente alcanza temperaturas mayores a 30°C, lo que puede afectar la refrigeración y el rendimiento del transformador.
8. Se observa que la disposición de los bancos de condensadores automáticos en las Subestaciones N° 1 y N° 2 corresponde a la filosofía de una compensación global y actualmente no está compensando adecuadamente la energía reactiva consumida por los transformadores.
9. El Banco de Condensadores Fijo de la Subestación N° 1 está compensando la energía reactiva consumida por el transformador de 800 KVA.
10. El Factor de Potencia promedio del suministro es 0.927, por consiguiente la potencia efectiva de las subestaciones es 1,205 KW.
11. De las evaluaciones de la potencia de consumo se observa que se tiene una potencia disponible (reserva) de 453 KW ( 37.6 %) para el abastecimiento de futuras cargas.
12. Se recomienda colocar un interruptor en el tablero del banco de condensadores fijo instalado en la N° 1 ó cambiar dicho tablero por uno apropiado.
13. En la SE N° 2 se deben instalar un banco de condensadores fijo 70 kVAr, para compensar el consumo propio del transformador y otras cargas inductivas del mercado.
14. Para una adecuada y eficiente compensación de la energía reactiva debe hacerse el mantenimiento preventivo de los dos Bancos de Condensadores automáticos de Subestaciones N° 1 y N° 2 .
15. Según los resultados del estudio sobre la compensación de la energía reactiva se aprecia lo siguiente :

|  | <u>Costo de E Reactiva/año</u> |
|--|--------------------------------|
| a. Situación actual ( $\cos \Phi$ 0.927) | S/. 14,821.44 más IGV          |
| b. Con compensación de 70 KVAR           | S/. 0.00                       |
| c. Sin ninguna compensación              | S/. 64,728.63 más IGV          |
16. El mercado es un usuario cuyo consumo de potencia se da durante las 24 h. al día, tiene conectado permanentemente refrigeradoras, congeladoras y cámaras frigoríficas, por lo que no es posible desconectar una potencia de 170.46 kW en las

- horas de punta para lograr la calificación Presente en Fuera de Punta, mucho más difícil aún, si no se tienen instalados medidores en cada puesto, de tal manera que, permita tomar las medidas correctivas para optimizar el consumo de las horas de punta y calificar en Fuera de Punta. (Ver la fotografía de la figura A6 del ANEXO A).
17. Por carecer de instalación de medidores en cada puesto, no se hace uso racional de la energía eléctrica y se sobrecarga el sistema eléctrico. Y como la facturación es global para el mercado, los usuarios no se sienten satisfechos con la alícuota que les corresponde pagar, creen que no refleja el precio justo por su consumo individual y no tienen ningún interés en ahorrar la energía eléctrica.
  18. Por la falta de medidores que registren el consumo de cada puesto, del alumbrado de los pasadizos y alumbrado exterior del mercado, es imposible efectuar el balance de energía para determinar el nivel (%) de pérdidas (distribución + fugas a tierra).
  19. Instalando medidores la demanda máxima (752 kW) disminuiría hasta 605 kW aproximadamente (19.54%)
  20. De la comparación de las Tarifas MT2, MT3 y MT4, para el consumo de energía eléctrica del mercado, se concluye que la más conveniente es la MT3, por ser un usuario cuyo consumo de potencia se da durante las 24 h. al día.
  21. El Mercado debe hacer un Programa de Eficiencia Energética Eléctrica para tener una mayor eficiencia y seguridad en el uso de la energía eléctrica y ahorro en la facturación de su consumo [7]. Este programa debe difundir y motivar en los socios cooperativistas las recomendaciones sobre la eficiencia energética y seguridad contra el riesgo eléctrico, para un buen uso y ahorro de la energía eléctrica y lograr un sistema eléctrico con ausencia de interrupciones, sobre tensiones en la red y variaciones de voltaje RMS, es decir tener estabilidad del voltaje, la frecuencia y continuidad en el servicio eléctrico.

