

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA

“ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”

Tesis previa a la obtención
del título de Ingeniero
Eléctrico

AUTORES:

Raúl Esteban Ormaza Romero

Francisco Xavier Parra Sigüenza

DIRECTOR:

Ing. Flavio Quizhpi

CUENCA-ECUADOR

NOVIEMBRE DE 2013

Cuenca, de Noviembre de 2013.

Los conceptos desarrollados, datos obtenidos, análisis realizados y las conclusiones descritas en la presente investigación, son de exclusiva responsabilidad de los autores y autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana el uso de la misma con fines académicos



Raúl Esteban Ormaza R.



Francisco Xavier Parra S.

Ing. FLAVIO QUIZHPI PALOMEQUE Director de tesis.

CERTIFICA: Que la tesis con el título “ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”, ha sido desarrollada por los estudiantes RAUL ESTEBAN ORMAZA ROMERO Y FRANCISCO XAVIER PARRA SIGÜENZA, ha sido revisada y asesorada de acuerdo a los requerimientos establecidos en la propuesta inicial y al cronograma definido, por lo que después de reunir los requisitos estipulados en los Documentos Generales e Instructivos de Graduación de la Universidad, autorizo su presentación para los fines legales consiguientes.

Cuenca, Noviembre de 2013



Ing Flavio Quizhpi

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios, por toda su bondad brindada para este, su servidor, de igual manera a los grandes padres terrenales que él me dio, mi padre con su interminable amor y amistad, a mi madre que fue el pilar fundamental de mi niñez, y ahora mi ángel de la guarda, que junto al todo poderoso protege a toda nuestra familia.

Como no agradecer a mi familia, mis padres, mis hermanos que siempre me ha dado su amor y apoyo.

Un agradecimiento especial para el Ing Flavio Quizhpi, director de esta Tesis, quien no solo con sus sólidos conocimientos nos ha brindado una guía, si no por su valiosa amistad que nos ha brindado en todo el transcurso de nuestros estudios universitarios.



Raúl Ormaza Romero

DEDICATORIA

Sin lugar a dudas, esta tesis está dedicado para el ser que siempre confió en mí, que con su amor y respaldo ha sido la guía en mi vida, nunca podre terminar de agradecer todo lo que usted significa en mi vida, esto es dedicado para usted, mi padre amado LEONARDO ORMAZA TORRES.

Quiero dedicar de igual manera a mi esposa, quien es ese bello ser que ahora me acompañara en el trajinar de nuestras vidas, por eso y mucho más esto se lo dedico a usted, Karolina Sarmiento, mi bella esposa.



Raúl Ormaza Romero

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios y a la virgen María Auxiliadora por sus bendiciones, a mi familia por su apoyo y comprensión, y a todas las personas que colaboraron en el proceso del desarrollo de este proyecto.

Un reconocimiento especial a él Ing. Flavio Quizhpi por su apoyo y dirección, al Ing. Galo Segarra, Ing. Galo Cabrera gracias por su ayuda, y al Sr Raúl Ormasa coproductor de este trabajo amigo de sacrificios y retos.



Francisco Parra S

DEDICATORIA

A ti Josué Matías, que eres el motor que mueve mi vida, mi alegría mi distracción, el ser por el que todo sacrificio vale, a ti por ser el hijo con el que dios me bendijo.

A ti Fabiola por ser mi fuente de inspiración, por ser el apoyo que nunca me dejo renunciar ni desistir, a ti por ser el amor de mi vida mi esposa.

A Uds. José y Mariana por el ejemplo de dedicación, sacrificio por su apoyo incondicional por su generosidad y por todo su amor, a uds por ser los padres que todo hijo desea.

A Uds. Mónica, Cristian, Carlos y Diana por la ayuda que en todos estos años me brindaron y por soportarme, a uds mis queridos hermanos.....

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Francisco Parra S.', is positioned above a horizontal dotted line.

Francisco Parra S.

“ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”

NOVIEMBRE DE 2013

Índice general

I INTRODUCCIÓN

1. EQUIPOS Y METODOS DE MEDICION.

| | |
|---|----|
| 1.1.Realidad del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur técnico y económico..... | 10 |
| 1.2.Equipos y métodos de medición..... | 15 |
| 1.3.Parámetros para la utilización de los equipos..... | 19 |

2. ANALISIS Y TABULACION DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LOS TRANSFORMADORES DE MUESTREO.

| | |
|--|----|
| 2.1.Definir la población de muestra..... | 22 |
| 2.2.Tabulación de los datos de la muestra..... | 33 |

3. ANALISIS DE PERDIDAS MEDIANTE EQUIPOS DE MEDICION Y PRUEBAS PROPUESTAS

| | |
|--|----|
| 3.1.Técnicas de medición aplicadas a la muestra..... | 36 |
| 3.2.Análisis de los valores obtenidos con los equipos de medición..... | 47 |

4. CONTRASTACION DE VALORES DE PERDIDAS MEDIDOS CON VALORES CALCULADOS Y SU TRASENDENCIA

| | |
|--|-----------|
| 4.1.Comparación y análisis entre los valores facturados y medidos..... | 62 |
| 4.2.Factores de corrección..... | 67 |
| 4.3.Propuesta para la facturación de las perdidas por transformadores..... | 68 |
| | |
| 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 72 |

Bibliografía

Enríquez Harper, Gilberto. Electrónica de Potencia Básica. Editorial Limusa. México, 2010.

Walpole, Ronald. Probabilidad y Estadística para Ingenieros. Editorial Pearson. México, 2012.

Yebra Moròn, Juan Antonio. Sistemas Eléctricos de Distribución. Editorial Rervertè. Barcelona, 2009

Enríquez Harper, Gilberto. Abc de la calidad de energía eléctrica. Editorial Limusa. México, 2009.

Chapman, Stephen. Maquinas Eléctricas. Editorial McGraw. México, 2012.

Avelino Pérez, Pedro. Transformadores de distribución. Editorial Revertè. México, 2008.

Departamento de Facturación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Departamento de SIGADE de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Departamento de Calidad y Planificación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=23

<HTTP://WWW.CONELEC.GOB.EC/DOCUMENTOS.PHP?CD=3073&L=1>

<http://www.centrosur.com.ec>.

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR..... | 12 |
| Figura 2. Pérdidas de Energía del alimentador 0523..... | 12 |
| Figura 3. Descripción de la forma de medición de energía de la CENTROSUR..... | 15 |
| Figura 4. Equipo FLUKE 1744/43..... | 18 |
| Figura 5. Equipo MemoBox | 19 |
| Figura 6. Área de concesión de la VENTROSUR..... | 22 |
| Figura 7. Porcentaje de transformadores de la CENTROSUR..... | 24 |
| Figura 8. Cuadro de tipos de centros de transformación..... | 24 |
| Figura 9. Cuadro ubicación de centros de transformación..... | 25 |
| Figura 10. Distribución de centros de transformación por subestaciones..... | 25 |
| Figura 11. Cuadro comparativo de potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR..... | 26 |
| Figura 12. Cuadro de ubicación de los centros de transformación en relación a la potencia instalada..... | 27 |
| Figura 13. Cuadro de tipos de centros de transformación en relación a la potencia instalada..... | 27 |
| Figura 14. Cuadro de pérdidas de potencia en las líneas primarias en relación a las subestaciones..... | 29 |
| Figura 15. Cuadro de pérdidas de potencia en los transformadores en relación a las subestaciones..... | 29 |

| | |
|--|----|
| Figura 16. Cuadro comparativo de transformadores particulares por provincia..... | 30 |
| Figura 17. Cuadro de porcentajes de transformadores particulares en los cantones del Azuay..... | 32 |
| Figura 18. Distribución de transformadores particulares por subestación en el Cantón Cuenca..... | 33 |
| Figura 19. Porcentaje de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores..... | 34 |
| Figura 20. Porcentajes de las muestras según la potencia instalada..... | 36 |
| Figura 21. Montaje del equipo Topas 1000..... | 39 |
| Figura 22. Equipo Memo box 300 y Fluke..... | 44 |
| Figura 23. Rango horario y curvas características de P y S del día Lunes..... | 57 |
| Figura 24. Rango horario y curvas características de P y S del día Martes..... | 58 |
| Figura 25. Rango horario y curvas características de P y S del día Miercoles..... | 59 |
| Figura 26. Rango horario y curvas características de P y S del día Jueves..... | 60 |
| Figura 27. Rango horario y curvas características de P y S del día Viernes..... | 61 |
| Figura 28. Rango horario y curvas características de P y S del día Sabado..... | 62 |
| Figura 29. Rango horario y curvas características de P y S del día Domingo..... | 63 |
| Figura 30. Rango horario y curvas características de P y S semanal..... | 64 |
| Figura 31. Lecturas programa SICO..... | 65 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Evolución de pérdidas periodo 2008-2012..... | 10 |
| Tabla 2. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR..... | 11 |
| Tabla 3. Pérdidas de Energía del alimentador 0523..... | 12 |
| Tabla 4. Pérdidas de Energía de los transformadores del alimentador 0523..... | 13 |
| Tabla 5. Costos de Energía en las etapas de distribución del sector eléctrico Ecuatoriano..... | 14 |
| Tabla 6. Costos pérdidas de Energía en los transformadores del alimentador 0523..... | 15 |
| Tabla 7. Cantidad de transformadores de la EERCS..... | 23 |
| Tabla 8. Potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR..... | 26 |
| Tabla 9. Pérdidas de potencia en alimentadores primarios y transformadores de distribución..... | 28 |
| Tabla 10. Concesión de la CENTROSUR de transformadores particulares por provincias..... | 31 |
| Tabla 11. Porcentajes por cantón en la provincia del Azuay..... | 32 |
| Tabla 12. Porcentaje de transformadores particulares por subestación..... | 33 |
| Tabla 13. Distribución de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores..... | 34 |
| Tabla 14. Distribución de las muestras según la potencia instalada..... | 36 |
| Tabla 15. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Lunes..... | 49 |

| | |
|---|----|
| Tabla 16. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Martes..... | 50 |
| Tabla 17. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Miércoles..... | 51 |
| Tabla 18. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Jueves..... | 52 |
| Tabla 19. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Viernes..... | 53 |
| Tabla 20. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Sábado..... | 54 |
| Tabla 21. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Domingo..... | 55 |
| Tabla 22. Cálculo de consumo Registro SICO..... | 66 |
| Tabla 23. Protocolo de transformadores para pérdidas de vacío y cobre..... | 67 |
| Tabla 24. Energía diaria registrada por el equipo de calidad de un transformador..... | 68 |
| Tabla 25. Resumen general de valores de los transformadores de 15 kVA..... | 69 |
| Tabla 26. Resumen general cálculos del transformador N°13285, potencia 15 kVA..... | 69 |
| Tabla 27. Resumen general cálculos para el transformador N°16126, potencia 15 kVA..... | 70 |
| Tabla 28. Resumen general cálculos del transformador N°18044, potencia 15 kVA... | 70 |
| Tabla 29. Resumen general cálculos del transformador N°9297 potencia 15 kVA..... | 70 |
| Tabla 30. Resumen general cálculos del transformador N°17438 potencia 15 kVA... | 71 |
| Tabla 31. Resumen general cálculos del transformador N°13027 potencia 15 kVA.... | 71 |
| Tabla 32. Resumen general cálculos del transformador N°17924, potencia 15 kVA... | 71 |

Parte I
INTRODUCCIÒN

El desarrollo del trabajo de ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL 2% POR PERDIDAS EN TRANSFORMADORES EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSIÓN, pretende determinar mediante datos reales medidos y análisis de los mismos, un factor de recargo que compense las pérdidas de los transformadores de una manera más eficiente. En la actualidad el crecimiento de la demanda de energía hace necesario el instalar más estaciones de transformación de uso particular, en las mismas se sigue aplicando el factor de pérdidas del dos por ciento, sin considerar ningún parámetro técnico.

La primera etapa del trabajo se llevó a cabo recopilando la información de los transformadores de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR seleccionados mediante un análisis estadístico, en el periodo de seis meses se procedió a instalar equipos de calidad en cada uno de los transformadores por un tiempo de siete días. Los datos obtenidos de estos equipos representan el comportamiento real de cada transformador.

En la segunda etapa se procedió a recopilar información del sistema de facturación SICO de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR y realizar un análisis y comparación entre los valores que se obtuvieron de los equipos de calidad versus los facturados.

Los resultados representan la realidad de las pérdidas de los transformadores de distribución y la necesidad de modificar el sistema de compensación que permita tener un sistema eléctrico técnico y económico más eficiente.

Se presenta al final del trabajo una serie de recomendaciones, que podrían ser consideradas por la Centro Sur y por otras Empresas Distribuidoras, para la facturación de los clientes. Así también se presenta una serie de recomendaciones para futuras investigaciones.

CAPITULO 1

EQUIPOS Y METODOS DE MEDICION.

1.1 Realidad del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur técnico y económico.

El control de las pérdidas de energía es un proceso fundamental de la Empresa por lo que se realizan análisis en cada etapa de la distribución, de los resultados obtenidos mediante simulaciones realizadas en base a los registros de energía se tienen los siguientes resultados de pérdidas hasta el año 2012, ver tabla 1:

| CONCEPTO | U | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------------------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energía Total Disponible (ETD) | MWh | 720.417 | 728.982 | 780.189 | 838.975 | 886.982 |
| E.E. Azogues + Guapán | MWh | - | - | - | - | - |
| G Consumidores sin contrato CENTROSUR | MWh | 27.234 | 2.094 | 2.167 | 2.236 | 2.262 |
| Disponible CENTROSUR | MWh | 693.183 | 726.888 | 778.022 | 836.739 | 884.720 |
| G Consumidores con contrato CENTROSUR | MWh | 41.600 | - | - | - | - |
| Disponible clientes regulados | MWh | 651.583 | 726.888 | 778.022 | 836.739 | 884.720 |
| Consumo clientes regulados | MWh | 602.985 | 683.027 | 721.624 | 780.090 | 824.318 |
| Pérdidas Totales | MWh | 48.598 | 43.861 | 56.398 | 56.650 | 60.402 |
| % Pérdidas totales respecto a ETD | % | 6,75% | 6,02% | 7,23% | 6,75% | 6,81% |
| Pérdidas Técnicas | MWh | 41.360 | 42.033 | 44.997 | 47.976 | 51.584 |
| % Pérdidas Técnicas respecto a ETD | % | 5,75% | 5,77% | 5,77% | 5,72% | 5,82% |
| Pérdidas No técnicas | MWh | 7.238 | 1.828 | 11.401 | 8.674 | 8.818 |
| % Pérdidas No Técnicas respecto a ETD | % | 1,00% | 0,25% | 1,46% | 1,03% | 0,99% |

Tabla 1. Evolución de pérdidas período 2008-2012.

Este trabajo analizará uno de los componentes de las pérdidas técnicas, las pérdidas en transformadores de distribución particulares. Estas pérdidas son consideradas dentro del pliego tarifario vigente, se estipula un factor de penalización del dos por ciento que busca compensar económicamente las pérdidas.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur dentro de su área de concesión, que comprende la provincia del Azuay, Cañar y Morona Santiago, se encarga de la etapa de distribución y dispone de doce subestaciones las cuales se subdividen por alimentadores primarios los mismos que están identificados de acuerdo a la subestación y al nivel de voltaje.

Para determinar la eficiencia de cada una de éstas, la CENTROSUR, realiza un reporte mensual en el que se considera la energía que se comercializa versus las pérdidas que se producen en el proceso. Por lo tanto, para el análisis se consideran datos proporcionados por el departamento del SIGADE.

Las pérdidas que se consideran en este reporte, tabla 2 y figura 1, son en cables, conductores, transformadores propios y particulares.

| PERDIDAS DE ENERGIA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|---------|--------|----------|--------|-------|--------|---------|--------|----------|--------|-------|--------|-------------------------------|---------|--------------------|--------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| Energía | Conductor | | | | | | Cable | | | | | | Total | | | | | | Total sin trafos particulares | | Total todos trafos | | | | | | | | |
| | Empresa | | Privados | | Total | | Empresa | | Privados | | Total | | Empresa | | Privados | | Total | | Total | | Total | | | | | | | | |
| | kWh/mes | % | kWh/mes | % | kWh/mes | % | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | kWh/mes | % | kWh/mes | % | | | | | | | |
| DIGS | 67967111 | 457998 | 0.67% | 31446 | 0.05% | 489444 | 0.72% | 706182 | 1.04% | 133384 | 0.20% | 839566 | 1.24% | 482141 | 0.72% | 137771 | 0.20% | 629912 | 0.93% | 1198324 | 1.76% | 271155 | 0.40% | 1469478 | 2.16% | 1329011 | 1.96% | 1958923 | 2.88% |
| DMIS | 4871848 | 95435 | 1.96% | 39.01 | 0.00% | 95494 | 1.96% | 68195 | 1.40% | 14818 | 0.30% | 83013 | 1.70% | 23376 | 0.48% | 5120 | 0.11% | 28496 | 0.58% | 91572 | 1.88% | 19938 | 0.41% | 111509 | 2.29% | 178507 | 3.66% | 207003 | 4.25% |

Tabla 2. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.

De la tabla 2 se tiene que el total de energía mes es de 67967111 kW-h/mes al mes de marzo, las pérdidas en transformadores de uso particular representan el 0,93% un valor de 629912 kW-h/mes, esto es en la provincia del Azuay.

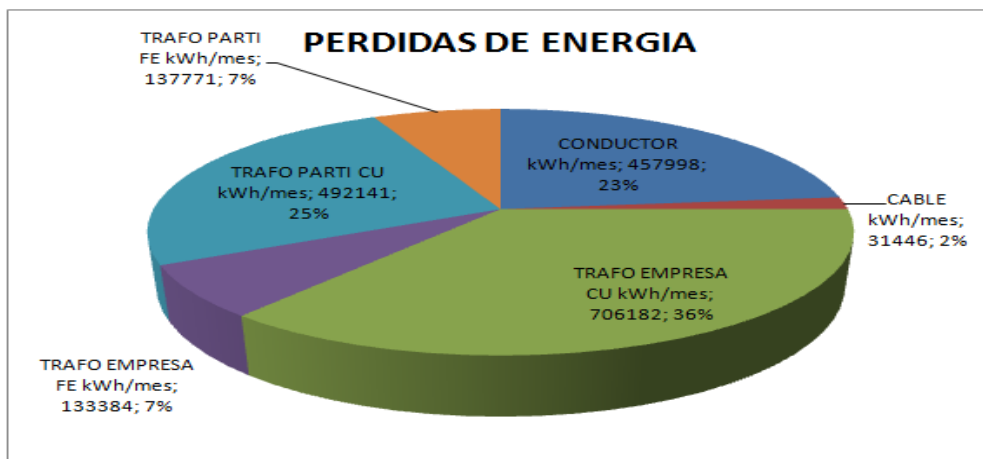


Figura 1. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.

