



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

AREA DE ENERGIA, INDUSTRIAS Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

CARRERA DE INGENIERIA ELECTROMECAÁNICA

Tesis de Grado previo a la obtención del título en
Ingeniería Electromecánica.

TEMA:

***“AUDITORIA ELECTRO-ENERGÉTICA A LA
PLANTA PROCESADORA DE CARNICOS Y
EMBUTIDOS “INAPESA” DE LA CIUDAD DE
LOJA”***

AUTOR: LORENA PAULINA ALARCON PADILLA.

DIRECTOR: ING. FRANCISCO ALEAGA LOAIZA.

LOJA - ECUADOR

2003 – 2004

CERTIFICACIÓN

Ing. Francisco Aleaga Loaiza.

DOCENTE DEL ÁREA DE ENERGÍA, INDUSTRIAS Y RECURSOS
NATURALES NO RENOVABLES DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA.

CERTIFICA:

Haber dirigido, corregido y revisado en todas sus partes, el desarrollo de la Tesis de Ingeniería en Electromecánica, titulada "Auditoria Electro-energética a la Planta de Procesamiento de Cárnicos y Embutidos INAPESA de Loja" con autoría de Lorena Paulina Alarcón Padilla. En razón de que la misma reúne a satisfacción los requisitos de forma y fondo, exigidos para una investigación de este nivel, autorizo su presentación, sustentación y defensa ante el tribunal designado para el efecto.

Ing. Francisco Aleaga Loaiza
DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

El presente trabajo ha sido elaborado con el criterio del autor, por lo tanto el mismo se declara autor legítimo de este trabajo de tesis.

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD.

Yo, Lorena Paulina Alarcón Padilla autora intelectual del presente trabajo de investigación, autorizo a la Universidad Nacional de Loja, de hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

.....
Ing. Francisco Aleaga Loaiza

.....
Lorena Alarcón Padilla

PENSAMIENTO.

***La capacidad intelectual no depende de los
años.***

Nunca es tarde para empezar algo grande.

Alberto Machado

DEDICATORIA

A mi hijo que es la razón de mi vivir y por quien me esfuerzo día a día.

A mi esposo, mis padres y hermanos quienes han sido mi apoyo incondicional para la culminación de mi carrera universitaria

RESUMEN

La globalización en que vivimos y nos obliga a obtener una máxima eficiencia de la energía eléctrica, la realización de una Auditoria Electro-Energética es de primordial importancia, ya que da soluciones a los problemas de las instituciones y empresas modernas en administrar políticas efectivas de prevención de dificultades eléctrica que se reflejan en pérdidas económicas y daños considerables en el resto del equipamiento tecnológico. Además que nos abre los ojos para considerar un potencial económico como es el Ahorro Energético.

La presente investigación primero establece una metodología necesaria para realizar auditorias en sistemas eléctricos, en este se constituyen una serie de conceptos, fundamentos teóricos, normas y reglas de seguridad así como métodos de cálculo necesarios en la auditoria.

Luego se aplicó esta metodología al campo industrial, en específico a la Planta de Procesamiento de Embutidos y Cárnicos “INAPESA”, donde se realizaron inspecciones visuales, mediciones y cálculos de las principales magnitudes y parámetros del sistema de distribución eléctrico de esta empresa, Se efectuó un análisis minucioso del consumo histórico de energía y gastos que a tenido la entidad por concepto de pagos por consumo de energía eléctrica. Se estudian los circuitos principales y se analizan las áreas de mayores consumos. Se determinan los factores que influyen en los mayores consumos por áreas y se recomienda un plan de medidas para la disminución de dichos consumos. En el trabajo también se presta especial atención a los cuartos fríos y niveles de iluminación de las diferentes áreas de la planta.

Con este trabajo de investigación se ahorrará en un 20% de la tarifa total por pagos por bajo FP, instalando los bancos de compensación calculados.

SUMMARY

The globalization in that we live and she/he forces us to obtain a maximum efficiency of the electric power, the realization of an Auditoría Electryc-Energetics is of primordial importance, since she gives solutions to the problems of the institutions and modern companies in administering political effective of electric prevention of difficulties that are reflected in economic losses and considerable damages in the rest of the technological equipment. Also that she opens our eyes to consider an economic potential as it is the Energy Saving.

The present investigation first establishes a necessary methodology to carry out audits in electric systems, in this they are constituted a series of concepts, theoretical foundations, norms and rules of security as well as necessary calculation methods in the audit.

Then this methodology will be applied to the industrial field, in I specify the Plant of Prosecution of Sausages and Meat " INAPESA ", where they were carried out visual inspections, mensurations and calculations of the main magnitudes and parameters of the electric distribution system of this company, it was made a meticulous analysis of the historical consumption of energy and expenses that had had the entity by concept of payments for electric power consumption. The main circuits are studied and the areas of more consumptions are analyzed. The factors are determined that they influence in the biggest consumptions for areas and a plan of measures is recommended for the decrease of this consumptions. In the work special attention is also paid at the fourth colds and levels of illumination of the different areas of the plant.

With this investigation work 20% of the total rate will be saved by payments by low FP, installing the calculated compensation banks.

INDICE

	Páginas	
1.1	Introducción.	1
1.1.1	Problemática.	1-3
1.2	Problema de investigación.	4
1.2.1	Delimitación.	4
1.3	Objetivos de la investigación.	4
1.3.1	General.	4
1.3.2	Específicos.	4
2.3	Planteamiento de hipótesis.	4
2.3.3	Hipótesis.	4
2.3.3.1	Hipótesis general.	4
2.3.3.2	Hipótesis específicas.	5
3.1	Metodología para el desarrollo de la investigación.	5-6
	Capítulo I	7
1.	Metodología de Auditorias Electro-energéticas.	7
1.1	Eficiencia energética.	7
1.1.1	Década del 70: crisis energética.	7
1.1.2	Programas de ahorro de energía.	8
1.1.3	Década del 80: globalización de la economía.	8
1.1.4	Década del 90: crisis ecológica.	9-11
1.1.5	Situación del sector eléctrico en Ecuador.	11-13
1.2	Auditoria energética.	13
1.2.1	Generalidades.	13-14
1.2.2	¿Qué es auditoria energética?	14
1.2.3	Tipos de auditoria energética.	14
1.2.3.1	auditoria preliminar.	14-15
1.2.3.2	auditoria detallada.	15
1.2.3.3	Realismo de las estimaciones.	15
1.2.3.4	Otras consideraciones	16
1.3	Procedimiento para realizar una auditoria energética	16-18
1.3.8	Índices de consumo energético	18
1.3.9	Identificación de medidas de ahorro de energía	19

1.3.9.1	Medidas sin inversión	19
1.3.9.2	Medidas con baja o mediana inversión	19
1.3.9.3	Medidas con alta inversión.	19
1.3.10	Seguridad en las auditorias.	20
1.3.10.1	Riesgos	20
1.3.10.1.1	Riesgo para los auditores	20
1.3.10.1.2	Riesgo para la empresa	20
1.3.10.2	Cómo disminuir riesgos.	20
1.3.11	Evaluación económica.	21
1.3.11.1	Métodos de evaluación.	21
1.3.12	Aspectos organizativos de la eficiencia energética	21
1.3.12.1	Esquema organizativo.	21
1.3.12.2	Comité energético	21
1.4	Elementos del programa	22
1.4.1	Sistema de seguimiento energético.	22
1.4.2	Puesta en marcha de medidas recomendadas.	22
1.4.3	Evaluación de resultados de medidas ejecutadas.	22
1.5	El factor humano	22
1.5.1	Factor humano vs. Eficiencia.	22
1.5.2	Mejoras en el factor humano.	23
1.6	Automatización.	23
1.7	Mantenimiento	23
1.7.1	Factor mantenimiento en la eficiencia.	23
1.7.2	Mejoras en el mantenimiento energético.	23
1.8	Motores eléctricos.	23
1.8.1	Motores sobre-dimensionados	24
1.8.2	Oportunidades de mejorar eficiencia	24
1.9	Iluminación.	24
1.9.1	Oportunidades de mejorar eficiencia	24
1.10	Factor de potencia.	25
1.10.1	Mejorar el factor de potencia.	25
1.10.2	Conceptos básicos.	26
1.10.2.1	Resistencia aparente, efectiva y reactiva.	26-27
1.10.2.2	Secuencia de fase entre corriente y voltaje.	27

1.10.2.3	Potencia aparente, efectiva y reactiva.	27
1.10.2.4	Triangulo de potencias.	28
1.10.2.5	División de una corriente alterna desfasada en sus componentes.	28
1.10.3	Ventajas de la corrección del factor de potencia.	30
1.10.4	Compensación	30
1.10.4.1	Significado de la compensación en redes de alimentación.	30-31
1.10.5	Potencia reactiva del condensador.	32
1.10.6	Métodos para compensar el FP.	33
1.10.7	Tipos de compensación.	33
1.10.7.4	Compensación individual.	34-35
1.10.7.5	Compensación individual de los transformadores.	35-36
1.10.7.6	Compensación en grupo.	36-37
1.10.7.7	Compensación central con banco automático.	37
1.10.7.8	Compensación combinada.	37
1.10.7.9	Compensación individual de motores.	38-39
1.10.7.9.1	Magnitud del capacitor.	39-41
1.10.8	Efectos del bajo factor de potencia en los conductores	41
1.11	Calidad de energía eléctrica.	42
1.11.1	Generalidades.	42-43
1.11.2	Origen de la mala calidad	43
1.11.3	Problemas que genera la mala calidad de energía	43
1.11.4	Definiciones.	44
1.11.4.1	Armónicas.	44
1.11.4.1.1	Distorsión de voltaje y corriente debido a las armónicas.	45
1.11.4.2	Efectos de las corrientes armónicas.	45
1.11.4.2.1	Resonancia de condensadores de compensación del factor de potencia.	45
1.11.4.2.2	Incremento de pérdidas por armónicas.	46
1.11.4.2.3	Errores de instrumentos provocados por armónicas.	47
1.11.4.2.4	Esfuerzos térmicos debido a las armónicas.	48
1.11.4.2.5	Perdidas en el cobre.	48
1.11.4.2.6	Perdidas en el hierro.	48
1.11.4.2.7	Perdidas dieléctricas.	49
1.11.4.2.8	Esfuerzos en los aislamientos debido a las armónicas.	49

1.11.4.2.9	Trastornos en la carga debida a las armónicas.	50
1.11.4.2.10	Efectos en los aparatos del sistema de potencia.	50
1.11.4.2.11	Efectos en maquinas rotatorias	50
1.11.4.2.12	Efecto en motores de inducción.	50
1.11.4.2.13	Efectos en cables y conductores.	51
1.11.4.2.14	Efectos en bancos de capacitores.	51
1.11.4.2.15	Aparatos de iluminación.	52
1.11.4.2.16	Solución a estos problemas.	52
1.11.4.2.17	Indicador de calidad.	53
1.11.4.2.18	Mediciones.	53
1.11.4.2.19	Límites.	54
1.11.4.3	Nivel de voltaje.	56
1.11.4.4	Índice de calidad.	56
1.11.4.4.1	Mediciones.	56
1.11.4.4.2	Límites.	56
1.11.4.5	Frecuencia.	57
1.11.4.5.1	Indicador de calidad.	57
1.11.4.5.2	Protección a la frecuencia.	58
1.11.4.6	Flikers (perturbación rápida de voltaje).	58
1.11.4.6.1	Mediciones.	58
1.11.4.6.2	Límites.	59
1.11.4.7	Factor de potencia.	59
1.11.4.8	Índice de calidad.	59
1.11.4.8.1	Medición.	59
1.11.4.8.2	Límite.	59
1.11.4.9	Fugas de corriente en la red de tierra.	60
1.11.4.10	Aterramiento.	61-62
1.11.4.9.1	Diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra.	63
1.11.4.9.2	La tierra y la resistividad.	64
1.11.4.9.3	Materiales de puesta a tierra.	64-67
1.11.4.11	Regulación de voltaje.	67
1.11.4.11.1	Prevenir o solucionar estos problemas.	67
1.11.4.11.2	Fluctuaciones de voltaje	68
1.11.4.12	Niveles de iluminación.	68

Capítulo II	69
2. Materiales y métodos	69
2.1 Diseño de la investigación.	69
2.2 Materiales y equipos.	69
2.2.1 Materiales.	69-73
2.2.2 Equipos.	73
2.3 Técnica experimental.	74
2.3.1 Metodología de la auditoria.	74
2.3.2 Mediciones realizadas.	74
2.4 Tarifa de empresas eléctricas.	75
2.4.1 Categorías de tarifa residencial.	75
2.4.1.1 Categoría general.	76
2.4.1.2 Categoría alumbrado publico.	76
2.4.1.3 Grupo nivel de alta tensión.	77
2.4.1.4 Grupo nivel de media tensión.	77
2.4.1.5 Grupo nivel de baja tensión	77
2.4.1.6 Consumidores comerciales e industriales.	77-78
2.4.1.7 Cargos por bajo factor de potencia.	79
Capítulo III	80
3. Resultados.	80
3.1 Mediciones realizadas con el analizador de redes topas 1000.	80
3.1.1 Resultados de las mediciones en transformador de 100 KVA.	80-88
3.1.2 Calidad del producto.	89
3.1.2.1 Tensión en circuito de transformador 100 KVA	89
3.1.2.1.1 Indicador de calidad.	89
3.1.2.2 Frecuencia en circuito de transformador de 100 KVA.	89
3.1.2.2.1 Indicador de calidad.	89
3.1.2.3 Flicker (parpadeo) en circuito de transformador de 100 KVA	90
3.1.3 Resultados de las mediciones y datos del circuito de transformador de 125 KVA	90-98
3.1.3 Calidad del producto.	99
3.1.3.1 Tensión en circuito de transformador 125 KVA	99

3.1.3.1.1	Indicador de calidad.	99
3.1.3.2	Frecuencia en circuito de transformador de 125 KVA.	99
3.1.3.2.1	Indicador de calidad.	99
3.1.3.3	Flicker (parpadeo) en circuito de transformador de 125 KVA.	100
3.2	Análisis de los resultados.	101
3.2.1	En el transformador de 100 KVA	101
		104
3.2.2	En el transformador 125 KVA.	104
		106
3.2.3	En la planta en general.	106
3.4	Corrección del factor de potencia.	107
3.4.1	Corrección del factor de potencia para transformador 100 KVA	107
		109
3.4.2	Corrección del factor de potencia para transformador 125 KVA.	109
		111
3.4.3	Circuito del transformador de 100 KVA.	111
3.4.4	Circuito del transformador de 125 KVA.	112
3.5	Plan de medidas.	112
3.5.1	Para el circuito en el transformador de 100 KVA.	112
3.5.2	Para el circuito en el transformador 125 KVA.	112
3.5.3	En la planta INAPESA en general.	113
		115
	Capítulo IV	116
4.	Análisis económico, socioeconómico e impacto ambiental.	116
4.1	Análisis económico.	116
		117
4.2	Análisis socio-económico.	117
4.3	Análisis de impacto ambiental.	117
5.	Conclusiones	118
		121
6.	Recomendaciones	122
		124
7.	Bibliografía	125
8.	Anexos	126

1.1 Introducción.

En el año de 1973 exactamente en el mes de noviembre, un grupo de 20 accionistas S.A. (sociedad anónima) tuvo la visión de crear una empresa de embutidos frente a la cría y producción ganadera y porcina de esta ciudad,, la cual llevaría por nombre “INAPESA” una empresa formada para satisfacer en algo las necesidades de toda la colectividad Loja.

Desde hace 30 años viene laborando al Norte de la ciudad de Loja en la Avenida 8 de Diciembre en el barrio “Las Pitas”, su producción comprende la fabricación de embutido y carne como mortadela, salchicha, jamón, chorizo, ahumados entre estos, chuleta y pollo.

La fábrica cuenta con una planta de producción, en la cual la maquinaria es manejada de forma automática y manual, un área de faenamiento y camal, un almacén y un bloque administrativo, teniendo la dura tarea de cumplir con los requerimientos que trae consigo una buena calidad, y un buen servicio en beneficio de todos quienes gustan de este producto.

En la empresa se cuenta con una recopilación de datos de facturación relacionados con el consumo excesivo de energía eléctrica de la planta, cuyo análisis nos permitirá establecer un plan de acción para mejorar la eficiencia del consumo eléctrico.

1.1.1 Problemática.

Dentro de una economía que va apuntando hacia la globalización con la conformación del Tratado de Libre Comercio (TLC), la competitividad de un país es uno de los parámetros más importantes que debemos tratar de mejorar para lograr un desarrollo gradual en la economía. Esta puede realizarse a través de la reducción de los costos, entre ellos los costos energéticos, que además de reducir los costos de producción, tienen la ventaja adicional de prolongar la duración de nuestras reservas energéticas y preservar el ambiente.

En la actualidad la mayoría de las empresas e instituciones, especialmente están dedicadas a la producción, las cuales son un sistema coordinado de medios humanos y materiales cuyos objetivos son producir bienes o servicios para obtener beneficios durante un periodo de tiempo determinado, para ello se necesita maquinarias que

necesariamente funcionan con energía eléctrica; estas tienen pérdidas por el no aprovechamiento completo de la energía suministrada.

Este desaprovechamiento se evidencia cuando la maquinaria en estudio ofrece una potencia que es muy inferior a la nominal: como ejemplo podemos decir que la mayoría de máquinas eléctricas consumen energía activa como reactiva, y cuando una de estas es lo suficientemente grande o son muchas y están trabajando por muy debajo de su potencia nominal, se está bajando el factor de potencia de toda la instalación la cual es reflejada en un consumo excesivo de reactivos; en este caso dentro del proceso de aprovechamiento de la maquinaria existen falencias que ocasionan estas pérdidas.

Debido a que la planta procesadora INAPESA, ha servido a la comunidad por mas de 30 años, sus instalaciones en los actuales momentos se encuentran deterioradas por el tiempo, esta empresa es una institución privada que ha venido enfrentando en los últimos años un creciente aumento del consumo de energía eléctrica, debido a que no se ha realizado un estudio con el cual se pueda tomar medidas y acciones que permitan ahorro y optimización del uso de la energía en sus instalaciones.

El consumo de energía se centra en puntos como iluminación, sistemas de proceso, motores eléctricos, entre otros, con un costo económico reflejado en la factura energética que supone una preocupación importante para la economía de la institución antes mencionada. Esto provoca una posición rezagada frente a la tendencia de las actuales empresas en generar políticas de eficiencia de producción, cuyo desarrollo es producto de la investigación científica. Esto ha generado molestias a los ejecutivos de la empresa por no poder darle un uso eficiente a la planta, sea en cuanto a bajar costos de producción, ya que no se cuenta con los elementos cognoscitivos, tecnológicos, así como un procedimiento técnico con el fin de bajar estos costos de producción que se convierten en pérdidas económicas considerables en el período anual.

Es por eso que los directivos de la Empresa INAPESA han creído conveniente darle algún tipo de solución a estos problemas, de los cuales podemos citar que su planta de fabricación hay maquinarias que no están aprovechando al máximo la energía eléctrica suministrada por la cual paga, lo que resulta necesario analizar todos los componentes eléctricos de la planta con el fin de determinar las posibles causas para que el desequilibrio entre consumo y producción esté dentro de valores eficientes, aunque la administración de ésta institución ha adoptado una serie de medidas encaminadas a disminuir dicho consumo eléctrico, éstas no han sido del todo efectivas por lo que surge la necesidad de realizar una auditoria electro-energética para determinar las causas que

provocan los consumos excesivos y elaborar un plan de medidas técnicamente fundamentado que resuelva esta situación.

Las Auditorías Energéticas en la Industria fueron desarrolladas en los países industrializados, debido a la necesidad imperiosa de establecer programas de ahorro de energía, por tanto, cuando una Compañía opta por una Auditoría Energética (AE) adquiere el compromiso de mantener programas de conservación de bienes escasos (agua, recursos naturales, energía, etc), de manera sostenida, porque durante los procesos industriales de flujo de materia prima y de Energía de la Planta, se producen pérdidas que son tanto menores, cuanto mejor es el control de los procesos individuales. Desafortunadamente, la optimización del control de los procesos individuales, va más allá del simple mantenimiento de máquinas, herramientas y equipos, tiene que ver con una buena administración departamental de gestión de manejo de los diferentes entes que integran la Empresa, nosotros nos centraremos específicamente en este proyecto de investigación en el manejo correcto de la energía eléctrica.

La planta INAPESA cuenta con maquinaria como: cierras eléctricas, empacadoras al vacío, molidoras, teclees en camal para faenar, estas en su mayoría trabajan con consumo eléctrico. Además cuenta con una acometida trifásica de 220V, integrada por 2 transformadores auto-protégidos, los que tienen funciones distintas de suministro de energía; uno de 100 kV y el otro transformador de 125KV.

La mayoría de la maquinaria funciona a 220V las cuales son alimentadas del transformador de 125KV, el transformador de 100kV suministra la energía a los equipos pequeños con 110V y servicios auxiliares entre los que podemos incluir a instalaciones eléctricas de oficinas administrativas y demás.

Se cree que las mayores pérdidas de energía son ocasionadas por deterioro de aislamientos, consumo en motores de inducción, en algunos casos no hay puesta a tierra y también por no contar con un banco de compensación de reactivos, esto se evidencia con la existencia de un factor de potencia bajo en la instalación.

La necesidad inmediata de la fábrica es realizar un plan efectivo de reducción de costos de producción entre los cuales nosotros analizaremos los de consumo eléctrico.

1.2 Problema de Investigación.

Sobre consumo de energía eléctrica en la planta INAPESA que elevan costos de producción, debido su ineficiencia electro-energética.

1.2.1 Delimitación.

Sistema eléctrico de la planta de procesamiento.

1.3 Objetivos de la Investigación.

1.3.1 General.

Realizar una auditoria electro-energética en la planta de procesamiento de cárnicos Inapesa con el fin de determinar las causas que generan un elevado consumo de energía eléctrica.

1.3.2 Específicos.

- *Determinar el comportamiento de las principales magnitudes eléctricas en los circuitos principales y ramales en el sistema de distribución de la planta INAPESA.*
- *Determinar las causas que provocan los sobre-consumos de energía eléctrica de dicha planta.*
- *Elaborar un plan de medidas técnicamente fundamentadas.*
- *Socializar los resultados de la auditoria a directivos y trabajadores de la planta con el fin de conscientizar en adoptar políticas de ahorro de energía.*

2.3 Planteamiento de hipótesis.

2.3.3 Hipótesis.

2.3.3.1 Hipótesis general.

Con una auditoria electro-energética aplicada a la planta de procesamiento de cárnicos INAPESA; se obtendrá una disminución considerable de consumo eléctrico de la empresa.

2.3.3.2 Hipótesis específicas.

- *Determinando el comportamiento de las principales magnitudes eléctricas en los circuitos principales y ramales en el sistema de distribución de la planta INAPESA, se logrará identificar los puntos de mayor consumo energético y sectores del sistema que estén fuera de valores eficientes.*
- *Determinando las causas que provocan los sobre-consumos de energía eléctrica de dicha planta, se podrá evaluar las magnitudes con el fin de verificar que estas estén dentro de rangos aceptables, caso contrario proceder con las medidas correspondientes.*
- *Elaborando un plan de medidas técnicamente fundamentadas se logrará disminuir el consumo de energía eléctrica en la planta.*
- *Socializando los resultados de la auditoría a directivos y trabajadores de la planta con el fin de concientizar en adoptar políticas de ahorro de energía se logrará mejorar la competitividad de la empresa, adoptando una posición del personal mas productiva.*

3.1 Metodología para el desarrollo de la investigación.

La investigación se la realizó en la ciudad de Loja, provincia del mismo nombre, Ecuador, en la planta de procesamiento de cárnicos INAPESA y en instituciones que estén inmiscuidos en la temática de investigación.

Los datos necesarios para realizar la ejecución del proyecto se recopilaron en la ciudad de Loja, Ecuador, y en los predios de planta que se encuentra ubicada al Norte de la ciudad de Loja en la Avenida 8 de Diciembre en el barrio “Las Pititas”.

Se realizó planos del sistema eléctrico de la planta y se buscó catálogos de máquinas con los que cuenta para tener una mejor visión del sistema de procesamiento.

En la central se procedió a entrevistar a los empleados encargados de la operación y mantenimiento de la planta, con el fin de reconocer el funcionamiento de la misma, luego se procedió a reconocer los posibles problemas y dificultades en la operación.

Se tomó datos para levantamiento de planos, así como fotografías, videos de los distintos componentes que conforman la planta. Así como se registró los datos de placas de las

máquinas que conforman la planta, identificando los componentes de cada uno de ellos. Se procedió a identificar los instrumentos de medición que se utilizan en la actualidad.

Con estos datos recolectados se procedió a identificar los puntos de posible monitoreo con un analizador de redes por un tiempo de 10 días, esto con el fin de registrar datos necesarios que nos permitan reconocer las condiciones de la instalación de la planta, medición de niveles de carga en máquinas, niveles de luminosidad en instalaciones, esto con colaboración de profesionales e instituciones en la rama de la energía y la industria, que colaboraron en la ejecución de esta investigación, tales como la INAPESA, EERSSA, la UNL, ISMM de Moa, Hospital Isidro Ayora, Consejo Provincial de Loja, y más, a los cuales les adelantamos nuestros agradecimientos sinceros.

CAPÍTULO I

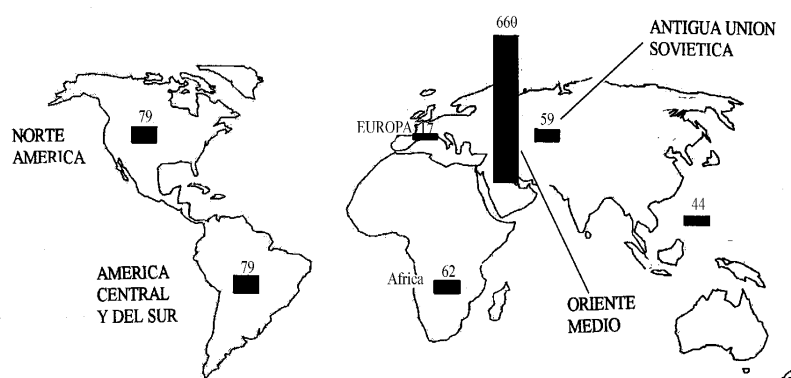
1. METODOLOGÍA DE AUDITORIAS ELECTRO-ENERGETICAS.

1.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Es la reducción del consumo específico de energía (por unidad de bien o servicio), sin afectar la calidad de vida de la población ni el nivel de actividad de los sectores productivos. Para las empresas, la eficiencia energética es una entre varias opciones de bajar los costos unitarios de producción.

1.1.1 DÉCADA DEL 70: CRISIS ENERGÉTICA.

En Octubre de 1973, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), por motivos políticos, más que por razones de estructura de costos, decidió incrementar el precio de este insumo desde 1.6 dólares el barril a casi 10 dólares, lo que originó una gran crisis económica a nivel mundial produciendo inflación y recesión en todos los países, principalmente en los países importadores de petróleo^{1[1]}. Esto obligó, a los países desarrollados a reflexionar sobre la posibilidad de sustituir al petróleo con otras fuentes de energía, ya que no querían depender de este vital insumo debido a que la mayor parte de las reservas mundiales se encontraban en el Golfo Árabe^{2[2]}.



Source: *Oil & Gas Journal, Worldwide Production Report*
World Total = 1,000 billion barrels

Fig.1.1 Reservas mundiales de petróleo - 1995 (billones de barriles)

^{1[1]} El libro de la Energía. Forum Atómico Español. 1987

^{2[2]} U.S. Energy 1995. The 9th. Annual Assessment of United States Energy Policy. USEA - 1995

Debido a ello, los países desarrollados analizaron diferentes alternativas energéticas con el objetivo de diversificar sus fuentes de suministro energético. Entre las alternativas que se evaluaron fue los programas de ahorro de energía.

1.1.2 PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGÍA.

Paralelamente se llegó a la conclusión que se podía mantener el mismo nivel de calidad de vida y mantener el crecimiento del país consumiendo menos energía. Desde luego, el concepto era que la demanda de energía está inducida por una demanda paralela de servicios energéticos tales como el alumbrado, la refrigeración, el transporte entre otros y sí se podía prestar el mismo servicio empleando menos energía, el ahorro de energía era en realidad un recurso, de igual categoría que cualquier otra fuente de energía. Por lo tanto, lo que se proponía era explotar los “yacimientos del ahorro” a través de la mejora de los hábitos de consumo, la utilización de equipos eficientemente energéticos en todos los sectores de consumo y el mejoramiento de la arquitectura de edificios y viviendas.

1.1.3 DÉCADA DEL 80: GLOBALIZACIÓN DE LA ECONOMÍA.

Como consecuencia de la intensificación de la internacionalización de la economía (más conocida como globalización de la economía), los países repararon que para ser competitivos en los diferentes mercados, tenían que reducir sus costos de producción, entre ellos sus costos energéticos. Este fue otro de los factores que impulsaron el desarrollo de este tipo de programas en esa década, ya que la competitividad se había convertido en la piedra angular para conquistar otros mercados. Ver Cuadro No.1.1

PAÍS	COMPETITIVIDAD EMPRESARIAL (MICROECONÓMICA)	COMPETITIVIDAD GLOBAL
Estados Unidos	1	2
Finlandia	2	11
Holanda	3	9
Suecia	4	19
Suiza	5	6
Alemania	6	25
Chile	24	21
México	34	31
Brasil	35	51
Costa Rica	38	34
Argentina	40	42
Perú	46	36
El Salvador	47	46
Venezuela	51	50
Colombia	52	54
Ecuador	57	53
Bolivia	58	55

Tabla 1.1 Ranking de competitividad empresarial (microeconómica) y global (1999)

1.1.4 DÉCADA DEL 90: CRISIS ECOLÓGICA.

Los científicos, durante la última década, venían advirtiendo que el contenido de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera se estaba incrementando de manera importante y pronosticaban que esto produciría el calentamiento de la tierra, que se conoce comúnmente con el nombre de EFECTO INVERNADERO.

De hecho, se ha demostrado a través de rigurosas mediciones, que durante el presente siglo, la presencia de este gas en la atmósfera ha crecido en un 20%, lo que ha dado origen a que la temperatura de la tierra aumente en aproximadamente 0.5 °C. De seguir esa tendencia y si no hace nada por evitarlo, en los próximos 50 años se pronostica que la temperatura podría incrementarse en 2 grados centígrados más. Durante los últimos años, se han detectado algunos signos que indican que dicho calentamiento ya estaría produciendo algunos efectos en nuestro planeta. Por ejemplo, los 12 años más calientes durante el presente siglo se han dado entre 1980 y 1995. Se pronostica que un calentamiento prolongado podría producir que reaparezcan enfermedades tropicales que ya habían sido erradicadas como la malaria, el cólera, el dengue, la fiebre amarilla y también producir cambios climáticos muy importantes, que originarían sequías en algunas partes del mundo y abundantes lluvias en otras, pudiendo causar migraciones de cientos de miles de personas en busca de mejores hábitat para tener una supervivencia asegurada. Por otro lado, podría producir el deshielo de los nevados, gracias a los cuales muchos valles en el mundo tienen agua permanente durante todo el año. A ello se suma, el potencial deshielo que podría producirse en los casquetes polares, que incrementaría el nivel del mar produciendo inundaciones de gran magnitud en algunos países asiáticos que prácticamente se encuentra al nivel del mar. Finalmente, calentamientos localizados podrían romper el frágil equilibrio de los ecosistemas de algunas partes del mundo, propagándose en el tiempo este efecto a nivel mundial, amenazando la supervivencia de la vida humana.

Esto viene ocurriendo por el desbalance existente entre las emisiones del dióxido de carbono que en 1995 ascendían a 6,500 millones de TM/año (debido principalmente a las plantas de energía que utilizan combustibles fósiles, el transporte y la industria), mientras que la capacidad de absorción del planeta sólo es de 2,500 millones de TM/año (que es absorbida fundamentalmente por la vegetación y el agua del mar). El 73% de las emisiones de los gases de efecto invernadero eran producidos en 1995 por los países

desarrollados, mientras que sólo el 27% eran producidos por los países en vías de desarrollo^{3[5]}. Ver. Fig. 1.4.