## **ANEXOS**

## ANEXO A FOTOGRAFIAS

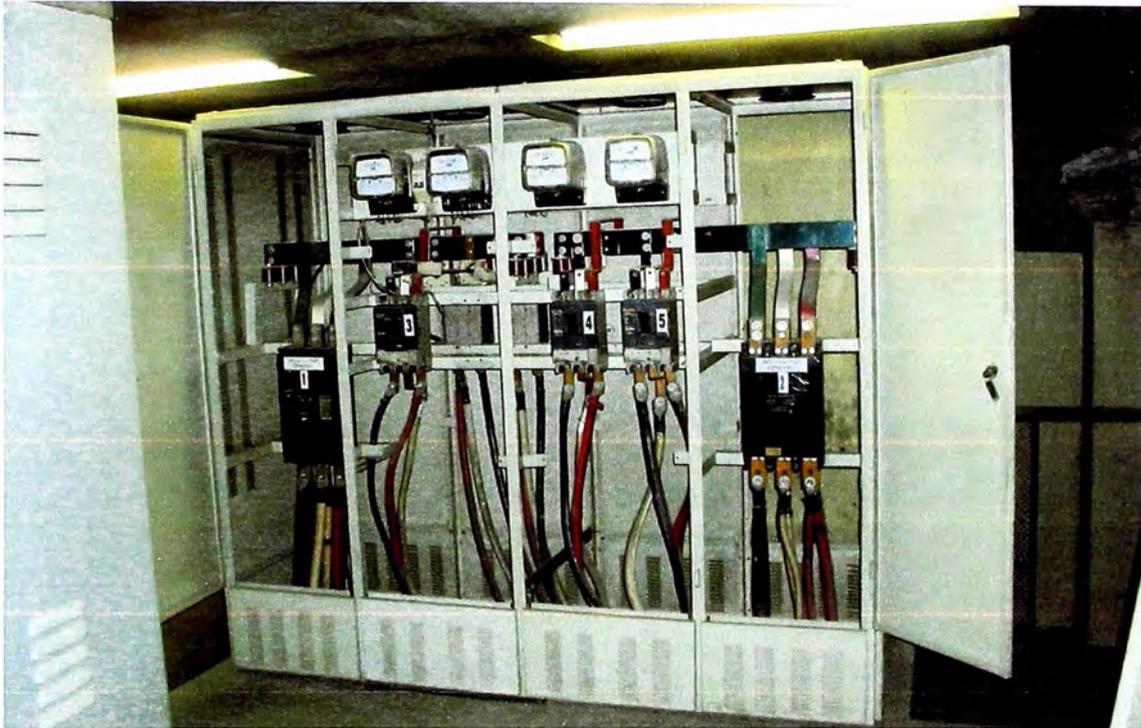


Fig. A1 Fotografía de la vista interior del tablero general de la SE-1



Fig. A2. Fotografía de los Condensadores CIRCUTOR instalados actualmente en el tablero del banco de condensadores automático de la SE-1

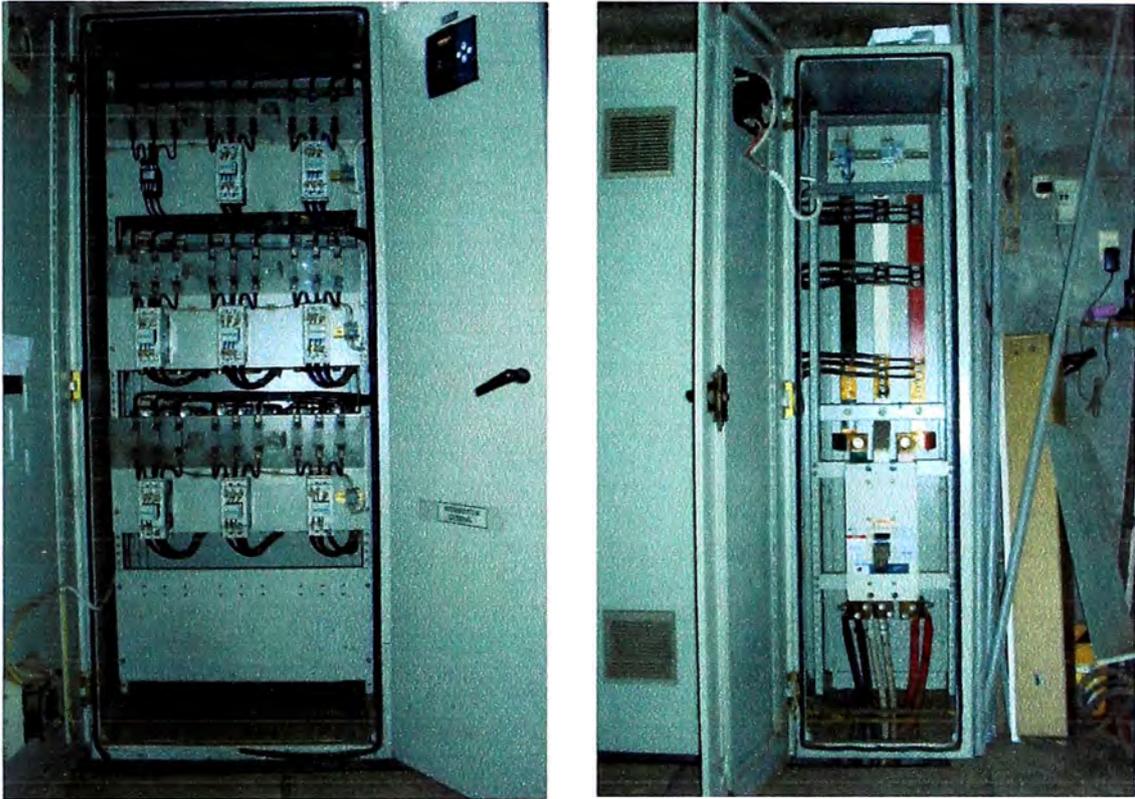


Fig. A3. Fotografía de vista interior del tablero del Bco. de Cond. automático SE-2