Las pérdidas que se dan en el alimentador 0523, subestación el Arenal, referente para el análisis del factor del 2%, tanto en conductores, cables, transformadores propios y particulares, son los proporcionados en la tabla 3 y figura 2:

| PERDIDAS DE ENERGIA ALIMENTADOR 0523 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----------|---|---------|-------|---------|-------|-----------------|-------|-------|--------|----------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|-------------------------------|-------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|
| Energía | Redes MT | | | | | | TRANSFORMADORES | | | | | | | | | | | | Total sin traños particulares | | Total todos traños | | | | | | | | | |
| | Conductor | | Cable | | Total | | Empresa | | | | Privados | | | | Total | | | | Total | | Total | | | | | | | | | |
| | kWh/mes | % | kWh/mes | % | kWh/mes | % | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | Hierro | Cobre | Total | kWh/mes | % | | | | | | | | | | |
| ALIM-0523 | 4386537 | | 57510 | 1.31% | 3077 | 0.07% | 60567 | 1.38% | 37364 | 0.85% | 6856 | 0.16% | 44219 | 1.01% | 25177 | 0.57% | 6800 | 0.16% | 32057 | 0.73% | 62541 | 1.43% | 13736 | 0.31% | 76277 | 1.74% | 104806 | 2.39% | 136864 | 3.12% |

Tabla 3. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.

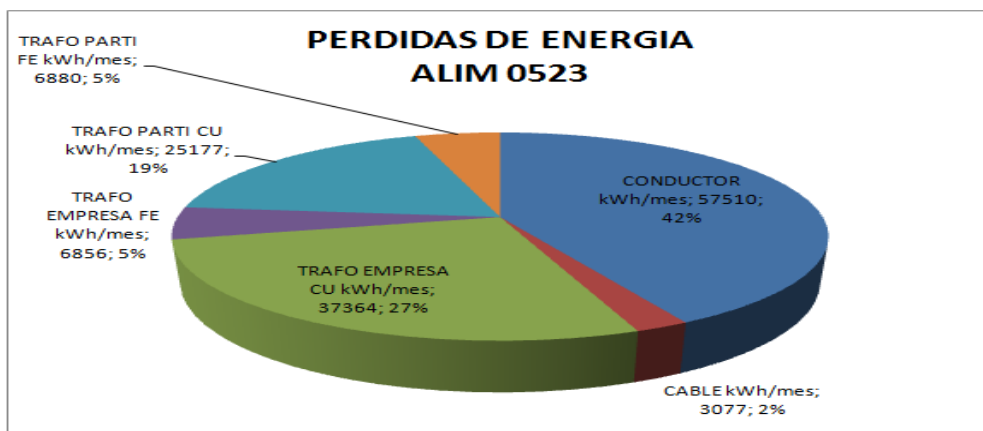


Figura 2. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.

De la tabla 4 se deduce que las pérdidas totales en transformadores representan el 1.74% de la energía disponible, las pérdidas totales en transformadores particulares son el 0.73%

| PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES PARTICULARES DEL ALIMENTADOR 0523 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-------|---------|-------|---------|-------|----------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | TRANSFORMADORES | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Empresa | | | | | | Privados | | | | | | Total | | | | | |
| | Hierro | | Cobre | | Total | | Hierro | | Cobre | | Total | | Hierro | | Cobre | | Total | |
| | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) | kWh/mes | (%) |
| ALIM-0523 | 37364 | 0,85% | 6856 | 0,16% | 44219 | 1,01% | 25177 | 0,57% | 6880 | 0,16% | 32057 | 0,73% | 62541 | 1,43% | 13736 | 0,31% | 76277 | 1,74% |

Tabla 4. Pérdidas de Energía de los transformadores del alimentador 0523.

Estas pérdidas son calculadas mediante las formulas (1) y (2), que representan las pérdidas en vacío y en el cobre:

$$PE_O = P_O * t \quad (1)$$

Dónde:

PE_O pérdidas de energía en vacío [kWh],

P_O pérdidas de potencia en vacío [kW],

t período de análisis [h].

$$PE_{Ci} = \frac{(demanda_i)^2 * P_c}{(KVA_n * \cos \Phi)^2} * t_i \quad ; \quad PE_{CTOTAL} = \sum PE_{Ci} \quad (2)$$

Dónde:

PE_{ci} pérdidas de energía en el intervalo i [kWh],

P_c pérdidas de potencia a plena carga [kW],

KVA_n potencia nominal del transformador [kVA],

$\text{Cos}\Phi$ factor de potencia de la carga,

demanda i demanda en la hora i [kWh],

t_i intervalo i de análisis [h],

$PE_{C\ TOTAL}$ pérdidas de energía total [kWh].

Para representar los valores de energía en valores económicos se dispone del costo de cada kW-h/mes por etapa. Los valores son obtenidos de acuerdo a cada una de las etapas de la distribución y los costos que le representan a la empresa transferir la energía.

En la tabla 5 se muestran los valores por etapas obtenidos al aplicar un análisis de costos:

| ETAPAS | Costo por etapa funcional | Costo acumulado | Costo de energía consumida | Costo de pérdidas de energía | | | Acumulado (incluido pérdidas) | Costo Real del consumo |
|------------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|------------------------------|----------------|------------------|-------------------------------|------------------------|
| | [¢/kWh] | | | [¢/kWh] | Técnicas | No técnicas | | |
| | | | [\$] | [\$] | [\$] | [\$] | | |
| Generación | 5,53 | 5,53 | | | | | 5,53 | |
| Líneas subtransmisión | 0,23 | 5,76 | 2.067.173 | 334.298 | 20.833 | 355.130 | 5,80 | 2.081.674 |
| Subestaciones | 0,64 | 6,40 | - | 222.978 | - | 222.978 | 6,47 | - |
| Alimentadores primarios | 1,20 | 7,60 | 24.128.841 | 613.848 | 140.076 | 753.924 | 7,76 | 24.633.196 |
| Transformadores distribución | 0,51 | 8,11 | - | 1.336.830 | - | 1.336.830 | 8,54 | - |
| Redes secundarias | 1,75 | 9,86 | - | 1.166.374 | - | 1.166.374 | 10,54 | - |
| Alumbrado público | 0,83 | 10,68 | 6.762.494 | 126.459 | - | 126.459 | 11,40 | 7.214.320 |
| Acometidas y contadores | 1,03 | 11,72 | 47.770.996 | 553.151 | 774.906 | 1.328.058 | 12,78 | 52.090.068 |
| TOTAL | | | 80.729.505 | 4.353.939 | 935.815 | 5.289.754 | | 86.019.258 |

Tabla 5. Costos de Energía en las etapas de distribución del sector eléctrico Ecuatoriano.

Por lo tanto para cuantificar el valor económico de las pérdidas se multiplica el costo de kWh por el valor de la energía perdida en esta etapa por los transformadores particulares. A manera de ejemplo se citan los transformadores del alimentador 0523, los valores se presentan en la tabla 6.

Valores obtenidos en los transformadores por mes:

| COSTOS PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR 0523 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------|----------|--------------|--------|----------|--------------|----------|----------|--------------|--------|----------|--------------|---------|---------------|---------|--------------|---------|
| | Empresa | | | | | | Privados | | | | | | Total | | | | |
| | Hierro | | Cobre | | COSTO | | Hierro | | Cobre | | COSTO | | Hierro | | Cobre | | Total |
| | kWh/mes | \$/kWh | kWh/mes | \$/kWh | | | kWh/mes | \$/kWh | kWh/mes | \$/kWh | | | kWh/mes | \$/kWh | kWh/mes | \$/kWh | |
| DIDIS | 706182 | \$ 0,085 | \$ 60 307,98 | 133384 | \$ 0,085 | \$ 11 390,96 | 492141 | \$ 0,085 | \$ 42 028,85 | 137771 | \$ 0,085 | \$ 11 765,66 | 1198324 | \$ 102 336,84 | 271155 | \$ 23 156,62 | 1469478 |
| DIMS | 68195 | \$ 0,085 | \$ 5 823,86 | 14818 | \$ 0,085 | \$ 1 265,49 | 23376 | \$ 0,085 | \$ 1 996,35 | 5120 | \$ 0,085 | \$ 437,22 | 91572 | \$ 7 820,21 | 19938 | \$ 1 702,70 | 111509 |
| ALIM-0523 | 37364 | \$ 0,085 | \$ 3 190,86 | 6856 | \$ 0,085 | \$ 585,47 | 25177 | \$ 0,085 | \$ 2 150,11 | 6880 | \$ 0,085 | \$ 587,58 | 62541 | \$ 5 340,97 | 13736 | \$ 1 173,05 | 76277 |

Tabla 6. Costos pérdidas de Energía en los transformadores del alimentador 0523.

1.2 Equipos y métodos de medición.

Para desarrollar la presente investigación se dispone de dos tipos de equipos de medición que permiten la toma de varias lecturas por minuto de distintos parámetros: potencia real (P), potencia reactiva (Q), voltajes (V) y corrientes (I).

En la actualidad la CENTROSUR realiza las mediciones de energía para los clientes de forma directa, como se aprecia en la figura 3 con equipos que registran energía, estos equipos no consideran las pérdidas en los transformadores.

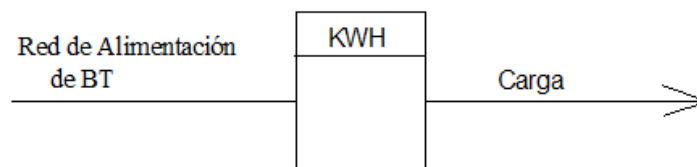


Figura 3. Descripción de la forma de medición de energía de la CENTROSUR.

En este trabajo se utilizará dos tipos de equipos para realizar la toma de datos, un equipo es un contador de marca ABB con compensación de pérdidas, que es utilizado por el departamento de control de la medición y los segundos son equipos utilizados para determinar la calidad de la energía los mismos que son administrados por el departamento de planificación.

1.2.1 Contador ABB con compensación de pérdidas

La compensación de pérdidas es un medio para corregir la lectura de un contador, cuando el punto de medición y el punto de servicio están separados físicamente, de manera que se puedan medir las pérdidas, incluyendo las de $I^2 * R$ en los conductores y transformadores, y las pérdidas en el hierro. Estas pérdidas pueden ser añadidas o sustraídas del registro del contador.

Este contador debe ser programado inicialmente por la Empresa Eléctrica con la adecuada configuración tarifaria, utilizando el software AlphaPlus TM de la misma manera que lo haría con cualquier otro contador ALPHA.

Mediante el software instalado en la PC se ingresa en el contador los protocolos del transformador.

Las características principales que ofrecen estos contadores son:

- Medición de Energía Activa y Reactiva.
- Medición de la Demanda Máxima.
- Medición de Características de Calidad.
- Almacenamiento de información para Perfil de Carga.

Para la programación y extracción de la información de tales contadores, se lo hace mediante un computador que tiene el software ALPHA Plus. Dicha comunicación entre el PC y el contador se lo realiza mediante el adaptador de cable óptico.

Este equipo es utilizado cuando se desee medir la energía en el lado de BT de un transformador de distribución que sirve a un cliente, aun cuando el cliente final es el propietario del transformador y responsable de las pérdidas del mismo. En este caso el punto de facturación de la empresa eléctrica es el lado de AT del transformador. Utilizando la compensación de pérdidas, el contador conectado al lado de BT del transformador puede en forma activa, ajustar el registrador para contabilizar las pérdidas en el transformador.

1.2.2 Equipos de calidad.

Los equipos registradores de calidad de energía han sido diseñados con la finalidad de evaluar los sistemas eléctricos existentes. Como en todo producto ofrecido a un cliente, la parte más importante es la calidad, se determina que la energía eléctrica es también como tal un producto que necesita de este requerimiento; por lo tanto se ve como un factor indispensable el recopilar información de tal manera que podamos evaluar la calidad del suministro eléctrico. Para este fin la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, ha adquirido una serie de equipos, de los mismos se utilizarán:

a) Fluke.

Los equipos de calidad FLUKE, como se aprecia en la figura 4, son capaces registrar simultáneamente hasta 500 parámetros durante un máximo de 85 días y de capturar eventos, los instrumentos de la serie Fluke 1740 ayudan a descubrir problemas de calidad de la potencia eléctrica intermitentes y difíciles de detectar.

El software PQ Log, que viene con el instrumento, evalúa rápidamente la calidad de la potencia eléctrica en la entrada del servicio, en una subestación o en la carga, de acuerdo con la norma EN 50160 más reciente.

- Determina la causa principal de los desperfectos: el software PQ Log incluido analiza tendencias, crea resúmenes estadísticos y genera gráficos y tablas detallados, rápidamente.
- Supervisa la potencia a largo plazo: los datos se pueden descargar durante el registro, sin interrumpirlo.
- Mide voltaje con exactitud superior: la exactitud de la medición del voltaje cumple con la norma IEC 61000-4-30 clase A (0,1 %)
- Valida rápidamente la calidad de la potencia: evalúe la calidad de la potencia de acuerdo con la norma EN 50160, mediante descripciones estadísticas



Figura 4. Equipo FLUKE 1744/43.

b) MemoBox

MemBox es un equipo de la empresa LEM figura 5, la cual fue adquirida por FLUKE Corporation en junio del 2005, por lo tanto su programación e instalación son idénticos a los equipos FLUKE.

Es un equipo analizador de calidad de la red, resistente, diseñado para aplicaciones en media y baja tensión, incluidas redes de distribución eléctrica.

El equipo Memobox es un instrumento de medida con protección IP65 para los parámetros eléctricos más comunes incluidos voltaje (V), corriente (A), potencia real (W), potencia aparente (VA), potencia reactiva (VAR), factor de potencia (PF), energía, flicker, eventos de tensión y THD.

El funcionamiento del sistema cumple con la norma EN50160 con precisión y técnicas de medida según IEC 61000-4-30 clase A.



Figura 5. Equipo MemoBox .

1.3 Parámetros para la utilización de los equipos.

El ente regulador CONELEC mediante la Regulación 004/01 exige el cumplimiento de ciertas normativas en lo que respecta al suministro de energía eléctrica, por tal motivo y con el fin de cumplir con las exigencias que demanda esta normativa, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se compromete a recopilar la información necesaria para realizar un diagnóstico general de su sistema eléctrico.

Para el desarrollo de la misma se utilizan los equipos de calidad que se basan en norma IEC61000-4-30 sobre medidores de la categoría A para los siguientes parámetros:

Parámetros Clase

- Precisión de la medida de tensión A
- Determinación de los intervalos de tiempo A
- Etiquetar valores de medida en caso de eventos A
- Armónicos y armónicos intermedios A
- Frecuencia A
- Desequilibrio de tensión A
- Protocolización de eventos A
- Sincronización del tiempo A

CEI 61000-4-30. Técnicas de medida y ensayo. Métodos de medida de la calidad del suministro.

Es una norma cuyo objeto es definir los métodos de medida e interpretación de los resultados de los parámetros de calidad de suministro eléctrico en sistemas eléctricos de potencia 50/60 Hz.

Clase A: Corresponde a los equipos de mayor exactitud, necesarios por ejemplo para aplicaciones contractuales, verificación del cumplimiento de las normas, resolución de disputas, etc.

Clase B: Corresponde a equipos de menor exactitud, empleados por ejemplo para estudios estadísticos.

UNE-EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes públicas de distribución.

Es una norma cuyo objeto es describir las características principales de la tensión suministrada por una red pública de distribución de baja y media tensión, en las condiciones normales de explotación.

Para la toma de muestras se utilizará lo estipulado según la regulación CONELEC 004/01 de calidad:

Periodo de medición: A efectos del control de la Calidad del Producto, se entenderá al lapso en el que se efectuarán las mediciones de Nivel de Voltaje, Perturbaciones y Factor de Potencia, mismo que será de siete (7) días continuos.

CAPITULO 2

ANALISIS Y TABULACION DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LOS TRANSFORMADORES DE MUESTREO.

2.1 Determinación del tamaño de la muestra

2.1.1 Áreas de cobertura de la EERCS

La EERCS tiene una cobertura del servicio eléctrico en la región austral del país, como se observa en la figura 6 con una área aproximada de 28962 Km² con un aproximado de 52000 totales de clientes.



Figura 6. Área de concesión de la VENTROSUR.

En base a la información proporcionada por parte de la CENTROSUR, se presenta la totalidad de transformadores pertenecientes a la misma, considerando sus dos categorías existentes: Transformadores Particulares y Transformadores de la CENTROSUR, el resumen se presenta en la tabla 7.

| CANTIDAD DE TRANSFORMADORES EN EL SISTEMA EERCS CA | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|--------------|--------------|------------------|-------------|--------------|--------------|--------------------|--------------|--------------|----------------|
| ALIM | TRAFOS | | | TRIFASICOS | | | | BIFASICOS | | | | MONOFASICOS | | | |
| | EERCS | PARTIC | TOTAL | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL |
| 0101 | 11 | 12 | 23 | 23 | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0102 | 9 | 23 | 32 | 32 | 0 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0103 | 7 | 5 | 12 | 12 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0104 | 34 | 8 | 42 | 40 | 9 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 |
| 0201 | 12 | 7 | 19 | 18 | 6 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 0202 | 13 | 14 | 27 | 27 | 0 | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0203 | 8 | 7 | 15 | 15 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0204 | 16 | 17 | 33 | 29 | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 0205 | 26 | 17 | 43 | 39 | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| 0301 | 10 | 8 | 18 | 14 | 14 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 0321 | 376 | 45 | 421 | 35 | 14 | 0 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 384 | 10 | 0 | 374 |
| 0322 | 167 | 26 | 193 | 122 | 122 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71 | 71 | 0 | 0 |
| 0323 | 245 | 51 | 296 | 102 | 90 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 194 | 54 | 0 | 140 |
| 0324 | 80 | 11 | 91 | 82 | 82 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 0 | 0 |
| 0421 | 91 | 108 | 199 | 122 | 113 | 0 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 77 | 65 | 0 | 12 |
| 0422 | 56 | 53 | 109 | 90 | 90 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 19 | 0 | 0 |
| 0423 | 180 | 49 | 229 | 97 | 89 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 132 | 83 | 0 | 49 |
| 0521 | 1,278 | 270 | 1,548 | 78 | 11 | 0 | 67 | 2 | 0 | 0 | 2 | 1,469 | 18 | 0 | 1,451 |
| 0522 | 208 | 91 | 299 | 123 | 123 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 175 | 175 | 0 | 0 |
| 0523 | 233 | 91 | 324 | 70 | 41 | 0 | 29 | 8 | 2 | 0 | 6 | 246 | 77 | 0 | 169 |
| 0524 | 220 | 56 | 276 | 123 | 123 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 | 151 | 123 | 0 | 28 |
| 0525 | 122 | 16 | 138 | 9 | 7 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 129 | 61 | 0 | 68 |
| 0721 | 238 | 49 | 287 | 49 | 17 | 0 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 238 | 52 | 0 | 186 |
| 0722 | 105 | 22 | 127 | 30 | 20 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 97 | 52 | 0 | 45 |
| 0921 | 356 | 39 | 395 | 14 | 0 | 0 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 381 | 0 | 0 | 381 |
| 0925 | 631 | 56 | 687 | 48 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 639 | 0 | 0 | 639 |
| 1221 | 168 | 57 | 225 | 29 | 10 | 0 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 196 | 12 | 0 | 184 |
| 1222 | 323 | 71 | 394 | 36 | 0 | 0 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 358 | 0 | 0 | 358 |
| 1223 | 10 | 11 | 21 | 5 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 | 0 | 16 |
| 1521 | 298 | 10 | 308 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 307 | 0 | 0 | 307 |
| 1522 | 191 | 18 | 209 | 19 | 0 | 0 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 190 | 0 | 0 | 190 |
| 1523 | 197 | 62 | 259 | 15 | 0 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244 | 0 | 0 | 244 |
| 1601 | 19 | 3 | 22 | 14 | 0 | 0 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 8 |
| 1602 | 5 | 2 | 7 | 7 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 5.943,0 | 1.385,0 | 7.328,0 | 1.569,0 | 1.072,0 | 129,0 | 367,0 | 14,0 | 4,0 | 0,0 | 10,0 | 5.744,0 | 893,0 | 2,0 | 4.849,0 |

Tabla 7. Cantidad de transformadores de la EERCS.