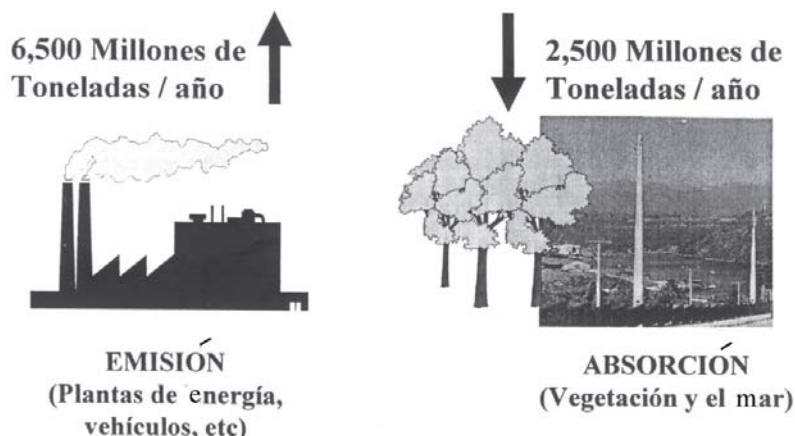


FIG. 1.2 Desbalance mundial entre la emisión y absorción del dióxido de carbono está produciendo el efecto invernadero

Desde luego las medidas más efectivas para reducir el efecto invernadero consisten en:

- Implementar programas de eficiencia energética, con la finalidad de racionalizar el consumo y de esta manera reducir las emisiones ambientales que inevitablemente se producen cuando se genera energía.
- Utilizar energías alternativas limpias, como las renovables, para ir sustituyendo progresivamente las fuentes de energía que funcionan con combustible fósiles.
- Fomentar los programas de forestación y reforestación a fin de aumentar la capacidad de absorción de las plantas del planeta.

Con la finalidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y evitar el cambio climático, durante la Cumbre de Río, que se llevó a cabo en 1992 y a la que asistieron 172 países, se acordó suscribir el Convenio Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. En diciembre de 1997, las partes firmantes se reunieron en Kyoto (Japón) para aprobar el denominado **Protocolo de Kyoto**. En el mismo, los países industrializados se comprometieron a reducir en 5% sus emisiones de los años 2008-2012 con respecto a sus emisiones del año 1990. Es decir, si en 1990 uno de ellos hubiera emitido 1 millón de toneladas (TM) de CO₂, en el período 2008 al 2012

^{3[5]} Climate change. State of knowledge. Office of Science and Technology. USA. 1997
Más información se puede encontrar en <http://www.ipcc.ch> y en <http://www.wri.org/wri/climate/>

debe emitir como máximo un promedio de 950,000 TM por año. Un aspecto importante a mencionar es que voluntariamente la Unión Europea decidió reducir para dicho período un 8% de sus emisiones. Estos compromisos son de carácter mandatorio para los países industrializados, mientras que aún no existe exigencia alguna para los países en vías de desarrollo. Sin embargo, como probablemente algunos de los países industrializados podría no poder reducir la parte que le toca en su propio territorio, el convenio establece la posibilidad de que estos programas se realicen en países en vías de desarrollo, bajo la modalidad de proyectos de “implementación conjunta” y “mecanismos de desarrollo limpio” los mismos que serían financiados por los países industrializados con la condición, de que las reducciones que se logren, se contabilicen a su favor para cumplir con las metas establecidas en el Protocolo de Kyoto.

1.1.5 SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ECUADOR.

La *capacidad de generación* instalada en el Ecuador es de aproximadamente 3,000 MW, la misma que es 50% hidráulica y 50% térmica. La producción de energía en estos 3 últimos años ha sido del orden de 10,000 GWh, de los cuales 30% ha sido térmica y 70% hidráulica, debido a que se ha tenido dos años hidrológicamente buenos. Normalmente esta composición debería ser del 40% y 60% respectivamente.

En la actualidad el sistema tiene un margen de *reserva en energía* del orden del 17% dando lugar a racionamientos si se presentara un año hidrológicamente seco y un crecimiento de la demanda. Ecuador tuvo racionamientos de energía debido a años secos en 1995, 1996 y 1997, lo que causó un gran malestar social entre la población y pérdidas económicas al país.

El *factor de carga* del sistema tiene un valor del 56%, lo que implica un uso no eficiente de la energía, valor bastante lejano del factor de carga aceptable internacionalmente que es de 70%. Este índice indica que en las horas pico (18 a 22 horas) se hace un uso no adecuado de la energía, que no sólo implica una mayor tarifa debido a que tienen que cubrir esta demanda con plantas ineficientes que tienen costos marginales elevados, sino también un incremento de las pérdidas totales que son del 23%, de las cuales el 21% corresponde a la distribución (10.5 de pérdidas técnicas y 10.5 de pérdidas negras).

Las horas de *máxima demanda* denominadas "horas pico" se establecen entre las 18 y 22 horas, produciéndose el pico mayor entre las 19 y 21 horas. El día de máxima demanda usualmente es el miércoles de cada semana y se estima que el incremento de la máxima demanda de energía que se produce en las horas pico debido al sector residencial y comercial es de 400 MW como mínimo.

La *cobertura* aproximada de electrificación del país es de 80% (96% urbana y 54% a nivel rural).

Por otro lado el *consumo* de electricidad por sectores de energía en 1999 fue el siguiente:

Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros
38.2%	16.3%	26.9%	7.7%	10.9%

Tabla 1.2 Porcentaje de alumbrado.

La cantidad de usuarios residenciales ascienden a 2'022,863 clientes distribuidos de la siguiente manera:

Segmento	KWh/mes	Usuarios	%
A alta	300 a más	130,157	6.4%
B media alta	150-300	274,282	13.6%
C media baja	50-150	826,510	40.9%
D baja	0-50	791,914	39.1%

Tabla 1.3 Categorías de consumo.

En la **Tabla** anterior se ha hecho un cuadro estimado de consumos por segmentos, la misma que debe confirmarse a través de una encuesta de hábitos de consumo.

En el sector residencial el consumo promedio nacional por familia es de 130 kWh/mes, mientras que en otros países como el Perú es de 110 kWh/mes.

Según el último estudio de hábitos de consumo realizado en 1994 en el Ecuador, los consumos de electricidad de la población residencial eran:

Uso Final	Porcentaje
Refrigeración de alimentos	40%
Iluminación	18%
Calentamiento de agua	13%
Radio TV	7%
Cocción	7%
Aire acondicionado	7%
Otros	8%

Tabla 1.4 Porcentaje de consumo en equipos.

Además de la iluminación, los principales consumos son refrigeración y enfriamiento en la costa y amazonía; y calentadores de agua y refrigeración en la sierra. En los últimos 6 años es probable que la estructura haya cambiado debido al incremento del uso de televisores, computadoras y duchas eléctricas, (lo que seguramente se corroborará en la encuesta de hábitos de consumo).

1.2 AUDITORIA ENERGÉTICA.

1.2.1 GENERALIDADES.

Se denomina auditoria energética a la recolección de datos sobre el suministro y consumo de todas las formas de energía con el propósito de evaluar las posibilidades de ahorro de energía y la cuantificación de las mismas, así como para determinar la conveniencia de la oportunidad económica de ejecutarlas.

“Ahorrar la mayor cantidad de energía al menor costo”

Una auditoria energética es un análisis progresivo que revela dónde y cómo se usa la energía en las instalaciones de una fábrica (puede aplicarse también a una institución, comercio, hoteles, residencias). La realización de una auditoria energética puede efectuarla el personal de mantenimiento de la institución o Industria. Los elementos fundamentales para que se obtengan buenos resultados son: Organización del Equipo Auditor y la Medición de Parámetros de Consumo. Si los dos elementos anteriores no funcionan apropiadamente, el análisis eléctrico que se realice será totalmente deficiente.

Dependiendo de la empresa, el equipo técnico a cargo de la auditoria puede estar conformado por dos y hasta tres personas. Se requiere que estas personas posean un buen conocimiento de la estructura productiva o de servicio de la empresa y, por otra parte que tengan un buen dominio de los temas eléctricos. Pero lo más importante del Auditor, que sea capaz de desarrollar un análisis crítico de la instalación para que pueda detectar las oportunidades de ahorro de Energía, para ello se debe conformar un perfil básico del consumo de energía de la empresa o institución. En realidad lo que se pretende, basado en el conocimiento del sistema de producción, responder a la pregunta de cuánto y dónde se consume energía.

El rubro energético más costoso es la electricidad. La generación de energía eléctrica necesita mayor inversión de capital y considerables gastos de operación.

1.2.2 ¿Qué es auditoria energética?

Dentro de un contexto empresarial, la auditoría energética es una evaluación técnica y económica de las posibilidades de reducir el costo específico de la energía⁴ en un establecimiento, de manera rentable y sin afectar la cantidad y la calidad del producto

1.2.3 Tipos de auditoria energética.

Preliminar: Diagnóstico rápido de las oportunidades de reducir costos energéticos. Toma un día en planta y otro en oficina⁵.

Detallada: Evaluación detallada de las oportunidades identificadas durante la auditoría preliminar. Pueden surgir otras posibilidades. Se requieren 5 días en planta y 20 días en oficina².

Seguimiento: Como opción, se puede incluir asistencia en implantación de recomendaciones y evaluación de sus efectos

1.2.3.1 AUDITORÍA PRELIMINAR.

- Es realizar una caminata por las instalaciones para determinar oportunidades evidentes de ahorro
- Entrevistar a responsables de operación y mantenimiento con el fin de conocer proceso el e identificar equipos de mayor consumo energético

⁴ La reducción de costos energéticos no implica necesariamente disminución en el consumo de energía

⁵ Duración promedio en instalaciones medianas

- Determinar el consumo específico de energía a partir de datos de producción y facturas de energía
- Realizar una primera evaluación de eficiencia energética comparando los consumos específicos con valores de referencia
- Identificar otras posibles oportunidades de reducir costos energéticos
- Elaborar el reporte para la dirección de la empresa
- Preparación del plan de trabajo para la auditoría detallada

1.2.3.2 AUDITORÍA DETALLADA.

- Observar las prácticas de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Medir los parámetros operacionales con instrumentación fija existente y equipos de medición portátiles
- Compilar posibles medidas de eficiencia energética
- Evaluar el potencial de reducción del consumo y costo de la energía para cada medida identificada
- Estimar el costo de ejecución de las medidas
- Evaluar económicamente cada medida (v.g. tiempo de retorno de la inversión)
- Seleccionar y priorizar las medidas evaluadas según nivel de inversión, rentabilidad y facilidad de ejecución
- Elaborar el reporte para la dirección de la empresa
- Preparar el plan de acción para la puesta en marcha de las medidas recomendadas

Como opción, la auditoría detallada puede incluir la ejecución de medidas simples,

1.2.3.3 REALISMO DE LAS ESTIMACIONES.

Los datos tomados de los instrumentos de medición fijos y/o portátiles son por lo general instantáneos, y no corresponden necesariamente a un estado estable y representativo de operación de determinado equipo/proceso. Los estados transitorios (v.g. arranque, parada, cambio de condiciones operativas) usualmente aumentan el consumo de energía respecto de los niveles estimados a partir de las mediciones.

1.2.3.4 OTRAS CONSIDERACIONES.

La operación óptima de una instalación⁶ exige la mejora de múltiples factores, por ejemplo:

- uso de insumos (incluyendo energéticos)
- calidad del producto
- impactos ambientales
- impactos sociales

La prioridad de las empresas es producir, lo más cerca posible del mínimo costo total a un ritmo confiable y con un nivel de calidad razonable.

1.3 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR UNA AUDITORÍA ENERGÉTICA

1.3.1 Recolección de información básica e inventario general de las instalaciones.

Que consiste en:

- La identificación del proceso productivo y/o áreas principales.
- Identificación de las fuentes de energía.
- Identificación de los consumidores de energía, capacidad instalada y horas de operación.
- Información histórica de las facturas de los suministradores de energía

1.3.2 Elaborar balances de energía, con el objeto de conocer la distribución de energía en las diferentes fases del proceso productivo y/o áreas, es decir la caracterización de carga.

- Toma de datos.
- Registros y mediciones puntuales.
- Las diferentes formas de energía que entran o salen del sistema deben estar referidas a un mismo período de tiempo y expresadas en las mismas unidades.
- Los balances deben regirse por el principio de que la energía que se aporta al sistema es idéntica a la que éste cede.

⁶ Esta puede ser medida en términos de costo total por unidad de producto

1.3.3 Determinar la incidencia del consumo de energía de cada equipo o grupo de equipos en el consumo de energía total y por lo tanto en el costo total.

1.3.4 Obtener índices de consumo de energía los cuales pueden ser usados para determinar la eficiencia energética de las operaciones, y consecuentemente, el potencial de ahorro de energía. Índices típicos:

- Consumo específico de energía.
- Factor de carga.

1.3.5 Determinar los potenciales de ahorro de energía por equipos, áreas o centros de costos, mediante una evaluación técnica detallada en los diferentes campos, como: evaluación de la transformación y distribución, cargas eléctricas, generación propia, de sistemas de aire comprimido, sistemas de bombeo, sistemas de manejo de aire, manejo de materiales sólidos.

1.3.6 Identificar las medidas apropiadas de ahorro de energía.

1.3.7 Evaluación de los ahorros de energía en términos de costos. Se lleva a cabo una evaluación económica que permite realizar un análisis en función de los desembolsos requeridos para poner en práctica las recomendaciones de la auditoría.

Luego de la auditoría Energética teniendo como base las conclusiones y recomendaciones de la misma, se ejecutará un Plan de Acción. Estos resultados deben ser conocidos por todo el personal de la empresa porque de esa manera comienza a crearse un buen ambiente de motivación y conscientización.

Las acciones correctivas deben iniciarse con las medidas de housekeeping (sin inversión), y divulgar sus resultados para una mayor motivación del personal. Asimismo, debe complementarse el programa con cursos de capacitación dirigidos al personal, y de incentivos. Lo que incidirá en mayores rendimientos del mismo.

La definición, implantación y administración de un programa de eficiencia energética requiere de un cuadro y soporte adecuados para identificar y evaluar las oportunidades de ahorro.

Se requiere responder a estas preguntas:

¿Cuánto de energía se consume?

¿Dónde se consume?

¿Cómo se consume?

Y se podrá responder, ¿cuándo y dónde su eficiencia puede ser mejorada?

Para ello se requiere una inspección comprensiva y detallada de los usos y pérdidas de energía, conocida como auditoria Energética.

El personal de mantenimiento puede efectuar lo que denominamos una auditoria Energética Preliminar (AEP). La AEP utiliza sólo los datos disponibles y no requiere instrumentación sofisticada; se realiza en un corto período de tiempo.

La AEP da énfasis en identificar fuentes obvias de posible mejoramiento en el uso de la energía. Por ejemplo, instrumentación defectuosa, equipos que operan innecesariamente. En el sistema eléctrico:

- Record global de demanda de energía y potencia máxima y promedio.
- Record de demanda de energía por secciones de la industria.
- Medir los niveles de iluminación de los ambientes de las diferentes secciones.
- Chequear la operación y consumo de energía de todos los equipos médicos como rayos X, equipos de laboratorio, etc.
- Chequear la correcta y segura operación de los ascensores.
- Chequear la correcta operación de los equipos de medición.
- Chequear la correcta operación del sistema de generación eléctrica de emergencia.

1.3.8 ÍNDICES DE CONSUMO ENERGÉTICO

Son indicadores que pueden ser usados para determinar la eficiencia energética de los procesos y operaciones, y subsecuentemente, el potencial de ahorro de energía.

Los indicadores son una referencia de cómo los sistemas consumidores de energía pueden funcionar; aunque debe tenerse en cuenta que, nunca operan dos sistemas de la misma manera y las variaciones de consumo son inevitables. Por esta razón, los índices

energéticos son desarrollados internamente a lo largo de cierto período de tiempo usando como información una gran base de datos.

Los índices pueden ser desarrollados tanto a nivel macro (planta) como micro (equipo).

A nivel macro son generalmente los consumos específicos de energía (c.e.e.), por ejemplo:

$$\text{consumo específico de energía} = \frac{\text{consumo de energía}}{\text{unidad de producto final}} \quad (1.1)$$

A nivel micro se desarrollan índices por equipo operando individualmente, por ejemplo, para un secador es la humedad evaporada por unidad de energía consumida.

1.3.9 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGÍA

1.3.9.1 MEDIDAS SIN INVERSIÓN

Comúnmente denominadas de "housekeeping", relacionadas con los modos operativos, seguimiento y control. Por ejemplo:

- Desconexión de equipos que no están en producción.
- Programación correcta de la producción evitando tiempos muertos.
- Sustitución de fluorescentes T12 (40 W) por fluorescentes T8 (36 W) a medida que se vayan quemando.
-

1.3.9.2 MEDIDAS CON BAJA O MEDIANA INVERSIÓN

También denominados de "retrofitting", generalmente tienen retorno menor a un año. Por ejemplo:

- Corrección del factor de potencia.
- Uso de controladores de velocidad.

1.3.9.3 MEDIDAS CON ALTA INVERSIÓN.

Se refieren a "cambio de tecnologías y/o procesos" con tiempos largos de retorno de capital. Por ejemplo:

- Instalación de equipos de alta eficiencia (motores, calderos).

- Uso de controlador automático de demanda.
- Cambio de procesos químicos, métodos de secado, etc.

1.3.10 SEGURIDAD EN LAS AUDITORÍAS.

1.3.10.1 RIESGOS

El trabajo de auditoría en planta conlleva dos tipos de riesgo :

1.3.10.1.1 Riesgo para los auditores

- presencia en áreas productivas desconocidas
- interacción con procesos y equipos durante inspección y mediciones

1.3.10.1.2 Riesgo para la empresa

- presencia de personas ajenas a procesos productivos
- interacción de auditores con los operadores
- interacción de auditores con procesos y equipos

1.3.10.2 CÓMO DISMINUIR RIESGOS.

- Utilizar vestimenta apropiada para entorno industrial, incluyendo casco, guantes y otros elementos de protección dependiendo de la planta (lentes de seguridad, tapones para oídos, botas de seguridad)
- Seguir estrictamente las recomendaciones de seguridad del personal de planta
- Evitar riesgos innecesarios durante inspección y mediciones. De ser necesario, solicitar adecuaciones apropiadas (v.g. instalación de andamios, escaleras)
- Camine por la planta con precaución y anticipe riesgos (v.g. puntos muy calientes, elementos rotativos, pisos resbalosos etc.)
- Evite distraer a los operadores durante tareas que demandan concentración
- No accione controles ni modifique configuraciones. Si es necesario interactuar con los equipos, solicítelo a su contraparte en la empresa.
- En caso de mediciones que requieren interactuar con el proceso, realícelas conjuntamente con la persona designada para el efecto por la empresa.

1.3.11 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

La eficiencia energética tiene sentido económico sólo mientras el costo de la energía ahorrada sea menor al de la energía comprada. En la práctica, las empresas priorizan sus inversiones según diversos criterios, muchos de ellos económicos. Los proyectos de eficiencia energética deben ser competitivos con otros proyectos de la empresa al menos en términos económicos. La evaluación económica permite priorizar las diferentes medidas según su nivel de competitividad económica.

1.3.11.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN.

Para la primera evaluación económica de las medidas se suele utilizar el tiempo de retorno de la inversión (TR).

$$TR = \frac{\text{costo inicial (USD)}}{\text{valor del ahorro anual (USD/año)}} \quad (1.2)$$

TR indica en cuantos años (o meses) el costo inicial será recuperado con el valor de los ahorros anuales (mensuales) en energía. Este método es por lo general suficiente para evaluar las medidas de menor costo inicial.

Las medidas requieren una evaluación más estricta si, la inversión es considerable, existen costos adicionales importantes o el tiempo de retorno de la inversión es alto

1.3.12 ASPECTOS ORGANIZATIVOS DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

1.3.12.1 Esquema organizativo.

Se debe tener una organización para la realización de las auditorias, entre ellas debe existir un Coordinador energético que es designado por la dirección, quien es responsable del programa de eficiencia energética y reporta directamente a la dirección

1.3.12.2 Comité energético

Esta formado por representantes de las principales áreas de la empresa (v.g. encargados de operación y mantenimiento, representantes del personal) y presidido por el coordinador energético quien es responsable de discutir las acciones del programa, trasladar aquellas que involucran su área a los encargados de implantarlas, y retroalimentar al comité sobre avances y problemas

1.4 ELEMENTOS DEL PROGRAMA

1.4.1 Sistema de seguimiento energético.

Se debe ejecutar un registro metódico y permanente de consumo de energéticos y niveles de producción correspondientes así como un mantenimiento de índices de consumo energético (mejora de índices actuales y desarrollo de nuevos, según sea necesario)

Se debe realizar periódicamente auditorías energéticas en equipos/procesos de alto consumo energético, así como ejecutar diagnósticos especiales en áreas que muestren comportamiento anormal, según indique el sistema de seguimiento energético

1.4.2 Puesta en marcha de medidas recomendadas.

Lo ideal será que la ejecución de las medidas este a cargo de personal propio según la complejidad del asunto, o recibir supervisión y recepción de obras ejecutadas por terceros.

1.4.3 Evaluación de resultados de medidas ejecutadas.

En la evaluación se analizarán y cuantificarán los parámetros como:

- ¿Se alcanzaron los ahorros esperados?
- ¿Cuál fue el costo real de las medidas?
- ¿Cuál es la rentabilidad?

Luego si existen asuntos que corregir se debe aplicar los correctivos necesarios

1.5 EL FACTOR HUMANO

1.5.1 FACTOR HUMANO VS. EFICIENCIA.

La eficiencia energética real de un equipo está dada por tres factores fundamentales tales como:

- Diseño original y adecuaciones posteriores
- Estado de mantenimiento
- Condiciones de operación (hábitos de los operadores, otros factores del entorno)

Las mejoras de corto plazo son posibles por lo general en los factores mantenimiento y operación.

1.5.2 MEJORAS EN EL FACTOR HUMANO.

El proceso de cambio de hábitos implica tres etapas:

- Sensibilización sobre beneficios y medios
- Convencimiento y aceptación de la necesidad de cambiar
- Práctica efectiva de los nuevos hábitos

1.6 AUTOMATIZACIÓN.

Buena parte de las ineficiencias energéticas se originan en los hábitos de operación o uso de equipos consumidores de energía. Una forma de reducir la influencia negativa de esos hábitos es instalar dispositivos que automaticen la operación. Las opciones técnicas de automatización son muy amplias. Por lo general sólo las menos costosas se justifican con los ahorros de energía resultantes.

1.7 MANTENIMIENTO

1.7.1 FACTOR MANTENIMIENTO EN LA EFICIENCIA.

Como ya se dijo anteriormente, las mejoras de eficiencia en el corto plazo son posibles por lo general en los factores mantenimiento y operación. El tercer factor (diseño) demanda altas y mayores plazos.

1.7.2 MEJORAS EN EL MANTENIMIENTO ENERGÉTICO.

El mantenimiento energético está implícito en el mantenimiento general de las instalaciones, pero su impacto en los costos de la energía por lo general no es debidamente valorado.

Una medida de eficiencia energética muy efectiva es incluir explícitamente en los programas de mantenimiento items de alta incidencia en la eficiencia energética de equipos y procesos.

1.8 MOTORES ELÉCTRICOS.

Motor es el encargado de suministrar la energía necesaria para desarrollar las diferentes actividades del ciclo de producción, por lo que la operación y conservación de los motores, representa uno de los campos más importantes a vigilar para lograr un consumo eficiente de la energía eléctrica. En el mercado existen motores más eficientes que los motores estándares. El mejoramiento en eficiencia es el producto de la reducción de

pérdidas eléctricas y mecánicas debido a mejor calidad de materiales y construcción de los motores. Los motores más eficientes consumen 2% menos de energía eléctrica en los tamaños grandes y hasta 5% menos en los tamaños pequeños.

1.8.1 Motores sobredimensionados

Los motores de mayor tamaño tienen por lo general mayor eficiencia y factor de potencia que los motores pequeños. Por ello, puede ocurrir que un motor sobredimensionado a baja carga sea más eficiente que un motor pequeño a régimen nominal. En ocasiones el sobredimensionamiento solo es aparente ya que la impulsión puede requerir potencia desproporcionadamente alta durante momentos críticos.

1.8.2 Oportunidades de mejorar eficiencia

- Reducir al mínimo indispensable el funcionamiento en vacío
- Considerar la instalación de accionamientos de velocidad variable en bombas, ventiladores, bandas transportadoras, etc., como forma de regular caudal, presión, velocidad.
- Considerar la utilización de motores de alta eficiencia
- Verificar la alineación de poleas y la tensión recomendada en bandas

1.9 ILUMINACIÓN.

Existen en la actualidad tecnologías suficientemente probadas que permiten disminuir el consumo de iluminación de forma significativa y con una rentabilidad lo suficientemente atractiva para invertir en ellas. Producto del análisis efectuado en instalaciones del sector comercial, industrial y residencial, pueden considerarse algunas oportunidades para el ahorro de energía sin reducir el confort necesario en su instalación:

1.9.1 Oportunidades de mejorar eficiencia

- Reemplazar lámparas/luminarias actuales por otras de mayor eficiencia
 - Incandescentes → incandescentes “alta” eficiencia (o reguladores de tensión)
 - incandescentes → fluorescentes compactas
 - fluorescentes → mercurio / sodio alta presión
 - mercurio → sodio alta presión / haluro metálico
 - mercurio → sodio baja presión (casos especiales)

- Instalar temporizadores, sensores de movimiento u otros controles para automatizar el encendido/apagado de iluminación en áreas de tránsito u ocupación eventual.

1.10 FACTOR DE POTENCIA.

1.10.1 MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA.

Para la mayoría de las industrias, reducir el monto de la factura eléctrica significa limitar los picos de demanda o instalar equipo con un elevado valor de eficiencia que ahorre energía. Pero existe una parte de la factura que puede disminuirse sin alterar mucho el sistema o el patrón establecido en él.

El factor de potencia representa para muchas fábricas un valor significativo de su factura, y a menudo resulta ser uno de los costos más controlables. Además, un bajo factor de potencia no afecta sólo al monto económico, sino que incrementa los costos de consumo eléctrico en otras formas. El factor de potencia es la diferencia entre el total de la potencia entregada por la compañía eléctrica a una fábrica y la parte de este total que realmente genera trabajo.

Factor de potencia es el nombre dado a la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación, o dicho de otro modo, el coseno del ángulo formado por el desfase de la corriente con respecto al voltaje aplicado.

Todos los aparatos que contienen inductancia, tales como motores, transformadores y demás equipos con bobinas necesitan corriente reactiva para establecer campos magnéticos necesarios para su operación. El desfase producido por la corriente reactiva se anula con el uso de capacitores de potencia, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficaz y, por lo tanto, requiera menos corriente en la línea. La Fig. 1.3 corresponde a un motor de inducción sin ninguna compensación y la Fig. 1.4 muestra el mismo motor con el factor de potencia corregido.

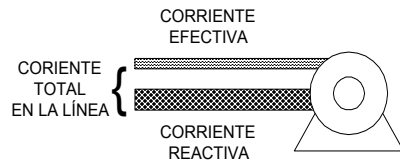


Fig. 1.3
Motor de inducción sin
compensación

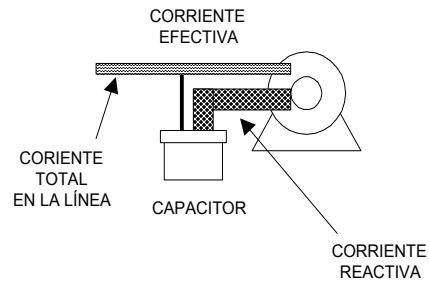


Fig. 1.4
Motor de inducción
Factor de potencia corregido

1.10.2 CONCEPTOS BÁSICOS.

1.10.2.1 RESISTENCIA APARENTE, EFECTIVA Y REACTIVA.

La resistencia aparente (o impedancia) de un circuito eléctrico resulta según la ley de Ohm de la tensión aplicada V y de la corriente I . En corriente alterna la impedancia Z consta de una parte real R (efectiva) y de una parte reactiva X (reactancia). La reactancia puede ser de dos tipos, inductiva X_L y capacitiva X_c .

La reactancia inductiva está determinada por la inductancia del circuito y se expresa como:

$$X_L = \omega L = 2\pi \cdot f \cdot L \quad (1.3)$$

donde:

ω = frecuencia angular

f = frecuencia en Hz (hertz)

L = inductancia en H (henry)

La reactancia inductiva tiene la característica de retrasar la corriente con respecto al voltaje, debido a que la inductancia es la propiedad eléctrica que se opone a cualquier cambio de corriente.

La reactancia capacitiva está determinada por la capacitancia del circuito, y se expresa como:

$$X_c = 1/\omega C = 1/2 \pi \cdot f \cdot C$$

donde:

C = capacitancia en F (faradio)

La reactancia capacitiva tiene la característica de adelantar la corriente con respecto al voltaje, debido a que la capacitancia es la propiedad eléctrica que permite almacenar energía por medio de un campo electrostático y de liberar esta energía posteriormente.

Entonces ya que el triángulo de las resistencias es un triángulo rectángulo, se puede calcular:

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad \text{con } Z, R \text{ y } X \text{ en } \Omega \quad (1.4)$$

La suma de las reactancias en el circuito nos dará la reactancia real que predomine, o sea $X = X_L - X_C$, por lo tanto:

$$Z^2 = R^2 + (X_L - X_C)^2 \quad (1.5)$$

1.10.2.2 SECUENCIA DE FASE ENTRE CORRIENTE Y VOLTAJE.

El tipo de carga eléctrica determina en un circuito la impedancia y la posición de la corriente respecto a la tensión.

$$I_R = V/R = I \cdot \cos \varphi \quad \text{é} \quad I_X = V/X = I \cdot \sin \varphi \quad (1.6)$$

1.10.2.3 POTENCIA APARENTE, EFECTIVA Y REACTIVA.

La potencia eléctrica es el producto de la tensión por la corriente correspondiente. Podemos diferenciar los tres tipos:

$$\text{Potencia aparente (kVA)} \quad S = VI \quad (1.7)$$

$$\text{Potencia efectiva (kW)} \quad P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (1.8)$$

$$\text{Potencia reactiva (kVAR)} \quad Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (1.9)$$

La potencia efectiva P se obtiene de multiplicar la potencia aparente S por el "Cos φ ", el cual se le denomina como "factor de potencia".

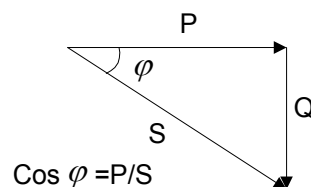


Fig 1.5 Triángulo de Potencias.

El ángulo formado en el triángulo de potencias por P y S equivale al desfase entre la corriente y la tensión y es el mismo ángulo de la impedancia; por lo tanto el $\cos \varphi$ depende directamente del desfase.

$$\text{FACTOR DE POTENCIA} = \text{FP} = \cos\varphi = P/S \quad (1.10)$$

1.10.2.4 TRIANGULO DE POTENCIAS.

Por lo anterior, en la técnica de la energía eléctrica se utiliza el factor de potencia para expresar un desfase que sería negativo cuando la carga sea inductiva, o positivo cuando la carga es capacitiva,

Para el factor de potencia los valores están comprendidos desde 0 hasta 1

- a) Solamente resistencias efectivas R, como por ejemplo bombillas incandescentes. En este caso $X = 0$ y $Z = R$, es decir, la corriente y el voltaje tienen el mismo recorrido, o están en fase.
- b) Predomina la reactancia inductiva X_L . La corriente corre retrasada con voltaje a un ángulo φ , debido por ejemplo a transformadores o moto bobinas reactivas en el circuito.
- c) Predomina la reactancia capacitiva X_C . La corriente corre adelantada con voltaje a un ángulo φ , debido por ejemplo, a condensadores.