Fig. A4 Fotografía del condensador deteriorado SE-2



Fig. A5. Fotografía de la Vista del interior de la S.E. 2



Fig. A6. Fotografía de un puesto del Mercado Ciudad de Dios

## **ANEXO B LINEAMIENTOS GENERALES PARA HACER BUEN USO Y AHORRO DE LA ENERGIA ELECTRICA**

Las mejoras en el uso de la energía eléctrica pueden hacerse de dos formas, por un lado cambiando los malos hábitos en el uso de la energía eléctrica, relacionado con la Iluminación, refrigeración y sistema eléctrico en general y, por otro invirtiendo en equipos más eficientes. [8]

En el presente caso que se está viendo, hay acciones que se pueden tomar inmediatamente, sustituyendo los malos hábitos por las buenas prácticas que requieren mínima inversión, tales como :

- Limpiar periódicamente las luminarias, ya que la suciedad disminuye el nivel de iluminación de una lámpara, hasta en un 20%
- Evaluar la utilización de luz natural, instalando calaminas transparente, en las zonas donde sea posible.
- Usar colores claros en las paredes, muros y techos, ya que los colores oscuros absorben gran cantidad de luz y obligan a utilizar más lámparas.
- Reemplazar los fluorescentes T-12 convencionales de 40 W, por fluorescentes delgados T-8 de 36W, porque iluminan igual y representan un ahorro económico de 10% en la facturación.
- Independizar y sectorizar los circuitos de iluminación, a fin de iluminar sólo las áreas necesarias.
- Evaluar la posibilidad de instalar sensores de presencia y timers para el control de los sistemas de iluminación.
- Se recomienda balancear las cargas en las líneas, y evitar el calentamiento de los conductores y las respectivas pérdidas, a fin de operar con mayor eficiencia.
- Los televisores, radios y equipo de sonido no deben permanecer enchufados, ya que siguen consumiendo energía aún estando apagados.
- Es recomendable hacer una revisión periódica de todos los tableros eléctricos, malas conexiones y suciedad en las instalaciones son causantes de mayores consumos al aumentar las pérdidas.
- Para equipos de refrigeración tales como cámaras de enfriamiento, congeladores y refrigeradores, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones :
  - Ubicar los equipos de refrigeración en lugares frescos, lejos de artefactos que produzcan calor y en zonas donde haya una buena ventilación, respetando una distancia mínima de 10 cm de la pared.

- Limpiar con frecuencia los filtros y los condensadores de los equipos de refrigeración.
- Mantener el congelador lo más lleno posible, pues los alimentos congelados ayudan a conservar el frío.
- Regular el control de temperatura, utilizando los niveles bajos en la temporada de frío y aumentando el nivel en los días más calientes. Un ajuste muy alto implica un mayor trabajo del compresor y por lo tanto, un mayor consumo de energía eléctrica.
- Revisar en forma periódica el correcto funcionamiento de los bancos de compensación.

El tema de ahorro de energía no es algo automático, se requiere un trabajo planificado y permanente, con metas concretas de ahorros y haciendo las evaluaciones respectivas en las diferentes épocas del año.

Vemos que las buenas prácticas en el uso adecuado de la energía no requieren inversión, sin embargo es importante también evaluar la renovación progresiva de los equipos y/o cableado, por estar fuera de su vida útil, o muy sobrecargados.

Estas mejoras si requieren inversión, pero es necesario contar con equipos modernos que nos permitan tener una exacta información de las características y valores de consumo de la energía, identificar cuando, cómo, donde y cuánta energía eléctrica se consume. Asimismo reducir las potencias y energía demandadas y mejorar la calidad del sistema, mediante la eliminación de perturbaciones y el tratamiento de las fugas a tierra con la finalidad de evitar accidentes, cortes de energía y averías, sabemos que, lo que se puede medir, se puede controlar.

Finalmente la calidad del suministro de la energía eléctrica es una responsabilidad compartida entre las empresas concesionarias, quienes tienen a cargo el servicio de distribución eléctrica, y los consumidores, de quienes depende el uso adecuado de la energía. El asumir correctamente esta responsabilidad, significará una menor contaminación de la red eléctrica, el ahorro de energía y beneficios económicos, y principalmente reducir en forma efectiva la contaminación ambiental debido al consumo de energía.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] OSINERG, "Normas Técnicas de la Calidad del Servicio Eléctrico", (NTCSE), 1997.
- [2] Ministerio de Energía y Minas (DGE), Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" Resol. OSINERG N° 182-2009-OS/CD
- [3] INDECOPI, Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002 "Instalaciones Eléctricas -- Verificación inicial previa a la puesta en servicio", 2002.
- [4] Ministerio de Energía y Minas, "Guía de Orientación para la Selección de la Tarifa Eléctrica a Usuarios Finales en Baja Tensión" , 2011.
- [5] Schneider Electric, "Compensación de Energía Reactiva y Filtrado de Armónicos Baja y Media Tensión", Diciembre 2006.
- [6] Ministerio de Energía y Minas (DGE), "Código Nacional de Electricidad - Utilización", 2001.
- [7] Ministerio de Energía y Minas, PAE, "Ahorro de Energía en las PYMES" , 1999.
- [8] Ministerio de Energía y Minas, Guía N 19 "Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético", 2008