Por lo que podemos determinar el porcentaje real de transformadores particulares pertenecientes a la CENTROSUR, y base fundamental de este trabajo, donde se reafirma que el porcentaje del 19%, como se puede apreciar en la figura 7, es un valor muy representativo tanto para la concesión así como el factor determinante que es la potencia

de los mismos, donde se deberá tener presente la potencias totales instaladas así como las pérdidas totales de potencia de estos, dichas características se determinaron previamente.

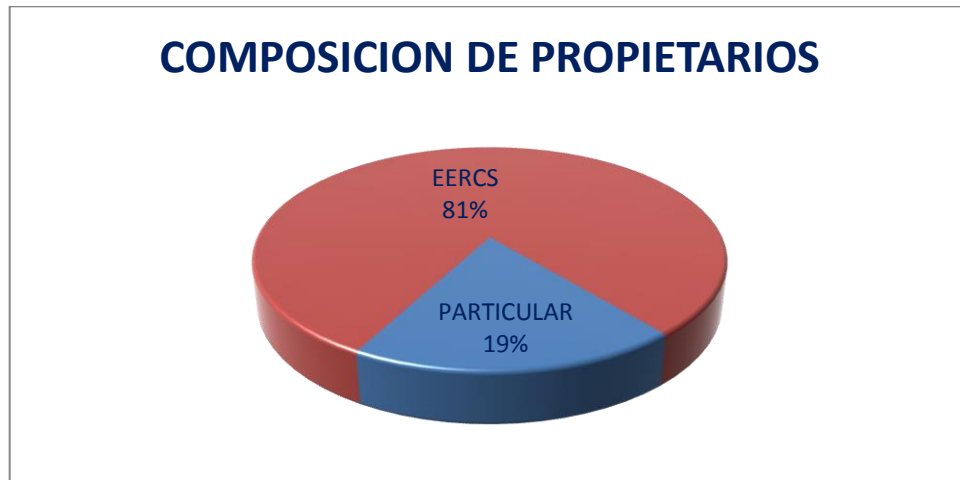


Figura 7. Porcentaje de transformadores de la CENTROSUR.

De los datos recopilados y en relación al tipo de centro de transformación se puede observar, en la figura 8, que existe un mayor número de transformadores monofásicos en toda la concesión de la CENTROSUR.

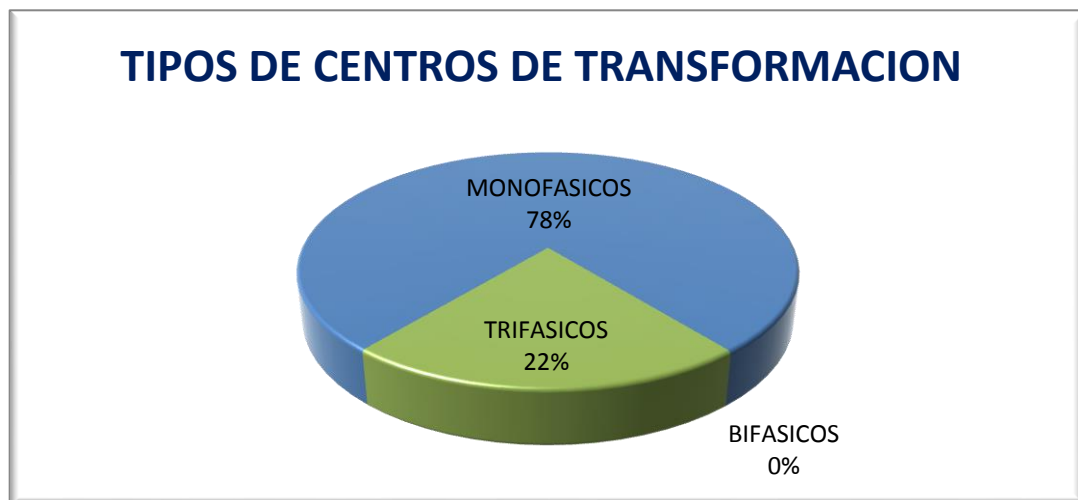


Figura 8. Cuadro de tipos de centros de transformación.

La CENTROSUR tiene distribuidos sus centros de transformación, tanto en zonas urbanas así como rurales, figura 9

UBICACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION

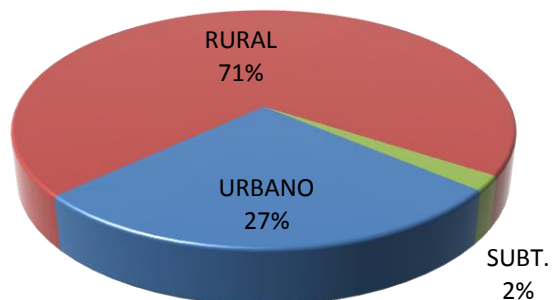


Figura 9. Cuadro ubicación de centros de transformación.

La concesión de la CENTROSUR está dividida en 10 subestaciones, en las cuales se encuentran distribuidos los centros de transformación, ver figura 10.

TRANSFORMADORES POR SUBESTACION

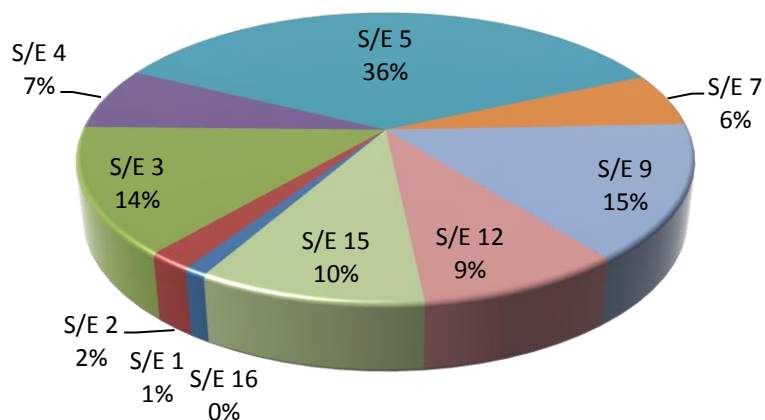


Figura 10. Distribución de centros de transformación por subestaciones.

El aspecto fundamental, relacionado a los transformadores de la CENTROSUR, son las potencias. Es así que se determina las mismas en todos los transformadores de su concesión, ver tabla 8:

| TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN - P. TOTAL INSTALADA (KVA) | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------------------|-----------|----------|------------|---------------------------|---------------|-----------|---------------|--------------|
| ALIM | KVA INSTAL. | KVA | | KVA EN TRANSFORMADORES 3F | | | | KVA EN TRANSFORMADORES 2F | | | | KVA EN TRANSFORMADORES 1F | | | | KVAR |
| | | EERCS | PARTIC | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL | TOTAL | URB. | SUBT. | RURAL | |
| 0101 | 4.070 | 3.095 | 975 | 4.070 | 4.070 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 |
| 0102 | 4.348 | 2.235 | 2.113 | 4.348 | 0 | 4.348 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 |
| 0103 | 2.465 | 2.100 | 365 | 2.465 | 0 | 2.465 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0104 | 3.328 | 2.215 | 1.013 | 3.298 | 700 | 2.598 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 30 | 0 | 150 |
| 0201 | 2.983 | 1.975 | 895 | 2.945 | 938 | 2.008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 38 | 38 | 0 | 0 | 0 |
| 0202 | 4.345 | 2.875 | 1.470 | 4.345 | 0 | 4.345 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0203 | 2.620 | 2.100 | 520 | 2.620 | 0 | 2.620 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0204 | 2.768 | 763 | 2.005 | 2.655 | 2.655 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 113 | 113 | 0 | 0 | 0 |
| 0205 | 3.403 | 1.720 | 1.533 | 3.275 | 3.275 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 128 | 128 | 0 | 0 | 0 |
| 0301 | 2.135 | 578 | 1.558 | 2.033 | 2.033 | 0 | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 78 | 78 | 0 | 0 | 200 |
| 0321 | 14.625 | 6.185 | 8.405 | 8.925 | 4.870 | 0 | 4.055 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.680 | 240 | 0 | 5.440 | 600 |
| 0322 | 10.413 | 8.408 | 1.930 | 8.530 | 8.530 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.883 | 1.883 | 0 | 0 | 300 |
| 0323 | 11.275 | 6.575 | 4.620 | 7.560 | 6.940 | 0 | 620 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.715 | 1.553 | 0 | 2.163 | 0 |
| 0324 | 5.828 | 4.650 | 1.178 | 5.528 | 5.528 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 300 | 0 | 0 | 0 |
| 0421 | 22.207 | 4.253 | 17.954 | 19.920 | 19.240 | 0 | 680 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.287 | 1.884 | 0 | 403 | 600 |
| 0422 | 13.132 | 3.258 | 9.875 | 12.530 | 12.530 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 603 | 603 | 0 | 0 | 0 |
| 0423 | 11.790 | 6.943 | 4.848 | 8.323 | 8.008 | 0 | 270 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.468 | 2.490 | 0 | 978 | 0 |
| 0521 | 24.483 | 16.575 | 7.808 | 5.435 | 520 | 0 | 4.915 | 30 | 0 | 0 | 30 | 19.018 | 423 | 0 | 18.595 | 300 |
| 0522 | 15.634 | 9.095 | 6.419 | 10.694 | 10.694 | 0 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 4.910 | 4.910 | 0 | 0 | 600 |
| 0523 | 11.705 | 5.095 | 6.590 | 6.923 | 4.868 | 0 | 2.055 | 178 | 35 | 0 | 143 | 4.605 | 1.628 | 0 | 2.978 | 600 |
| 0524 | 14.489 | 9.272 | 4.672 | 10.582 | 10.582 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 | 3.878 | 3.495 | 0 | 383 | 0 |
| 0525 | 3.060 | 2.458 | 603 | 688 | 525 | 0 | 163 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.373 | 1.338 | 0 | 1.035 | 0 |
| 0721 | 10.803 | 5.605 | 5.158 | 6.013 | 1.075 | 0 | 4.938 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.790 | 1.528 | 0 | 3.263 | 0 |
| 0722 | 6.783 | 3.521 | 1.885 | 4.688 | 4.115 | 0 | 573 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.096 | 1.510 | 0 | 586 | 0 |
| 0921 | 6.163 | 5.510 | 653 | 840 | 0 | 0 | 840 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.323 | 0 | 0 | 5.323 | 0 |
| 0925 | 11.288 | 8.843 | 2.395 | 3.535 | 0 | 0 | 3.535 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7.753 | 0 | 0 | 7.753 | 300 |
| 1221 | 8.310 | 4.358 | 3.953 | 5.430 | 2.915 | 0 | 2.515 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.880 | 293 | 0 | 2.588 | 0 |
| 1222 | 8.033 | 5.183 | 2.750 | 2.428 | 0 | 0 | 2.428 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.606 | 0 | 0 | 5.606 | 0 |
| 1223 | 1.000 | 345 | 655 | 543 | 0 | 0 | 543 | 0 | 0 | 0 | 0 | 458 | 0 | 0 | 458 | 0 |
| 1521 | 4.000 | 3.715 | 285 | 100 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.900 | 0 | 0 | 3.900 | 0 |
| 1522 | 6.185 | 3.190 | 490 | 3.315 | 0 | 0 | 3.315 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.870 | 0 | 0 | 2.870 | 0 |
| 1523 | 6.180 | 3.430 | 2.750 | 1.453 | 0 | 0 | 1.453 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.728 | 0 | 0 | 4.728 | 0 |
| 1601 | 1.538 | 1.313 | 225 | 1.323 | 0 | 0 | 1.323 | 0 | 0 | 0 | 0 | 215 | 0 | 0 | 215 | 0 |
| 1602 | 739 | 549 | 190 | 739 | 0 | 0 | 739 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 256.711 | 147.980 | 108.731 | 168.046 | 114.607 | 18.383 | 35.057 | 293 | 90 | 0 | 203 | 93.718 | 24.429 | 30 | 69.259 | 4.250 |

Tabla 8. Potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.

La relación de potencias instaladas en función del tipo de transformadores estará definida de acuerdo a la figura 11:

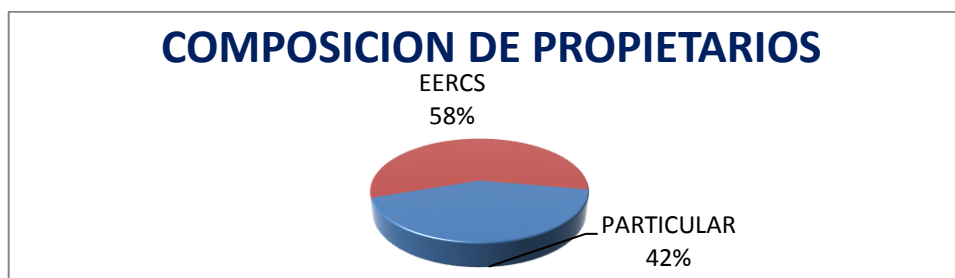


Figura 11. Cuadro comparativo de potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.

En relación a la potencia instalada en los transformadores de la CENTROSUR estos se encuentran distribuidos de acuerdo a la figura 12.

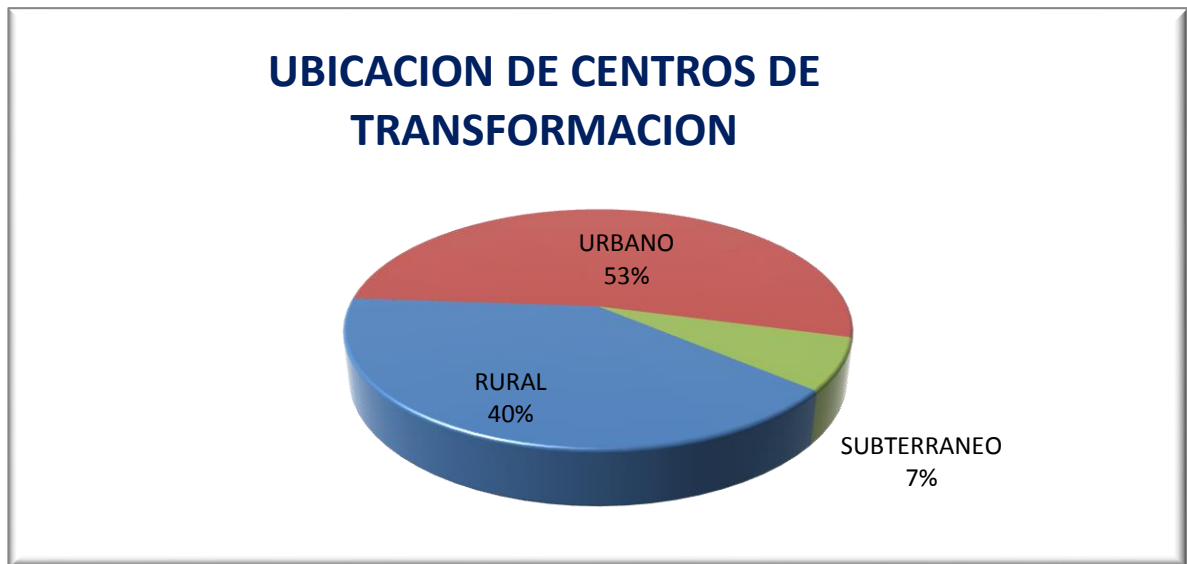


Figura 12. Cuadro de ubicación de los centros de transformación en relación a la potencia instalada.

La clasificación de los centros de transformación, en relación con la potencia instalada, como se ve en la figura 13, determina que la mayor incidencia es de los transformadores monofásicos.

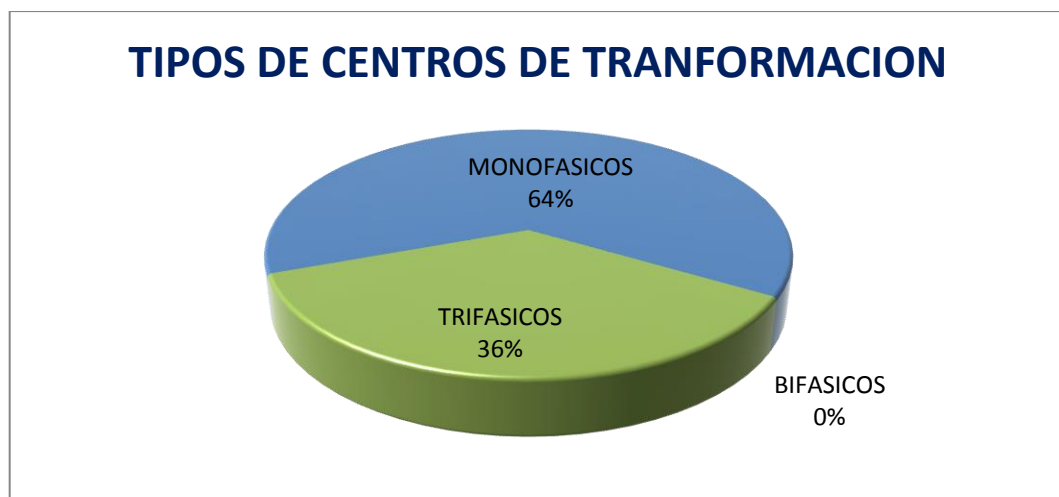


Figura 13. Cuadro de tipos de centros de transformación en relación a la potencia instalada.