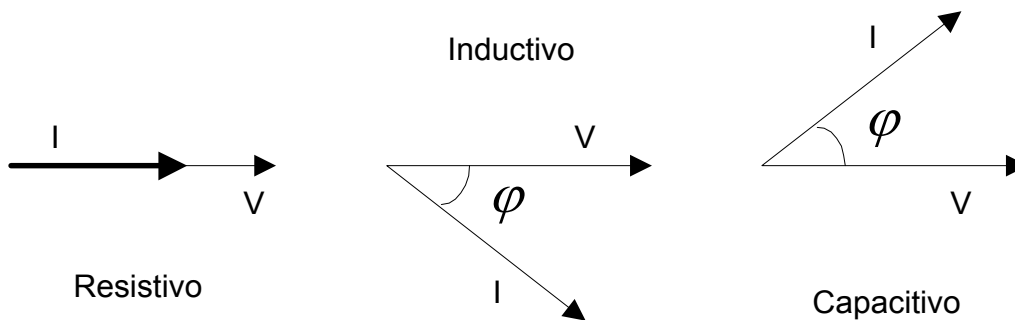


Fig. 1.6

1.10.2.5 DIVISIÓN DE UNA CORRIENTE ALTERNA DESFASADA EN SUS COMPONENTES.

La corriente desfasada total que circula en un circuito se puede dividir en: corriente real I_R y corriente reactiva I_x , Esta división es equivalente a la corriente en paralelo de una resistencia efectiva R con una reactancia inductiva X_L .

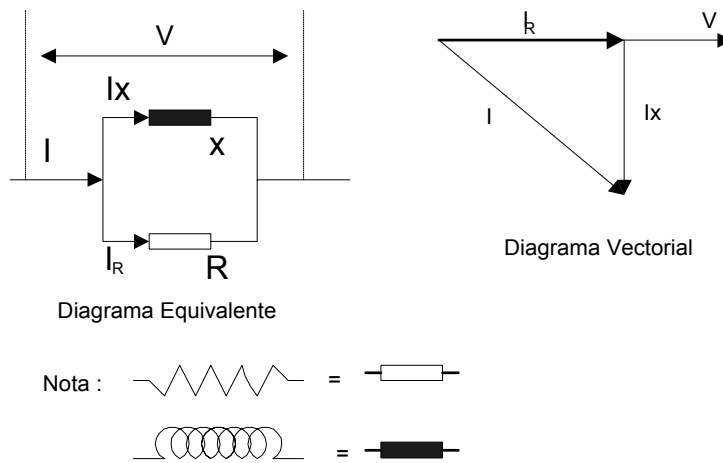


Fig. 1.7

Calculando:

$$I = V/Z = (I_R^2 + I_X^2)^{1/2}$$

La corriente efectiva está en fase con la tensión, y la corriente reactiva tiene un desfase de 90° negativos con respecto a la tensión.

Un bajo factor de potencia indica una mala eficiencia eléctrica, lo cual siempre es costoso, ya que el consumo de potencia activa es menor que el producto V.I. (potencia aparente).

Veamos algunos efectos de un bajo factor de potencia:

- Un bajo factor de potencia aumenta el costo de suministrar la potencia activa a la compañía de energía eléctrica, porque tiene que ser transmitida más corriente, y este costo más alto se le cobra directamente al consumidor industrial por medio de las penalizaciones por bajo factor de potencia incluidas en el Reglamento de Tarifas.
- Un bajo factor de potencia también causa sobrecarga en los generadores, transformadores y líneas de distribución dentro de la misma planta industrial, así como también las caídas de voltaje y pérdidas de potencia se tornan mayores de las que deberían ser. Todo esto representa pérdidas y desgaste en equipo industrial.
- En los Generadores la capacidad nominal se expresa normalmente en kVA. Entonces, si un generador tiene que proporcionar la corriente reactiva requerida por aparatos de inducción, su capacidad productiva se ve grandemente reducida, Una reducción en el factor de potencia de 100% a 80% causa una reducción en los kW de salida de hasta un 27%.
- En Transformadores la capacidad nominal de transformadores también se expresa en kVA, en forma similar a la empleada con generadores. De esta manera, a un factor de potencia de 60%, los kW de potencia disponibles son de un 60% de la capacidad de placa del transformador. Además, el % de regulación aumenta en más del doble entre

un factor de potencia de 90% y uno de 60%. Por ejemplo: Un transformador que tiene una regulación del 2% a un factor de potencia de 90% puede aumentarla al 5% a un factor de potencia del 60%.

- En Líneas de transmisión y alimentadores el factor de potencia de 60%, únicamente un 60% de la corriente total produce potencia productiva. Las pérdidas son evidentes, ya que un factor de potencia de 90%, un 90% de la corriente es aprovechable, y a un factor de potencia de 100% toda es aprovechable.

1.10.3 VENTAJAS DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

De manera invertida, lo que no produce un efecto adverso produce unas ventajas, por lo tanto, el corregir el factor de potencia a niveles más altos, nos da como consecuencia; un menor costo de energía eléctrica, así mismo al mejorar el factor de potencia no se tiene que pagar penalizaciones por mantener un bajo factor de potencia. Se obtendrá un aumento en la capacidad del sistema.

Al mejorar el factor de potencia se reduce la cantidad de corriente reactiva que inicialmente pasaba a través de transformadores, alimentadores, tableros y cables.

Corregir el factor de potencia mejora la calidad del voltaje, ya que un bajo factor de potencia puede reducir el voltaje de la planta, cuando se toma corriente reactiva de las líneas de alimentación. Cuando el factor de potencia se reduce, la corriente total de la línea aumenta, debido a la mayor corriente reactiva que circula, causando mayor caída de voltaje a través de la resistencia de la línea, la cual, a su vez, aumenta con la temperatura. Esto se debe a que la caída de voltaje en una línea es igual a la corriente que pasa por la misma multiplicada por la resistencia en la línea.

1.10.4 COMPENSACIÓN

1.10.4.1 SIGNIFICADO DE LA COMPENSACIÓN EN REDES DE ALIMENTACIÓN.

Los transformadores, motores, etc. son consumidores inductivos. Para la formación de su campo magnético estos toman potencia inductiva o reactiva de la red de alimentación, Esto significa para las plantas generadores de energía eléctrica una carga especial, que aumenta cuanto más grande es y cuanto mayor es el desfase. Esta es la causa por la cual se pide a los consumidores o usuarios mantener un factor de potencia cercano a 1. Los usuarios con una alta demanda de potencia reactiva son equipados con contadores de potencia reactiva (vatímetro de potencia desvatada). La demanda de potencia reactiva se puede reducir sencillamente colocando condensadores en paralelo a los consumidores

de potencia inductiva Q_L . Dependiendo de la potencia reactiva capacitiva Q_C de los condensadores se anula total o parcialmente la potencia reactiva inductiva tomada de la red. A este proceso se le denomina compensación,

Después de una compensación la red suministra solamente (casi) potencia real. La corriente en los conductores se reduce, por lo que se reducen las pérdidas en éstos. Así se ahorran los costos por consumo de potencia reactiva facturada por las centrales eléctricas.

Con la compensación se reducen la potencia reactiva y la intensidad de la corriente, quedando la potencia real constante, es decir, se mejora el factor de potencia.

Una cuestión importante, es determinar el valor de la potencia reactiva del capacitor que se necesita para la compensación del factor de potencia.

Como efecto del empleo de los capacitores, el valor del ángulo ϕ_2 se reduce a ϕ_1 , del mismo modo, la potencia aparente S_2 también disminuye, tomando el valor de S_1 .

Finalmente, al disminuir la demanda de reactivos, se incrementa el factor de potencia ($\cos \phi_1 > \cos \phi_2$).

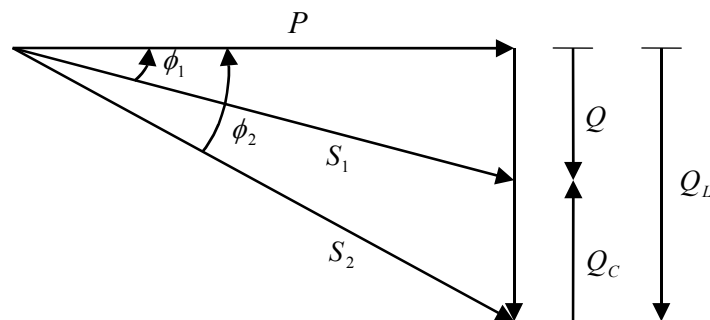


Fig. 1.8

Donde:

- Q_L es la demanda de reactivos y S_2 la potencia aparente correspondiente.
- Q_C es el suministro de reactivos del condensador.

La compensación de reactivos no afecta el consumo de potencia activa, por lo que P es constante.

1.10.5 POTENCIA REACTIVA DEL CONDENSADOR.

Según la ley de Ohm la corriente consumida por un condensador es:

$$I_c = V/X_c \quad (1.11)$$

con:

$$X_c = 1/\omega C \quad I_c = V \cdot \omega \cdot C \quad (1.12)$$

Anteriormente definimos que $Q = V \cdot I_c$

En lugar de I_c ponemos nosotros $Q = V \cdot I_c = V \cdot V \cdot \omega \cdot C$, es decir, la potencia reactiva de un condensador es:

$$Q = V^2 \omega \cdot C \quad (1.13)$$

en donde:

Magnitud	Q	V	ω	C
Unidad	VAr	V	1/S	F

Esta ecuación es válida tanto para corriente alterna monofásica como para corriente alterna trifásica, es decir, para condensadores monofásicos y condensadores trifásicos (o su conexión). Para condensadores conectados en delta o triángulo es válida la siguiente ecuación considerando:

V la tensión entre conductores exteriores (tensión concatenada), es decir, la tensión nominal del condensador.

C la capacitancia total del condensador, es decir, la suma de las tres capacitancias.

De $Q = V \cdot I_c$ se calcula la corriente del condensador I_c como:

$$I_c = Q/V \quad \text{para corriente monofásica}$$

$$I_c = Q/3V \quad \text{para corriente trifásica}$$

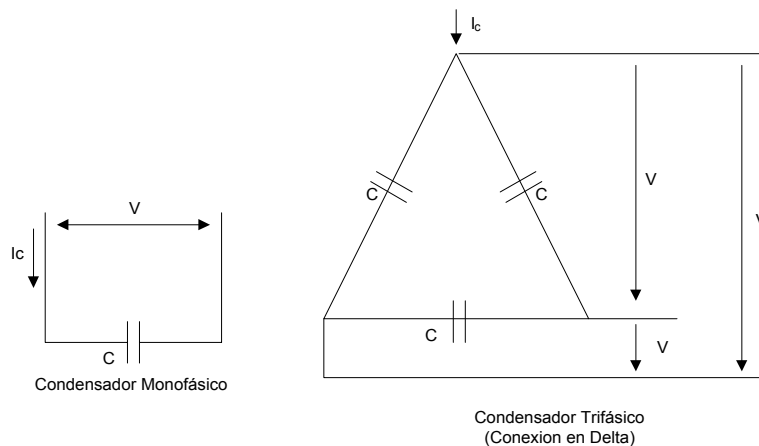


Fig. 1.9

1.10.6 MÉTODOS PARA COMPENSAR EL FP.

La finalidad de corregir el factor de potencia es reducir o aún eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para lograr esto, es necesario distribuir las unidades capacitadoras, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

Existen varios métodos para corregir o mejorar el factor de potencia, entre los que destacan la instalación de capacitores eléctricos o bien, la aplicación de motores sincrónicos que finalmente actúan como capacitores.

Los capacitores eléctricos o bancos de capacitores, pueden ser instalados en varios puntos en la red de distribución en una planta, y pueden distinguirse cuatro tipos principales de instalación de capacitores para compensar la potencia reactiva.

1.10.7 TIPOS DE COMPENSACIÓN.

Las inductancias se compensan con la conexión en paralelo de capacitancias, conocida como compensación en paralelo. Esta forma de compensación es la más usual, especialmente en sistemas trifásicos. Los tres tipos de compensación en paralelo más usados son:

1.10.7.1 Compensación individual: A cada consumidor inductivo se le asigna el condensador necesario. Este tipo es empleado ante todo para compensar consumidores grandes de trabajo continuo.

1.10.7.2 Compensación en grupos: Los grupos se conforman de varios consumidores de igual potencia e igual tiempo de trabajo y se compensan por medio un condensador común. Este tipo de compensación es empleado, por ejemplo para compensar un grupo de lámparas fluorescentes.

1.10.7.3 Compensación central: La potencia reactiva inductiva de varios consumidores de diferentes potencias y diferentes tiempos de trabajo es compensada por medio de un banco de compensadores. Una regulación automática compensa según las exigencias del momento.

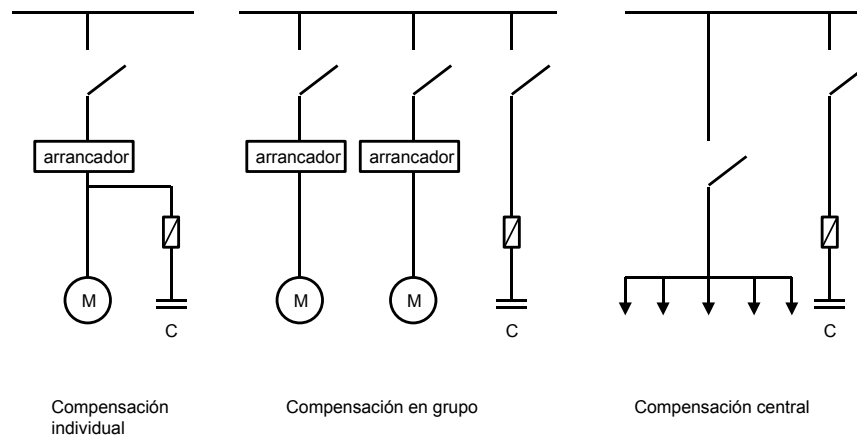


Fig. 1.10 Tipos de instalaciones de capacitores para corregir el factor de potencia

1.10.7.4 COMPENSACIÓN INDIVIDUAL.

La compensación individual es el tipo de compensación más efectivo. El condensador se puede instalar junto al consumidor, de manera que la potencia reactiva fluye solamente sobre los conductores cortos entre el consumidor y el condensador.

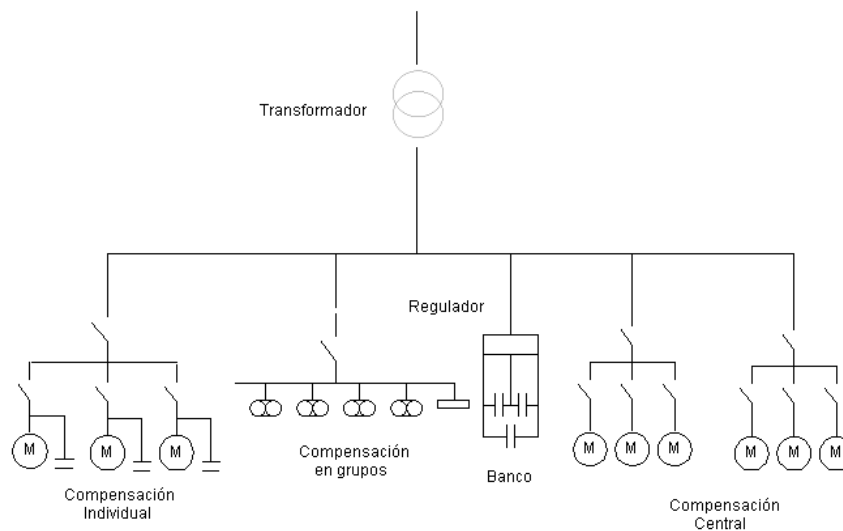


Fig. 1.11 Diferentes tipos de compensación.

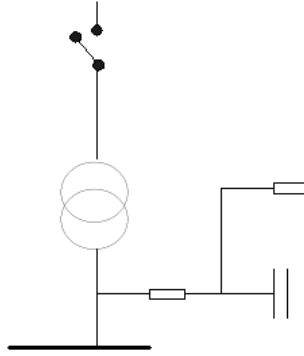


Fig. 1.12 Compensación individual de un transformador.

Con la compensación individual es posible en muchos casos influir negativamente en el comportamiento del aparato por compensar. La potencia reactiva capacitiva del condensador no tiene que ser excedida, pues se caería en una "sobre-compensación"; en el cual por ejemplo se puede causar una elevación de la tensión con resultados dañinos. Por esto es necesario que el condensador cubra solamente la potencia reactiva inductiva demandada por el consumidor cuando esté funcionando sin carga alguna, es decir, al vacío.

1.10.7.5 COMPENSACIÓN INDIVIDUAL DE LOS TRANSFORMADORES.

Otro método para corregir el factor de potencia es compensar la potencia reactiva en los transformadores de distribución. La potencia total del banco de capacitores se calcula para compensar la potencia reactiva absorbida por el transformador en vacío, que es del orden del 5 al 10% de la potencia nominal.

De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas, con el fin de evitar fenómenos de resonancia y sobretensión en vacío, la potencia total del banco de capacitores no debe exceder el 10% de la potencia nominal (en kVA) del transformador.

Existen tablas con valores recomendados para la compensación individual de la potencia inductiva en los transformadores de distribución, en donde a la potencia nominal de cada transformador se le ha asignado la correspondiente potencia del capacitor requerido, el cual deberá instalarse en el secundario del transformador, véase Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Valores de capacitores para compensación individual en transformadores.

Potencia nominal del transformador	Potencia reactiva del capacitor en kVAr
100	4
160	6
250	15
400	25
630	40
1000	60
1600	100

1.10.7.6 COMPENSACIÓN EN GRUPO.

Es aconsejable compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas, cuando éstas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva constante, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos.

La compensación en grupo presenta las siguientes ventajas:

- Se conforman grupos de cargas de diferente potencia pero con un tiempo de operación similar, para que la compensación se realice por medio de un banco de capacitores común con su propio interruptor.
- Los bancos de capacitores pueden ser instalados en el centro de control de motores.
- El banco de capacitores se utilizan únicamente cuando las cargas están en uso.
- Se reducen costos de inversión para la adquisición de bancos de capacitores.
- Es posible descargar de potencia reactiva las diferentes líneas de distribución de energía eléctrica.

La desventaja es que la sobrecarga de potencia reactiva no se reduce en las líneas de alimentación principal, es decir, que seguirá circulando energía reactiva entre el centro de control de motores y los motores.

1.10.7.7 COMPENSACIÓN CENTRAL CON BANCO AUTOMÁTICO.

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de capacitores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación.

La potencia total del banco de capacitores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

La compensación centralizada presenta las siguientes ventajas:

- Mejor utilización de la capacidad de los bancos de capacitores.
- Se tiene una mejora en la regulación del voltaje en sistema eléctrico.
- Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.
- Es de fácil supervisión.

La desventaja de corregir el factor de potencia mediante la compensación centralizada, es que las diversas líneas de distribución no son descargadas de la potencia reactiva, además, se requiere de un regulador automático el banco de capacitores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento.

1.10.7.8 COMPENSACIÓN COMBINADA.

La compensación mixta o combinada de potencia reactiva, se refiere a la combinación de dos o más métodos para corregir el factor de potencia, que fueron descritos en este capítulo.

Cada una de las instalaciones mencionadas anteriormente corresponden a una aplicación específica, no obstante, es importante mencionar que antes de instalar capacitores eléctricos, se deben tomar en cuenta los siguientes factores: tipos de cargas eléctricas, variación y distribución de las mismas, factor de carga,

disposición y longitud de los circuitos, tensión de las líneas de distribución, entre otros.

1.10.7.9 COMPENSACIÓN INDIVIDUAL DE MOTORES.

Para compensar un motor trifásico es necesario probar primeramente si el motor es arrancado directamente o si es arrancado por medio de un dispositivo arrancador estrella-delta. Para un arranque directo, por ejemplo, por medio de un arrancador electromagnético, la compensación individual es sencilla, El condensador se conecta directamente a los terminales A, B y C del motor, sin necesidad de más dispositivos. La potencia reactiva capacitiva necesaria para cada motor está dada en la tabla siguiente:

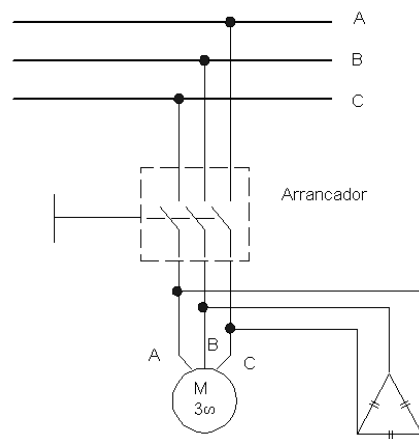


Fig. 1.13 Compensación individual de motores

El método de compensación individual es el tipo de compensación más efectivo ya que el capacitor se instala en cada una de las cargas inductivas a corregir, de manera que la potencia reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el capacitor.

La compensación individual presenta las siguientes ventajas:

- Los capacitores son instalados cerca de la carga inductiva, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red.
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo.

- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, por lo que no son necesarios controles complementarios.
- Los capacitores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando.
- Todas las líneas quedan descargadas de la potencia reactiva.

No obstante, este método presenta las siguientes desventajas:

- El costo de varios capacitores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente.
- Existe sub-utilización para aquellos capacitores que no son usados con frecuencia.

Es importante mencionar que para no incurrir en una sobre compensación de la potencia inductiva que provoque alteraciones en el voltaje que puedan dañar la instalación eléctrica, la potencia del banco de capacitores deberá limitarse al 90% de la potencia reactiva del motor en vacío.

1.10.7.9.1 MAGNITUD DEL CAPACITOR.

La potencia del capacitor a conectar directamente con el motor puede ser determinado de acuerdo a uno de los siguientes métodos:

- Multiplicar por 1/3 el valor del motor expresado en hp
- El 40% de la potencia del motor en kW
- Consultar tablas con valores recomendados por NEMA (National Electrical Manufacturers Association). Existen tablas que contienen las potencias máximas sugeridas de los capacitores (kVAr) para la compensación individual de motores en baja tensión, véase Tablas 1.6 y 1.7.

Cabe destacar que la compensación individual de motores menores de 10 kW generalmente no se utiliza.

Tabla 1.6 NEMA diseño B. Motores en baja tensión, par de arranque normal y corriente normal.

indu potencia (hp)	Velocidad nominal en r.p.m. y número de polos					
	3,600	1,800	1,200	900	720	600
	2	4	6	8	10	12
5	2	2	3	3	4	5
7 ½	2 ½	3	3	4	6	7 ½
10	3	3	4	5	6	10
15	5	5	5	7 ½	7 ½	10
20	6	6	7 ½	7 ½	10	15
25	7 ½	6	7 ½	10	10	20
30	7 ½	7 ½	10	10	15	20
40	7 ½	10	15	15	15	25
50	10	15	20	20	20	30
60	10	15	25	20	25	35
75	15	20	25	25	30	40
100	20	25	30	30	35	45
125	25	30	30	40	40	50
150	25	30	35	45	50	60
200	35	40	50	60	70	80
250	40	50	60	70	80	100
300	45	60	70	80	90	110
350	50	70	80	100	100	125
400	70	70	80	110	125	150
450	75	80	100	120	125	150
450	90	90	120	125	140	175

Tabla 1.7 NEMA diseño C. Motores en baja tensión, alto par de arranque y corriente normal

Motor de potencia (hP)	Velocidad nominal en r.p.m. y número de polos			
	1,800	1,200	900	720
	4	6	8	1
5	2	2 ½	4	---
7 ½	3	3	4	---
10	3	4	5	---
15	4	5	7 ½	---
20	4	5	7 ½	---
25	5	5	10	---
30	5	7 ½	10	20
40	10	10	15	---
50	15	10	20	25
60	15	20	25	25
75	20	20	30	35
100	25	25	40	40
125	30	35	40	45
150	35	40	45	50
200	45	50	60	60
250	50	60	70	75
300	60	70	80	80
350	70	75	90	100

1.10.8 EFECTOS DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA EN LOS CONDUCTORES

Tabla 1.8 Sistemas de 1, 2 ó 3 fases

Factor de Potencia %	Corriente Total Amperios	Aumento En la Corriente %	Tamaño relativo del alambre para pérdida %	Aumento en las pérdidas por calentamiento para Tamaño alambre %
100	100	0	100	0
90	111	11	123	23
80	125	25	156	56
70	143	43	204	104
60	167	67	279	179
50	200	100	400	300
40	250	150	625	525

1.11 CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.11.1 GENERALIDADES.

Calidad de energía es un término utilizado para referirse al estándar de calidad que debe tener el suministro de corriente alterna en las instalaciones eléctricas, en términos de:

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje
- Factor de Potencia
- Forma de onda sinusoidal
- Frecuencia constante

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos. Toda la información deberá estar a disposición del CONELEC al momento que se le requiera.

Las desviaciones respecto a los estándares de calidad ocasiona problemas en los equipos eléctricos.. Actualmente en el Ecuador se cuenta con el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, en el que se establecen las disposiciones que fijan los estándares mínimos de calidad que garanticen a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. El reglamento también establece que los usuarios finales de la energía eléctrica están obligados a cumplir ciertos requerimientos mínimos que aseguren una buen empleo de la energía eléctrica y que no ocasionen perturbaciones en las redes eléctricas.

La causa de estas perturbaciones se debe principalmente al auge de la electrónica de potencia que en los últimos años han permitido un uso más eficiente de la energía eléctrica y aumentos considerables en la productividad de los procesos industriales pero, por otra parte, han provocado una situación

problemática, a veces grave, donde las corrientes armónicas generadas por los propios equipos electrónicos distorsionan la onda de corriente sinusoidal original y perturban la operación de estos mismos equipos, provocando además, calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipos del sistema eléctrico. El problema no sólo puede sufrirlo el propio usuario propietario de equipos generadores de armónicas, sino que a través de las líneas de distribución y de transmisión puede propagarlo a otros usuarios de la red eléctrica.

1.11.2 ORIGEN DE LA MALA CALIDAD

Puede tener 2 orígenes: El primero, en la acometida de la red eléctrica que alimenta la instalación, por deficiencias del suministro. El segundo, en la propia instalación.

Los equipos electrónicos modernos (computadoras, variadores de frecuencia, UPS balastos electrónicos) presentan un comportamiento de carga no lineal a diferencia de otros equipos que presentan carga lineal (iluminación, calefactores eléctricos, motores, etc). Normalmente la energía que requieren los equipos de carga lineal es de 60 Hz, de frecuencia y 220 voltios.

Sin embargo los equipos electrónicos requieren de una energía de más eficiencia llamada "switch mode" o Modo de interrupción, que funciona a manera de pulsaciones que no tienen forma de onda de voltaje sinusoidal. Estos modernos equipos necesitan de un dispositivo electrónico que convierte la corriente alterna en corriente directa. Aproximadamente el 50% de la energía eléctrica pasa por este dispositivo antes de ser finalmente aprovechada. No obstante, estos dispositivos tienen efectos secundarios que son los que ocasionan la mala calidad de energía.

1.11.3 Problemas que genera la mala Calidad de Energía

La mala calidad de la energía ocasiona problemas como:

- Generación de corrientes armónicas
- Fugas de corrientes en la red de tierra

- Variaciones de voltaje

Estos fenómenos técnicos ocurren por dos razones principalmente:

- La instalación de equipo electrónico en un ambiente determinado sin haber hecho las modificaciones necesarias en la instalación eléctrica, de tal manera que no hay un equilibrio entre el consumo de energía y la instalación que soporta este consumo.
- La construcción de edificaciones sin el conocimiento de la carga eléctrica que se requerirá para las necesidades de consumo de energía de los equipos que serán instalados.

Los aspectos de calidad de servicio definidos en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, son los siguientes:

a). Calidad del producto

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones
- Factor de Potencia

b). Calidad de Servicio Técnico:

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de Interrupciones

c). Calidad de Servicio Comercial:

- Atención de Solicitudes de Servicio
- Atención y Solución de Reclamos
- Errores en Medición y Facturación

1.11.4 DEFINICIONES.

1.11.4.1 ARMÓNICAS.

Las armónicas son frecuencias enteras o múltiplos de números enteros de frecuencias fundamentales. Cuando estas se combinan con las ondas sinusoidales fundamentales forman una onda distorsionada, repetitiva, no sinusoidal. Equipos de consumo no lineal

como computadoras y televisores debido al empleo de un circuito de rectificación o fuente de poder, generan corrientes armónicas que pueden ocasionar problemas de distorsión lo cual se refleja en:

- Operación errática de equipo computarizado
- Sobre calentamiento de equipo y conductores
- Falla prematura de equipos
- Disparo de interruptores
- Mayor consumo de energía eléctrica
- Sobrecarga y cortocircuito de los bancos de condensadores.
- Sobrecarga en transformadores de distribución y UPS's sin causa aparente.

1.11.4.1.1 Distorsión de voltaje y corriente debido a las armónicas.

Una distorsión periódica de la forma de onda del voltaje o la corriente puede ser expresada en términos de la serie de Fourier como sigue:

$$\begin{aligned}v(t) &= V_1 \cos(\omega t + \theta_1) + V_2 \cos(2\omega t + \theta_2) + V_3 \cos(3\omega t + \theta_3) + \dots \\i(t) &= I_1 \cos(\omega t + \phi_1) + I_2 \cos(2\omega t + \phi_2) + I_3 \cos(3\omega t + \phi_3) + \dots\end{aligned}\tag{1.14}$$

donde:

V_1, I_1 valor de voltaje y corriente pico fundamental

V_n, I_n ; $n=2,3,4,\dots$ valor pico del voltaje y la corriente de la n -ésima armónica.

θ_n, ϕ_n

; $n=2,3,4,\dots$ fase del voltaje y la corriente de la n -ésima armónica.

El *Voltaje Armónico* es un voltaje sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de (60 Hz en nuestro caso) del voltaje de suministro.

1.11.4.2 EFECTOS DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS.

1.11.4.2.1 Resonancia de condensadores de compensación del factor de potencia.

Los condensadores aumentan la distorsión de un sistema y contribuyen a producir el fenómeno de resonancia, es decir, un aumento de la distorsión enormemente elevado, que termina por hacer colapsar condensadores o transformadores, si es que las protecciones no operan debido precisamente a la presencia de armónicas en el sistema.

La solución del problema consiste en agregar una inductancia en serie con el condensador de compensación reactiva como se muestra en la figura adjunta. Si bien, la distorsión puede disminuir levemente, lo más relevante es que desaparecen los riesgos de resonancia. Los condensadores anti-resonantes tienen precios superiores.

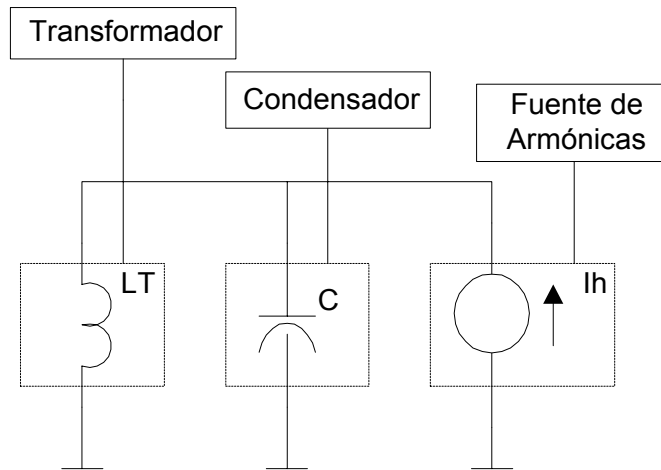


Fig. 1.14 Circuito equivalente armónico de un sistema con condensadores de compensación de factor de potencia

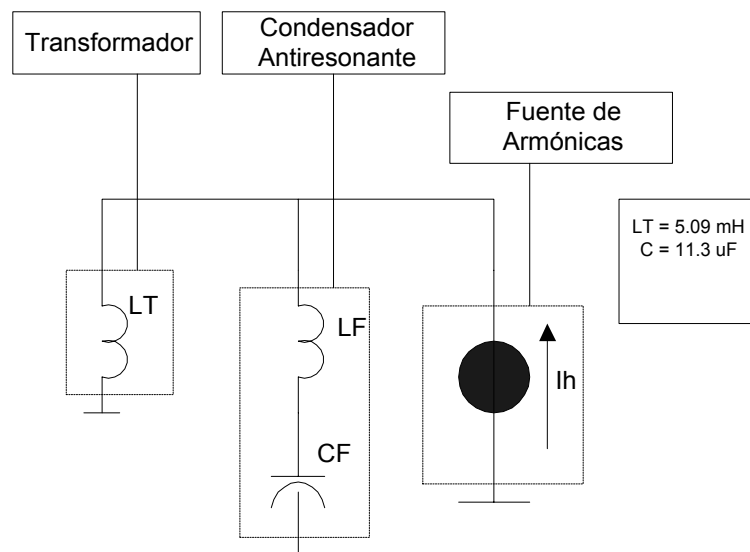


Fig. 1.15 Compensación de potencia reactiva anti resonante

1.11.4.2.2 Incremento de pérdidas por armónicas.

Las corrientes armónicas producen un incremento de las pérdidas. En el caso del transformador se producen dos pérdidas relevantes:

- Las pérdidas proporcionales a la resistencia de los arrollamientos y a la suma al cuadrado de las corrientes fundamentales y armónicas.
- Las pérdidas por corrientes parásitas que son proporcionales al cuadrado de la corriente armónica y al cuadrado del orden de la armónica.