El otro aspecto relevante en el análisis de los centros de transformación de la CENTROSUR, es las pérdidas producidas por los transformadores, ver tabla 9.

| PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|----------------------|-------------|----------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|------------|------------------|------------|
| ALIM | D.MAX (KW) | ENERGIA (KWH/año) | Dv.MAX % | I (A) | PERDIDAS DE POTENCIA | | | | PERDIDAS DE ENERGÍA | | | |
| | | | | | EN ALIMENTADORES | | EN TRANSFORMAD. | | EN ALIMENTADO. | | EN TRANSFORMADO. | |
| | | | | | (KW) | % | (KW) | % | (KWH/año) | % | (KWH/año) | % |
| 0101 | 1.364 | 7.643.522 | 0,7 | 137 | 6,8 | 0,5 | 14,4 | 1,1 | 20.719 | 0,3 | 108.328 | 1,4 |
| 0102 | 1.687 | 7.908.638 | 1,2 | 170 | 15,3 | 0,9 | 22,5 | 1,3 | 30.727 | 0,4 | 126.085 | 1,6 |
| 0103 | 1.687 | 4.992.596 | 0,9 | 170 | 11,8 | 0,7 | 19,1 | 1,1 | 35.967 | 0,7 | 90.670 | 1,8 |
| 0104 | 1.966 | 10.360.805 | 3,0 | 189 | 27,6 | 1,4 | 38,9 | 2,0 | 92.176 | 0,9 | 206.911 | 2,0 |
| 0201 | 1.023 | 1.164.509 | 0,7 | 100 | 6,5 | 0,6 | 8,8 | 0,9 | 11.824 | 1,0 | 67.756 | 5,8 |
| 0202 | 1.081 | 1.652.160 | 0,7 | 114 | 5,6 | 0,5 | 12,8 | 1,2 | 12.952 | 0,8 | 125.508 | 7,6 |
| 0203 | 953 | 1.227.067 | 0,4 | 97 | 3,0 | 0,3 | 12,0 | 1,3 | 6.649 | 0,5 | 75.827 | 6,2 |
| 0204 | 1.223 | 3.497.471 | 0,8 | 112 | 6,0 | 0,5 | 17,9 | 1,5 | 13.111 | 0,4 | 107.606 | 3,1 |
| 0205 | 1.075 | 1.345.242 | 1,4 | 106 | 10,3 | 1,0 | 18,8 | 1,7 | 22.577 | 1,7 | 124.298 | 9,2 |
| 0301 | 1.040 | 2.420.406 | 2,7 | 99 | 18,8 | 1,8 | 15,2 | 1,5 | 79.120 | 3,3 | 91.801 | 3,8 |
| 0321 | 2.563 | 12.640.987 | 2,7 | 68 | 25,4 | 1,0 | 40,3 | 1,6 | 95.274 | 0,8 | 404.536 | 3,2 |
| 0322 | 3.571 | 17.717.781 | 0,9 | 95 | 22,6 | 0,6 | 60,8 | 1,7 | 54.142 | 0,3 | 398.149 | 2,2 |
| 0323 | 3.888 | 19.545.674 | 1,8 | 105 | 29,2 | 0,8 | 56,5 | 1,5 | 75.516 | 0,4 | 404.905 | 2,1 |
| 0324 | 2.282 | 12.890.836 | 0,4 | 62 | 5,6 | 0,2 | 43,1 | 1,9 | 17.650 | 0,1 | 262.214 | 2,0 |
| 0421 | 2.700 | 25.481.629 | 0,3 | 74 | 4,4 | 0,2 | 41,8 | 1,5 | 16.132 | 0,1 | 425.164 | 1,7 |
| 0422 | 3.744 | 25.203.780 | 0,8 | 108 | 15,4 | 0,4 | 42,5 | 1,1 | 74.983 | 0,3 | 346.630 | 1,4 |
| 0423 | 4.306 | 22.332.707 | 1,5 | 114 | 42,2 | 1,0 | 60,4 | 1,4 | 124.914 | 0,6 | 407.148 | 1,8 |
| 0521 | 6.062 | 26.294.884 | 10,7 | 160 | 560,9 | 9,3 | 61,3 | 1,0 | 1.017.365 | 3,9 | 841.225 | 3,2 |
| 0522 | 4.882 | 24.135.833 | 1,2 | 127 | 42,1 | 0,9 | 76,5 | 1,6 | 128.921 | 0,5 | 525.172 | 2,2 |
| 0523 | 4.162 | 22.457.454 | 2,1 | 109 | 52,6 | 1,3 | 51,9 | 1,2 | 160.794 | 0,7 | 376.273 | 1,7 |
| 0524 | 4.694 | 25.542.591 | 1,0 | 123 | 35,0 | 0,7 | 67,0 | 1,4 | 107.292 | 0,4 | 499.745 | 2,0 |
| 0525 | 1.733 | 8.134.353 | 1,7 | 46 | 8,2 | 0,5 | 32,4 | 1,9 | 25.410 | 0,3 | 150.342 | 1,8 |
| 0721 | 3.852 | 16.210.345 | 5,7 | 103 | 92,3 | 2,4 | 47,9 | 1,2 | 255.745 | 1,6 | 324.960 | 2,0 |
| 0722 | 1.281 | 6.192.428 | 0,4 | 34 | 3,4 | 0,3 | 21,0 | 1,6 | 7.566 | 0,1 | 173.804 | 2,8 |
| 0921 | 2.367 | 9.548.118 | 4,9 | 62 | 48,5 | 2,0 | 39,8 | 1,7 | 106.742 | 1,1 | 243.546 | 2,6 |
| 0925 | 3.875 | 17.426.710 | 11,7 | 103 | 294,6 | 7,6 | 34,6 | 0,9 | 646.753 | 3,7 | 429.848 | 2,5 |
| 1221 | 1.262 | 7.897.250 | 1,1 | 33 | 8,5 | 0,7 | 20,2 | 1,6 | 28.545 | 0,4 | 201.977 | 2,6 |
| 1222 | 2.316 | 11.468.073 | 8,7 | 62 | 135,1 | 5,8 | 29,5 | 1,3 | 438.372 | 3,8 | 305.492 | 2,7 |
| 1223 | 151 | 69.050 | 0,0 | 4 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 1,7 | 45 | 0,1 | 28.927 | 4,1 |
| 1521 | 4.255 | 6.905.044 | 13,1 | 113 | 378,5 | 8,9 | 122,8 | 2,9 | 722.231 | 10,5 | 348.194 | 5,0 |
| 1522 | 3.881 | 9.165.855 | 3,3 | 124 | 57,1 | 1,5 | 80,5 | 2,1 | 109.253 | 1,2 | 275.577 | 3,0 |
| 1523 | 2.671 | 10.643.088 | 12,5 | 71 | 168,5 | 6,3 | 49,6 | 1,9 | 402.052 | 3,8 | 244.073 | 2,3 |
| TOTAL | 83.597 | 380.116.888 | | | 2.142 | 2,6 | 1.263 | 1,5 | 4.941.520 | 1,3 | 8.742.688 | 2,3 |

Tabla 9. Pérdidas de potencia en alimentadores primarios y transformadores de distribución.

De esta manera se determinará las incidencias de las pérdidas en las líneas relacionadas a cada subestación, figura 14.

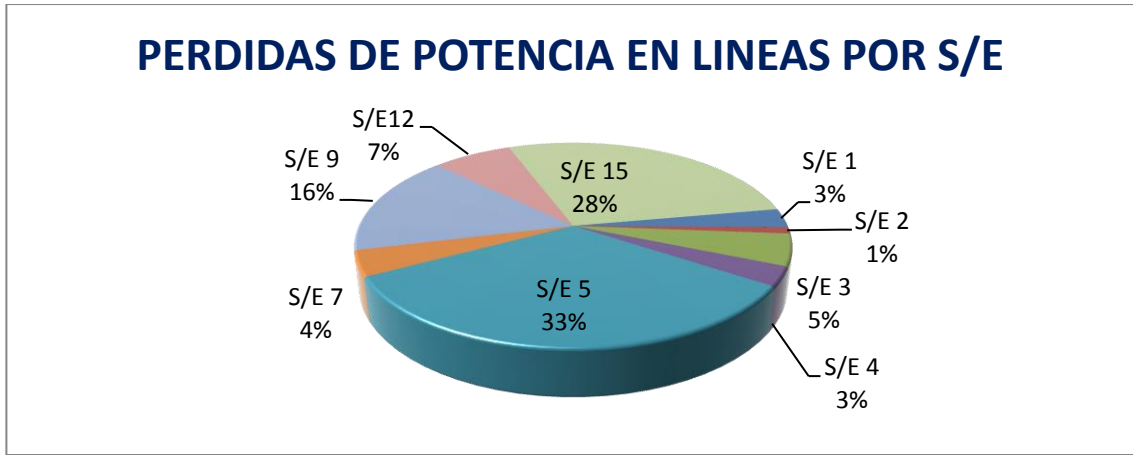


Figura 14. Cuadro de pérdidas de potencia en las líneas primarias en relación a las subestaciones.

Las pérdidas de potencia en los transformadores relacionado a cada subestación son presentadas en la figura 15:

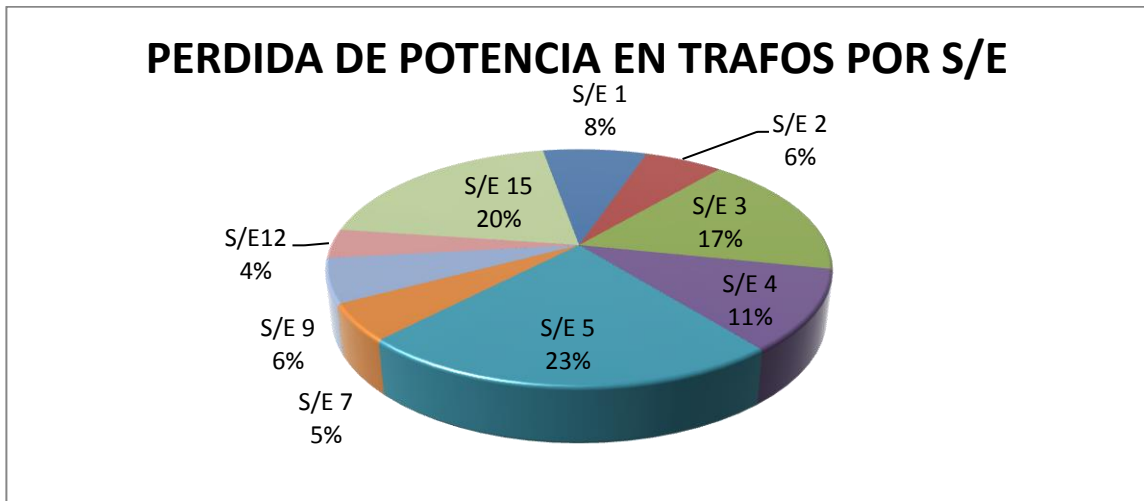


Figura 15. Cuadro de pérdidas de potencia en los transformadores en relación a las subestaciones.

Ahora bien, teniendo que el 19% del total de los transformadores de la CENTROSUR son de utilización Particular, de la misma manera los factores más importantes en los centros de transformación, como lo son las potencias instaladas y el total de las pérdidas de potencia, se puede observar que estas están presentes más significativamente en las subestación 5, distribuidos en sus diferentes alimentadores, siendo el más representativo

el ALIMENTADOR 0523, de donde se tomará la muestra para este trabajo, dicha afirmación se resolverá en el muestreo de la población.

2.1.2 Muestreo de la población

Se empleará el método de muestreo por conglomeración, ya que se define con exactitud para áreas territoriales extensas, como lo son la de la CENTROSUR, que está conformado por las provincias de Azuay, Cañar y morona Santiago, con lo cual se podrá dividir el territorio en regiones menores, para seleccionar la más representativa y que tenga características comunes a la mayoría de la población.

Para el caso de este trabajo, los transformadores de categoría particulares se encuentran distribuidos en las provincias de concesión de la CENTROSUR, como se detallan en la tabla 10 y figura 16.

| CODIGO | PROVINCIA | CANTIDAD DE TRAFOS | PORCENTAJE |
|--------|-----------------|--------------------|------------|
| 1 | AZUAY | 3137 | 86,71 |
| 3 | CAÑAR | 229 | 6,33 |
| 14 | MORONA SANTIAGO | 252 | 6,97 |

Tabla 10. Concesión de la CENTROSUR de transformadores particulares por provincias

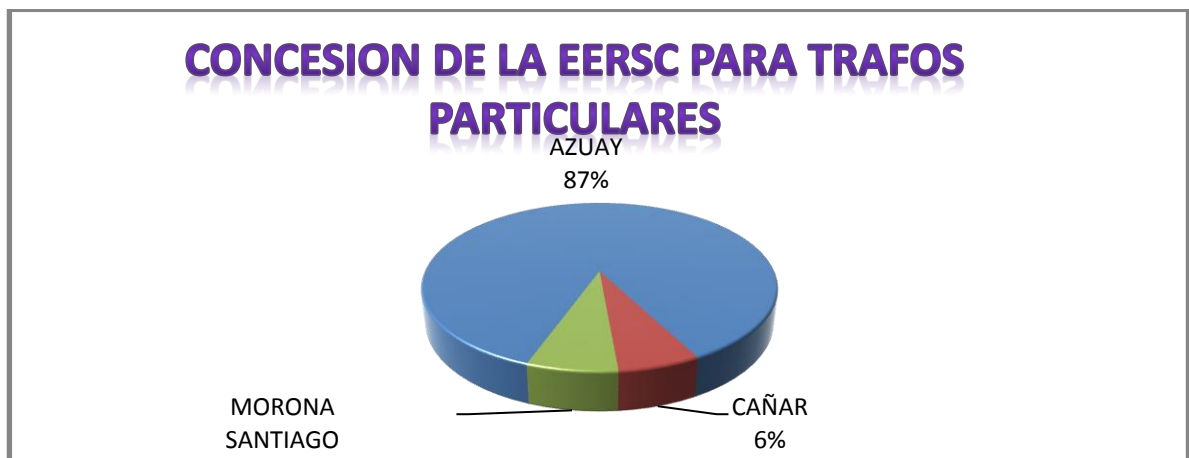


Figura 16. Cuadro comparativo de transformadores particulares por provincia.

Se observa que la mayor incidencia se encuentra en la provincia del Azuay. Para el caso de la provincia del Azuay, ésta estará conformada por quince cantones, en los cuales el comportamiento para la distribución de transformadores particulares se detalla en la tabla 11 y figura 17.

| CODIGO | CANTON | CANTIDAD DE TRAFOS | PORCENTAJE |
|--------|----------------|--------------------|------------|
| 101 | CUENCA | 2224 | 70,90 |
| 102 | GIRON | 109 | 3,47 |
| 103 | GUALACEO | 111 | 3,54 |
| 104 | NABON | 39 | 1,24 |
| 105 | PAUTE | 204 | 6,50 |
| 106 | PUCARA | 10 | 0,32 |
| 107 | SAN FERNANDO | 23 | 0,73 |
| 108 | SANTA ISABEL | 232 | 7,40 |
| 109 | SIGSIG | 53 | 1,69 |
| 110 | OÑA | 19 | 0,61 |
| 111 | CHORDELEG | 19 | 0,61 |
| 112 | EL PAN | 4 | 0,13 |
| 113 | SEVILLA DE ORO | 8 | 0,26 |
| 114 | GUACHAPALA | 41 | 1,31 |
| 115 | OTROS | 41 | 1,31 |

Tabla 11. Porcentajes por cantón en la provincia del Azuay.

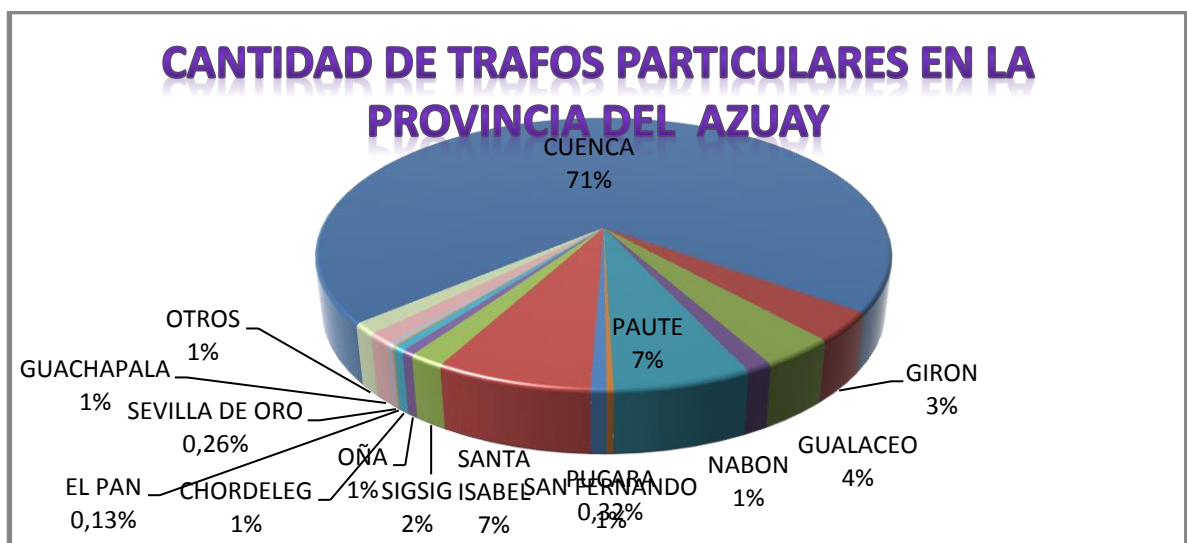


Figura 17. Cuadro de porcentajes de transformadores particulares en los cantones del Azuay.

Se observa que la mayor cantidad de incidencia de transformadores particulares está presente en el Cantón Cuenca.

La incidencia de transformadores particulares por subestaciones es presentada en la tabla 12 y figura 18.

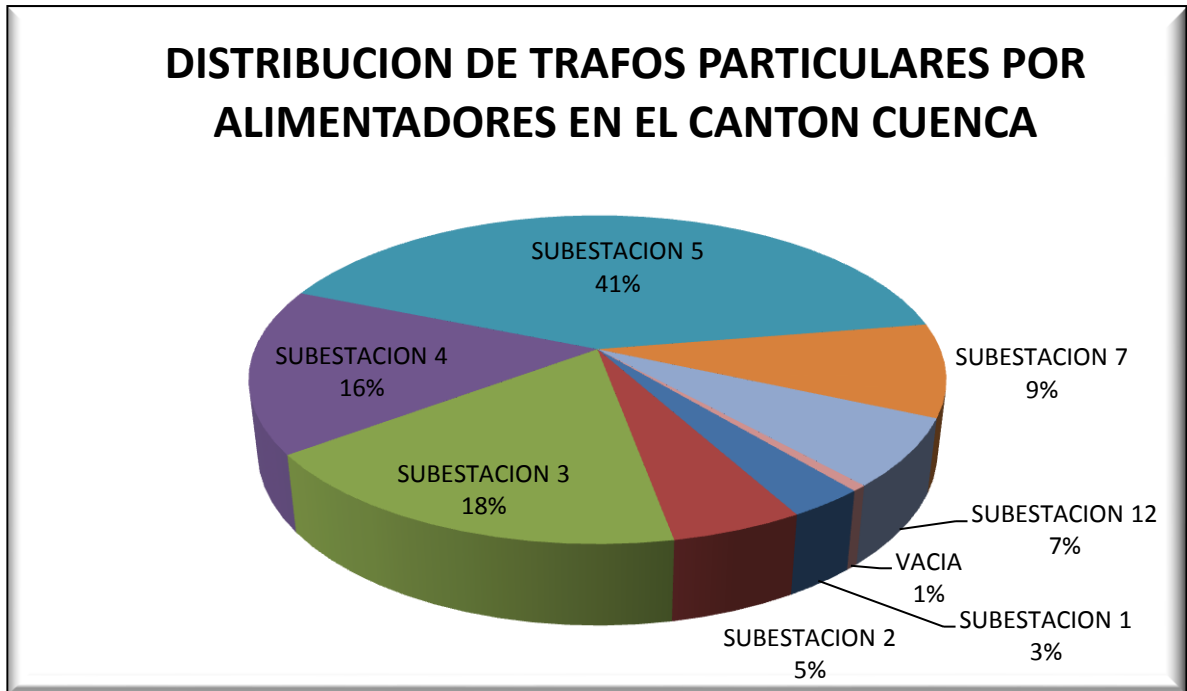


Figura 18. Distribución de transformadores particulares por subestación en el Cantón Cuenca.

| CANTON | CANTIDAD DE TRAFOS | PORCENTAJE |
|----------------|--------------------|------------|
| SUBESTACION 1 | 67 | 3,01 |
| SUBESTACION 2 | 115 | 5,17 |
| SUBESTACION 3 | 396 | 17,81 |
| SUBESTACION 4 | 362 | 16,28 |
| SUBESTACION 5 | 918 | 41,28 |
| SUBESTACION 7 | 204 | 9,17 |
| SUBESTACION 12 | 149 | 6,70 |
| VACIA | 13 | 0,58 |

Tabla 12. Porcentaje de transformadores particulares por subestación.