En cables y conductores de cobre sólo la primera de ellas está presente y por tanto, es relativamente simple calcularlas con los procedimientos conocidos. Para el caso de transformadores el cálculo es más complicado. De no existir datos fidedignos las pérdidas por corrientes parásitas son un 15% de las pérdidas por resistencia en los arrollamientos.

1.11.4.2.3 Errores de instrumentos provocados por armónicas.

La presencia de armónicas afecta severamente la lectura de los instrumentos.

A. Instrumentos de aguja de tipo electrodinámico

Su principio de funcionamiento es tal que indican el verdadero valor efectivo (true rms) de la onda. Dado que emplean inductancias y sólo consideran usualmente hasta la armónica 5 en forma fidedigna.

B. Instrumentos digitales con rectificador a la entrada

Miden el valor medio de la onda rectificada. Si la onda tiene armónicas, el instrumento mide un valor inferior al valor eficaz. En la medición de corrientes como las registradas en las computadoras, el instrumento mide un 30% menos que el valor efectivo (rms).

C. Instrumentos de verdadero valor efectivo (true rms)

Son instrumentos digitales, que emplean un sensor que registra la elevación de temperatura por una resistencia por la cual circula corriente a medir. Por tanto, el instrumento mide el verdadero valor efectivo de la corriente o voltaje, incluyendo todas las armónicas.

D. Instrumentos para medir armónicos

Para determinar el contenido armónico, no existe otro procedimiento que emplear un medidor de armónicas, los que en general despliegan en pantalla las formas de onda, el valor de la fundamental, de cada armónica, el valor efectivo, el valor máximo y la distorsión total.

El incremento en el uso de las cargas no lineales principalmente, la incorporación de sistemas de transmisión de CD y la proliferación de diversas fuentes de generación de armónicos está causando un incremento de problemas armónicos en los sistemas de potencia.

El efecto de distorsión de voltaje puede ser dividido de manera general en 3 categorías:

- Esfuerzos en el aislamiento debido a los efectos de voltaje.
- Esfuerzos térmicos debido al flujo de corriente.
- Trastornos en la carga.

1.11.4.2.4 Esfuerzos térmicos debido a las armónicas.

La presencia de corriente armónica, generalmente incrementa las pérdidas y los esfuerzos térmicos de los equipos. Las pérdidas se clasifican de la siguiente forma:

- Pérdidas en el cobre
- Pérdidas en el hierro
- Pérdidas dieléctricas

1.11.4.2.5 Perdidas en el cobre.

Las pérdidas en el cobre pueden calcularse usando:

$$P_c = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^{\infty} R_n I_n^2 \quad (1.15)$$

donde:

I_n es el valor pico de la corriente de la n-ésima armónica

R_n es la resistencia de los aparatos a la n-ésima armónica

En caso de que la resistencia de los aparatos sea constante, las pérdidas en el cobre serán:

$$P_c = \frac{1}{2} R \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 = \frac{1}{2} R I_1^2 (1 + THD_i^2) \quad (1.16)$$

1.11.4.2.6 Perdidas en el hierro.

Las pérdidas en el hierro comprenden dos componentes:

a) Pérdidas de histéresis: Estas depende del material magnético usado y la frecuencia de corriente alterna y se calculan como:

$$P_h = a_h f B_m^v \quad (1.17)$$

a_h una constante dependiente de la dimensiones del núcleo

f frecuencia de la corriente eléctrica

B_m valor máximo de la densidad de flujo

v depende del material del núcleo ($v=1.5$ hasta 2.5)

b) Pérdidas por corrientes de Eddy: Estas dependen del material del núcleo, espesor de laminación, frecuencia de la corriente eléctrica y densidad del flujo magnético, estas se calculan como:

$$P_e = a_e f^2 B_m^2 \quad (1.18)$$

a_e es una constante dependiente del material y el espesor de laminación

f, B_m como se definieron en la ecuación (7).

Las pérdidas totales en el hierro son:

$$P_{Ht} = a_h f B_m^v + a_e f^2 B_m^2 \quad (1.19)$$

1.11.4.2.7 Perdidas dieléctricas.

Las pérdidas dieléctricas debidas a la corriente armónica están dadas por la siguiente ecuación

$$P_d = \frac{1}{2} (\tan \delta) n V_n^2 n w C \quad (1.20)$$

Donde:

w es la frecuencia angular fundamental

V_n el valor pico de la n -ésima armónica del voltaje

C la capacitancia de los aparatos

$\tan(\delta)n$

factor de pérdidas dieléctricas a la n -ésima armónica

Estas pérdidas están presentes en cables y capacitores.

1.11.4.2.8 Esfuerzos en los aislamientos debido a las armónicas.

Los esfuerzos en el aislamiento dependen fundamentalmente de voltajes instantáneos y de manera secundaria de incrementos en el voltaje. La presencia

de armónicos en el voltaje puede resultar en un incremento en el valor pico en el voltaje y con ello incrementar el esfuerzo en el aislamiento. Los bancos de capacitores, son muy sensibles a los sobrevoltajes y deben ser protegidos contra sobrevoltajes producidos por las armónicas.

1.11.4.2.9 Trastornos en la carga debida a las armónicas.

Los trastornos en la carga se define como una operación anormal o falla causada por una distorsión de voltaje. Muchos equipos electrónicos son susceptibles a trastornos en la carga debido a que su operación normal depende de la existencia de una fuente de voltaje sinusoidal pura.

Estos trastornos también incluyen decrementos del par electromagnético útil de las maquinas eléctricas. Específicamente, la circulación de corrientes armónicas en la armadura de la máquina eléctrica puede generar pares electromagnéticos pulsantes o constantes.

1.11.4.2.10 Efectos en los aparatos del sistema de potencia.

a) En Transformadores

Los efectos de las armónicas en los transformadores son:

1. Incremento en las pérdidas del cobre
2. Incremento en las pérdidas del hierro
3. Posible resonancia entre las bobinas del transformador y la capacitancia de la línea
4. Esfuerzos de aislamiento

1.11.4.2.11 Efectos en maquinas rotatorias

Fundamentalmente las armónicas producen los siguientes efectos en las máquinas rotatorias de C.A.:

- Incremento en el calentamiento debido a las pérdidas en el hierro y en el cobre.
- Cambios en el par electromagnético que afecta a La eficiencia de la máquina y a las oscilaciones torsionales de la máquina.

1.11.4.2.12 Efecto en motores de inducción.

1. Pérdidas I^2R en el estator: Al operar la máquina de inducción con voltajes con contenido armónico no sólo aumentan estas pérdidas por el efecto piel que incrementa el valor de la resistencia efectiva, sino que también aumenta el valor de la corriente de magnetización , incrementándose aún más las pérdidas I^2R .

2. Pérdidas I^2R en el rotor: éstas aumentan de manera más significativa que las anteriores, por el diseño de la jaula en los motores de inducción que se basa en el aprovechamiento del efecto piel para el arranque.

Esta resistencia aumenta en forma proporcional a la raíz cuadrada de la frecuencia y por ende las pérdidas.

1. Pérdidas de núcleo: estas pérdidas son función de la densidad de flujo en la máquina

2. Pérdidas adicionales.

3. Torque en el motor de inducción

1.11.4.2.13 Efectos en cables y conductores.

Al circular corriente a través de un conductor se produce calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, I^2R donde R es la resistencia a corriente directa del cable y la corriente está dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable disminuye el área efectiva por donde está circula puesto que la densidad de corriente crece en la periferia exterior, lo cual se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor.

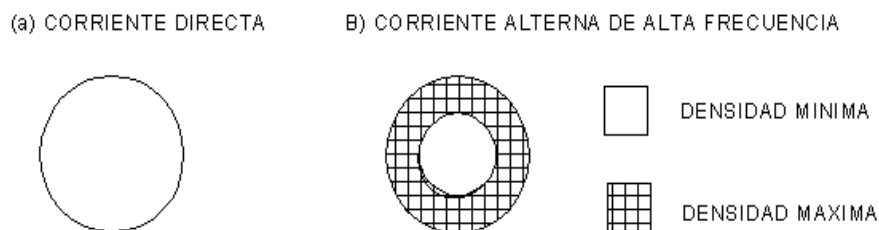


Fig. 1.16 Densidad de corriente de un mismo conductor

1.11.4.2.14 Efectos en bancos de capacitores.

El principal problema que se puede tener al instalar un banco de capacitores en circuitos que alimentan cargas no lineales es la resonancia tanto serie como paralelo. Cuando el problema de las armónicas es muy severo, en el banco de capacitores se manifiesta de inmediato con la operación de los fusibles y fallas.

De esta manera la presencia de armónicas en el banco de capacitores puede causar:

- Incremento en las pérdidas dieléctricas y calentamiento.
- Condiciones de resonancia que incrementan el tamaño de las armónicas.
- Sobrevoltaje

1.11.4.2.15 Aparatos de iluminación.

Las lámparas incandescentes son unos de los dispositivos de este grupo de carga muy sensibles a los efectos del incremento de temperatura. Una ecuación relativa para evaluar la vida de la lámpara es:

$$L = \left(\frac{1}{V}\right)^n = \left(\frac{1}{V_1^2(1+(VDF)^2)}\right)^{\frac{n}{2}}$$

donde:

(1.21)

L vida de la lámpara en p.u.

V_1 voltaje fundamental en p.u.

V voltaje rms en pu

n su valor significativo es 13

1.11.4.2.16 Solución a estos problemas.

Se puede solucionar estos problemas manteniendo baja la impedancia eléctrica del sistema. Así como preparar el circuito para que sea capaz de asimilar el contenido de corrientes armónicas que el equipo instalado va a generar. También es aconsejable balancear correctamente las cargas en los conductores/fases (3) del suministro. Por ejemplo, es común observar en grandes edificios que se deja un tablero exclusivo para conectar computadoras y equipos electrónicos. Si el tablero es trifásico, se tendrá en las tres fases un consumo como el de la tabla siguiente y por el neutro circularán las armónicas múltiplo de 3, observando que las corrientes en el neutro son superiores que a los valores de fase, situación que, si no es prevista por el proyectista producirá problemas. Normalmente el conductor del neutro no tiene protección de sobrecarga.

El correctivo mas efectivo es el de instalar filtros de armónicos previamente seleccionados bajo un análisis detallado de las condiciones del sistema

1.11.4.2.17 INDICADOR DE CALIDAD.

Tasa a factor de distorsión individual de cada armónico (V)

$$V_{in} = \frac{V_i}{V_n} \times 100\% \quad (1.22)$$

Tasa o factor de distorsión total por armónicos (THD):

$$THD = \left[\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right] * 100 \quad (1.23)$$

En forma general:

$$TDH = \sqrt{\frac{V1^2 + V2^2 + V3^3 + \dots V2^{40}}{Vn^2}} * 100 \quad (1.24)$$

V_i = valor RMS (eficaz) de la tensión armónica de orden i en voltios

V_n = Valor nominal de la tensión en el punto de medición en voltios

THD = Factor de distorsión total por armónicos en %

Estos indicadores se evalúan en intervalos de medición de 10 minutos, durante un período de medición no menor de 7 días.

1.11.4.2.18 Mediciones.

Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC61000-4-7. Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

1.11.4.2.19 Límites.

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales V_i y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

Tabla 1.9 Tolerancias de nivel de armónicas.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.
GERENCIA DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO
SUPERINTENDENCIA DE GENERACION Y SUBESTACIONES
VALORES LIMITES DE ARMONICOS

Orden (n) de la Armónica y THD	Límite	
	V > 40 kV	V <=40 kV
2	1,50	2,00
3	1,50	5,00
4	1,00	1,00
5	2,00	6,00
6	0,50	0,50
7	2,00	5,00
8	0,20	0,50
9	1,00	1,50
10	0,20	0,50
11	1,50	3,50
12	0,20	0,20
13	1,50	3,00
14	0,20	0,50
15	0,30	0,30
16	0,20	0,50
17	1,00	2,00
18	0,20	0,50
19	1,00	1,50
20	0,20	0,50
21	0,20	0,20
22	0,20	0,50
23	0,70	1,50
24	0,20	0,50
25	0,70	1,50
26	0,20	0,50
27	0,20	0,20
28	0,20	0,50
29	0,62	1,32
30	0,20	0,50
31	0,58	1,25
32	0,20	0,50
33	0,20	0,20
34	0,20	0,50
35	0,53	1,13
36	0,20	0,50
37	0,51	1,08
38	0,20	0,50
39	0,20	0,20
40	0,20	0,50
41	0,47	0,99
42	0,20	0,50
43	0,45	0,96
44	0,20	0,50
45	0,20	0,20
46	0,20	0,50
47	0,42	0,89
48	0,20	0,50
49	0,41	0,86
50	0,20	0,50
51	0,20	0,20

Tabla 1.10 Tolerancias de nivel de armónicas de la EERSSA.

1.11.4.3 NIVEL DE VOLTAJE.

1.11.4.4 ÍNDICE DE CALIDAD.

$$\text{Indicador de Calidad: } \Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} \times 100\% \quad (1.25)$$

En donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos

V_k : media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega

V_n : valor de la tensión nominal en el punto de entrega

1.11.4.4.1 Mediciones.

La calidad de voltaje se determina como la variación de los valores eficaces (rms), medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

Simultáneamente con el registro del voltaje se debe medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

1.11.4.4.2 Límites.

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	7.0%	5.0%
Medio Voltaje	10.0%	8.0%
Bajo Voltaje. Urbanas	10.0%	8.0%
Bajo Voltaje. Rurales	13.0 %	10.0 %

1.11.4.5 FRECUENCIA.

1.11.4.5.1 INDICADOR DE CALIDAD.

$$\Delta F_K = \frac{F_K - F_N}{F_N} \times 100\% \quad (1.26) \quad \text{En donde :}$$

ΔF_K : Variaciones sostenidas de frecuencia

F_K : media de los valores instantáneos de la frecuencia medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión.

F_N : Frecuencia Nominal del sistema (60 Hz)

La evaluación se hace en intervalos de medición de 10 minutos

- Variaciones Súbitas de frecuencia (VSF) en intervalos de medición de 1 minuto:

$$VSF = \sqrt{\frac{1}{1 \text{ min}} \int_0^1 F^2(t) dt} - F_N \quad \text{en Hz.} \quad (1.27)$$

- Variaciones diarias de frecuencia (IVDF) en intervalos de medición de 24 horas:

$$IVDF = r + \int_0^{24 \text{ horas}} [F(t) - F_N] dt \quad \text{en ciclos.} \quad (1.28)$$

r : suma algebraica de los valores de la integral que aparece como según término en el miembro derecho de la fórmula para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Tolerancias:

Tabla 1.11 Tolerancias Admisibles.

Tolerancias Admisibles de Indicadores de Calidad de Frecuencia y Condiciones de Mala Calidad		
Indicador de calidad	Tolerancias Admisibles	Condición de Mala Calidad
Variación Sostenida de Frecuencia	$\pm 0,6 \%$	Fuera del rango del 3 % del periodo de medición
Variaciones Súbitas (VSF)	$\pm 1 \text{ Hz}$	Si en un periodo de medición ocurre mas de una variación
Variaciones Diarias (IVDF)	$\pm 600 \text{ ciclos}$	Si en un periodo de medición se excede los limites

1.11.4.5.2 Protección a la Frecuencia.

El Distribuidor deberá instalar equipos (relés de frecuencia) que desconecten, en bloques, parte de sus cargas cuando la frecuencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI) varíe fuera de los límites permitidos.

1.11.4.6 FLIKERS (Perturbación rápida de voltaje).

Es aquel fenómeno en el cual el voltaje cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% del voltaje nominal, pero que pueden repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto "Flicker" (parpadeo) causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el Ojo humano.

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.8P_{50}} \quad (1.29)$$

Donde:

P_{st} : índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$; P_1 ; P_3 ; P_{10} ; P_{50} : Niveles de efecto. "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1 %, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

1.11.4.6.1 Mediciones.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto "Flicker" para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a las procedimientos especificadas en la norma IEC60868.

Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

Para cada mes, el registra en cada punta de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

1.11.4.6.2 Límites.

El índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociada a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalada, en cada punto de medición si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecida en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

1.11.4.7 FACTOR DE POTENCIA.

1.11.4.8 ÍNDICE DE CALIDAD.

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

1.11.4.8.1 Medición.

Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

1.11.4.8.2 Límite.

El valor mínimo es de 0,92. Si la estadística de las mediciones efectuadas demuestra que el factor de potencia es inferior a 0,92 en retraso o adelanto, en

mas del 5% del período evaluado, el Distribuidor, a mas de establecer los recargos por consumo de energía reactiva señalados en el Reglamento de Tarifas, notificará al Consumidor tal circunstancia, otorgándole un plazo para la corrección de dicho factor. Si una vez transcurrido el plazo al que se refiere el inciso inmediato anterior, el Consumidor no hubiere corregido la anomalía, el Distribuidor estará facultado a realizar por sí o por medio de terceros, las instalaciones necesarias para corregir dicho factor a costo del Consumidor. Estas instalaciones deberán incluir el control automático correspondiente para la conexión y desconexión, de acuerdo a los requerimientos de la carga.

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el Distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el Consumidor modifique sus instalaciones a fin de superar dicho valor.

De todas maneras el Distribuidor está obligado a instalar en su sistema los equipos de potencia reactiva que sean necesarios para mantener, en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, el factor de potencia dentro de los límites establecidos en el Reglamento de Despacho y Operación. Del Sistema Nacional interconectado y el Manual de Despacho.

1.11.4.9 FUGAS DE CORRIENTE EN LA RED DE TIERRA.

Algunos equipos electrónicos filtran la corriente alterna porque tienen un consumo no lineal. El voltaje filtrado aparece como corrientes en el sistema de tierra que tienen frecuencias muy altas (hasta 100 kHz) y que no están sincronizadas con la fundamental de 60 Hz. Estas corrientes que provienen de diferentes equipos se combinan en su desplazamiento hacia tierra. El resultado de esto son las fugas que se encuentran en los principales puntos de tierra. Originalmente la puesta a tierra tiene el propósito de seguridad, hoy adicionalmente debe estar preparada para recibir corrientes adicionales. El mal funcionamiento de la conexión a tierra puede ocasionar:

- ❖ Shocks eléctricos.
- ❖ Interferencias con los equipos.

Para la prevención de estos problemas se debe:

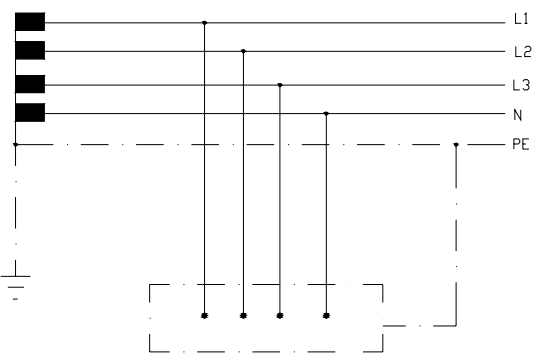
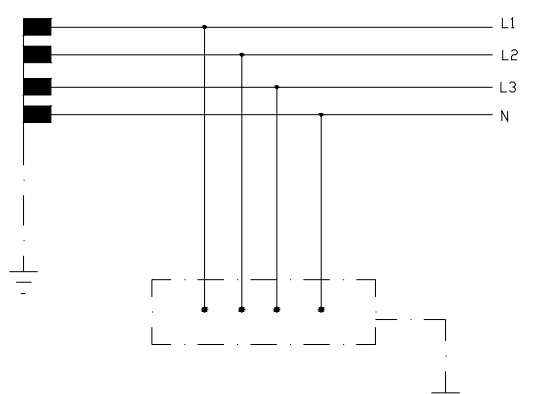
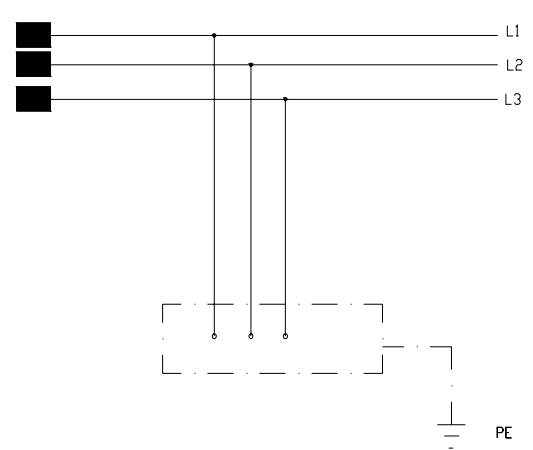
- ❖ Mantener bajas las impedancias en la ruta a tierra.
- ❖ Disponer un plano del sistema de tierra detallado de tal manera que establezca claramente el origen, el destino de los cables y si estos pueden ser desconectados.

1.11.4.10 ATERRAMIENTO.

El propósito primario del aterramiento en sistemas de potencia alterna (AC) es la seguridad del personal y el equipo. El propósito secundario de aterrizar el sistema de potencia AC para equipos electrónicos sensibles en el propio desempeño del equipo, es específicamente la reducción de perturbaciones de modo común. Muchas veces estos dos propósitos se inspeccionan probabilísticamente de forma separada como si fueran mutuamente excluyentes. La meta del aterramiento en sistemas electrónicos sensibles debe ser proveer sistemas seguros y que funcionen correctamente. El propósito del aterramiento siempre debe ser el de la seguridad y nunca deberá ser precedido por el del funcionamiento.

Las razones básicas para el aterramiento en sistema de potencia alterna AC son: limitar el voltajes de los circuitos, estabilizar el voltaje de los circuitos a tierra, y facilitar la operación del dispositivo de protección para sobre-corriente (OPD) en caso de una falla a tierra. Para su mejor comprensión, se expone la tabla 1.12.

Tabla 1.12 Tipos de Redes de Aterramiento

Tipo de Red	Significado de las Denominaciones
<p style="text-align: center;">– RED TN</p> 	<p><i>T = Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.</i></p> <p><i>N = Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, este punto es normalmente el punto neutro).</i></p>
<p style="text-align: center;">– RED TT</p> 	<p><i>T = Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.</i></p> <p><i>T = Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.</i></p>
<p style="text-align: center;">RED IT</p> 	<p><i>I = Aislamiento de todas las partes activas de la alimentación con respecto a tierra o conexión de un punto a tierra, a través de una conexión.</i></p> <p><i>T = Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.</i></p>

1.11.4.9.1 Diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra.

Los procedimientos para diseñar un sistema de tierras se basan en conceptos tradicionales, pero su aplicación puede ser muy compleja. Los conceptos son ciencia, pero la aplicación correcta es un arte, ya que cada instalación es única en su localización, tipo de suelo, y equipos a proteger.

a) Puesta a tierra de fuerza.

Tiene la intención de canalizar las corrientes de falla de baja frecuencia o de corriente directa para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos.

Tiene que ver la corriente.

Se logra mediante el sistema de cables eléctricos que conectan a todas las partes metálicas que pueden conducir electricidad en caso de falla.

b) Puesta a tierra de equipos eléctricos.

Su función es la protección de las personas.

Es una función del voltaje.

Se logra uniendo todas las partes metálicas a un punto de referencia.

c) Puesta a tierra de protección atmosférica.

Sirve para canalizar la energía de los rayos a tierra.

Es un caso de energía.

Se logra con una malla igualadora de potencial conectada a tierra que cubre el área a proteger.

d) Puesta a tierra de protección electrostática.

Sirve para neutralizar las cargas de corriente directa producidas en los materiales dieléctricos.

Es una función de cargas.

Se logra uniendo todas las partes metálicas y dieléctricas.

e) Puesta a tierra de señales electrónicas.

Para evitar la contaminación con ruido de alta frecuencia en la señal deseada. Considera las frecuencias.

Se logra mediante una jaula de Faraday o blindajes.

La regla es unir todos los electrodos de los diferentes sistemas entre sí, cuidando de no violar la ley siguiente: Cada sistema de tierras debe cerrar únicamente el circuito eléctrico que le corresponde.

1.11.4.9.2 La tierra y la resistividad .

El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo. Por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de 40-500 ohm-m por lo que una varilla enterrada 3 m tendrá una resistencia a tierra de 15 a 200 ohms respectivamente. En cambio, la resistividad de un terreno rocoso es de 5000 ohm-m o más alta, y tratar de conseguir una resistencia a tierra baja con una sola varilla es virtualmente imposible.

No tan sólo es importante el tipo de suelo, la resistividad de la tierra también varía con el contenido de humedad. Y, puede tenerse el caso de que en tiempo de secas, un terreno puede tener tal resistividad que no pueda ser empleado en el sistema de tierras. Por ello, el sistema debe ser diseñado tomando en cuenta la resistividad en el peor de los casos.

El terreno obviamente no es uniforme en sus capas. En los 3 m de longitud de una varilla típica, al menos se encuentran dos capas diferentes de suelos. La capa superior puede ser más conductora si existe suficiente humedad durante todo el año, pero también puede ser lo contrario.

1.11.4.9.3 MATERIALES DE PUESTA A TIERRA.

a) Electrodo de puesta a tierra.

De acuerdo con la norma oficial, el sistema de electrodos de puesta a tierra se forma interconectando los siguientes tipos de electrodos (siempre que existan):

1. Electrodo de acero con cubierta de cobre.
2. Tubería metálica de agua enterrada.
3. Estructura metálica del inmueble.
4. Electrodo empotrado en concreto.
5. Anillo de tierra.

El conductor del electrodo de puesta a tierra sin ningún empalme podrá llevarse a cualquiera de los electrodos disponibles del sistema de electrodos de puesta a tierra y será dimensionado tomando el mayor calibre requerido para todos los electrodos disponibles.

Estos electrodos se aplican al suelo mediante percusión hasta que alcanzan la profundidad adecuada. En caso de terrenos rocosos o de tepetate, las varillas no pueden meterse de esa manera; se doblan o solamente no pueden entrar. Ocasionalmente se ha sabido de casos donde las varillas han sido regresadas hacia la superficie después de haber tratado de clavarlas en terrenos rocosos.

Cuando la roca está más o menos profunda, estos electrodos pueden meterse en diagonal hasta con un ángulo de 45 grados de la vertical. Pero, si no es este el caso, se deben enterrar horizontales en una trinchera abierta para el caso.

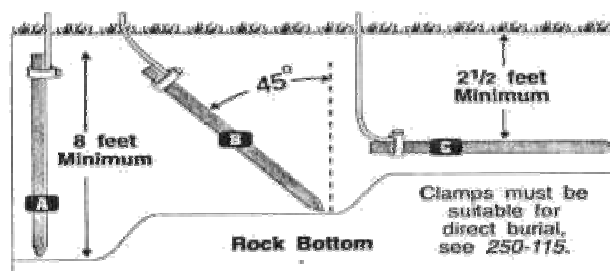


Fig. 1.17 Modo de Instalación de los Electrodo.

b) Conductores del electrodo de puesta a tierra.

Es preciso que el conductor que conecte del puente de unión principal al sistema de tierras sea de una sola pieza, sin empalmes, excepto con aquellas uniones logradas mediante procesos irreversibles, como son los procesos de soldadura exotérmica (proceso Cadweld) o los conectores de compresión.

Este conductor, si es de calibre 4 o mayor, no requiere de protección, excepto en casos donde este expuesto a daño físico severo. En caso de ser calibre 6 debe fijarse a la construcción o, debe correr por un tubo conduit. Y, los calibres menores, deben correr siempre por tuberías conduit.

En el caso de las tuberías conduit, estas deben ser eléctricamente continuas; esto es, deben estar conectadas a tierra en ambos extremos. Inclusive las que cubren el cable de puesta a tierra de las acometidas residenciales.

Estos cables no deben ser de aluminio o cobre con aluminio porque los productos de corrosión del aluminio no son buenos conductores de electricidad. Por ello, la norma de Instalaciones eléctricas sólo permite el uso de aluminio como conductor desde una altura mínima de 457 mm sobre el suelo.

c) Mallas.

Un sistema de tierras para subestaciones requiere de una malla o red de conductores enterrados a una profundidad que usualmente varía de 0.30 a 1.0 m. constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente con un espaciamiento adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas.

El cable que forme el perímetro exterior de la malla debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación. Con ello, se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y terminales cercanas.

En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados deben conectarse a electrodos de tierra de 2.4 m de longitud mínima, clavados verticalmente.

Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo para facilitar la conexión a los mismos.

Los conectores empleados en la malla del sistema de tierras de una subestación deben ser de tipo de compresión o soldables.

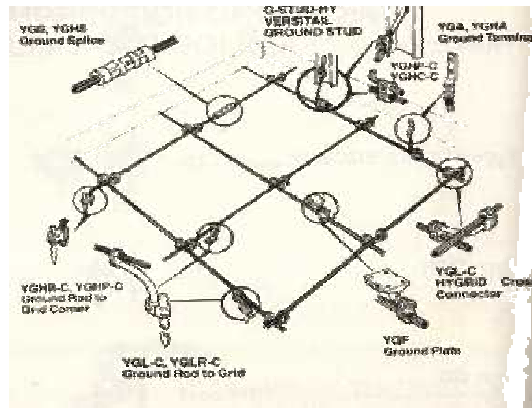


Figura 1.18 Malla de Tierra para Subestaciones.

d) Conductores de Mallas de Subestaciones.

Debido a los esfuerzos mecánicos de gran magnitud en presencia de las fallas, la norma exige que el área mínima de la sección transversal de los conductores de la malla de tierras de la *subestación* sea de 107.2 mm², que corresponde con calibre 4/0 AWG.

1.11.4.11 REGULACIÓN DE VOLTAJE.

La regulación de voltaje es una de las características relevantes de la calidad de la red eléctrica.

La causa principal para definir las variaciones de voltaje, con respecto al valor nominal, se relaciona con garantizar el funcionamiento de equipos en rangos específicamente determinados. Los equipos que son más afectados por una mala regulación de voltaje son las luminarias (que disminuyen su vida útil cuando el voltaje crece) y los motores eléctricos (que aumentan sus pérdidas y arrancan con dificultad cuando el voltaje es bajo).

Las variaciones típicas de voltaje son las siguientes:

- ❖ Pico de alto voltaje.
- ❖ Caídas de voltaje.
- ❖ “Parpadeo” de voltaje.

1.11.4.11.1 Prevenir o solucionar estos problemas.

Circuitos dedicados para equipo electrónico especial con sus correspondientes instalaciones de back up como por ejemplo UPS.

- ❖ Empleo de conductores adecuadamente dimensionados.
- ❖ Compensación del factor de potencia.
- ❖ Un sistema de conexión a tierra con un buen diseño y mantenimiento.
- ❖ Instalación de eliminadores de sobre-tensión para protección de áreas claves.

1.11.4.11.2 FLUCTUACIONES DE VOLTAJE

Las fluctuaciones de voltaje no sólo incrementan momentáneamente las pérdidas I^2R por calor sino que en mayor grado afectan el funcionamiento, rendimiento y vida útil de los equipos conectados al sistema. Estas fluctuaciones son causadas principalmente por grandes cargas fluctuantes como los equipos de soldadura.