Manteniendo el método de aglomeración, se observa que la mayor representación se tiene en la subestación 5. Los valores asociados a la misma son presentados en la tabla 13 y figura 19.

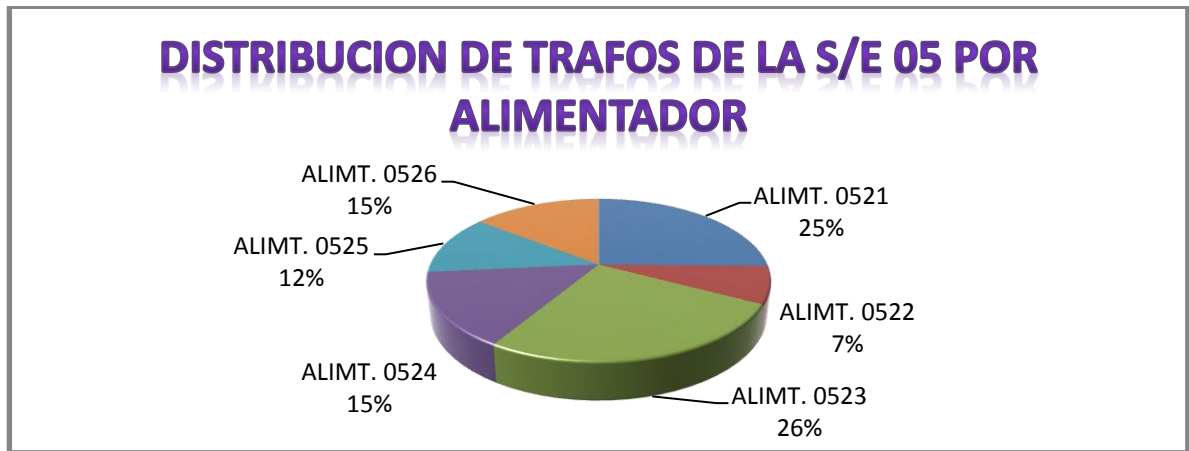


Figura 19. Porcentaje de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.

| SUBESTACION 5 | CANTIDAD DE TRAFOS | PORCENTAJE |
|---------------|--------------------|------------|
| ALIMT. 0521 | 232 | 25,27 |
| ALIMT. 0522 | 68 | 7,41 |
| ALIMT. 0523 | 239 | 26,03 |
| ALIMT. 0524 | 136 | 14,81 |
| ALIMT. 0525 | 110 | 11,98 |
| ALIMT. 0526 | 133 | 14,49 |

Tabla 13. Distribución de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.

La muestra, finalmente, se define que se tomarán los transformadores particulares pertenecientes a la subestación 5 alimentador 523.

2.2 Tabulación de los datos de la muestra

En estadística el tamaño de la muestra es el número de sujetos que componen la muestra extraída de una población, necesarios para que los datos obtenidos sean representativos de la población.

La muestra será obtenida mediante la ecuación (3):

$$n = \frac{N \cdot \sigma^2 \cdot Z^2}{[e^2 \cdot (N-1)] + [\sigma^2 \cdot Z^2]} \quad (3)$$

Donde:

n= Es el número de muestras seleccionadas

N=Es la cantidad del universo a ser considerado

σ =Proporcion caracteristica del estudio.

Z= Es el nivel de confianza

e= Es el margen de error permisible

Para el análisis se tendrá los valores de:

| DESCRIPCION | VALOR |
|-------------|-------|
| N | 239 |
| σ | 0.233 |
| Z | 1.96 |
| E | 0.05 |

Con estos valores se obtiene una muestra de

$$n = 60.03$$

Se ha seleccionado la muestra más representativa en las potencias existentes, definiendo los valores en la tabla 14 y figura 20.

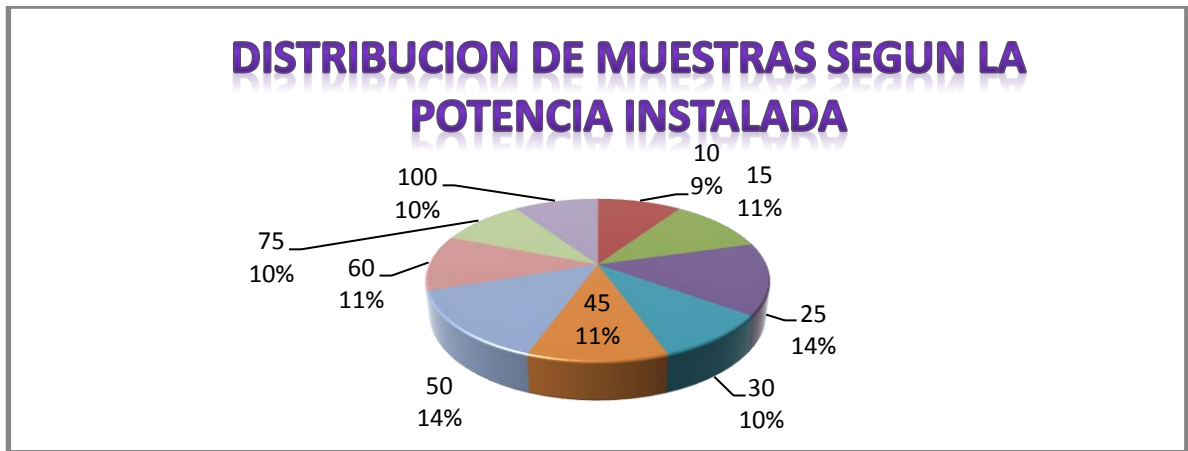


Figura 20. Porcentajes de las muestras según la potencia instalada.

| POTENCIA | CANTIDAD DE MUESTRAS | PORCENTAJE |
|----------|----------------------|------------|
| 10 | 6 | 9 |
| 15 | 7 | 11 |
| 25 | 9 | 14 |
| 30 | 5 | 10 |
| 45 | 8 | 11 |
| 50 | 9 | 14 |
| 60 | 7 | 11 |
| 75 | 6 | 10 |
| 100 | 6 | 10 |

Tabla 14. Distribución de las muestras según la potencia instalada.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE PERDIDAS MEDIANTE EQUIPOS DE MEDICION Y PRUEBAS PROPUESTAS

3.1 Técnicas de medición aplicadas a la muestra.

Los equipos registradores de calidad de energía han sido diseñados con la finalidad de evaluar los sistemas eléctricos existentes.

Para este fin la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, ha adquirido una serie de equipos los cuales nos permiten tomar la información de diferentes parámetros eléctricos, este levantamiento de datos se lo realiza mediante un proceso aplicado a cada equipo.

3.1.2 Equipo Topas 1000

El equipo de monitoreo de calidad de energía Topas 1000, como se observa en la figura 21, está diseñado para registrar diferentes parámetros como son: armónicas tanto de tensión como de corriente, flicker, factor de potencia, desbalance, formas de onda, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, niveles de tensión, etc., por su gran capacidad de almacenamiento acompañado de un software de gran rendimiento y de fácil manejo es utilizado para el monitoreo tanto de subestaciones como de transformadores de distribución.

Montaje del equipo

- Se verificará que el equipo Topas esté con todos los elementos en buen estado.

- Se transportará el equipo con las herramientas y accesorios de protección personal hacia el lugar donde se realizará la instalación.
- Para el caso de la instalación en transformadores de distribución, el personal se ubicará en el poste de tal manera que la instalación se la pueda realizar de una forma rápida y sin complicaciones, para lo cual este determinará si lo hace utilizando una escalera o en su defecto utilizando las trepadoras según venga al caso.
- Se procederá a subir la caja metálica construida especialmente para la ubicación de este equipo en el poste.
- Se ajusta correctamente la abrazadera.
- Se subirá el equipo Topas 1000 mediante el cabo de servicio y lo colocaremos dentro de la caja metálica.
- Posteriormente se subirán los cables de alimentación, los cables que censan las señales de corriente, los cables para las señales de tensión con sus respectivas pinzas.
- Se coloca los cables de tensión y de corriente en los respectivos canales de entrada que se hallan a la izquierda y derecha del equipo respectivamente. El cable de alimentación se coloca en la parte superior del equipo y luego se conecta al tomacorriente que se encuentra en la parte interior de la caja metálica.
- Se procede a colocar las pinzas de tensión en cada una de las fases del transformador, llevando un orden en el conexionado de tal manera que la fase uno corresponda al canal 1 del equipo y así respectivamente.
- Posteriormente se coloca las pinzas de corriente, así mismo de tal manera que la fase 1 corresponda al canal 5 del equipo. Estas señales serán tomadas en los cables bajantes del transformador, o sea en los cables que van desde las bases de los

fusibles NH hacia la red de BT., y que serán colocadas según lo determina la flecha de señalización de las pinzas, siempre dirigiéndose hacia la carga.

- Se procederá a colocar la alimentación del tomacorriente, colocando las pinzas tipo lagarto provistas para ser colocadas directamente en la red.
- Se enciende el equipo.



Figura 21. Montaje del equipo Topas 1000.

Programación del Equipo Topas 1000

- Se conectará el cable de comunicación de datos sea este ethernet o serie en los respectivos puertos del equipo Topas 1000 y del computador.
- Encender la PC.
- Acceder al programa LEM.

- Dar un click en Transferencia del menú principal.
- Luego en Seleccionar Aparato y posteriormente escoger la opción Ethernet.
- Se ingresará el número de serie del equipo anteponiendo las siglas PQA.
- Se da un click en Cerrar.
- Se sincronizará el equipo con la PC, para lo cual se escoge del menú principal Servicio, Poner en hora, Sincronizar y Cerrar.
- En el menú principal o en el icono de acceso directo se dará un click en Abrir (Archivo existente o Nuevo).
- Se despliega una pantalla de parámetros en la cual se accede al botón de Nominales y Límites. En esta pantalla ingresaremos los valores nominales de tensión del transformador o subestación monitoreado. En el parámetro de Sobretensión (%) se ingresará el porcentaje límite admitido, para nuestro caso es el 110 % del valor de la tensión nominal. De la misma forma en el parámetro de Caída tens. de alim. (%) se dará un valor considerando el porcentaje límite permitido de la tensión nominal. Según pide la regulación 004/01 este debe de ser el 10% por lo que el valor ingresado es de 90. En el resto de parámetros que se visualizan en esta pantalla se dejan los valores que se presentan por defecto, puesto que son valores normales de trabajo. Hacer click en Cerrar.
- En la pantalla de Parámetros accederemos al botón de Tiempos de Medición, en el cual se despliega una pantalla con este nombre. Aquí se ingresarán en la parte inferior en el casillero de Hora se escoge la opción de Activo, de esta manera se puede determinar la fecha y hora del comienzo de la medición y la fecha y hora de parada de la medición. Luego se dará un click en Cerrar.

- Luego en la pantalla de parámetros se accede al icono de Modos de Registro. Aquí simplemente ingresaremos el valor de 10 min. En el casillero de Largo Intervalo. Luego pulsamos Cerrar.
- Ahora accederemos al botón de Ajustes de hardware. En esta pantalla se escogerá con que tipo de pinzas de medición se está trabajando, para nuestro caso utilizaremos las pinzas U400 para la medición de tensión en los sensores 1, 2, 3 y el tipo de pinza IFLEX 1000 para la medición de corriente en los sensores 5, 6, 7. Si el sistema que se mide no es tomado directamente, en la columna de Escala se tendrá que llenar las diferentes relaciones de transformación tanto de tensión como de corriente. Hacer click en Cerrar.
- En la hoja de Parámetros hacer click en Cerrar y en Guardar. Se dará el nombre del archivo, y luego un click en Guardar.
- Se dará un click en Inicializar con lo cual se despliega un mensaje de que La medida (nombre del archivo) está inicializada. Luego hacemos click en OK.
- Es necesario verificar cómo se comporta nuestro sistema medido accediendo al modo On Line, el cual se escogerá del menú Transferencias, en esta presentación se hará un click en el botón Osciloscopio y se elegirá las señales que queremos visualizar ya sea gráficamente o en modo de tabla de resumen de datos.
- Se desconecta el cable ethernet.
- Se cierran todas las ventanas y se sale del programa LEM.

Transferencia de datos al computador

- Conectaremos el cable de comunicaciones de datos (ethernet, serie o paralelo) tanto en la PC como en el equipo Topas 1000.

- Acceder al programa LEM.
- Colocar el nombre del archivo con que se inicializó el equipo y damos un click en OK.
- Se señala todo el rango de medición.
- Activar Largo intervalo, 10 min y Eventos y luego se da un click en Copiar.
- Se visualizará en la pantalla el avance de la transferencia de datos, la cual terminará cuando se presenten unas líneas de color azul bajo las líneas rojas, que representan la cantidad de datos registrados.
- Cerrar todas las ventanas y salir del programa.

Desmontaje del equipo Topas 1000

- Se apaga el equipo.
- Desconectar los cables de alimentación del equipo Topas 1000.
- Cerrar la caja con candado.
- Desconectar las pinzas de corriente.
- Desconectar las pinzas de tensión de las fases L1, L2, L3 y del Neutro, dependiendo del sistema medido.
- Amarrar el cabo de servicio a la caja metálica.
- Se procede a aflojar las tuercas de los pernos de la abrazadera que sujeta a la caja.

- Bajar lentamente la caja metálica hacia el suelo.
- Quitar los cables conectados a los diferentes canales del equipo.
- Guardar en el maletín todos los elementos utilizados.

3.1.2 Equipo Memobox 300 y Fluke

El equipo memobox 300 y el equipo Fluke, como se observa en la figura 22, son similares por lo que su instalación y configuración son idénticos, son equipos que determinan parámetros como: flicker, factor de potencia, niveles de tensión (sags, swells), armónicos, de manera que está destinado para el monitoreo a nivel de Usuarios Finales, sean estos residenciales o comerciales. Su pequeño tamaño, su software de fácil uso y sus características técnicas hacen de este equipo ideal para ser instalado en lugares residenciales, de tal manera que se puede conseguir toda la información necesaria para la elaboración de los índices de calidad exigidos por el ente regulador.

Montaje del equipo

- Previamente al montaje es preciso verificar que el equipo disponga de todos los elementos y que estos se encuentren en perfecto estado y funcionamiento.
- Luego transportaremos el equipo, las herramientas y accesorios de protección personal al lugar de la instalación.
- Se procede a verificar el estado y las condiciones del punto de medición y la facilidad que presta el mismo para la instalación. En caso que sea factible su colocación en la residencia a nivel del tablero de distribución, se procede a recopilar datos en el formulario correspondiente. De no ser posible la colocación en este lugar, se procederá a colocar el equipo en cajas metálicas diseñadas especialmente para la ubicación de este equipo en el poste, a nivel de la red secundaria de distribución.

- Para este caso se procederá con la colocación de esta caja metálica en el poste mediante el ajuste de la abrazadera.
- El siguiente paso a seguir en el montaje del equipo para los dos casos, será la colocación de pinzas de tensión de acuerdo al sistema que se está midiendo.
- Para la instalación de las pinzas de corriente se debe tomar en cuenta el sentido de circulación de la misma, para lo cual la pinza está provista de un flecha indicativa, que siempre será dirigida hacia la carga.
- Una vez dispuestas las pinzas de tensión y corriente, se colocará la alimentación del equipo verificando con el multímetro que no sobrepase el nivel de tensión especificado para el mismo (88 a 265 V).



Figura 22. Equipo Memo box 300 y Fluke.

Programación del equipo memobox 300.

- Para la programación del equipo, primero se conecta un cable de comunicación mediante puerto serie entre la PC y el equipo.
- Se enciende la PC.
- Se ejecuta el programa CODAM PLUS 2.0
- Hacer click en la barra del menú en Memobox y poner fecha y hora y actualizar fecha y hora con la PC.
- Luego en Memobox y Tarea función de medición P.
- En esta ventana activar el icono General. Aquí se llenan los datos que se despliegan en la pantalla. Luego en el recuadro de tensión se ingresa el valor de tensión nominal a la cual trabaja el sistema. En el valor del Rango de entrada se coloca el valor de la tensión Fase Neutro, el más próximo a la tensión nominal. En lo que se refiere al recuadro de eventos, en el valor de la tolerancia positiva y negativa, se ingresan valores del porcentaje que se requiere que se registren como eventos en el equipo. La norma IEC especifica que esta sea de $\pm 10\%$. Para concluir se dará un click en OK.
- Se activará el icono Periodo de medición. En este caso los datos que vamos a ingresar son: Longitud de intervalo: Este parámetro debe ser llenado con el valor de 10 minutos que es el intervalo de muestreo que establece la regulación CONELEC 004/01; luego se escoge trabajo activado por tiempo con lo cual se tiene acceso a manipular la fecha y hora tanto para el comienzo como para el fin de la medición. El periodo que establece la regulación es de siete días.

- Se activa el botón de Corriente, para calibrar el rango e corriente a medir. En este caso se ingresa el valor del rango de entrada de la corriente nominal, estos valores pueden ser 15, 150 o 1500 A.
- Se procede a guardar el archivo creado en la PC para lo cual daremos un click en guardar del recuadro PC.
- Se procede a guardar los datos ingresados para la programación del equipo en el icono guardar del recuadro Memobox. En este caso se despliega un cuadro con el Mensaje “Tarea guardada con éxito”, con lo cual concluye la programación.
- Damos un click en Cerrar.
- Una vez concluida la programación, se verifica que las señales estén siendo censadas adecuadamente mediante la activación del modo “On Line”, el mismo que se encuentra dentro de los iconos de acceso directo, así como en el menú Memobox. Al activar On Line se despliega un cuadro resumen de los parámetros que registra el equipo, del cual se escogen los de corriente, tensión y potencia medias, de cada una de las fases mediadas, apareciendo seguidamente un diagrama “nivel – tiempo” de los parámetros escogidos.
- Posteriormente al activar el icono “Lista de datos de medición” se presentará una tabla resumen de las magnitudes de los parámetros seleccionados.

Transferencia de datos al computador

Luego de transcurridos los siete días necesarios para registrar un número total de 1008 muestras se procede a transferir la información almacenada en el equipo hacia la PC. De igual manera se señalan algunos pasos para realizar este proceso.

- Se conecta el cable de comunicación en los puertos seriales de la PC y del equipo memobox 300.
- Se enciende la PC.
- Acceder al programa Codam Plus 2.0 .
- Hacer un click en Memobox y en Leer datos de medición.
- Se ingresa el nombre del archivo y se da un click en Guardar, con lo que se visualizará una pantalla en donde se observa el estado de la transferencia de datos a la PC y como resultado de la misma se presenta automáticamente la siguiente pantalla, que es un resumen gráfico de los parámetros de calidad de energía registrados por el equipo en comparación con el límite establecido por el IEC.
- Cerrar.

Desmontaje del equipo memobox 300

- Se desconecta las sondas de corriente.
- Se desconecta las pinzas de tensión de las fases y del neutro.
- Si el equipo está colocado en el poste se afloja la abrazadera. Se baja el equipo al suelo mediante el cabo de servicio.
- Se guardan todos los elementos en el maletín.

Una vez terminado de realizar el desmontaje del equipo se procede a tomar datos en el correspondiente formulario.

3.2 Análisis de los valores obtenidos con los equipos de medición.

Los datos obtenidos mediante los equipos de calidad representa las variables de potencia real, potencia aparente y potencia reactiva, fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Basado en la regulación de calidad 004-01 del CONELEC, la cual dicta que las mediciones se las deberá realizar en un periodo de siete días en intervalo de diez minutos para cada medida, es así que se tiene un total de 1008 mediciones de estos parámetros por cada uno de los transformadores seleccionados para este análisis.

Debido a la disponibilidad de equipos de calidad estos han sido instalados en diferentes meses, días y horas, es así que para un detalle más acertado del comportamiento de estos parámetros, dichas medidas han sido ordenadas según al día que corresponde, así como por cada hora de dicho día, el detalle se expone en las tablas 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21, donde se presenta información general como es el Código del Transformador, con el que se identifica en la EERSC, su Potencia, expresada en Kilo Volto-Amperios; y como información específica, los valores obtenidos por el equipo de calidad, como es el día correspondiente al intervalo de los siete días de mediciones, la hora con sus seis intervalos cada diez minutos, la potencia real medida en cada una de las fases del transformador así como su total para dicho intervalo, la potencia real aparente medida en cada una de las fases del transformador así como su total para dicho intervalo.

En el archivo digital adjunto de este trabajo se tiene de igual manera esta información para los demás transformadores analizados.

Para realizar el análisis de los datos obtenidos por el equipo de calidad se ha procedido a agruparlos en un rango horario para cada uno de los días de la semana de medición.

El análisis se realizó considerando a la potencia real como el promedio de las seis mediciones de cada hora (ya que cada dato es obtenido cada 10min y representa la potencia media de la hora respectiva), de igual manera para el caso de la potencia aparente ésta se la realizó como el promedio de las seis mediciones de cada hora, es así como se tiene la curva de carga del comportamiento diario de los siete días de la medición, ver figura 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29, así como la correspondiente a la semanal, ver figura 30.

Con las curvas de carga, de los siete días que corresponden al análisis, se entiende el comportamiento que tiene dicho transformador correspondiente al período en el que se han realizado la toma de datos.

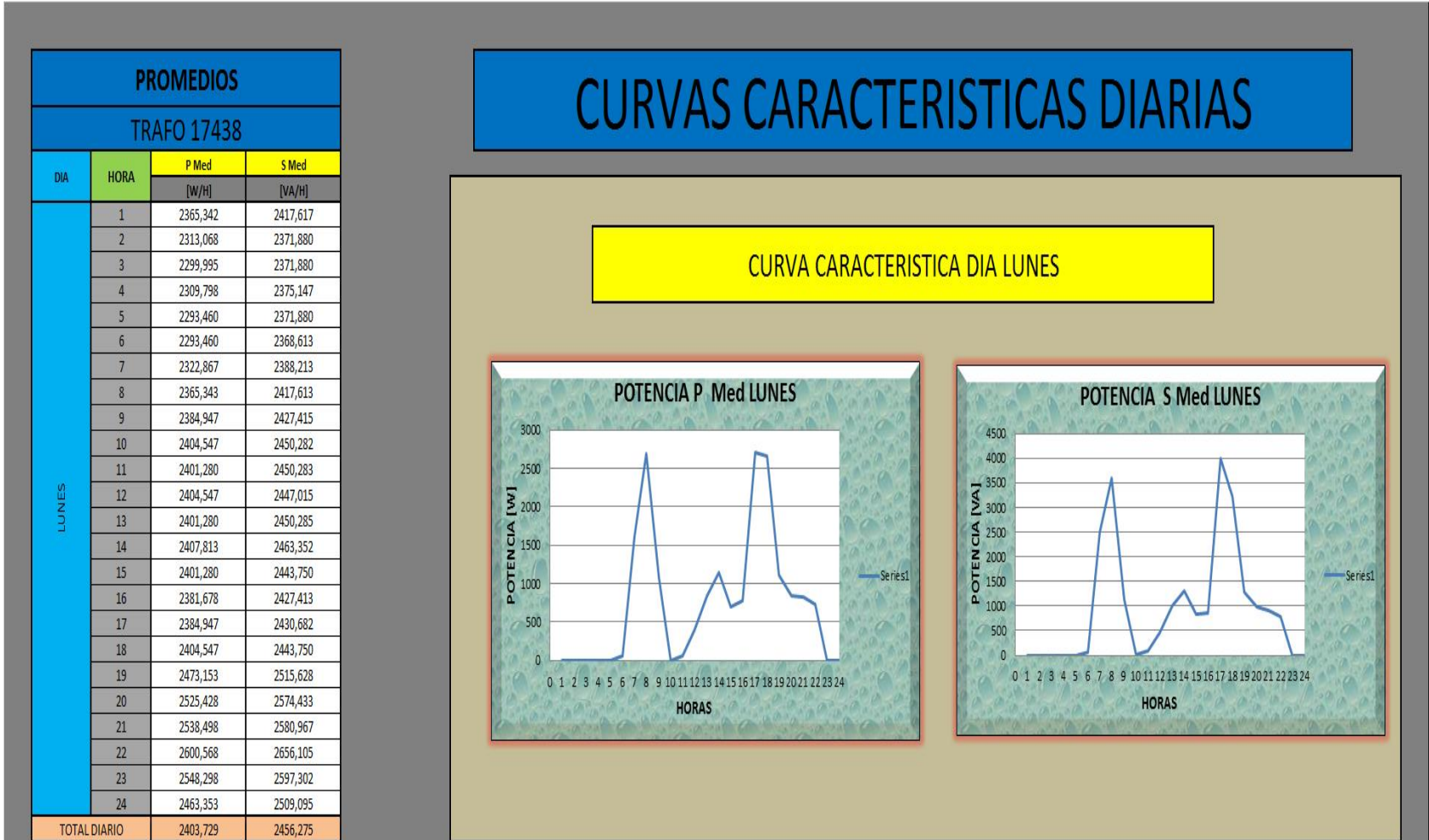


Figura 23. Rango horario y curvas características de P y S del día Lunes.

| DIA | HORA | | |
|--------------|------|----------|----------|
| MARTES | 1 | 2326,137 | 2381,680 |
| | 2 | 2293,460 | 2371,880 |
| | 3 | 2293,460 | 2371,880 |
| | 4 | 2329,403 | 2371,880 |
| | 5 | 2286,927 | 2349,010 |
| | 6 | 2286,927 | 2349,012 |
| | 7 | 2309,798 | 2368,613 |
| | 8 | 2345,738 | 2398,013 |
| | 9 | 2381,678 | 2424,148 |
| | 10 | 2368,612 | 2411,080 |
| | 11 | 2375,147 | 2417,613 |
| | 12 | 2401,280 | 2437,215 |
| | 13 | 2401,280 | 2443,748 |
| | 14 | 2427,413 | 2469,888 |
| | 15 | 2460,083 | 2509,093 |
| | 16 | 2427,415 | 2469,885 |
| | 17 | 2414,347 | 2453,548 |
| | 18 | 2407,813 | 2447,015 |
| | 19 | 2456,817 | 2502,560 |
| | 20 | 2512,360 | 2561,365 |
| | 21 | 2584,233 | 2639,770 |
| | 22 | 2623,437 | 2678,975 |
| | 23 | 2571,165 | 2457,866 |
| | 24 | 2518,893 | 2567,898 |
| TOTAL DIARIO | | 2408,493 | 2452,235 |

CURVA CARACTERISTICA DIA MARTES

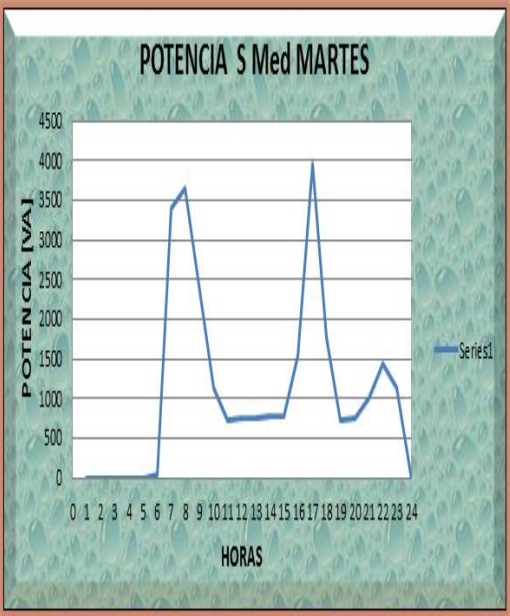
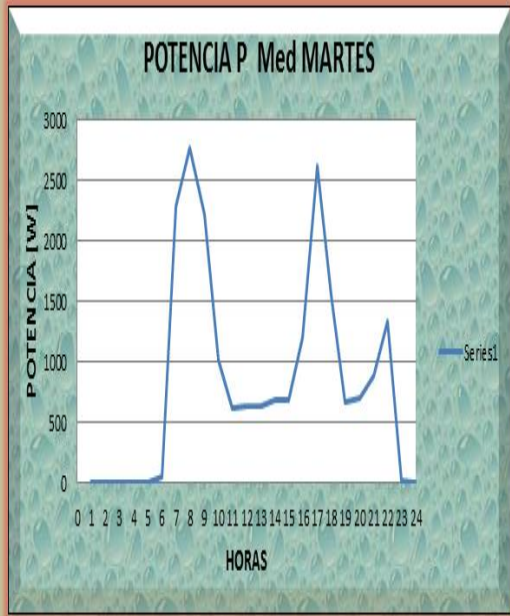


Figura 24. Rango horario y curvas características de P y S del día Martes.

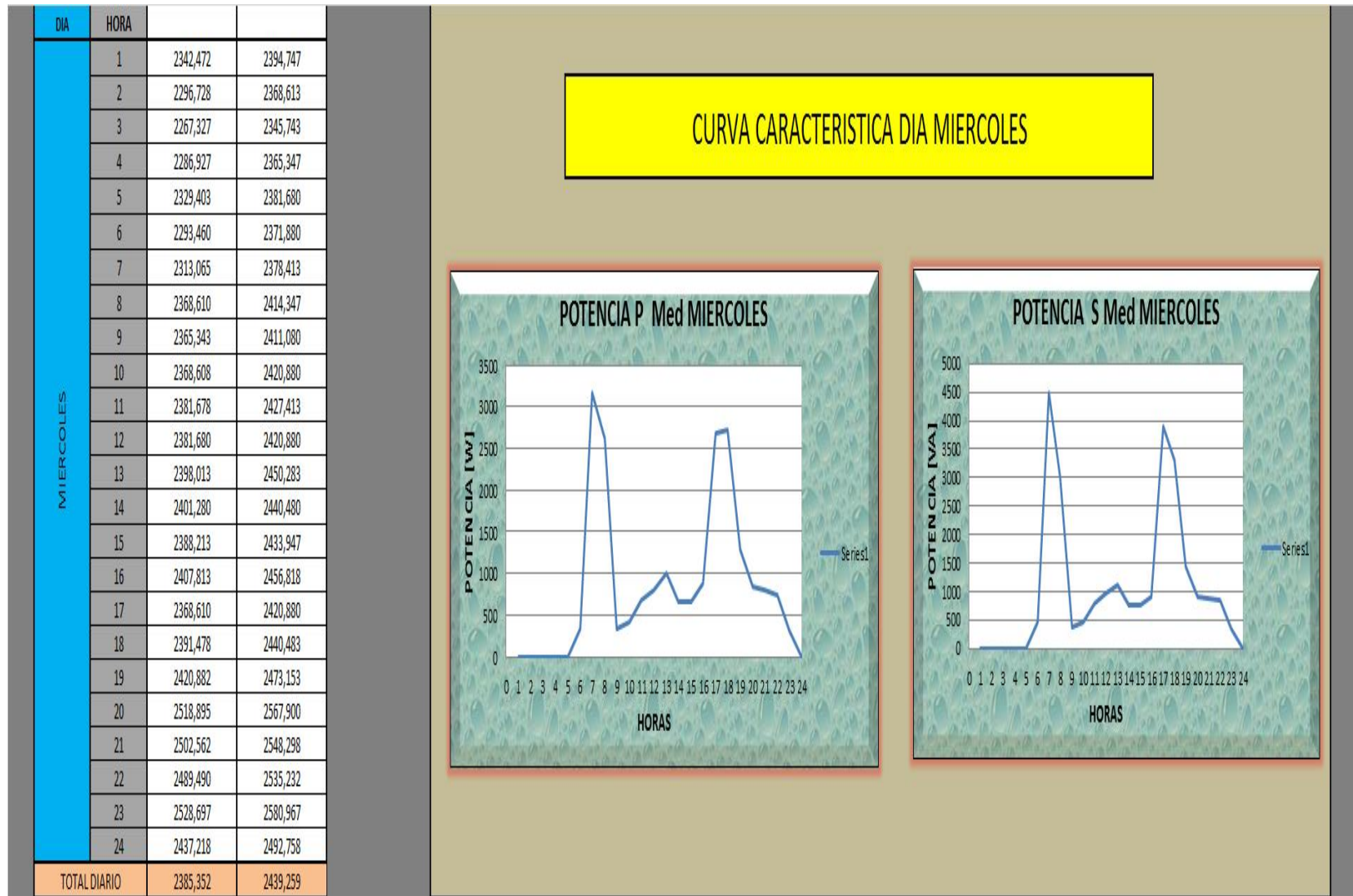


Figura 25. Rango horario y curvas características de P y S del día Miercoles.

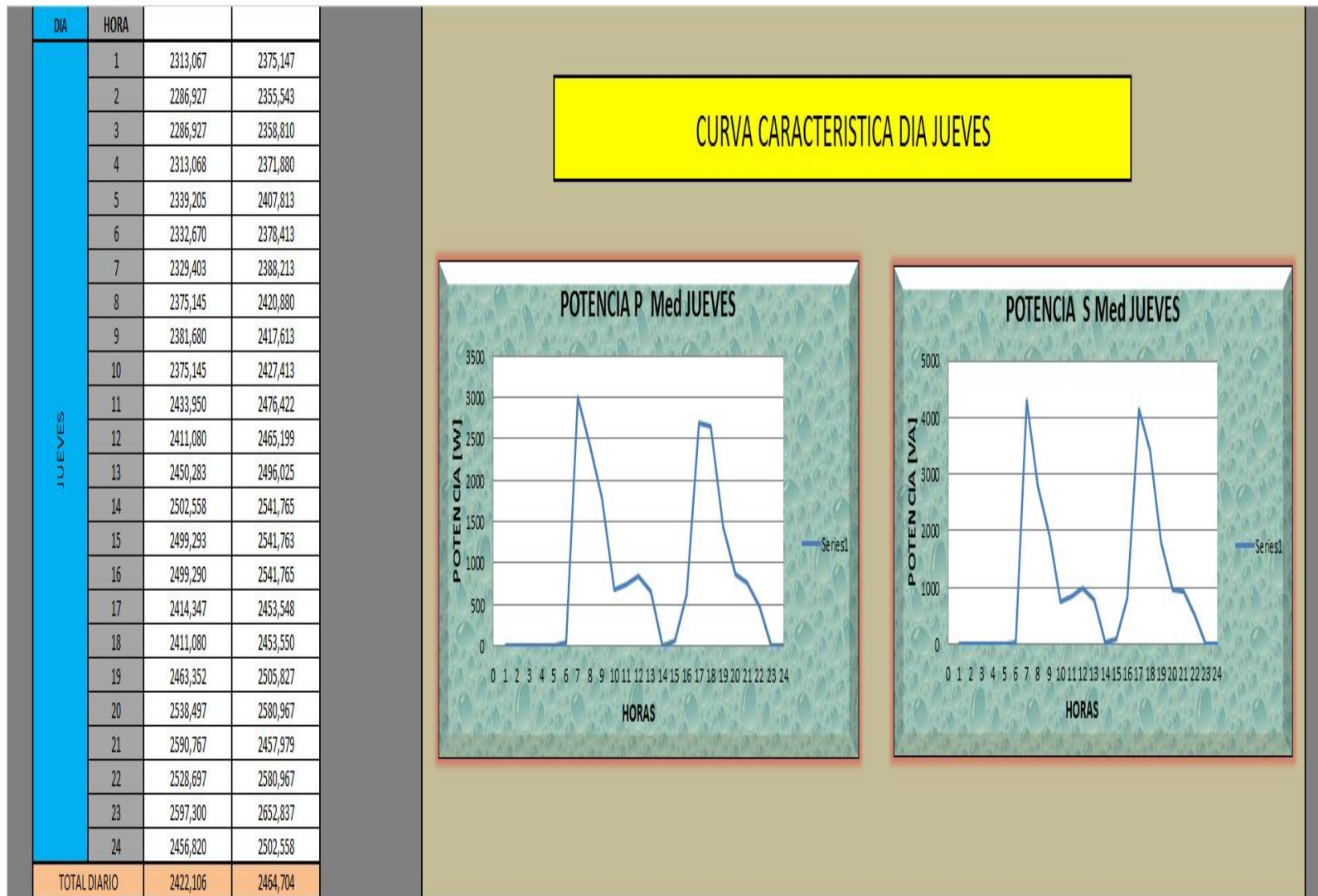


Figura 26. Rango horario y curvas características de P y S del día Jueves.