El primer método básico para manejar el problema y reducir sus efectos sería instalar un alimentador o subestación separada para este tipo de cargas; este método tiende a aislar eléctricamente la carga fluctuante de la carga que requiere voltaje uniforme.

Si esto no fuera posible, la variación brusca de corriente deberá limitarse a un mínimo, el arranque de motores con voltaje reducido ayuda a reducir la caída de voltaje lo mismo que la corriente de arranque. Existen varios métodos de arranque a voltaje reducido y su selección para el caso determinado depende del tamaño y tipo de carga, niveles de fallo y otras consideraciones. Si las fluctuaciones persisten es recomendable utilizar equipos de regulación de voltaje de alta velocidad, como un transformador estabilizador de voltaje delante del equipo de soldadura. La fuente de voltaje para los equipos de soldadura no deberá variar más del 10%, por debajo del valor nominal durante la soldadura. Una fuente de energía inadecuada puede causar una soldadura lenta o incluso malas soldaduras. Este punto adquiere mayor importancia cuando la carga de soldadura representa una porción considerable de la carga total de la planta.

1.11.4.12 NIVELES DE ILUMINACIÓN.

Los niveles de iluminación recomendadas son:

Nivel de iluminación general:	300 LUXES
Nivel de iluminación en pasillos:	100 LUXES
Nivel de iluminación localizada:	75 LUXES

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

2.1.1. Se realizó una investigación teórica sobre el comportamiento de los circuitos eléctricos de distribución industriales y de servicio (Demanda de Potencia, Voltajes, Frecuencia, Factor de Potencia).

2.1.2. Se hizo mediciones de las principales magnitudes eléctricas en los circuitos principales y ramales de la planta.

2.1.4. Luego se efectuó un análisis de los datos estadísticos de la planta de procesamiento, sobre el comportamiento del sistema.

2.2 Materiales y Equipos.

2.2.1 MATERIALES.

La Fábrica Inapesa cuenta con un sistema eléctrico con acometidas de alta tensión trifásicas que tiene un voltaje de 13,8 KV entre fases, las tres fases son por cable # 1/0 (ACSR) con neutro corrido, al momento de llegar a la fábrica se encuentran dos transformadores trifásicos.



Fig. 2.1 Planta Inapesa

Antes de llegar al primer transformador cada línea de alta tensión se encuentra conectada con un seccionador fusible tipo cuchilla, al mismo tiempo se encuentra protegida por pararrayos de 15KV para así llegar al transformador trifásico de

100 KVA de potencia, su conexión es estrella – estrella , el cual se encarga de reducir el voltaje elevado a un voltaje bajo y normalizado de 220V entre fases, luego se adhieren a cada fase un transformador de corriente (TC) que se encarga de reducir el amperaje de 300/5 A que dan la medición de corriente para el contador de energía

La acometida de baja tensión que va hacia el tablero de distribución # 1 tres hilos 350 MCM los cuales son fases y cada fase se conecta a un NH que tienen una capacidad de 250 A, 500V, mientras que el otro hilo llegará a ser el neutro cable 1/0 AWG TW.

Seguidamente estos cables son conducidos por vía aérea hasta llegar a ser conectados al tablero de distribución T1 , cuyas dimensiones son de 2m de alto por 70cm de ancho, en el cual se encuentran tres barras de cobre de 68cm de largo por $\frac{1}{4}$ de pulgada de espesor para las fases y una similar para el neutro, bajo este se encuentra una malla de puesta a tierra con su respectiva barra ; en el mismo tablero se encuentran colocados 3 voltímetros para medir el voltaje entre fases.

Tabla 2.1 Desglose de circuitos que salen del **tablero 1**

Circuitos	CALIBRE CABLE	PROTECCION	EQUIPO
C1	4x0 AWG TW	250 A	Cutter 1
C2	4x4 AWG TW	250 A	Frío 2
C3	4X4 AWG TW	250 A	Frío 1
C4	4X8 AWG TW	100 A	Embutidora
C5	3x12AWG,(TIPO SUCRE)	25 A	Clipidora
C6	3x6 AWG, TW	250 A	Hielera
C7	3X10 AWG, TW	16 A	Ventilador cutter 2
C8	4x4 AWG, TW	40 A	Frak –a – matic
C9	3x8 AWG, TW	50 A	Picadora carne
C10	4x10AWG, TW	40 A	Inyectora
C11	4x8 AWG, TW	40 A	Aux. Cutter
C12	4X10 AWG, TW	40 A	Luces – planta carne
C13	4x8 AWG, TW	40 A	Frío producto terminado
C14	4x10 AWG, TW	40 A	Mezcladora
C15	4X10 AWG, TW	40 A	Caldero 2
C16	4X10 AWG, TW	20 A	Caldero, luces, bomba
C17	2X10 AWG, TW	20 A	Ventas – Almacén
C18	2x10 AWG, TW	20 A	Ventas
C19	2x10 AWG, TW	15 A	Subgerencia
C20	2x8 AWG, TW	20 A	Oficinas
C21	2x8 AWG, TW	20 A	Iluminación
C22	2x8 AWG, TW	20 A	Tomacorrientes

Al mismo tiempo las líneas de alta tensión llegan al segundo transformador cada línea de alta tensión se encuentra conectada con un seccionador fusible tipo cuchilla, se encuentra protegida por pararrayos para así llegar al transformador trifásico de 125 KVA de potencia, su conexión es estrella – estrella , el cual se encarga de reducir el voltaje elevado a un voltaje bajo y normalizado de 220V entre fases, luego se adhieren a cada fase un transformador de corriente que se encarga de reducir el amperaje de 300/5 A para medición de corriente al contador de energía.

La acometida de baja tensión que va hacia el tablero de distribución # 1 tres hilos 500 MCM los cuales son fases y cada fase se conecta a un seccionador fusible (NH) que tienen una capacidad de 500A, 500V, mientras que el otro hilo llegará a ser el neutro cable 1/0 AWG TW.

Seguidamente estos cables son conducidos por vía aérea hasta llegar a ser conectados al tablero de distribución T2 , cuyas dimensiones son de 1m de alto

por 70cm de ancho, en el cual se encuentran tres barras de cobre de 68cm de largo por ¼ de pulgada de espesor para las fases y una similar para el neutro, bajo este se encuentra una malla de puesta a tierra con su respectiva barra ; en el mismo tablero se encuentran colocados 3 voltímetros para medir el voltaje entre fases.

Tabla 2.2 Desglose de circuitos que salen del **tablero 2**

C (Circuitos)	CABLE #	BREAKERS	OPERACIÓN
C1	3x10 AWG, TW (SUCRE)	60 A	Ventas, dos empacadoras al vacío, un codificador
C2	1/0 AWG, TW	400 A	Cutter 2
C3	4 Y 10 AWG, TW	100 A	Horno y ahumador
C4	3x12 (SUCRE), 4x6 AWG, TW	100 A	Compresor y tablero de planta
C4.1	10 AWG, TW	20 A	Ducha eléctrica
C4.2	10 AWG, TW	20 A	Sierra de cinta y oficina de planta
C4.3	10 AWG, TW	30 A	Mezcladora
C4.5	10 AWG, TW	40 A	Molino carne
C4.6	10 AWG, TW	20 A	Tombler
C4.7	10 AWG, TW	30 A	Embutidora de pistón
C5	10AWGx2 Acometidas, TW	70 A	Caldero y mecánica
C6	8 AWG, TW	30 A	Bomba de agua
C7	12 AWG, TW	40 A	Luces y tomacorriente

Del segundo transformador trifásico se deriva otro tablero principal que resultara ser el **tablero 3**, las fases que llegan a este tablero serán de cable # 2 para cada fase, #4 para el neutro; también posee seccionadores fusibles (NH) de 400 A, las dimensiones de este tablero son 50 cm de ancho x 50cm de alto.

Tabla 2.3 Tablero del camal.

C (Circuitos)	CABLE (#)	BRAKES	OPERACIÓN	RELE TERMICO (A)
C1	3x12 AWG, TW	10 A	Tekle 1	3,3 A
C2	3x12 AWG, TW	15 A	Tekle 2	3,5 A
C3	12 AWG, TW	16 A	Sierra 1	6,5 A
C4	3x12 AWG, TW	16 A	Sierra 2	6,5 A

2.2.2 EQUIPOS

Para la realización de la investigación se ha empleado fundamentalmente los siguientes instrumentos de medición:

- Analizador de redes TOPAS 1000
- Amperímetros de pinzas.
- Voltímetros.
- Cosphimetro.
- Luxómetro digital.
- Termómetros infrarrojos digitales.



Fig. 2.2. Equipamiento utilizado en la auditoria electro-energética a INAPESA

2.3 TÉCNICA EXPERIMENTAL.

2.3.1 METODOLOGÍA DE LA AUDITORIA.

Para cumplir con el objetivo fundamental de la presente investigación que es la de crear una metodología para realizar auditorias electro-energéticas, se cumplió con varios pasos esenciales los cuales permiten tomar las medidas necesarias para lograr la mayor eficiencia en el uso de la energía eléctrica y cuyos procedimientos

están desarrollados detalladamente a lo largo de la presente investigación. El trabajo se resume en los siguientes pasos generales:

- Recopilación bibliográfica acerca del tema.
- Mediciones de varios parámetros (Voltaje, Intensidad, Potencia Activa, Reactiva, Aparente, Frecuencia, $\cos \phi$, luminosidad etc) en los dos circuitos principales de distribución eléctrica de la planta.
- Toma de datos y análisis de las últimas 12 planillas de facturación eléctrica.
- Levantamiento del plano arquitectónico y unifilar de la planta.
- Inspección de las instalaciones eléctricas y de los aparatos de mayor consumo eléctrico.
- Tabulación y graficación de los resultados.
- Análisis de todos los resultados.
- Realización del Plan de medidas.
- Conclusiones y recomendaciones.

2.3.2 MEDICIONES REALIZADAS.

Las mediciones se realizaron de la siguiente manera:

Las mediciones de los parámetros de Voltaje, intensidad, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y factor de potencia en los dos circuitos principales de distribución, se realizó con la ayuda del analizador de redes TOPAS-1000 de propiedad de la EERSSA. Se tomaron mediciones diarias las 24 h en cada uno de los dos circuitos principales. En el circuito del transformador de 100 KVA y en el de 125 KVA se inició a partir del día segundo de Abril del 2004 a las 12h hasta el 12 de Abril del 2004 a las 23h50.

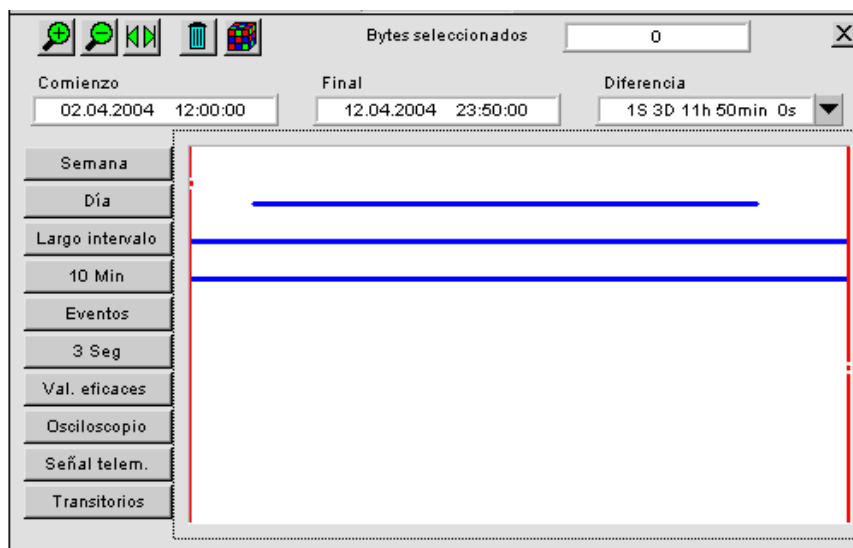


Fig. 2.3 Monitoreo de circuitos con el analizador

o sea una semana, tres días, once horas y 50 minutos monitoreando los circuitos.

2.4 Tarifa de Empresas Eléctricas.

Este pliego tarifario esta sujeto a las disposiciones que emanan de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y del Reglamento de Tarifas. Contiene: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

Dentro de las categorías y grupos de tarifas se encuentra:

2.4.1 Categorías de tarifa residencial.

Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, dentro de la residencia dela unidad familiar independientemente del tamaño de carga conectada. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

2.4.1.1 Categoría general.

Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- Locales y establecimientos públicos o privados comerciales o de carácter fabril o industrial.
- Plantas de radio, televisión y en general de servicios de telecomunicación.
- Instalaciones para el bombeo de agua potable.
- Locales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- Asociaciones civiles o entidades con o sin fines de lucro.
- Entidades de asistencia social o beneficio público (guarderías, asilos, hospitales, centros de salud, escuelas, colegios, universidades del Estado).
- Clínicas y hospitales PRIVADOS.
- Tiendas, almacenes, salas de cine o teatro, restaurantes, hoteles y afines.
- Oficinas y locales de entidades deportivas.
- Organismos Internacionales ,embajadas, legaciones y consulados.
- Cámaras de comercio e industrias tanto nacionales como extranjeras.
- Entidades del sector público de carácter seccional, regional y nacional.
- Instituciones educativas privadas.

Y los demás que no estén considerados en la categoría de la Tarifa Residencial.

2.4.1.2 Categoría alumbrado público.

Se aplicará a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y en general de vías de circulación pública, a la iluminación de plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control de tránsito.

2.4.1.3 Grupo nivel de alta tensión.

Para voltajes de un suministro en el punto de entrega superiores a 40 KV y asociados con la Subtransmisión.

2.4.1.4 Grupo nivel de media tensión.

Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40Kv. Dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de Media Tensión a través de Transformadores de Distribución de su propiedad o de la Empresa de Distribución, para su uso exclusivo.

2.4.1.5 Grupo nivel de baja tensión

Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600V.

2.4.1.6 Consumidores comerciales e industriales.

Los distribuidores tienen la obligación de mantener en sus registros de clasificación adicional para identificar a los Consumidores Comerciales e Industriales, para efectos de recaudación del 10% sobre el valor neto facturado por consumo de energía eléctrica, destinado al FERUM.

Para el efecto se consideran las siguientes definiciones:

a) Consumidor comercial

Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

b) Consumidor Industrial.

Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

A la Planta de Procesamiento de Cárnicos y Embutidos "INAPESA" se la ha clasificado dentro del grupo de la TARIFA DE MEDIA TENSION CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA (MTDH), ya que cuenta con un registrador electrónico de demanda horaria que le permite identificar los consumos de potencia y energía en los periodos horarios de punta, demanda media y de base con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de la noche (22H00 hasta las 07H00).

La empresa **INAPESA** deberá pagar los siguientes cargos bajo la siguiente estructura.

- Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda, expresado en US\$/KWh, por cada KW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección.
- Un cargo por energía expresado en US\$/KWh, en función de la energía consumida en el periodo de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), que corresponden al cargo por energía de la tarifa del numeral anterior.
- Un cargo por energía expresado en US\$/KWh, en función de la energía consumida, en el periodo de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del literal anterior disminuido en el 20%..

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas pico de la empresa eléctrica (18H00 - 22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a

estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

$$FC = DP/DM, (2.1) \text{ donde:}$$

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC) deberá ser menor que 0.60.

La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 60% de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor.

2.4.1.7 Cargos por bajo factor de potencia.

Para aquellos consumidores a los cuales Sistema de Medición fijado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considere la medición de energía reactiva, el distribuidor registrará mensualmente el factor de potencia.

Aquellos clientes que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado.

$$F_{pen} = 0.92/FP \quad (2.2)$$

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS.

3.1 Mediciones Realizadas con el Analizador de Redes TOPAS 1000.

3.1.1 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES EN TRANSFORMADOR DE 100 KVA.

Fig. 3.1 Medida de secuencia temporal de intensidad en líneas en transformador 100 KVA

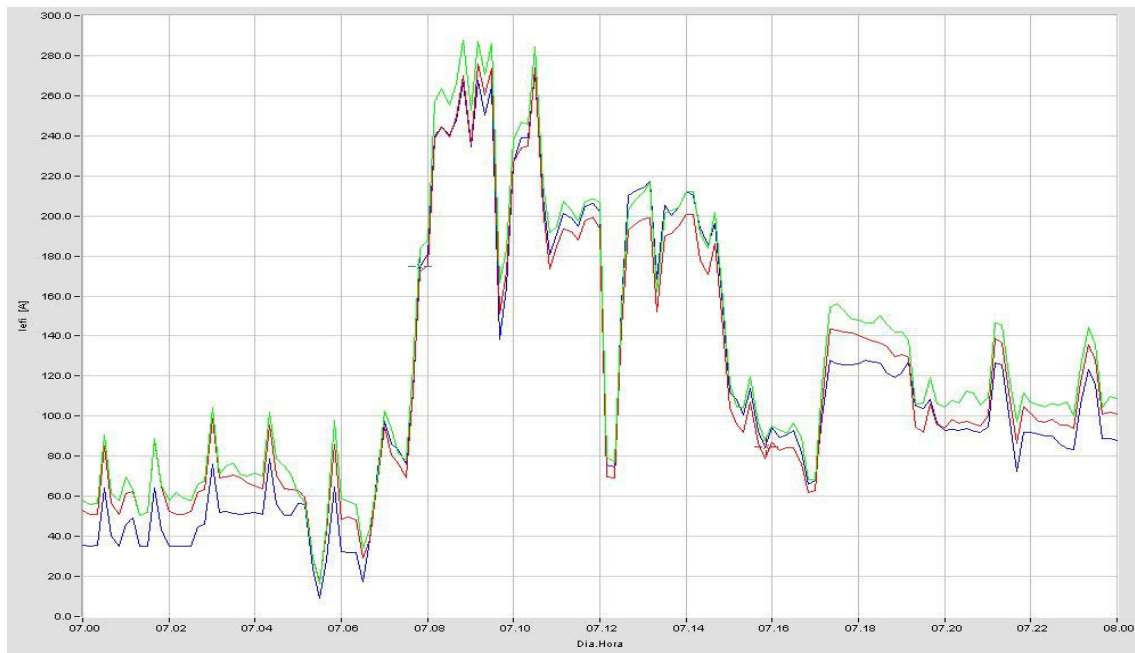


Fig. 3.2 Medida de secuencia temporal de voltaje en fases en transformador 100 KVA



Fig. 3.3 Medida de secuencia temporal de potencia activa en transformador 100 KVA

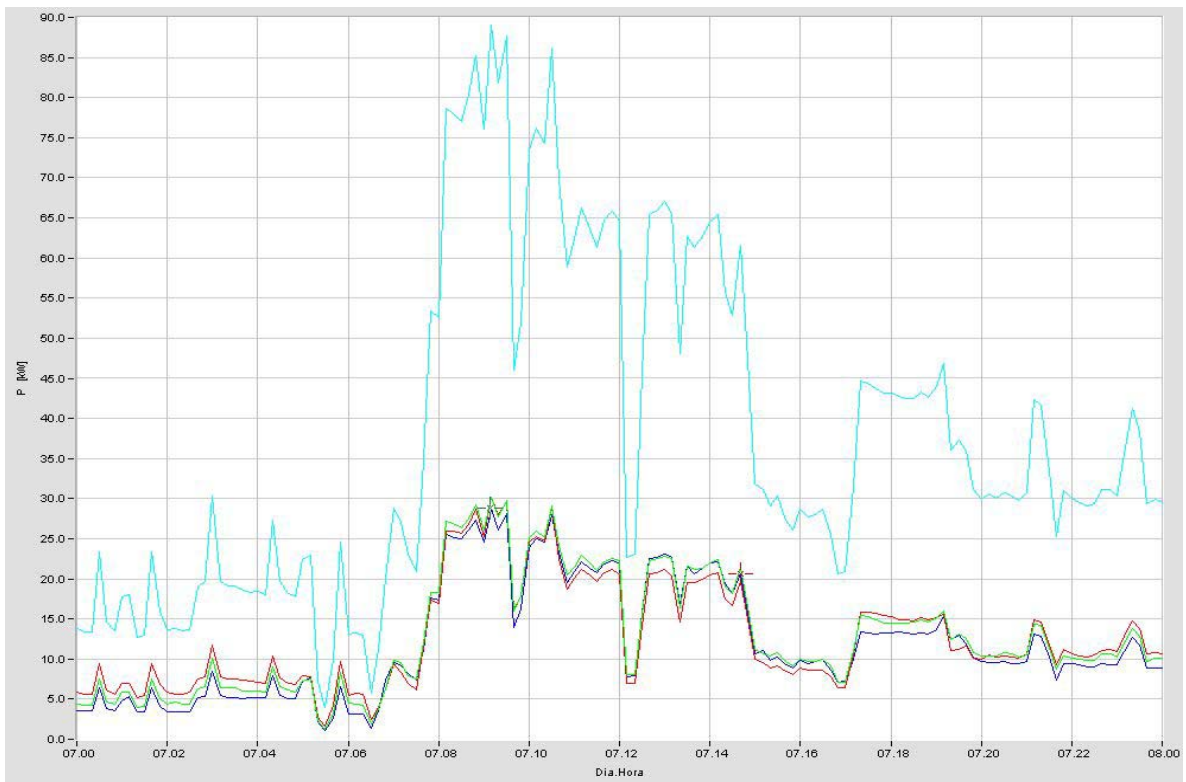


Fig. 3.4 Medida de secuencia temporal de potencia aparente en transformador 100 KVA

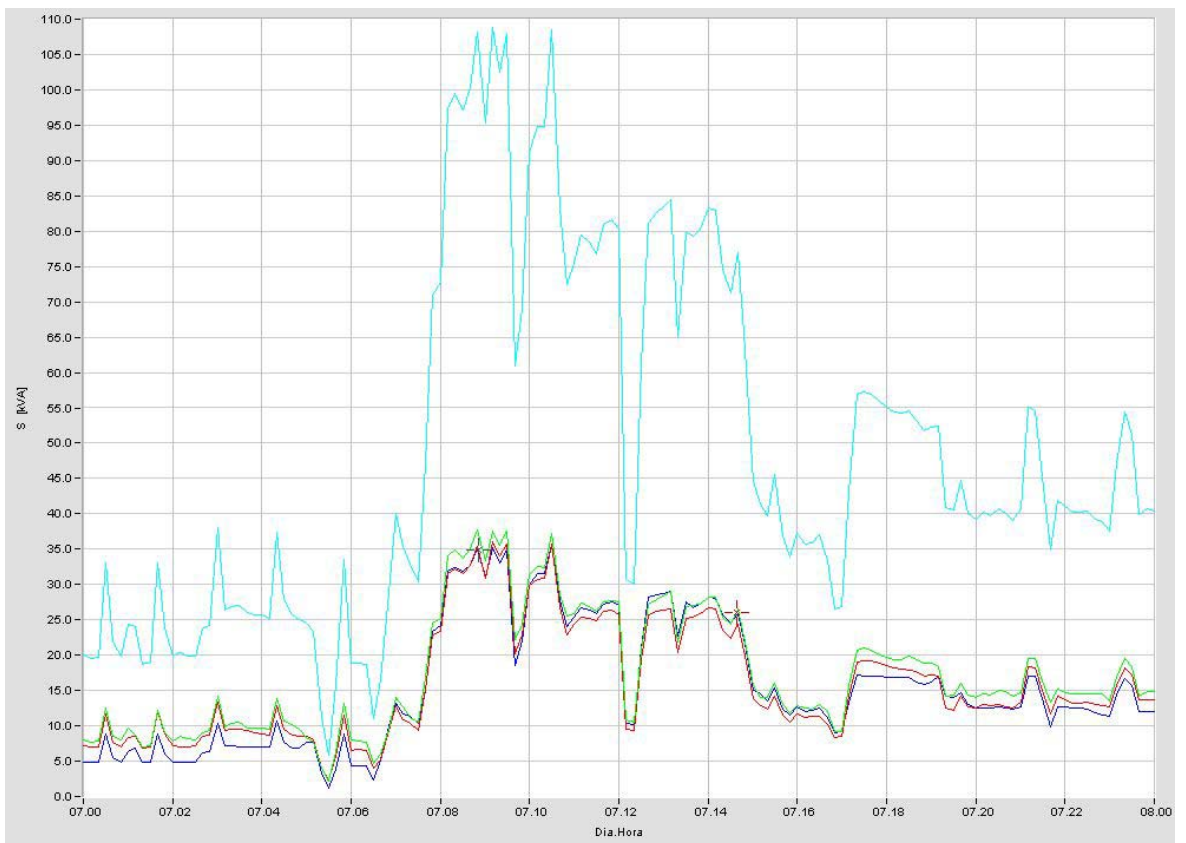


Fig. 3.5 Secuencia temporal de consumo de energía acumulada en transformador 100 KVA

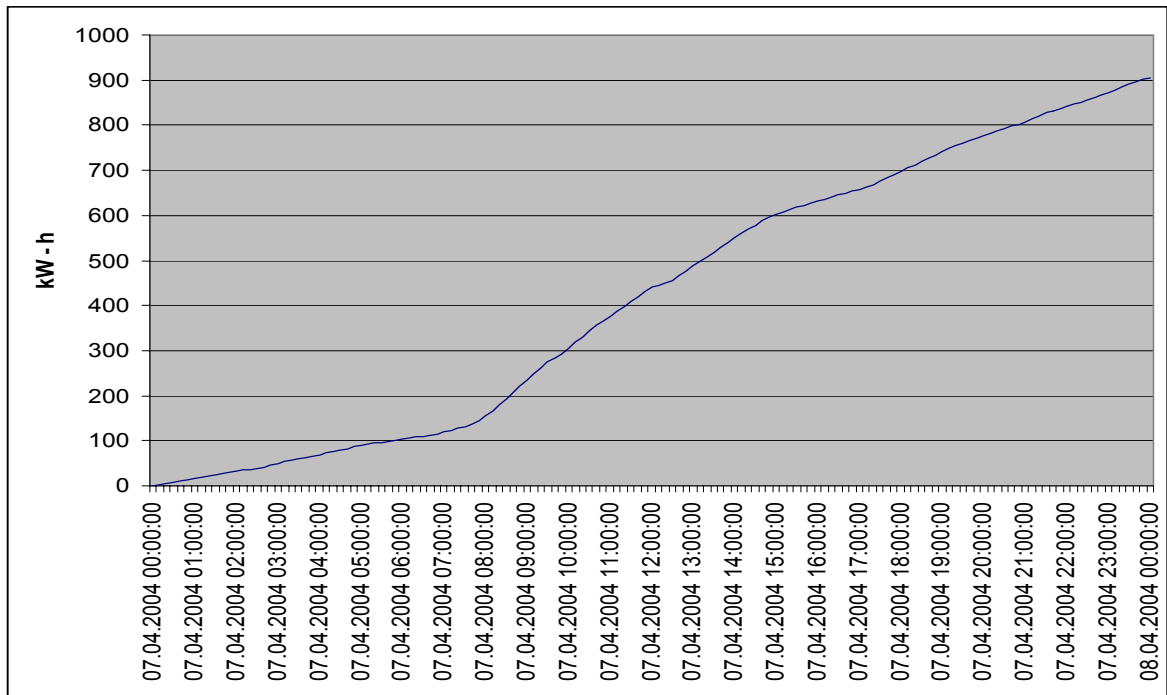


Fig. 3.6 Secuencia temporal de consumo de energía específico en transformador 100 KVA

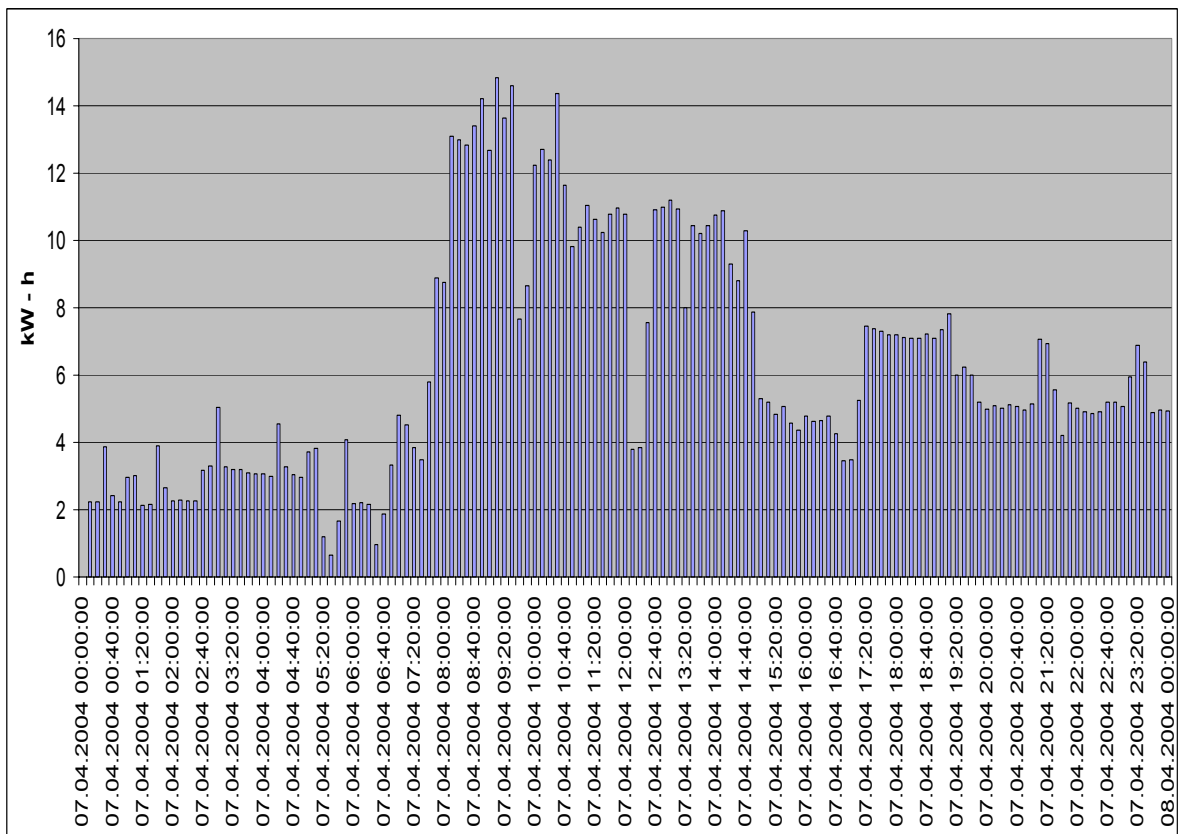


Fig. 3.7 Medida de secuencia temporal de factor de potencia en transformador 100 KVA