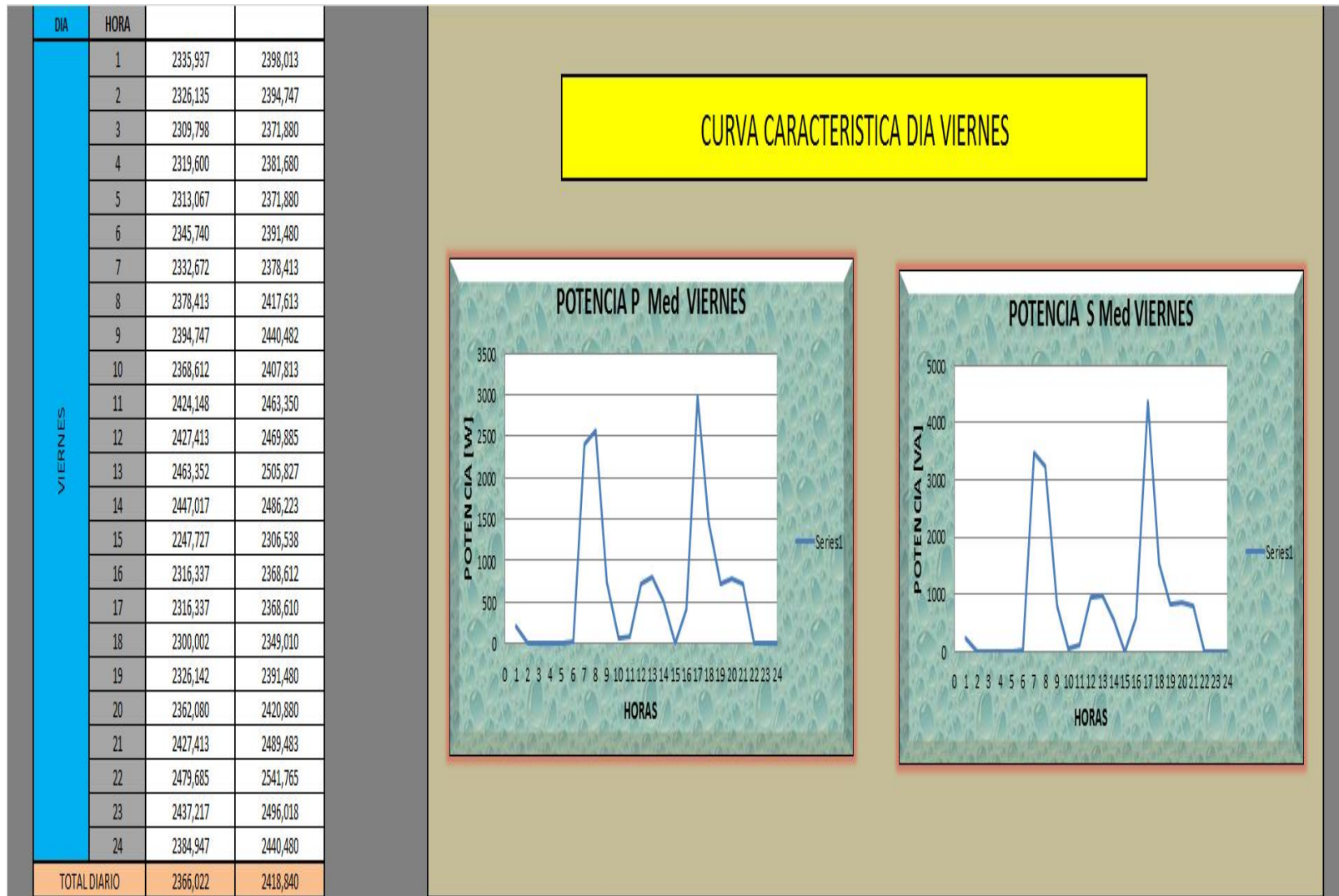


Figura 27. Rango horario y curvas características de P y S del día Viernes.

| DIA | HORA | | |
|--------------|------|----------|----------|
| SABADO | 1 | 2296,735 | 2345,742 |
| | 2 | 2224,860 | 2277,128 |
| | 3 | 2175,857 | 2228,127 |
| | 4 | 2221,590 | 2293,468 |
| | 5 | 2293,460 | 2371,880 |
| | 6 | 2293,460 | 2371,880 |
| | 7 | 2319,600 | 2378,413 |
| | 8 | 2381,677 | 2430,683 |
| | 9 | 2433,947 | 2476,423 |
| | 10 | 2420,880 | 2466,620 |
| | 11 | 2417,613 | 2460,085 |
| | 12 | 2450,283 | 2492,757 |
| | 13 | 2460,085 | 2509,093 |
| | 14 | 2499,292 | 2545,030 |
| | 15 | 2479,687 | 2528,697 |
| | 16 | 2482,955 | 2538,497 |
| | 17 | 2479,688 | 2531,963 |
| | 18 | 2492,757 | 2548,300 |
| | 19 | 2538,497 | 2597,302 |
| | 20 | 2574,433 | 2629,970 |
| | 21 | 2564,633 | 2613,635 |
| | 22 | 2551,567 | 2594,033 |
| | 23 | 2496,023 | 2545,033 |
| | 24 | 2404,547 | 2450,283 |
| TOTAL DIARIO | | 2414,755 | 2467,710 |

CURVA CARACTERISTICA DIA SABADO

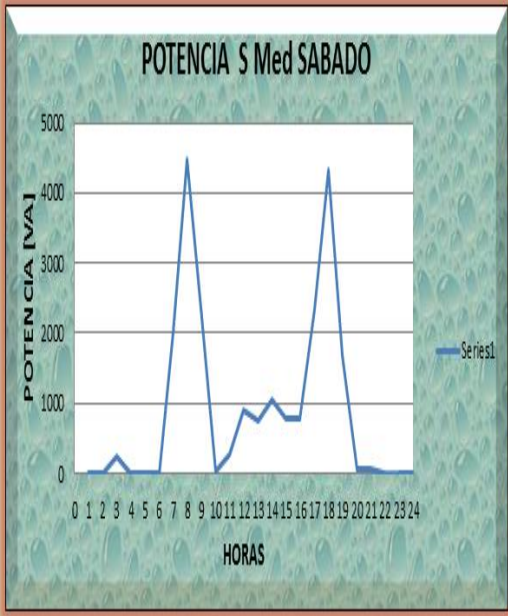
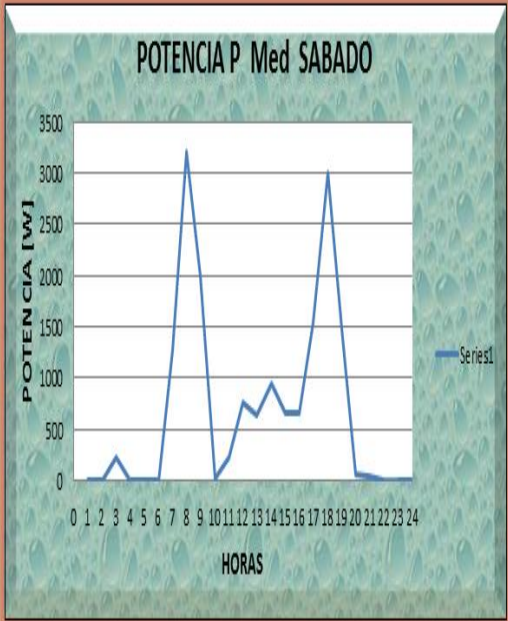


Figura 28. Rango horario y curvas características de P y S del día Sabado.

| DIA | HORA | | |
|--------------|------|----------|----------|
| DOMINGO | 1 | 2339,203 | 2404,547 |
| | 2 | 2332,668 | 2388,213 |
| | 3 | 2313,067 | 2375,147 |
| | 4 | 2339,203 | 2384,947 |
| | 5 | 2326,137 | 2375,147 |
| | 6 | 2332,670 | 2371,880 |
| | 7 | 2322,870 | 2378,413 |
| | 8 | 2345,742 | 2394,747 |
| | 9 | 2391,478 | 2440,483 |
| | 10 | 2453,552 | 2496,023 |
| | 11 | 2466,620 | 2512,362 |
| | 12 | 2463,352 | 2509,093 |
| | 13 | 2469,888 | 2518,895 |
| | 14 | 2430,682 | 2476,422 |
| | 15 | 2456,818 | 2502,558 |
| | 16 | 2482,955 | 2525,430 |
| | 17 | 2450,285 | 2499,290 |
| | 18 | 2417,613 | 2466,618 |
| | 19 | 2486,223 | 2528,695 |
| | 20 | 2522,162 | 2574,433 |
| | 21 | 2541,765 | 2590,767 |
| | 22 | 2538,497 | 2587,500 |
| | 23 | 2502,558 | 2545,032 |
| | 24 | 2420,883 | 2466,620 |
| TOTAL DIARIO | | 2422,787 | 2471,386 |

CURVA CARACTERISTICA DIA DOMINGO

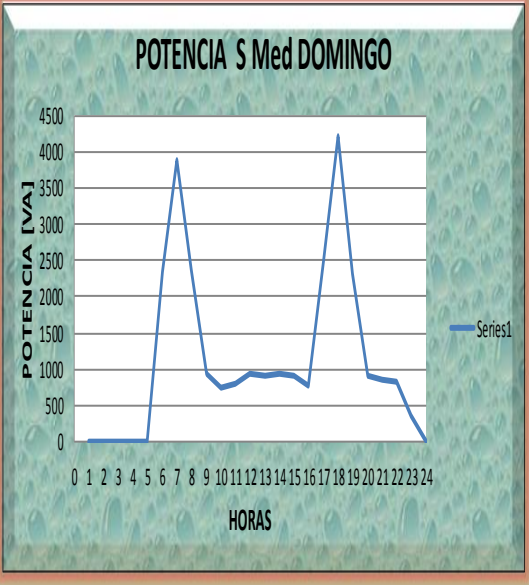
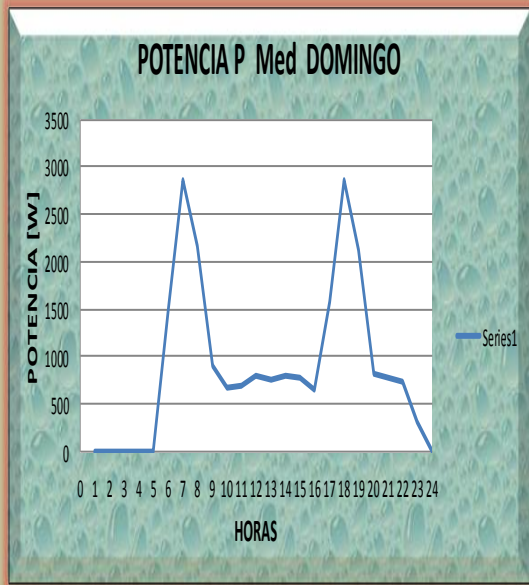


Figura 29. Rango horario y curvas características de P y S del día Domingo.

| P Med | | |
|-----------|----------|----------|
| DIA | P Promed | S Promd |
| | [W] | [VA] |
| LUNES | 2403,729 | 2456,275 |
| MARTES | 2408,493 | 2452,235 |
| MIERCOLES | 2385,352 | 2439,259 |
| JUEVES | 2422,106 | 2464,704 |
| VIERNES | 2366,022 | 2418,840 |
| SABADO | 2414,755 | 2467,710 |
| DOMINGO | 2422,787 | 2471,386 |

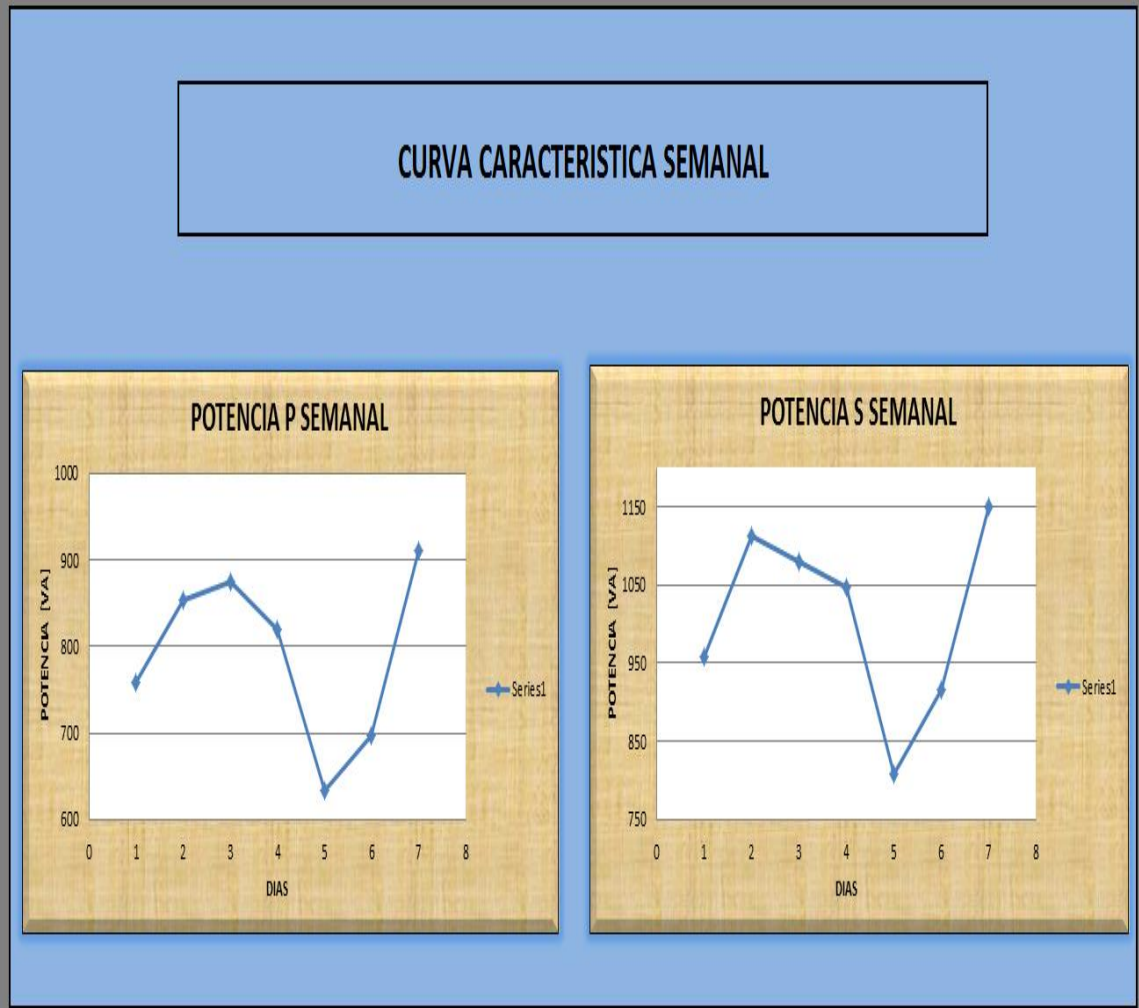


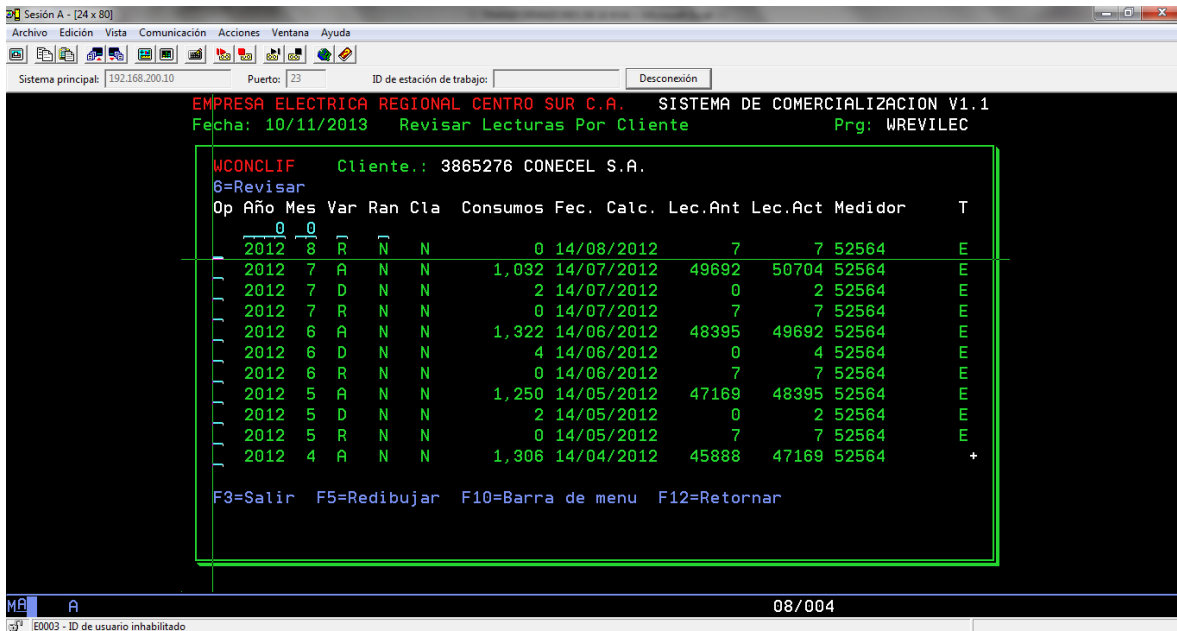
Figura 30. Rango horario y curvas características de P y S semanal.

CAPÍTULO IV

CONTRASTACION DE VALORES DE PERDIDAS MEDIDOS CON VALORES CALCULADOS Y SU TRASENDENCIA

4.1 Comparación y análisis entre los valores facturados y medidos.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur para realizar la facturación de la energía consumida dispone del departamento de Facturación, el cual se encarga de realizar el cálculo de la energía consumida considerando los consumos mensuales de cada cliente, esto se lo realiza mensualmente. El proceso básico es realizar la toma de lectura de los equipos de medición los cuales son ingresados en el sistema informático de la CENTROSUR SICO, el sistema realiza el cálculo de acuerdo al pliego tarifario, este proceso realiza automáticamente el cálculo del 2%, como se aprecia en la figura 31.



WCONCLIF Cliente.: 3865276 CONECEL S.A.
6=Revisar
Fecha: 10/11/2013 Revisar Lecturas Por Cliente Prg: WREVILEC

| Op | Año | Mes | Var | Ran | Cla | Consumos | Fec. | Calc. | Lec.Ant | Lec.Act | Medidor | T |
|----|------|-----|-----|-----|-----|----------|------------|-------|---------|---------|---------|---|
| 0 | 0 | | | | | | | | | | | |
| | 2012 | 8 | R | N | N | 0 | 14/08/2012 | | 7 | 7 | 52564 | E |
| | 2012 | 7 | A | N | N | 1,032 | 14/07/2012 | 49692 | 50704 | 52564 | E | |
| | 2012 | 7 | D | N | N | 2 | 14/07/2012 | | 0 | 2 | 52564 | E |
| | 2012 | 7 | R | N | N | 0 | 14/07/2012 | | 7 | 7 | 52564 | E |
| | 2012 | 6 | A | N | N | 1,322 | 14/06/2012 | 48395 | 49692 | 52564 | E | |
| | 2012 | 6 | D | N | N | 4 | 14/06/2012 | | 0 | 4 | 52564 | E |
| | 2012 | 6 | R | N | N | 0 | 14/06/2012 | | 7 | 7 | 52564 | E |
| | 2012 | 5 | A | N | N | 1,250 | 14/05/2012 | 47169 | 48395 | 52564 | E | |
| | 2012 | 5 | D | N | N | 2 | 14/05/2012 | | 0 | 2 | 52564 | E |
| | 2012 | 5 | R | N | N | 0 | 14/05/2012 | | 7 | 7 | 52564 | E |
| | 2012 | 4 | A | N | N | 1,306 | 14/04/2012 | 45888 | 47169 | 52564 | E | + |

F3=Salir F5=Redibujar F10=Barra de menu F12=Retornar

Figura 31. Lecturas programa SICO.