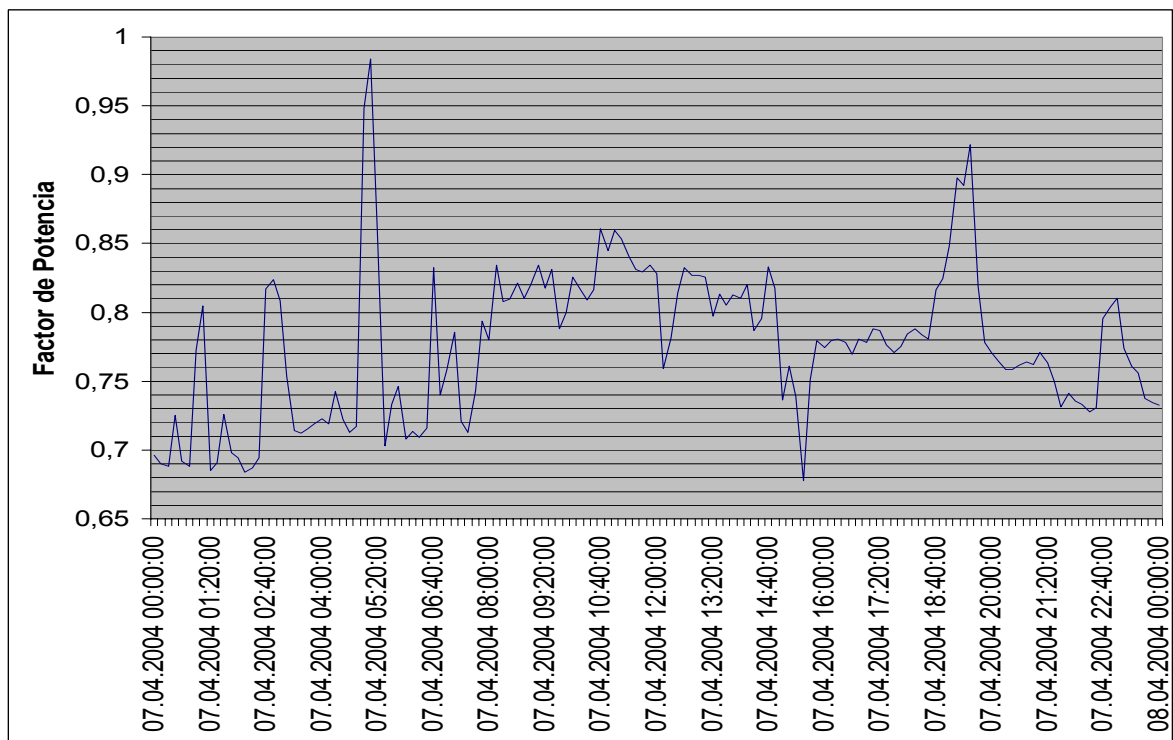


Fig. 3.8 Medida de secuencia temporal de frecuencia en transformador 100 KVA

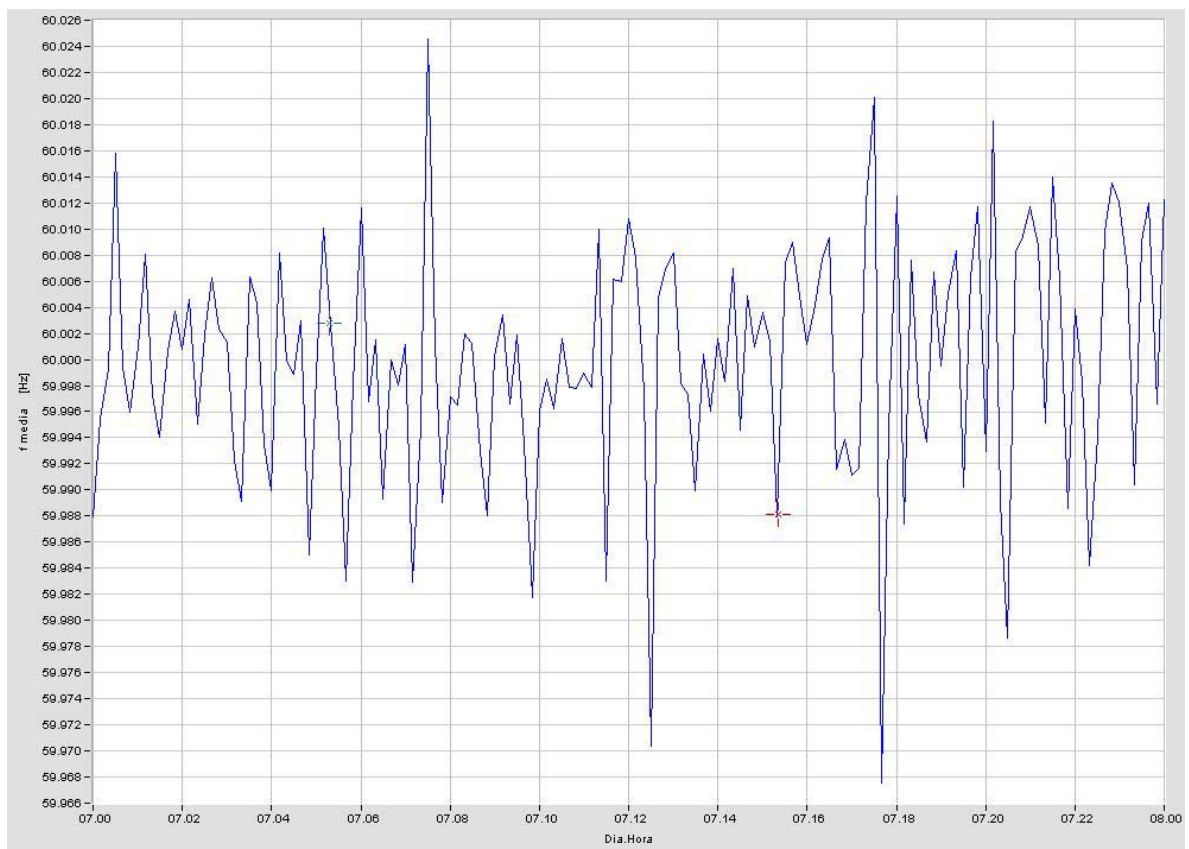


Fig. 3.9 Secuencia temporal distorsión armónica relativa de voltaje en Transf. 100 KVA

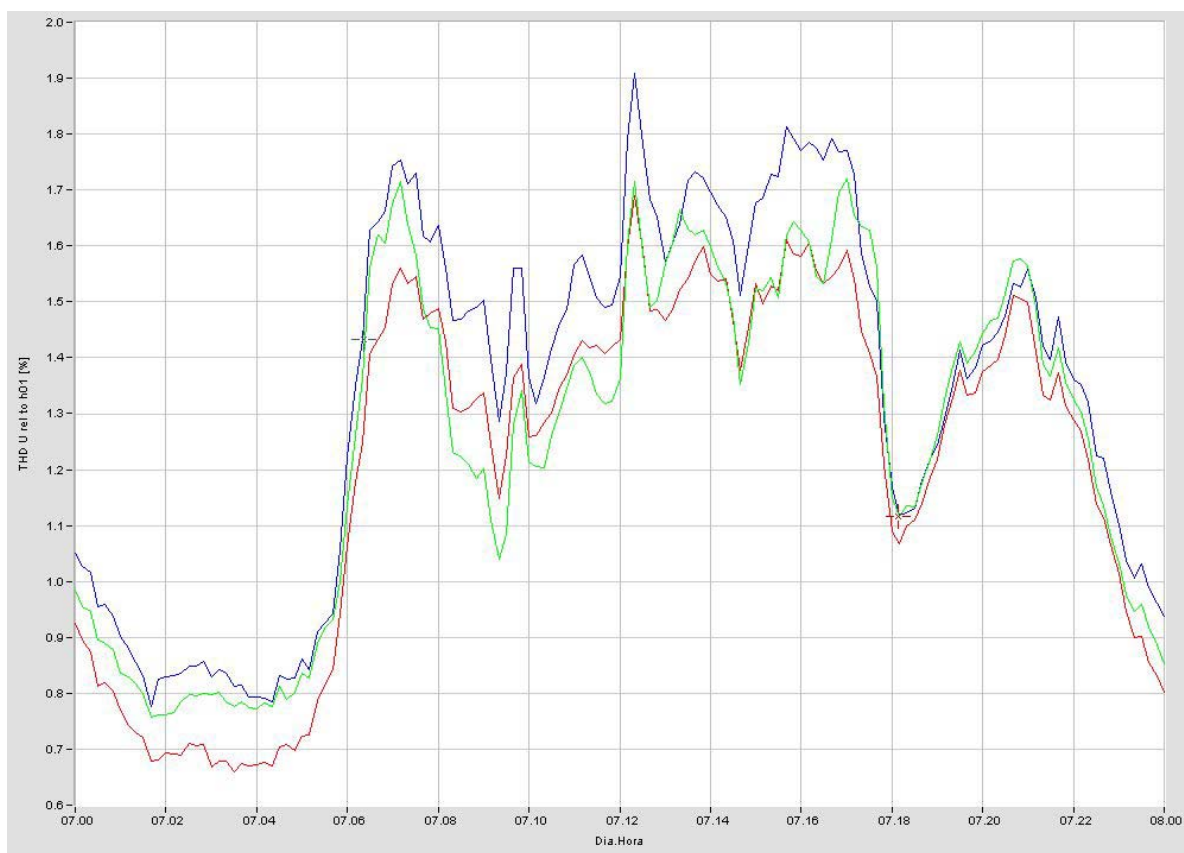


Fig. 3.10 Espectro de frecuencias de distorsión armónica relativa de voltaje en Transf. 100 KVA

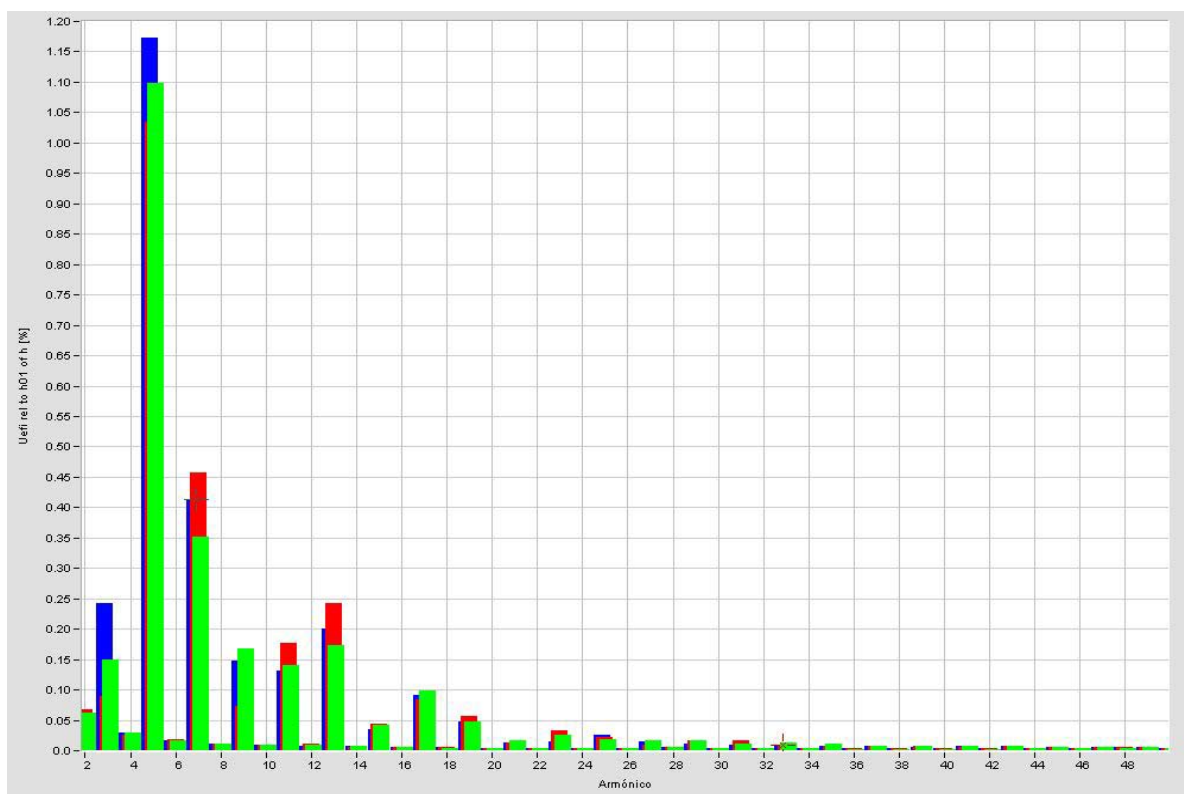


Fig. 3.11 Secuencia temporal de la tasa de distorsión armónica en intensidad en Transf. 100KVA

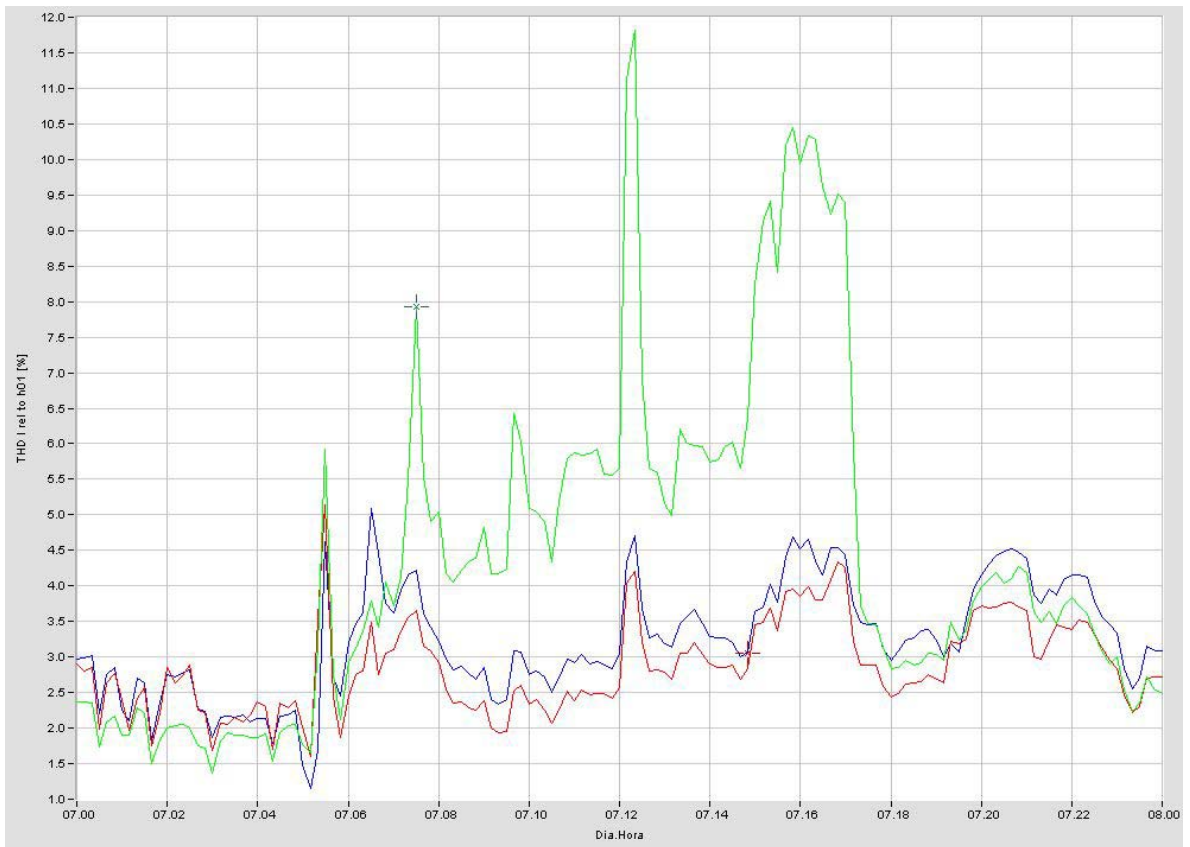


Fig. 3.12 Espectro de frecuencias de distorsión armónica en intensidad en Transf. 100KVA

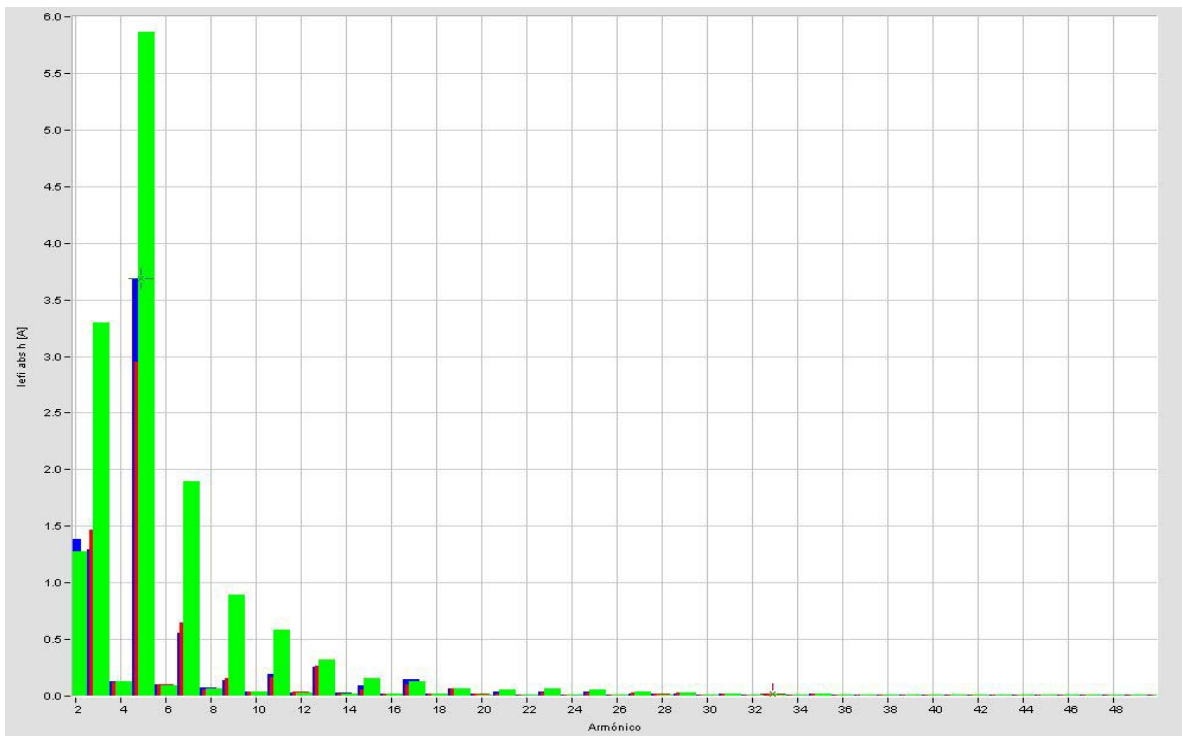


Fig. 3.13 Medida de secuencia temporal de efecto flickers en Transf. 100 KVA

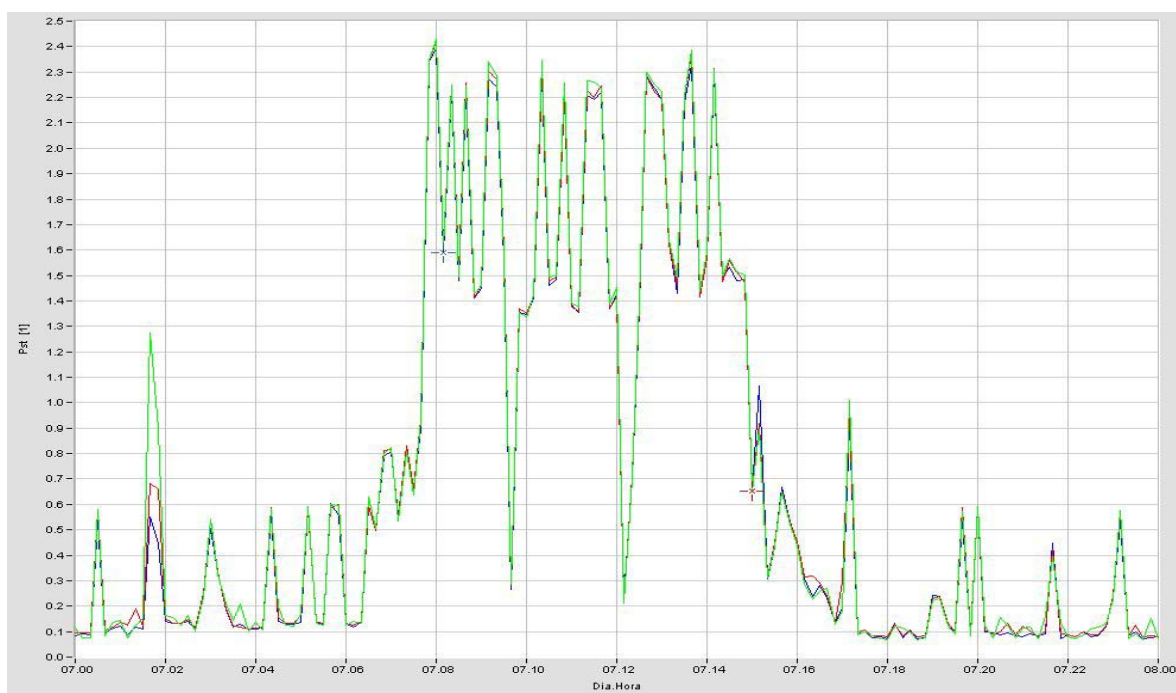


Tabla 3.1 Consumo Eléctrico transformador 100 KVA.

**FACTURACION DE CLIENTES EN MEDIO TENSION CON REGISTRO DE DEMANDA HORARIA
TRANSFORMADOR DE 100 KVA**

MES	ENERGIA					DEMANDA FACTURABLE					VALOR FACTURA \$
	LECTURAS REGISTRO HORARIO			REGISTRO MENSUAL		REGISTRO HORARIO					
	Rango A 22:00 a 07:00	Rango B 07:00 a 18:00	Rango C 18:00 a 22:00	ACTIVA LECTURA	REACTIVA LECTURA	Rango A 22:00 a 07:00	Rango B 07:00 a 18:00	Rango C 18:00 a 22:00	MAXIMA MENSUAL		
	Periodo de Base	Demanda Media	Periodo de Punta	(KWH)	(KVARH)	Periodo de Base	Demanda Media	Periodo de Punta	(KW)		
Ene-04	120023	87165	29679	236867	190655	43,08	87,74	46,71	87,74	3003,53	
Feb-04	128530	94353	31952	254835	204836	49,08	83,34	50,98	83,34	2852,85	
Mar-04	137689	102166	34138	273993	219969	51,37	85,86	49,99	85,86	3010,44	
Abr-04	146275	111132	36683	294090	235911	44,4	85,94	32,28	85,94	2982,04	
May-04	155429	119559	38892	313382	251701	63,72	90,69	49,25	90,69		
Jun-03	56708	39830	13441	109979	87771	44,35	75,82	44,36	75,82	2905,83	
Jul-03	65409	47041	15770	128220	102309	50,49	44,08	48,78	50,49	2922,38	
Ago-03	75303	53438	18281	174002	117808	48,47	76,32	46,23	76,32	2920,71	
Sep-03	83840	60172	20412	164424	132085	45,65	76,26	45,18	76,26	2747,66	
Oct-03	92612	66384	22949	181945	146358	52,75	77,9	51,05	77,9	2805,35	
Nov-03	101112	72393	25052	198557	159830	44,95	85,54	48,26	85,54	2680,69	
Dic-03	111450	79222	27281	217953	175703	75,8	79,71	47,56	79,71	3001,61	
						DEM MAX MES	90,69	F.C. DEL MES	0,0000		
						60% DEM MAX	54,41	F.C. APLICABLE	0,6000		
						DEM FACTUR	90,69	FP	0,7738		

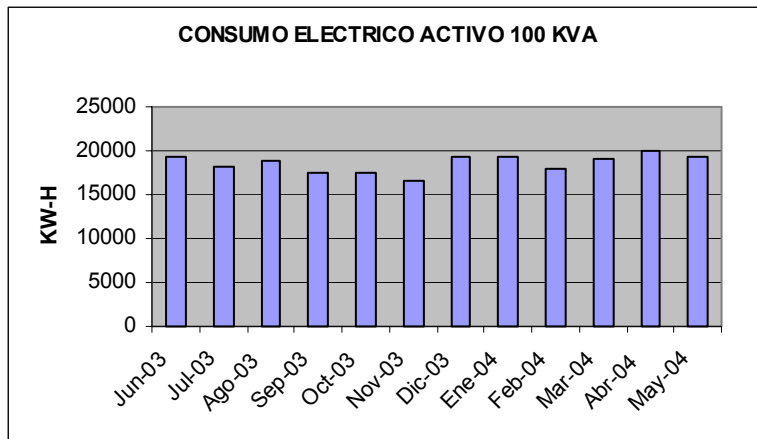


Fig. 3.14 Consumo Eléctrico Activo transformador 100 KVA.

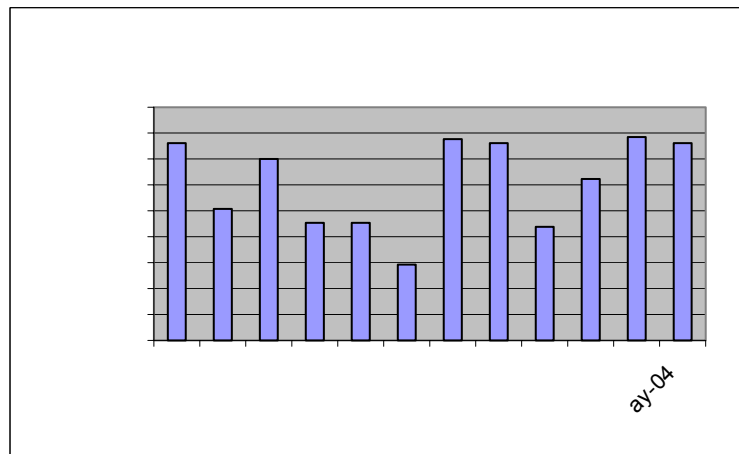


Fig. 3.15 Consumo Eléctrico Reactivo transformador 100 KVA.

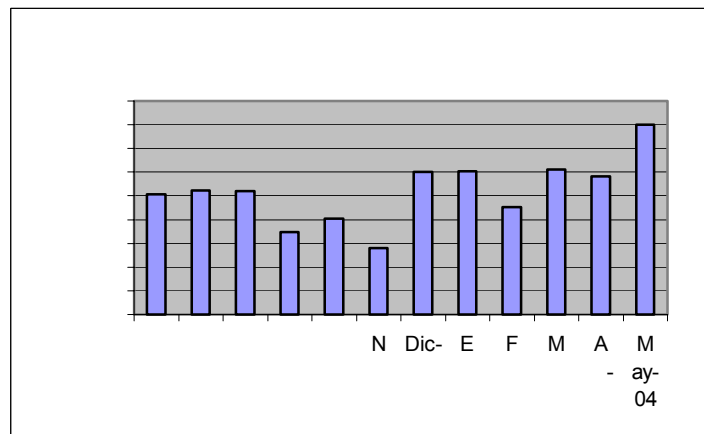


Fig. 3.16 Pagos por Consumo Eléctrico en transformador 100 KVA.

3.1.2 CALIDAD DEL PRODUCTO.

3.1.2.1 TENSIÓN EN CIRCUITO DE TRANSFORMADOR 100 KVA

3.1.2.1.1 Indicador de Calidad.

$$\Delta V_K = \frac{V_K - V_n}{V_n} \times 100\% \quad (3.1)$$

$$\Delta V_K = \frac{233,30 - 220}{220} \times 100\%$$

$$\Delta V_k = 6.04 \%$$

En donde:

Vk : media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega.

Vn: valor de la tensión nominal en el punto de entrega

La evaluación se hace en intervalos de medición de 10 minutos.

3.1.2.2 FRECUENCIA EN CIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE 100 KVA.

3.1.2.2.1 Indicador de Calidad.

Variaciones sostenidas de frecuencia:

$$\Delta F_K = \frac{F_K - F_N}{F_N} \times 100\% \quad (3.2)$$

$$\Delta F_K = \frac{59.99 - 60}{60} \times 100\%$$

$$\Delta F_k = -0,016$$

En donde :

Fk : media de los valores instantáneos de la frecuencia medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión.

FN : Frecuencia Nominal del sistema (60 Hz).

La evaluación se hace en intervalos de medición de 10 minutos.

3.1.2.3 FLICKER (Parpadeo) en circuito de transformador de 100 KVA.

Con los datos de registro del analizador con intervalos de 10 minutos se ha sacado un promedio diario de 0.69, pero en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 2.2.

3.1.3 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES Y DATOS DEL CIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE 125 KVA

Fig. 3.17 Medida de secuencia temporal de intensidad de líneas en transformador 125 KVA

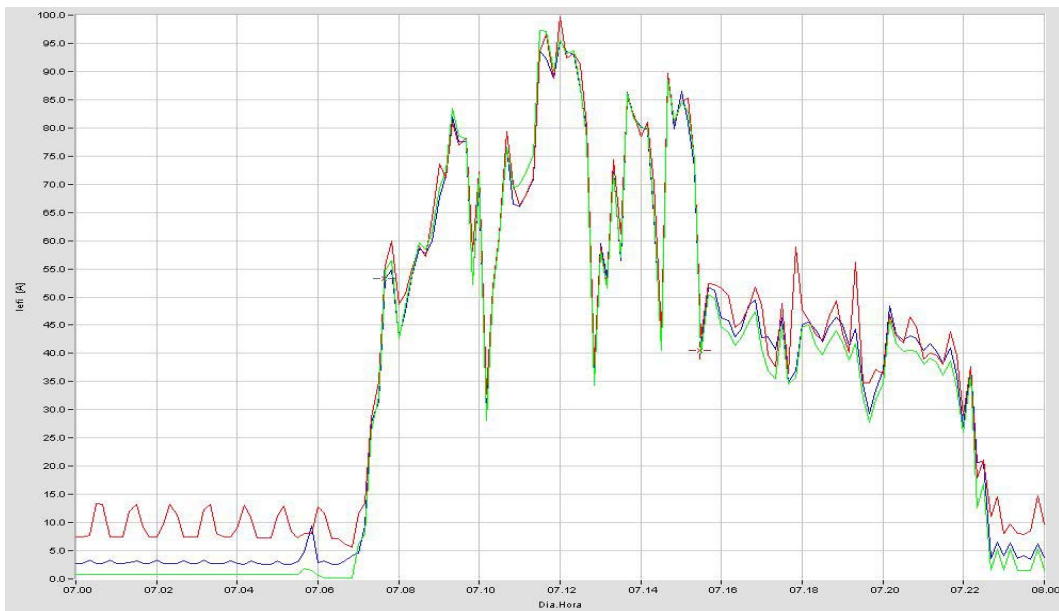


Fig. 3.18 Medida de secuencia temporal de voltaje en fases en transformador 125 KVA

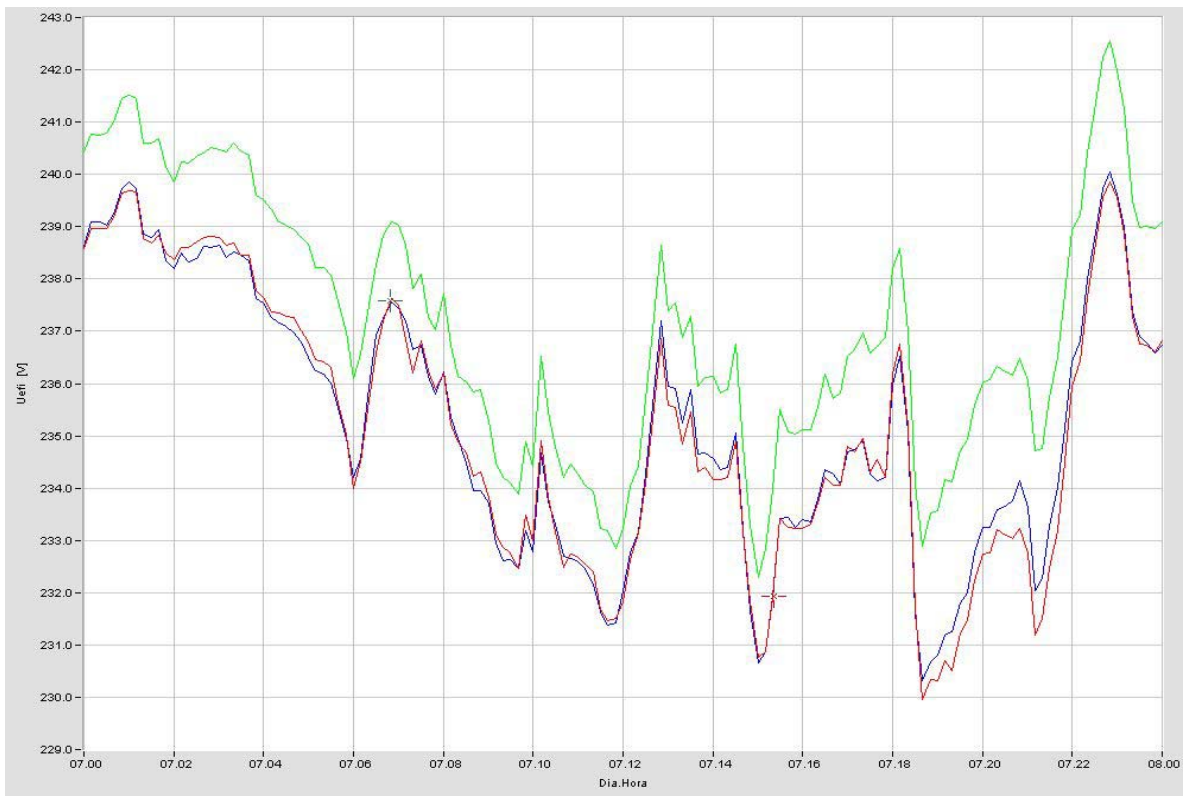


Fig. 3.19 Medida de secuencia temporal de potencia activa en transformador 125 KVA

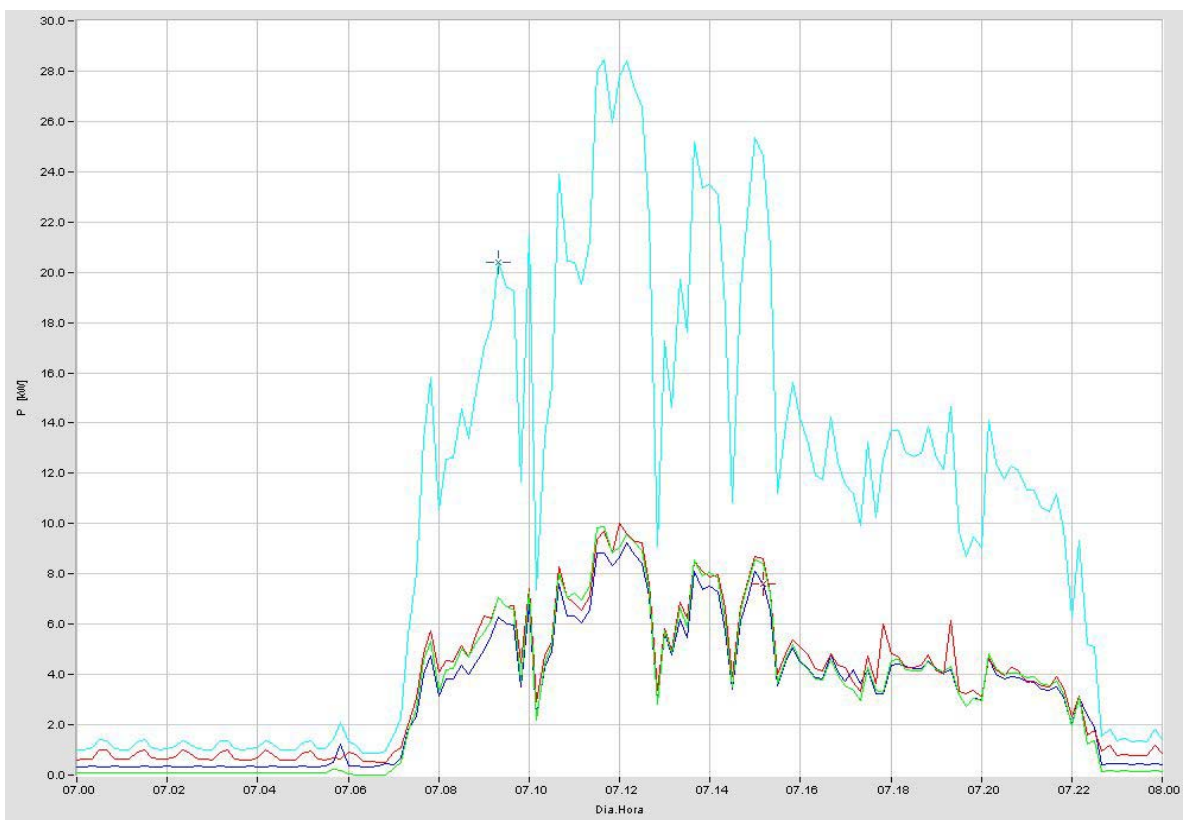


Fig. 3.20 Medida de secuencia temporal de potencia aparente en transformador 125 KVA

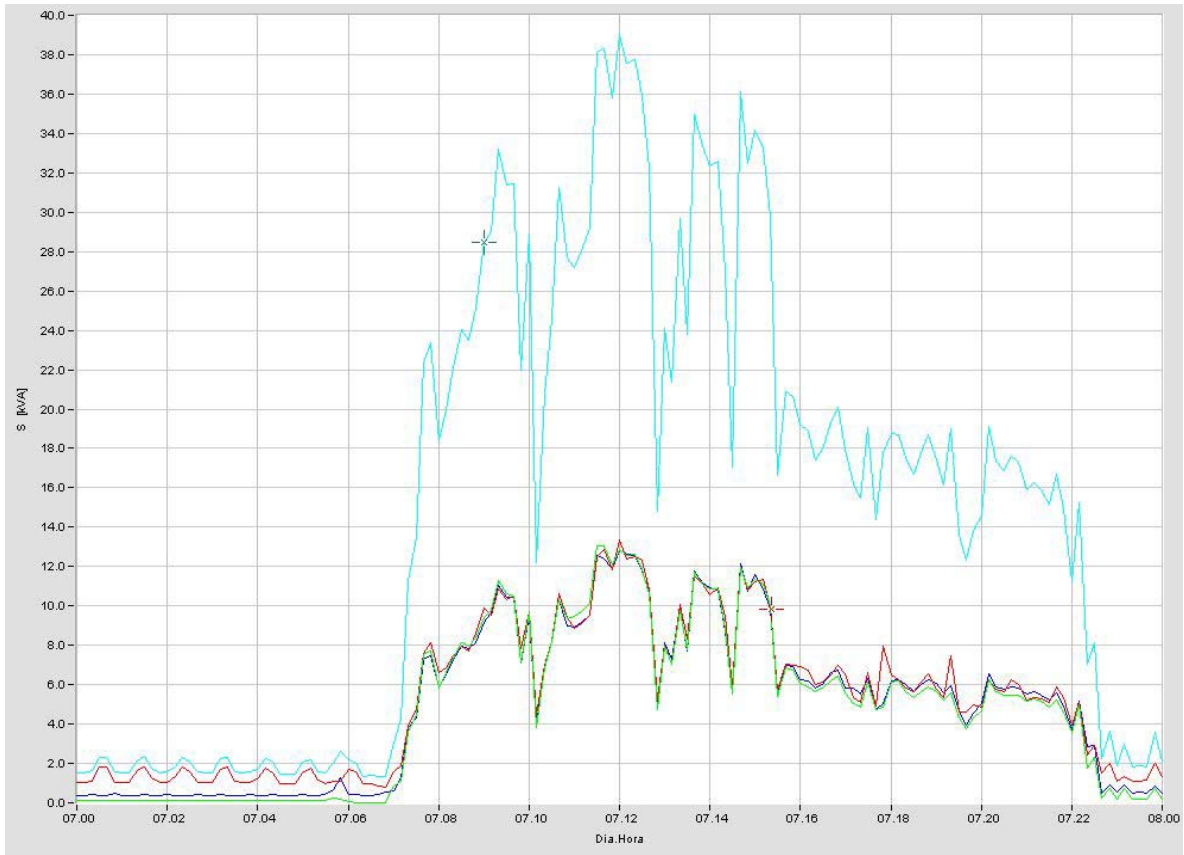


Fig. 3.21 Secuencia temporal de consumo de energía acumulada en Transf. 125 KVA

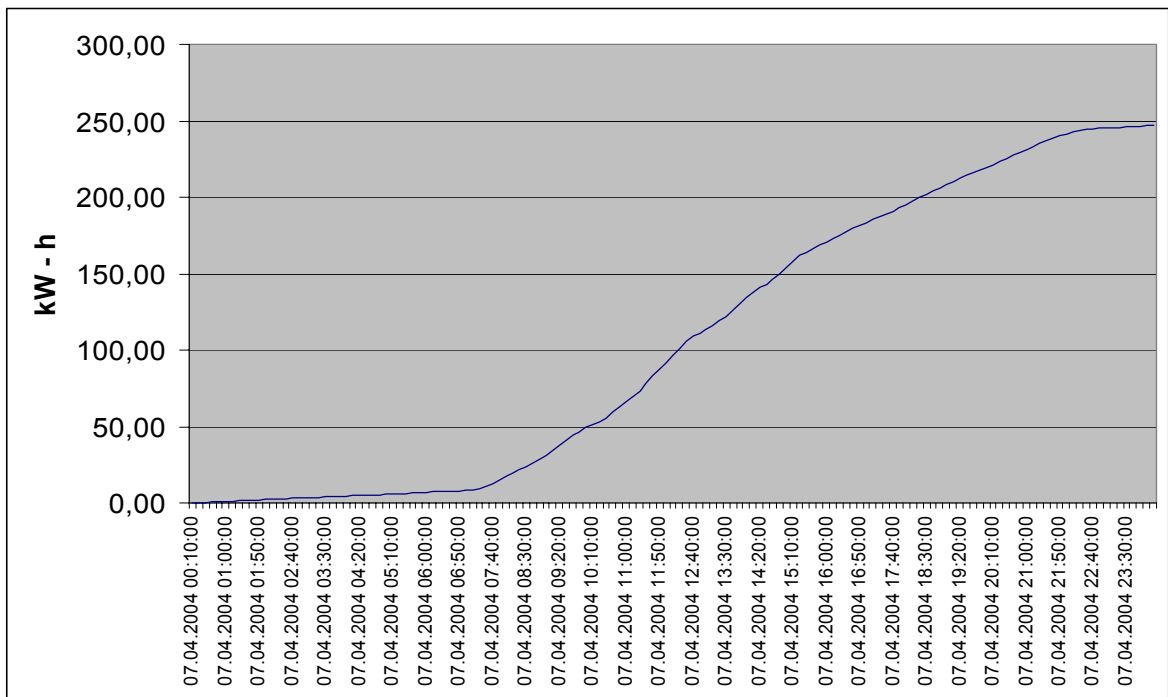


Fig. 3.22 Secuencia temporal de consumo de energía específico en transformador 125 KVA

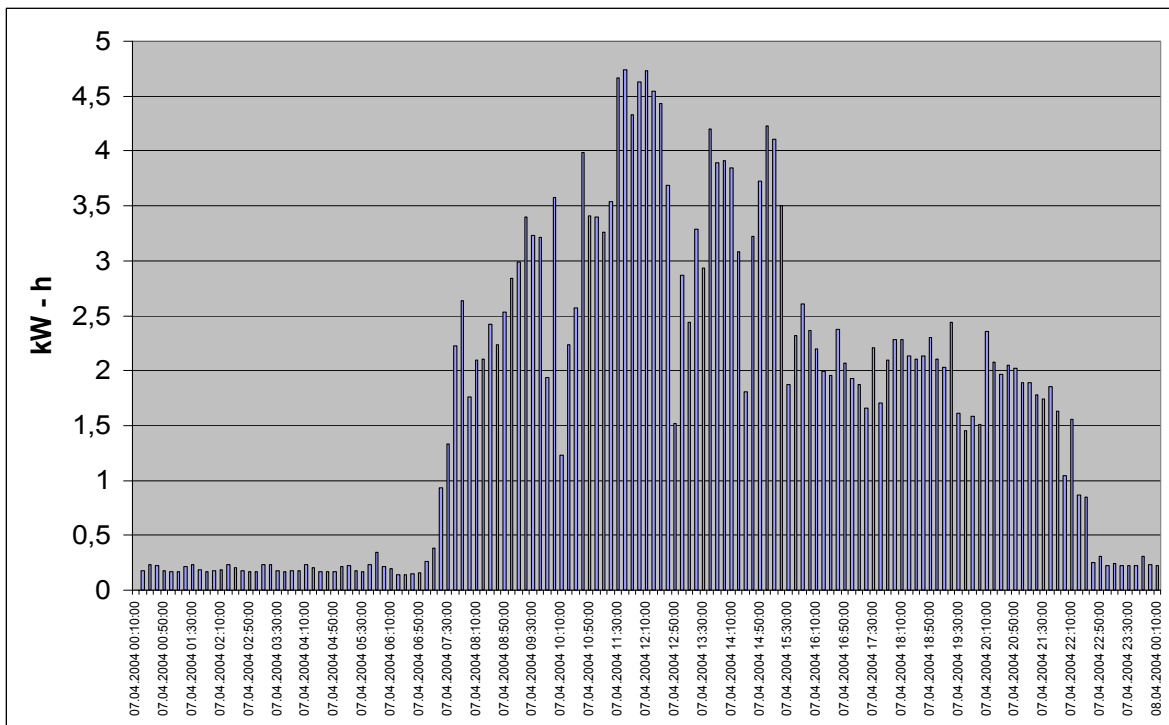


Fig. 3.23 Medida de secuencia temporal de factor de potencia en transformador 125 KVA

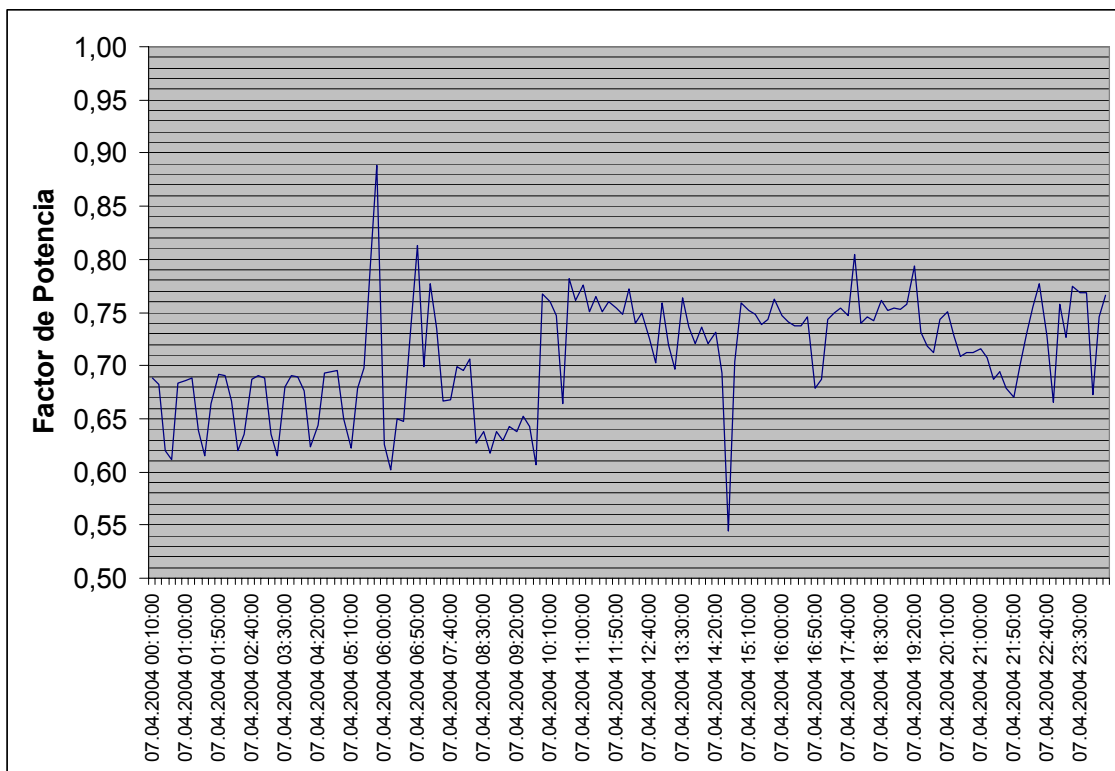


Fig. 3.24 Medida de secuencia temporal de frecuencia en transformador 125 KVA

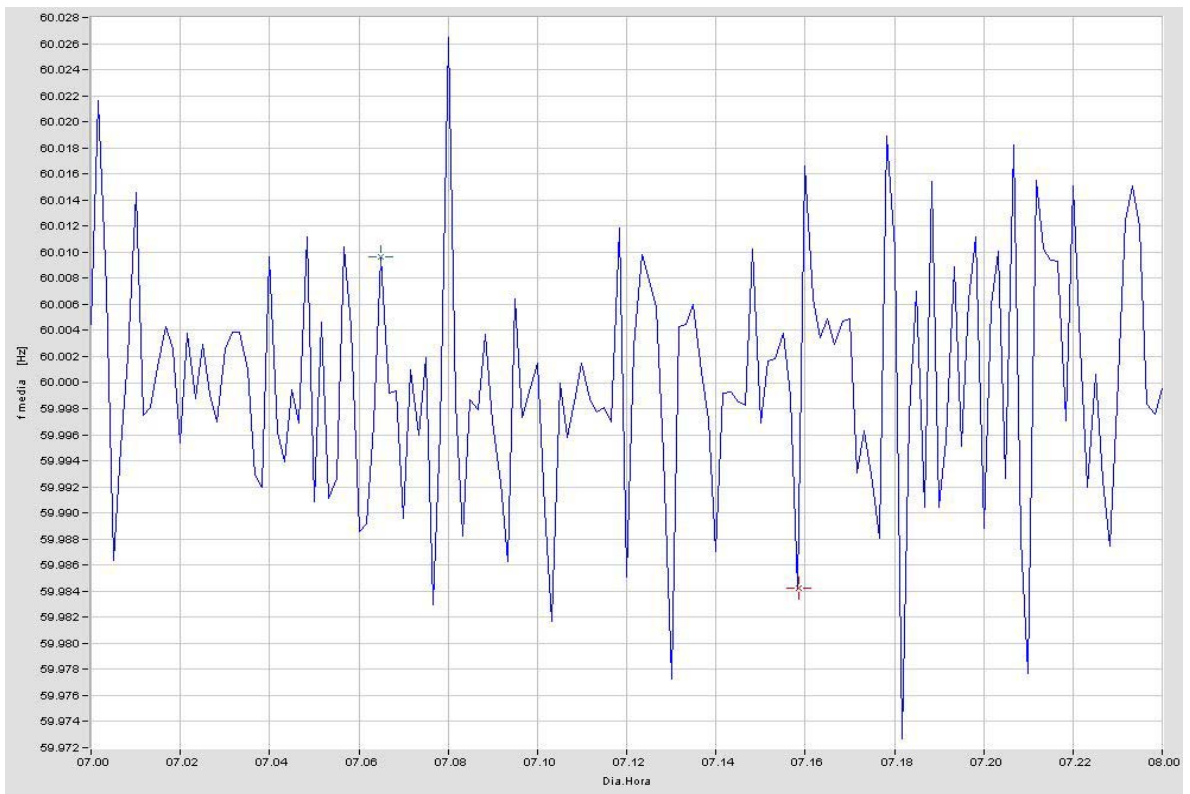


Fig. 3.25 Secuencia temporal distorsión armónica relativa de voltaje en Transf. 125 KVA

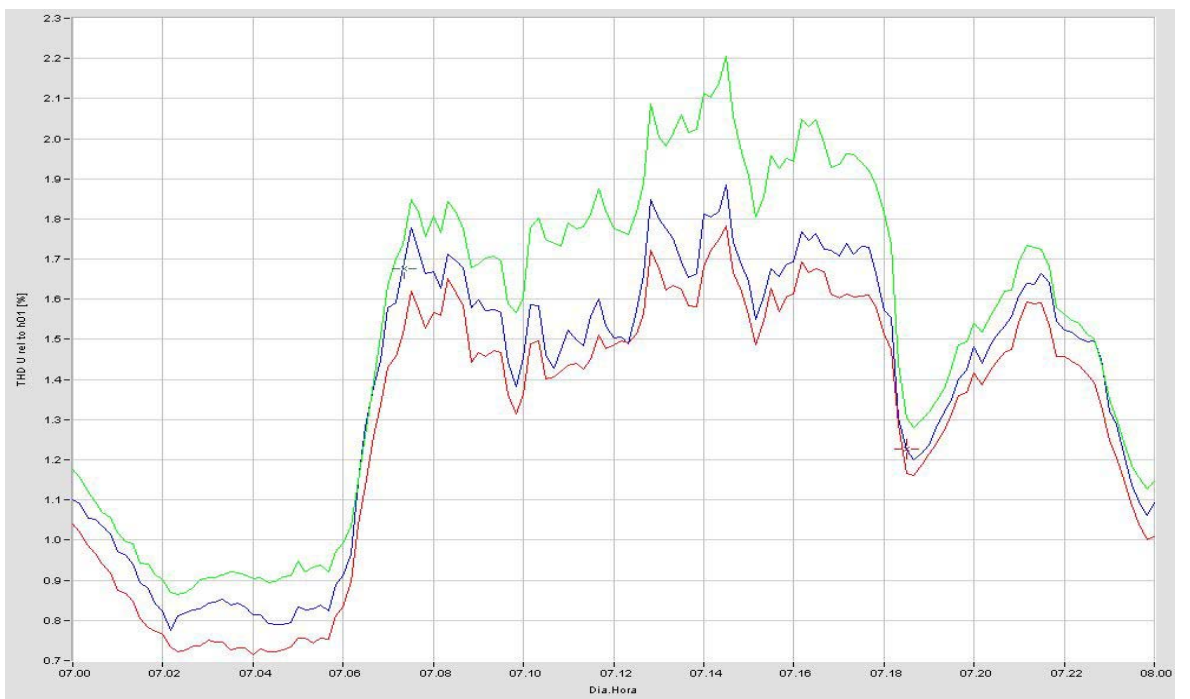


Fig. 3.26 Espectro de frecuencias de distorsión armónica relativa de voltaje en Transf. 125 KVA

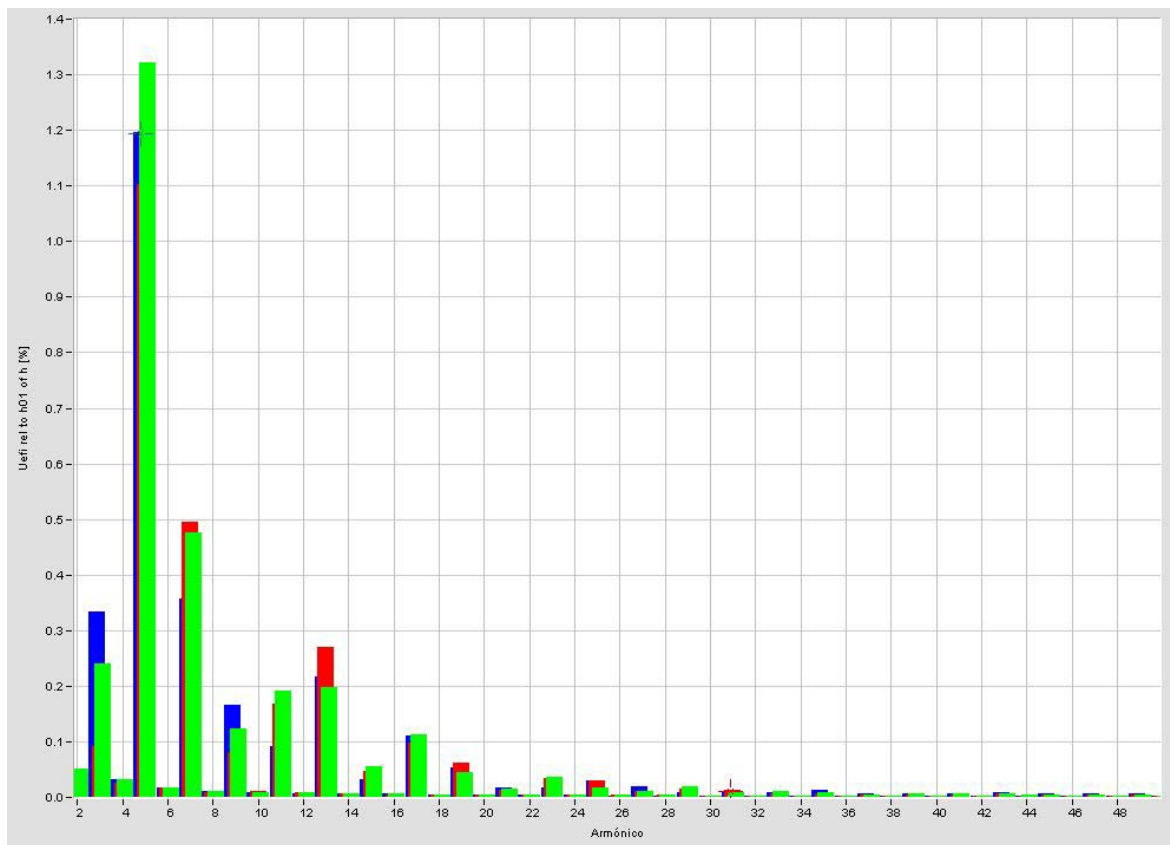


Fig. 3.27 Secuencia temporal de distorsión armónica relativa en intensidad en Transf. 125KVA

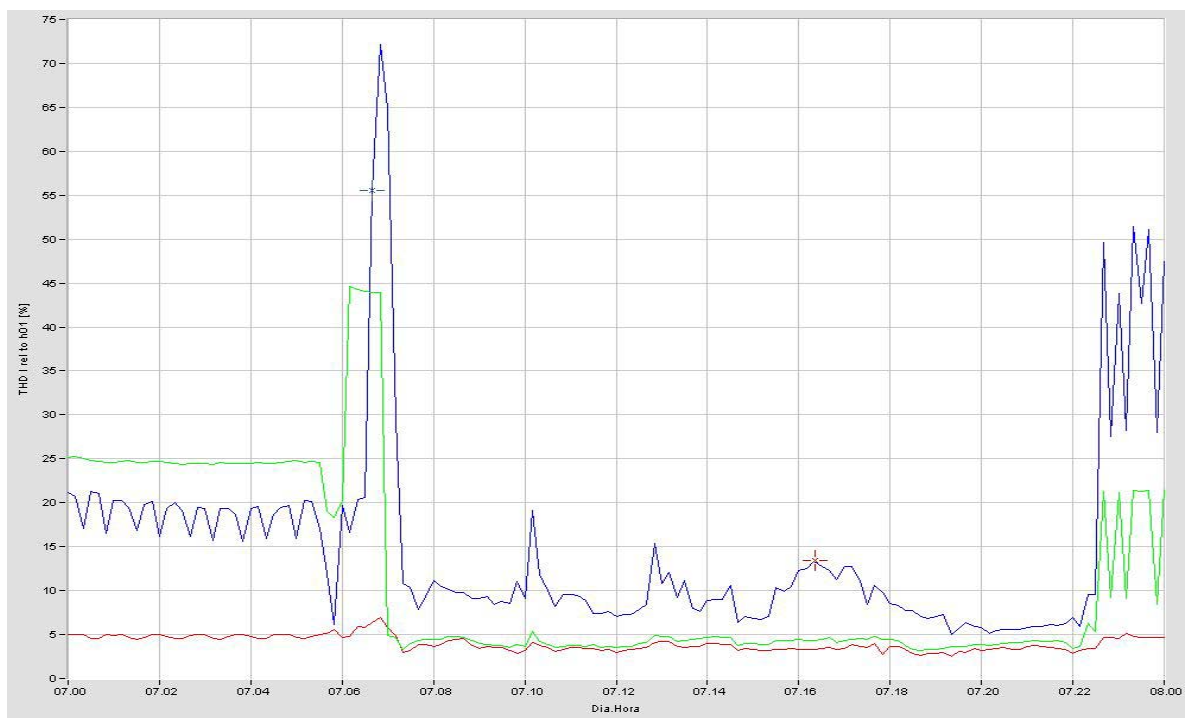


Fig. 3.28 Espectro de frecuencias distorsión armónica relativa en intensidad en Transf. 125 KVA

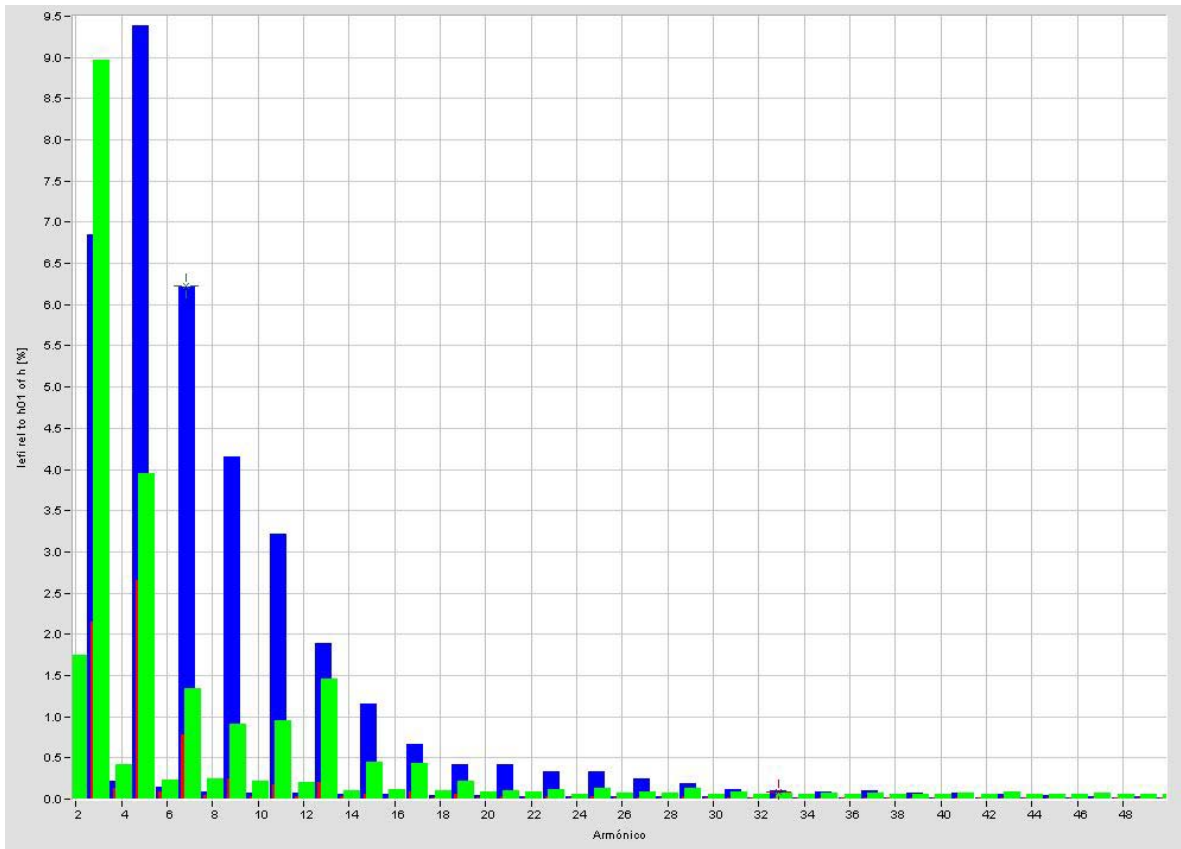


Fig. 3.29 Medida de secuencia temporal de flickers en transformador 125 KVA

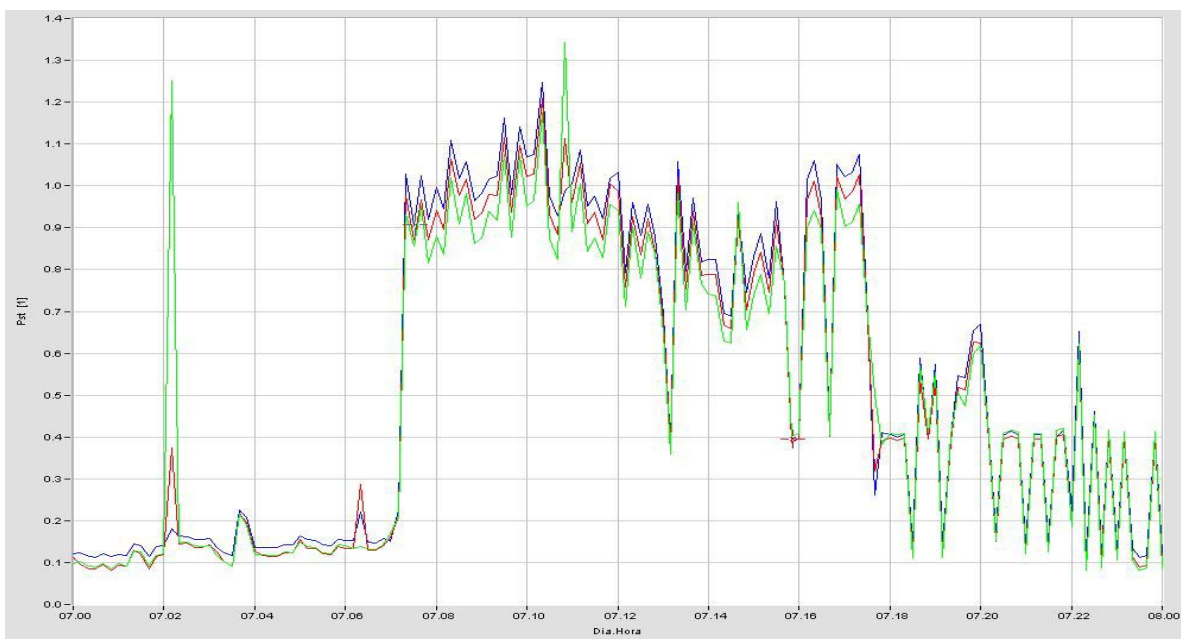


Tabla 3.2 Consumo Eléctrico transformador 125 KVA.