Se puede observar que el dato de consumo ya incluye el 2%, este proceso se lo realiza como se explica en la tabla 19. El sistema SICO no detalla los valores que se facturan por concepto del 2% es decir no indica el valor económico facturado por este concepto ni la cantidad de energía con la que se ha penalizado para compensar las pérdidas.

| CALCULO DE CONSUMO REGISTRO SICO | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------|----------------|-----------|--------------|-------------|-----------|-------|------------------|--------------|-----------|
| POTENCIA | CODIGO TRAF0 | CODIGO CLIENTE | DIAS FACT | LEC ANTERIOR | LECT ACTUAL | CONS REAL | 2% | NS REAL + FACTOR | DIA PROMEDIO | CONS FACT |
| 10 | 18290 | 3865276 | 31 | 45888 | 47169 | 1281 | 25,62 | 1306,62 | 40,03 | 1306 |

Tabla 22. Cálculo de consumo Registro SICO.

Para el caso que nos compete, el cálculo de las pérdidas en los transformadores, se ha realizado una agrupación en rango horario de la energía y la potencia real es la suma de las seis medidas correspondiente a cada hora, y para la potencia aparente es el promedio de las seis medidas correspondientes a cada hora indicado en la tabla 20, fundamental para el cálculo de las perdidas, las cuales se calcula mediante la fórmula (4):

$$Perdidas = Perdidas_{vacío} + \left(\frac{S_{medido}}{S_{nominal}} \right)^2 * Perdidas_{cobre} \quad (4)$$

Las pérdidas en los transformadores tanto en vacío (consideradas las perdidas en el núcleo) y las perdidas en el cobre (las pérdidas en las espiras de los bobinados) son datos constructivos indicados por el fabricante conocidos como protocolos del transformador los mismos que son registrados y revisados por la empresa eléctrica CENTROSUR en el laboratorio de transformadores.

Se han tabulado los valores de esta base de datos para llegar a obtener un valor promedio para cada rango de potencia de transformadores, lo cual se presenta en la tabla 23.

| PROTOCOLOS DE PERDIDAS DE TRANSFORMADORES | | |
|---|-----------|-----------|
| POTENCIA NOMINAL | PER VACIO | PER COBRE |
| TRAFO 5 KVA | 27,31 | 84,41 |
| TRAFO 10 KVA | 45,97 | 139,04 |
| TRAFO 15 KVA | 68,46 | 189,06 |
| TRAFO 25 KVA | 105,54 | 285,41 |
| TRAFO 30 KVA | 131,75 | 486,68 |
| TRAFO 37,5 KVA | 125,09 | 397,1 |
| TRAFO 45 KVA | 169,3 | 668,21 |
| TRAFO 50 KVA | 186,48 | 730,26 |
| TRAFO 60 KVA | 227,47 | 871,52 |
| TRAFO 75 KVA | 249,13 | 993,46 |
| TRAFO 100 KVA | 322,91 | 1380,56 |
| TRAFO 125 KVA | 382,37 | 1627,21 |
| TRAFO 150 KVA | 416,2 | 1918,81 |
| TRAFO 160 KVA | 452,74 | 2114,82 |
| TRAFO 175 KVA | 440 | 2016 |
| TRAFO 200 KVA | 556,09 | 2384,83 |

Tabla 23. Protocolo de transformadores para perdidas de vacío y cobre.

El procedimiento para el análisis entre los valores de energía medidos por los equipos de calidad y los calculados por el sistema de la CENTROSUR SICO se los realizó de la siguiente manera:

Se realizó el análisis de los consumos medidos diarios por los equipos de calidad tomando en cuenta la cantidad de días de la semana que se repiten durante el mes, periodo en el que el sistema SICO calculó el consumo de energía kWh/mes.

Para definir una curva característica con los valores obtenidos en el sistema SICO se realiza una comparación con los valores medidos por los equipos de calidad mediante la siguiente ecuación:

$$FC = |1 - (Emensual sico - Emensual equipo calidad)|$$

FC: factor de corrección

E mensual SICO: consumo facturado

E mensual equipo calidad: consumo calculado con los datos de los equipos de calidad.

Esta constante se multiplicó por cada uno de los valores que generan la curva característica de los valores medidos por los equipos de calidad, lo que permite obtener una curva característica que representa el valor de energía mensual SICO.

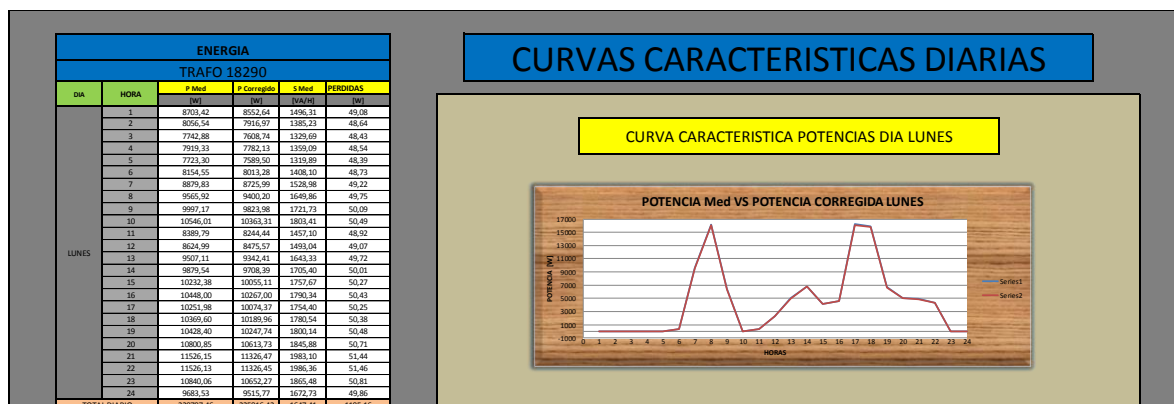


Tabla 24. Energía diaria registrada por el equipo de calidad de un transformador.

4.2 Factores de corrección.

Con los datos analizados se puede observar que el factor del 2% no se cumple para todas las condiciones de cargabilidad de los transformadores, por lo que se propone que se revise los factores obtenidos al analizar las pérdidas, como se muestra en tabla 25 en la columna 9. Estos valores, para el caso de los transformadores de 15kVA, oscilan en un rango de 1.5 a 8%, valores que se obtuvieron considerando la energía real consumida en el mes y las pérdidas de energía en igual periodo.

En el anexo digital se indica el resumen para cada transformador que se consideró para este análisis, ordenado por su potencia.

Este factor es el que compensaría en su totalidad las pérdidas generadas por el transformador.

| POTENCIA | N° TRAF0 | Carg % | FU | FLA | TOTAL MENSUAL PERDIDAS KWH/MES | TOTAL MENSUAL ENERGIA KWH/MES | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS KWH/MES | PORCENTAJE REAL QUE SE SERIA COBRAR POR PERDIDAS |
|----------|----------|--------|-------|-------|--------------------------------|-------------------------------|--|--|
| 15 | 13285 | 59,858 | 0,599 | 0,577 | 95,464 | 5935 | 118,7 | 1,608 |
| 15 | 16126 | 20,313 | 0,203 | 0,201 | 54,83 | 2242 | 40,249 | 2,446 |
| 15 | 18044 | 13,392 | 0,134 | 0,068 | 53,379 | 665 | 10,456 | 8,027 |
| 15 | 9297 | 19,53 | 0,195 | 0,128 | 56,768 | 1520 | 30,4 | 3,735 |
| 15 | 17438 | 16,476 | 0,165 | 0,164 | 52,933 | 1794 | 33,31 | 2,951 |
| 15 | 13027 | 63,836 | 0,638 | 0,629 | 103,361 | 6790 | 134,87 | 1,522 |
| 15 | 17924 | 18,5 | 0,185 | 0,097 | 52,265 | 1100 | 20,549 | 4,715 |

Tabla 25. Resumen general de valores de los transformadores de 15 kVA.

4.3 Propuesta para la facturación de las perdidas por transformadores.

De acuerdo a los resultados obtenidos en este trabajo, se propone que para los clientes que disponen de transformador particular sea ingresado el valor de la potencia nominal y la cargabilidad a la que se encuentra trabajando el cliente como dato para la facturación.

Para el ejemplo que se ha descrito en la explicación, se tiene los datos de sus potencias nominales así como la cargabilidad que se presentan en los mismos, ver tablas 26, 27, 28, 29, 30, 31 y 32

| TRAFO 13285 | | | | | 15 KVA | |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|-------------------------|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 | |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | MEDIDAS SICO | | |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO | 185,47 KW/H |
| LUNES | 207722,01 | 200504,04 | 3237,14 | 4 | VALOR SICO MENSUAL | 5935 KW/H |
| MARTES | 211426,86 | 204080,15 | 3308,17 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO | 6053,7 KW/H |
| MIERCOLES | 209963,22 | 202667,37 | 3274,99 | 4 | DIFERENCIA | 213,65496 ADIMENSIONAL |
| JUEVES | 207107,82 | 199911,19 | 3195,57 | 4 | FACTOR DE CORRECCION | 0,03474824 ADIMENSIONAL |
| VIERNES | 210332,40 | 203023,72 | 3269,76 | 5 | VALOR SICO MENSUAL CC | 5935 KW/H MES |
| SABADO | 194660,38 | 187896,27 | 3003,53 | 5 | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS | 118,7 % |
| DOMINGO | 194702,85 | 187937,27 | 3008,58 | 4 | PORCENTAJE REAL QUE SE SERIA COBRAR POR PERDIDAS | 1,608 % |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 6148,655 | | | | | |
| CARGABILIDAD | 59,858 | | % | | | |
| FU | 0,599 | | ADIMENSIONAL | | | |
| FLA | 0,577 | | ADIMENSIONAL | | | |
| PERDIDAS TOTALES | 95,464 | | KW/H MES | | | |

Tabla 26. Resumen general cálculos del transformador N°13285, potencia 15 kVA.

| TRAFO 16126 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 71420,88 | 67567,84 | 1830,77 | 4 | 72,31 KW/H |
| MARTES | 71068,04 | 67234,04 | 1827,55 | 4 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 71156,26 | 67317,49 | 1829,14 | 4 | 2242 KW/H |
| JUEVES | 70708,66 | 66894,05 | 1825,51 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 71126,87 | 67289,69 | 1829,20 | 5 | 2282,24956 KW/H |
| SABADO | 70885,10 | 67060,96 | 1827,75 | 5 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 69940,92 | 66167,72 | 1823,28 | 4 | 114,761107 ADIMENCIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 2127,239 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 20,313 | % | | | 0,05394839 ADIMENCIONAL |
| FU | 0,203 | ADIMENCIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CC |
| FLA | 0,201 | ADIMENCIONAL | | | 2012,47779 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 54,830 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 40,2495557 % |
| | | | | | PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI |
| | | | | | 2,446 % |

Tabla 27. Resumen general cálculos para el transformador N°16126, potencia 15 kVA.

| TRAFO 18044 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 17207,53 | 15147,91 | 1709,40 | 5 | 24,63 KW/H |
| MARTES | 27051,15 | 23813,32 | 1802,97 | 5 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 16746,88 | 14742,40 | 1689,13 | 4 | 665 KW/H |
| JUEVES | 16939,64 | 14912,09 | 1698,00 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 17867,47 | 15728,86 | 1712,52 | 4 | 675,45652 KW/H |
| SABADO | 18168,04 | 15993,46 | 1711,18 | 4 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 18746,30 | 16502,51 | 1714,73 | 5 | 71,0869967 ADIMENCIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 593,913 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 13,392 | % | | | 0,11969261 ADIMENCIONAL |
| FU | 0,134 | ADIMENCIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CC |
| FLA | 0,068 | ADIMENCIONAL | | | 522,826007 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 53,379 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 10,4565201 % |
| | | | | | PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI |
| | | | | | 8,027 % |

Tabla 28. Resumen general cálculos del transformador N°18044, potencia 15 kVA.

| TRAFO 9297 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 50926,70 | 44588,31 | 1894,64 | 4 | 7,83 KW/H |
| MARTES | 50567,34 | 44670,84 | 1904,84 | 5 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 41213,78 | 36407,97 | 1853,67 | 5 | 1520 KW/H |
| JUEVES | 22598,18 | 19963,08 | 1716,98 | 5 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 49959,67 | 44134,04 | 1865,01 | 4 | 1550,4 KW/H |
| SABADO | 27374,58 | 24182,52 | 1696,40 | 4 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 69081,70 | 61026,31 | 1891,58 | 4 | 158,732935 ADIMENCIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 1361,267 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 19,530 | % | | | 0,11660675 ADIMENCIONAL |
| FU | 0,195 | ADIMENCIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CC |
| FLA | 0,128 | ADIMENCIONAL | | | 1520 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 56,768 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 30,4 % |
| | | | | | PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI |
| | | | | | 3,735 % |

Tabla 29. Resumen general cálculos del transformador N°9297 potencia 15 kVA.

| TRAFO 17438 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 57689,50 | 55547,37 | 1764,83 | 4 | 59,81 KW/H |
| MARTES | 57803,82 | 55657,45 | 1764,46 | 4 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 57248,45 | 55122,70 | 1763,11 | 4 | 1794 KW/H |
| JUEVES | 58130,55 | 55972,05 | 1765,67 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 56784,54 | 54676,01 | 1761,09 | 5 | 1827,31081 KW/H |
| SABADO | 57954,13 | 55802,17 | 1766,08 | 5 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 58146,89 | 55987,78 | 1766,31 | 4 | 64,2298333 ADIMENSIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 1729,770 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 16,476 | % | | | 0,037132 ADIMENSIONAL |
| FU | 0,165 | ADIMENSIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CQ |
| FLA | 0,164 | ADIMENSIONAL | | | 1665,54033 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 52,933 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 33,3108067 % |
| | | | | | PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDAS |
| | | | | | 2,951 % |

Tabla 30. Resumen general cálculos del transformador N°17438 potencia 15 kVA.

| TRAFO 13027 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 228366,49 | 227585,73 | 3491,94 | 4 | 55,94 KW/H |
| MARTES | 226370,32 | 225596,38 | 3458,15 | 4 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 225396,74 | 224626,13 | 3442,92 | 4 | 6790 KW/H |
| JUEVES | 224250,00 | 223483,31 | 3413,44 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 221920,62 | 221161,90 | 3390,87 | 5 | 6924,8746 KW/H |
| SABADO | 224727,01 | 223958,69 | 3435,14 | 5 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 229023,16 | 228240,16 | 3501,35 | 4 | 23,1350733 ADIMENSIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 6766,865 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 63,836 | % | | | 0,00941888 ADIMENSIONAL |
| FU | 0,638 | ADIMENSIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CQ |
| FLA | 0,629 | ADIMENSIONAL | | | 6743,72985 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 103,361 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 134,874597 % |
| | | | | | PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDAS |
| | | | | | 1,522 % |

Tabla 31. Resumen general cálculos del transformador N°13027 potencia 15 kVA.

| TRAFO 17924 | | | | | 15 KVA |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| POTENCIA NOMINAL | 15000 | PERDIDAS EN VACIO [W] | 68,46 | PERDIDAS EN COBRE [W] | 189,06 |
| MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD | | | | | MEDIDAS SICO |
| DIA | VALOR DIARIO POTENCIA REAL | VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA | VALOR DIARIO PERDIDAS | CANTIDAD DE DIAS | VALOR SICO DIARIO |
| LUNES | 34321,93 | 33152,21 | 1686,02 | 5 | 71,21 KW/H |
| MARTES | 34065,46 | 32904,48 | 1685,34 | 5 | VALOR SICO MENSUAL |
| MIERCOLES | 34403,61 | 33231,10 | 1686,27 | 4 | 1100 KW/H |
| JUEVES | 34746,66 | 33562,46 | 1686,74 | 4 | VALOR SICO MENSUAL FACTURADO |
| VIERNES | 34640,48 | 33459,89 | 1686,83 | 4 | 1120,54986 KW/H |
| SABADO | 34710,72 | 33527,74 | 1687,04 | 4 | DIFERENCIA |
| DOMINGO | 33560,71 | 32416,92 | 1684,19 | 5 | 36,2535983 ADIMENSIONAL |
| TOTAL MESUAL ENERGIA | 1063,746 | KW/H MES | | | FACTOR DE CORRECCION |
| CARGABILIDAD | 18,500 | % | | | 0,03408105 ADIMENSIONAL |
| FU | 0,098 | ADIMENSIONAL | | | VALOR SICO MENSUAL CORREGIDO |
| FLA | 0,097 | ADIMENSIONAL | | | 1027,4928 KW/H MES |
| PERDIDAS TOTALES | 52,265 | KW/H MES | | | ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS |
| | | | | | 20,5498561 % |
| | | | | | PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDAS |
| | | | | | 4,751 % |

Tabla 32. Resumen general cálculos del transformador N°17924, potencia 15 kVA.

La demanda de los clientes deberá ser medida en el momento de la instalación del contador de energía, siendo obligación del cliente notificar en caso de reducción o aumento de carga.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Este trabajo contiene información recopilada en la CENTROSUR que cumple con las regulaciones y normas correspondientes, con la que se procedió a realizar los análisis que permitieron establecer valores reales de las pérdidas en los transformadores de distribución seleccionados.

En el proceso de investigación no se pudo obtener mayor información sobre la forma en la que se realizó el cálculo de este factor de recargo del 2% para clientes con transformador particular y con medición en baja tensión, ya que este factor data desde la época del antiguo INECEL ahora CONELEC.

Mediante esta investigación se ha podido determinar que los valores compensatorios por pérdidas a través del factor del 2% no se los puede realizar en una manera generalizada, por lo que se recomienda considerar la potencia del transformador y su demanda al momento de la facturación.

Una manera de poder eliminar el factor del 2% es realizar la medición para los clientes con transformador particular en el lado de media tensión, con lo cual se podrá medir los valores de pérdidas que generan estos. Uno de los inconvenientes es el elevado costo de los equipos involucrados en la medición al lado de alta tensión, como son los transformadores de corriente TCs y transformadores de voltaje TP.

Los equipos con compensación de pérdidas son otros elementos de medición que se pueden considerar, al momento la empresa eléctrica ha instalado estos equipos en algunas industrias. Debido al costo de estos equipos no se los puede instalar para todos los clientes que se encuentran penalizados con este factor, por lo que la propuesta para realizar la modificación en el sistema de facturación considerando la demanda aun es la mejor opción.

El modificar el sistema de facturación representara la solución con mínima inversión y con un tiempo de gestión más reducido.

RECOMENDACIONES

Para llevar un registro de calidad en los sistemas de distribución, estos deberán ser ajustados a la realidad de cada estación de transformación, para determinar si los mismos se encuentran en una condición de sobre dimensionamiento o sub dimensionamiento, factores fundamentales para cuantificar las pérdidas producidas, que afectan directamente a la empresa distribuidora.

Para un futuro análisis más extendido, se deberá de igual manera hacer una selección de una muestra representativa, la cual recogerá las realidades y condiciones presentes en la mayoría de especies particulares presentes en el universo existente en las empresas eléctricas distribuidoras.

Se deberá considerar que el pliego tarifario se ajusten a la realidad del sistema eléctrico nacional, ya que como se demostró en este trabajo, no siempre se cumplen para todos los casos presentes, por lo menos los que competen a la distribución y comercialización.

Se debe informar a los clientes sobre los valores facturados por recargo, para que de esta manera puedan realizar los cambios en sus estaciones de transformación con el fin de dimensionar correctamente los transformadores y reducir las pérdidas que generan.

Se recomienda que se realicen proyectos que permitan el análisis de la implementación sobre equipos que permitan realizar el registro de pérdidas en tiempo real.