**FACTURACION DE CLIENTES EN MEDIO TENSION CON REGISTRO DE DEMANDA HORARIA
TRANSFORMADOR DE 125 KVA**

MES	ENERGIA					DEMANDA FACTURABLE				
	LECTURAS REGISTRO HORARIO			REGISTRO MENSUAL		REGISTRO HORARIO				
	Rango A 22:00 a 07:00	Rango B 07:00 a 18:00	Rango C 18:00 a 22:00	ACTIVA LECTURA	REACTIVA LECTURA	Rango A 22:00 a 07:00	Rango B 07:00 a 18:00	Rango C 18:00 a 22:00	MAXIMA MENSUAL	VALOR FACTURA
	Periodo de Base	Demanda Media	Periodo de Punta	(KWH)	(KVARH)	Periodo de Base	Demanda Media	Periodo de Punta	(KW)	\$
Ene-04	9406	27933	9250	46634	45873	11,07	33,18	16,47	33,18	766,71
Feb-04	10015	30468	9910	50393	49544	15,18	33,75	16,62	33,75	806,48
Mar-04	10690	33271	10525	54486	53455	13,32	84,92	16,59	84,92	1190,23
Abr-04	11345	35862	11167	58374	57278	12,57	39,69	19,71	39,69	888,76
May-04	12124	37982	11796	61902	60845	16,47	31,35	16,93	31,35	
Jun-03	4616	11364	4502	20482	20165	11,13	19,77	15,81	19,77	661,68
Jul-03	5230	13447	5284	23961	23584	11,49	33,54	19,44	33,54	760,88
Ago-03	5934	16034	5991	27959	27507	12	35,37	17,58	35,37	851,42
Sep-03	6580	18454	6671	31705	30989	14,22	35,43	16,35	35,43	793,78
Oct-03	7195	21366	7331	35892	34973	12,69	38,04	16,71	38,04	888,69
Nov-03	7837	23724	7915	39476	38559	13,17	34,77	14,1	34,77	792,32
Dic-03	8787	25838	8625	43250	42354	15,87	40,17	18,06	40,17	851,64
						DEM MAX MES	31,35	F.C. DEL MES	0,0000	
						60% DEM MAX	50,95	F.C. APLICABLE	0,6000	
						DEM FACTUR	50,95	FP	0,7032	

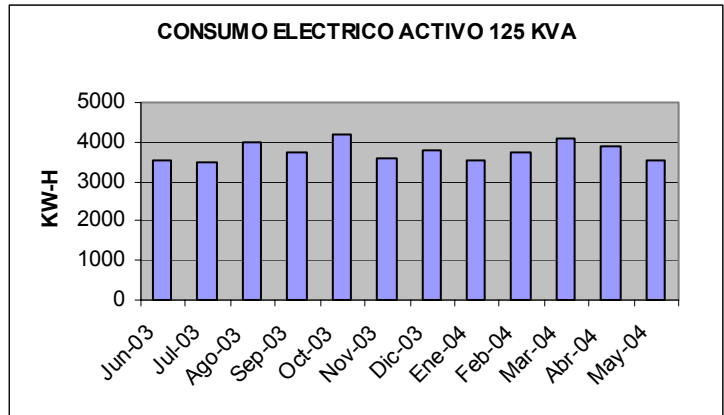


Fig. 3.30 Consumo Eléctrico Activo transformador 125 KVA.

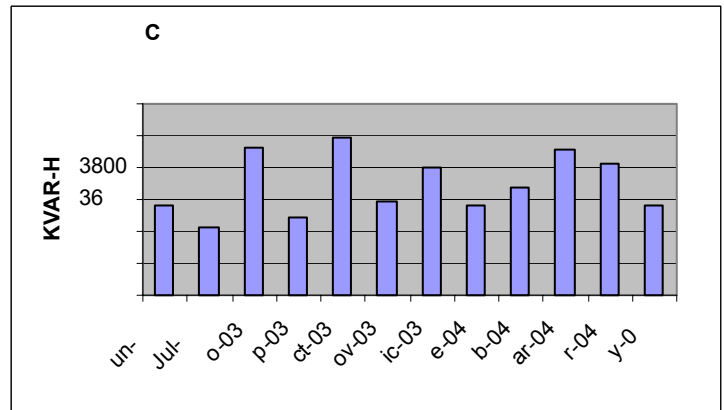


Fig. 3.31 Consumo Eléctrico Reactivo transformador 125 KVA.

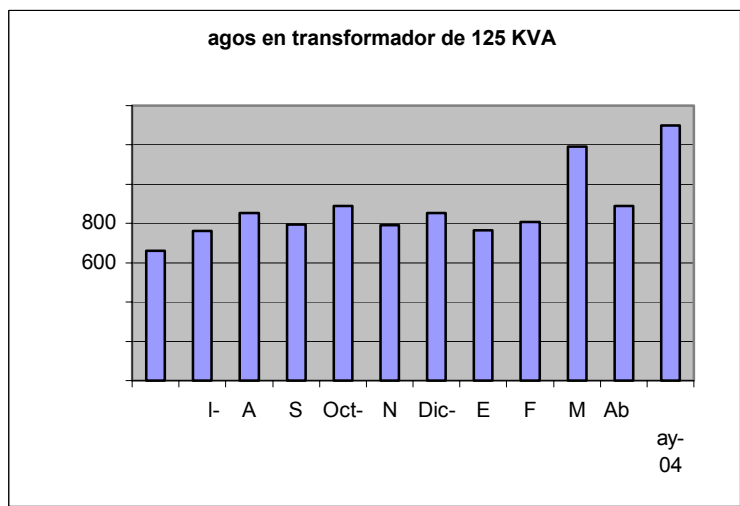


Fig. 3.32 Pagos por Consumo Eléctrico en transformador 125 KVA.

3.1.3 CALIDAD DEL PRODUCTO.

3.1.3.1 TENSIÓN EN CIRCUITO DE TRANSFORMADOR 125 KVA

3.1.3.1.1 Indicador de Calidad.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} \times 100\% \quad (\text{de 3.1})$$

$$\Delta V_k = \frac{235.86 - 220}{220} \times 100\%$$

$$\Delta V_k = 7.2 \%$$

En donde:

V_k : media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega.

V_n: valor de la tensión nominal en el punto de entrega

La evaluación se hace en intervalos de medición de 10 minutos.

3.1.3.2 FRECUENCIA EN CIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE 125 KVA.

3.1.3.2.1 Indicador de calidad.

Variaciones sostenidas de frecuencia:

$$\Delta F_k = \frac{F_k - F_N}{F_N} \times 100\% \quad (\text{de 3.2})$$

$$\Delta F_k = \frac{60,000008 - 60}{60} \times 100\%$$

$$\Delta F_k = 0,00001265 \%$$

En donde :

F_k : media de los valores instantáneos de la frecuencia medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión.

F_N : Frecuencia Nominal del sistema (60 Hz).

La evaluación se hace en intervalos de medición de 10 minutos.

3.1.3.3 FLICKER (Parpadeo) en circuito de transformador de 125 KVA.

Con los datos de registro del analizador con intervalos de 10 minutos se ha sacado un promedio diario de 0.51, pero en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 1.1.

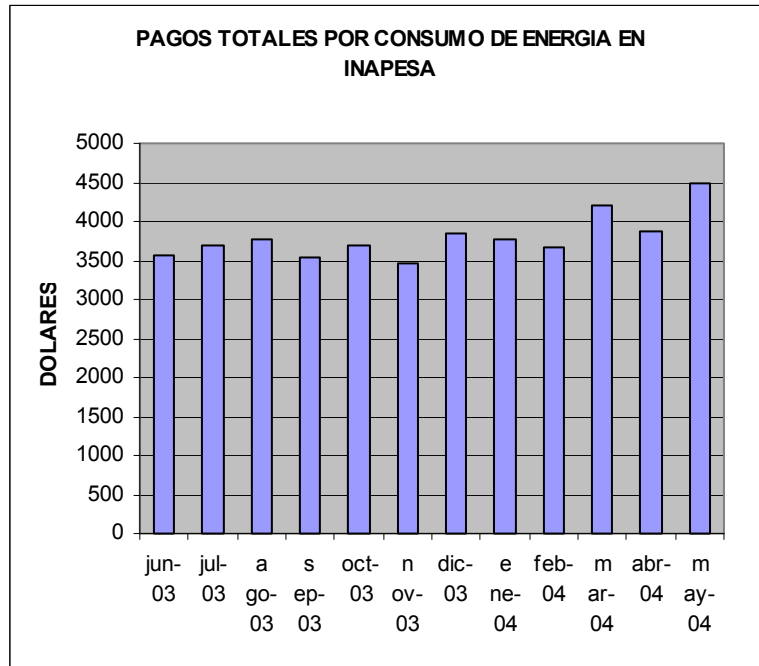


Fig. 3.33 Pagos mensuales por consumo de energía.

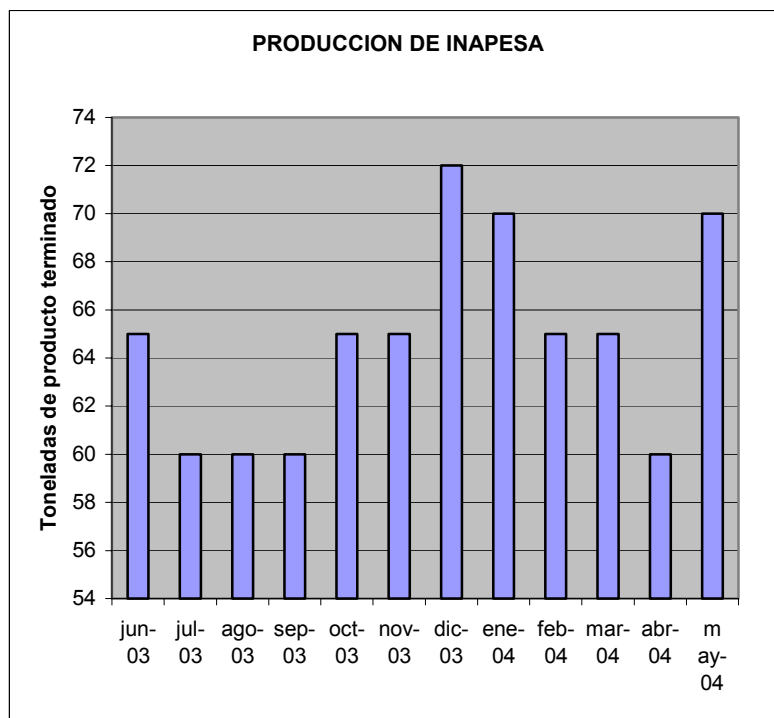


Fig. 3.34 Producción mensual de producto terminado.

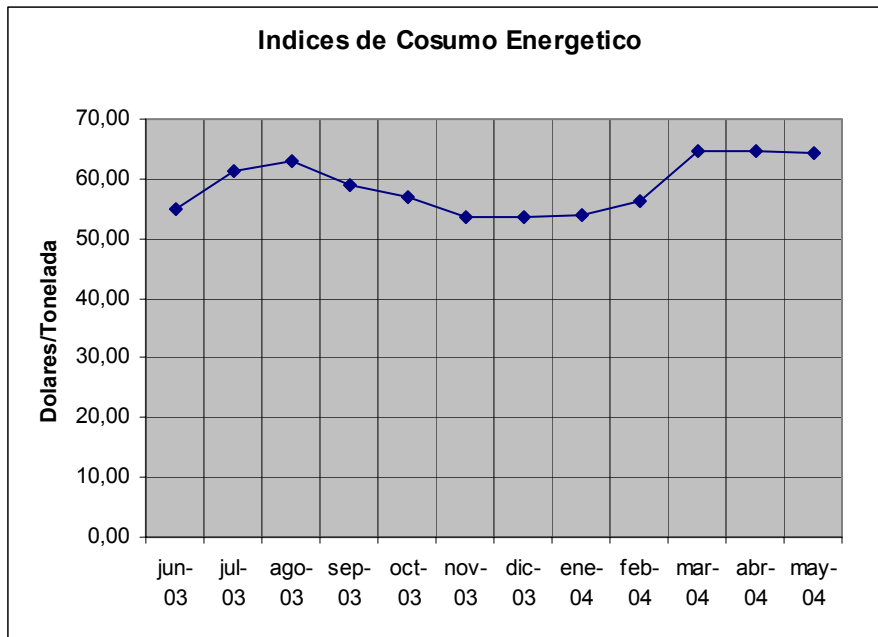


Fig. 3.35 Índices de consumo de la planta INAPESA

3.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

Con los resultados obtenidos en las mediciones, podemos decir:

3.2.1 EN EL CIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE 100 KVA

- En la grafica de secuencia temporal (fig. 3.1) de intensidades de línea del transformador, podemos ver que a partir de las 8 hasta las 12 AM hay un incremento de demanda y se ve un lapso de las 12 a 12:30 (almuerzo) y luego la demanda crece nuevamente pero no en la misma magnitud que la jornada anterior, las maquinas que están involucradas para que se genere este tipo comportamiento son la CUTTER 1, el horno y ahumador, embudidoras y mezcladoras principalmente, que sirven para la preparación de la masa, pero debido a que el producto cada vez se vuelve mas suave la CUTTER tiende a no ser forzada a su potencia total y es por eso que la demanda de energía baja de alguna forma.
- Como es obvio el voltaje decrece al aumentar la carga de la instalación y es por eso que se ve un descenso en la grafica en especial en las horas de la mañana (8-12AM) Fig 3.2.

- En las mediciones realizadas, y se visualiza que el transformador de 100 KVA esta trabajando al promedio al día de (\pm) 48.66 % de su potencia nominal, aunque en determinadas horas (8 - 12 AM) supera su potencia nominal (sobrecargado) en un 7% , pero este rango se encuentra dentro su factor de servicio que esta dentro del orden del 10 al 15% fig 3.3 y fig 3.4.
- Podemos darnos cuenta que las horas de la noche a la madrugada solo existe intervalos que tienen forma de picos, cada media hora (aprox.), y esto es debido a que las cámaras de congelación y cuartos fríos son los únicos en trabajar las 24 horas todos los días ya que el mecanismo automático ON/OFF es aquel que acciona y desconecta los compresores de acuerdo a la temperatura deseada, dándonos este tipo de comportamiento en la grafica.
- En cuanto a las fases se encuentran equilibradas casi en la totalidad, a excepción de una que tiene una diferencia de un 50% en algunas horas de del día.
- En la grafica de energía acumulada se puede ver que al final del día se ha consumido alrededor de 900 Kwh., esto se da normalmente de Lunes a Viernes, así mismo en la grafica de registro temporal en intervalos de 10 minutos se puede visualizar que las horas de mayor demanda son entre las 8 AM y 11 AM fig 3.5 y fig 3.6.
- Hemos corroborado con los datos del analizador de redes TOPAS 1000 fig 3.7 que el factor de potencia se encuentra entre el 0.78 promedio y esta por debajo del parámetro permitido de calidad que es de 0.92, teniendo que pagar penalización por el mismo, esto ocurre ya que los motores, transformadores y equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético, necesario para su funcionamiento, teniendo que pagar una penalización por el mismo.
- Los valores de frecuencia se mantienen en valores recomendables de calidad y en función del tiempo se encuentra casi estable.
- En la fig 3.9 de secuencia temporal del efecto flicker, observamos un promedio diario de 0.69, pero vemos que en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 2.2.

- El consumo y por ende los pagos de energía eléctrica tiene relación directa con la cantidad de producción.
- El nivel de voltaje se encuentra dentro de parámetros tolerables de calidad, aunque se encuentra por encima de lo normalizado.
- El nivel de distorsión por armónicas esta dentro de los parámetros de calidad pero aun así genera diversos tipos de perdidas de energía, en la vida útil del equipo e instalación, el armónico mas preponderante es del orden 5to ya que estos lo provocan la conmutación que generan los motores.
- Los consumos máximos de energía activa se encuentran estables en todos los meses. A excepción de la demanda de energía reactiva en los meses de Mayo a Junio y Diciembre a Enero, que es donde mayor producción existe debido a la temporada de festejos y aquí los motores en la planta trabajan más horas al día.
- En cuanto a la facturación realizada por la EERSSA,, se ha constatado que existe un pliego tarifario que tiene vigencia anual a nivel nacional, dicho pliego tiene estipulado todos los parámetros que deben aplicarse al momento de determinar el pago que debe hacer el cliente, en donde se adjuntan las penalizaciones por diversos factores, si es que la hubiere, y en otras bonificaciones diversas, pero no existe la apertura necesaria por parte de la EERSSA, para que el cliente verifique (como es su derecho), si es que este pliego tarifario se esta cumpliendo en la realidad, ya que seria de utilidad, proporcionar toda la información posible en cuanto a lo que tiene que ver con facturación de tal manera que el usuario de este servicio pueda determinar sus condiciones de ineficiencia y darle la solución debida.
- En cuanto al consumo de energía activa se mantiene estable en todos los meses a excepción de los meses de mayor producción (DIC, MAYO), pero en cuanto a los reactivos en los meses de mayor producción aumenta considerablemente, esto debido a que los motores son los que tienen mayor proporción de consumo energético y aun cuando necesitan también de la energía reactiva para su funcionamiento.

- Los mayores pagos por consumo energético como es de esperarse se encuentran en los meses de mayor producción, pero además estamos viendo que el factor de potencia bajo, es una de las causas para que estos pagos sean considerables con referencia a la producción.
- El indicador de calidad de voltaje se encuentra dentro de parámetros tolerables, pero aun así se encuentran por encima del valor normal, ya que la medición se realizó en el secundario del transformador, pero en los tableros de distribución se encuentra una caída del 3.6 % debido al tramo en las líneas de BT, y esto compensaría este sobrevoltaje en el secundario del transformador por lo que en barras del tablero se encuentra un voltaje de 225 voltios que corresponde a un 2.27 % por encima del valor eficaz que es tolerable para circuito y equipamiento.

3.2.2 EN EL CIRCUITO DE TRANSFORMADOR 125 KVA.

- En la grafica de secuencia temporal de intensidades (fig 3.17) de línea del transformador, podemos ver que a partir de las 8 hasta las 12 AM hay un incremento de demanda y también se ve un lapso de las 12 a 12:30 (almuerzo) y luego la demanda crece nuevamente pero en esta vez es de la misma magnitud que la jornada anterior, las maquinas que están involucradas para que se genere este tipo comportamiento son la CUTTER 2, las inyectoras, la embutidora 2, los fríos, auxiliar de CUTTER2 principalmente, pero debido a que las maquina trabajan de forma normal, la demanda es casi estable en este circuito.
- Podemos darnos cuenta que las horas de la noche a la madrugada solo existe intervalos que tienen forma de picos, cada 45 minutos (aprox.), y esto es debido a que las cámaras de congelación y cuartos fríos son los únicos en trabajar las 24 horas todos los días ya que el mecanismo automático ON/OFF es aquel que acciona y desconecta los compresores de acuerdo a la temperatura deseada, dándonos este tipo de comportamiento en la grafica.
- En cuanto a las fases no se encuentran equilibradas, pues existe un fase sobrecargada en las horas de la madrugada y noche, pero se equilibran en las horas de trabajo.

- Como es obvio el voltaje decrece (fig 3.18) al aumentar la carga de la instalación y es por eso que se ve un descenso en la grafica en especial en las horas de la mañana (8 – 12 AM).
- También se ve claramente que el transformador de 125 KVA (fig 3.19 – 3.20) se encuentra normalmente a un promedio diario de (\pm) 12.00 % de su potencia nominal aunque en las horas de la mañana se encuentra al 30% se puede decir que este se encuentra en estado de “sub-cargado”.
- Los valores de las potencias se mantienen estables en todas las fases, aunque es variable en el tiempo por irregularidades de consumo.
- En la grafica de energía acumulada (fig 3.21 y 3.22) se puede ver que al final del día se ha consumido alrededor de 250 Kwh, esto se da normalmente de Lunes a Viernes, así mismo en la grafica de registro temporal en intervalos de 10 minutos se puede visualizar que las horas de mayor demanda son entre las 10 AM y 1 PM.
- Hemos corroborado con los datos del analizador de redes TOPAS 1000 (fig 3.23) que el factor de potencia se encuentra entre el 0.71 promedio y esta por debajo del parámetro permitido de calidad que es de 0.92, teniendo que pagar penalización por el mismo, esto ocurre ya que los motores, transformadores y equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético, necesario para su funcionamiento, teniendo que pagar una penalización por el mismo.
- Los valores de frecuencia se mantienen en valores recomendables de calidad y casi estables en el tiempo (fig. 3.24)
- El nivel de voltaje se encuentra dentro de parámetros tolerables de calidad, aunque se encuentra por encima de lo normalizado.
- El nivel de distorsión por armónicas esta dentro de los parámetros de calidad pero aun así genera diversos tipos de perdidas de energía, en la vida útil del equipo e instalación, el armónico mas preponderante es del orden 5to ya que estos lo provocan la conmutación que generan los motores.
- Los consumos máximos de energía activa se encuentran estables en todos los meses. A excepción de la demanda de energía reactiva en los meses de Mayo a Junio y Diciembre a Enero, que es donde mayor

producción existe debido a la temporada de festejos y aquí los motores en la planta trabajan más horas al día.

- En la grafica de secuencia temporal del efecto flicker (fig 3.29), observamos un promedio diario de 0.51, pero vemos que en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 1.1.

3.2.3 EN LA PLANTA INAPESA EN GENERAL.

- En la grafica de pagos por INAPESA (fig. 3.33) se puede ver que los meses de Diciembre, marzo y mayo son aquellos en donde mayor pagos por consumo energético se han efectuado y esto tiene correspondencia ya que estos son los meses de mayor producción como se puede ver en la grafica de producción mensual de producto terminado en la fig 3.34.
- En la grafica de índices de consumo (fig. 3.35) vemos que el costo por tonelada de producto, se gasta 60 dólares por consumo energético, varía de acuerdo a los meses del año.
- Hemos percatado la ausencia de un sistema de aterramiento en toda la instalación eléctrica de la planta.
- Con los resultados de la facturación se puede decir que: Las CUTTER 1 y 2 y el horno ahumador son los mayores consumidores de energía eléctrica y los meses de mayor consumo son los meses de festejos (Mayo-Diciembre), por lo tanto en estos meses se paga los valores mas altos por consumo de energía.
- Se midió los niveles de luminosidad en la planta con un Luxómetro digital y el promedio de esta, se encuentra dentro de valores recomendados internacionalmente en la zonas del: Almacén, Cuarto de despacho, Empaque al vacío, Ventas, Cocina, Zona de precocido, Zona de maquinas, Corredor, Sala de desposte, Bodega, Baños, Vestidor de hombres, Vestidor de mujeres, Oficina, Laboratorio, *a excepción de:* la Cámara congelación de producto terminado, Zona de harina, Cámara de congelación, Área de carne, en los que podemos observar un nivel de luminosidad relativamente bajo (anexo 10).

3.4 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

Luego de haber hecho el análisis respectivo, se propone la compensación de potencia reactiva mediante el método de compensación individual en cada transformador en baja tensión instalando bancos de condensadores automáticos.

3.4.1 Corrección del factor de potencia para transformador 100 KVA

Se subirá el factor potencia a 1

Promediando los resultados de las tablas del anexo xx tenemos:

$$S_{100} = 48.66 \text{ kVA}$$

$$P_{100} = 37.56 \text{ kW}$$

$$Q_{\max 100} = 90,40 \text{ kVAr}$$

$$Q_{\text{efi}100} = 28,68 \text{ kVAr}$$

$$Q_{\min 100} = 20.15 \text{ kVAr}$$

$$\text{Cos } \varphi_{100(i)} = 0,78$$

$$\text{Cos } \varphi_{100(f)} = 1$$

Haciendo alusión a la figura 1.5 y aplicando las formulas (1.10) tenemos :

$$\text{Cos } \varphi = \frac{P}{S}$$

Por lo tanto:

$$\text{Cos } \varphi_{100(i)} = \frac{P_{100}}{S_{100}} \quad \text{y} \quad \text{Cos } \varphi_{100(f)} = \frac{P_{100}}{S_2} \quad \text{por que la potencia activa no varia.}$$

Despejando tenemos:

$$P_{100} = \text{Cos } \varphi_{100(i)} \cdot S_{100} = \text{Cos } \varphi_{100(f)} \cdot S_2$$

Entonces:

$$\frac{S_{100}}{S_2} = \frac{\text{Cos } \varphi_{100(f)}}{\text{Cos } \varphi_{100(i)}}$$

$$S_2 = \frac{S_{100} \text{ Cos } \varphi_{100(i)}}{\text{Cos } \varphi_{100(f)}} \quad (3.3)$$

$$S_2 = \frac{48.66 (0.78)}{1} = 37.95 \text{ KVA}$$

Ahora:

$$S_2 = \sqrt{P_{100}^2 + Q_{100(f)}^2}$$

$$Q_{100(f)} = \sqrt{S_2^2 + P_{100}^2}$$

$$Q_2 = \sqrt{(37.95)^2 - (37.56)^2} = 5.42 \text{ kVAr}$$

por lo tanto:

Para reactivos promedios máximos:

$$Q_{\text{cap_max}} = Q_{\text{max}100} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_max}} = 90.40 - 5.42$$

$$Q_{\text{cap_max}} = \mathbf{84.98 \text{ ckVAr.}}$$

Para reactivos promedios eficaces:

$$Q_{\text{cap_efi}} = Q_{\text{efi}100} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_efi}} = 28.68 - 5.42$$

$$Q_{\text{cap_efi}} = \mathbf{23.26 \text{ ckVAr.}}$$

Para reactivos promedios mínimos:

$$Q_{\text{cap_min}} = Q_{\text{min}100} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_min}} = 20.15 - 5.42$$

$$Q_{\text{cap_min}} = \mathbf{14.73 \text{ ckVAr.}}$$

Vamos a determinarle un factor de utilización a cada uno para acercarnos a la realidad. Sea:

$$\mathbf{FU_{\text{max}}=0.7}$$

$$\mathbf{FU_{\text{efi}} =0.9}$$

$$\mathbf{FU_{\text{min}}=0.7}$$

Promediando las tres condiciones.

$$Q_{c1} = 1/3[Q_{\text{cap_max}}(FU_{\text{max}}) + Q_{\text{cap_efi}}(FU_{\text{efi}}) + Q_{\text{cap_min}}(FU_{\text{min}})]$$

$$Q_{c1} = \mathbf{1/3[84.98(0.7) + 23.26(0.7) + 14.73(0.7)]}$$

Entonces:

$$Q_{c1} = \mathbf{30.24 \text{ ckVAr}}$$

Comprobación:

Por medio del programa de cálculo Ecovar de la Schneider Electric se corroboro los cálculos obtenidos. Es claro que difiere un muy poco, pero es debido a que nosotros hemos tomado en cuenta las condiciones máximas, normales y mínimas.

1. DETERMINAR LA POTENCIA DE LA BATERÍA PARTIENDO DE DATOS ELECTRICOS DE LA INSTALACIÓN

Rellene los datos solicitados, pulsando cada vez sobre la tecla ENTER. Escriba sobre el cajón del valor escogido

Potencia activa media de la instalación	(P)	38 kW
Coseno inicial antes de la compensación	cos(ϕ_1)	0,780
Tangente antes de la compensación	tg(ϕ_1)	0,002
Cos PHI deseado después de la compensación	cos(ϕ_2)	1,000
Tangente PHI deseado después de la compensación	tg(ϕ_2)	0,000

Calculo de la potencia de la batería

$Q_c = P(tg\phi_1 - tg\phi_2) = 30,4 \text{ kvar}$

2. Seleccionar la compensación : fija o automática Ayuda Pantalla anterior Anular

Fig. 3.36 Programa de calculo Ecovar de la Schneider.

Según la recomendación de la Schneider es conveniente utilizar un tipo de compensación automática ya que el rango de potencia reactiva es considerable y es necesario sub-dividirlo en etapas para diversas circunstancias de compensación de la instalación.

3.4.2 Corrección del factor de potencia para transformador 125 KVA.

Promediando los resultados de las tablas del anexo xx tenemos:

$$\begin{aligned}
 S_{125} &= 15.01 \text{ kVA} \\
 P_{125} &= 10.22 \text{ kW} \\
 Q_{\max 125} &= 42,01 \text{ kVAr} \\
 Q_{\text{efi} 125} &= 9,85 \text{ kVAr} \\
 Q_{\min 125} &= 5,98 \text{ kVAr} \\
 \text{Cos } \phi_{125(i)} &= 0,71 \\
 \text{Cos } \phi_{125(f)} &= 1
 \end{aligned}$$

Haciendo alusión a la figura 1.5 y aplicando las formulas (1.10) tenemos :

$$\text{Cos } \phi = \frac{P}{S}$$

Por lo tanto:

$$\text{Cos } \phi_{125(i)} = \frac{P_{125}}{S_{125}} \text{ y } \text{Cos } \phi_{125(f)} = \frac{P_{125}}{S_2} \text{ por que la potencia activa no varia.}$$

Despejando tenemos:

$$P_{100} = \text{Cos } \phi_{125(i)} \cdot S_{125} = \text{Cos } \phi_{125(f)} \cdot S_2$$

Entonces:

$$\frac{S_{125}}{S_2} = \frac{\text{Cos } \phi_{125(f)}}{\text{Cos } \phi_{125(i)}}$$

$$S_2 = \frac{S_{125} \cos \varphi_{125(i)}}{\cos \varphi_{125(f)}}$$

$$S_2 = \frac{15.01(0.71)}{1} = 10.75 \text{ KVA}$$

Ahora:

$$S_2 = \sqrt{P_{125}^2 + Q_{125(f)}^2} \text{ (del INTEM 1.10.2.3)}$$

$$Q_{100(f)} = \sqrt{S_2^2 + P_{125}^2}$$

$$Q_2 = \sqrt{(10.65)^2 - (10.22)^2} = 9.12 \text{ kVAr}$$

por lo tanto:

Para reactivos promedios máximos:

$$Q_{\text{cap_max}} = Q_{\text{max}125} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_max}} = 42.01 - 9.12$$

$$Q_{\text{cap_max}} = \mathbf{32.84 \text{ ckVAr.}}$$

Para reactivos promedios eficaces:

$$Q_{\text{cap_efi}} = Q_{\text{efi}125} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_efi}} = 9.85 - 9.12$$

$$Q_{\text{cap_efi}} = \mathbf{0.73 \text{ ckVAr.}}$$

Para reactivos promedios mínimos:

$$Q_{\text{cap_min}} = Q_{\text{min}125} - Q_2$$

$$Q_{\text{cap_min}} = 5.98 - 9.12$$

$$Q_{\text{cap_min}} = \mathbf{3.14 \text{ LkVAr.}}$$

Vamos a determinarle un factor de utilización a cada uno para acercarnos a la realidad. Sea:

$$\mathbf{FU_{\text{max}}=0.7}$$

$$\mathbf{FU_{\text{efi}}=0.9}$$

$$\mathbf{FU_{\text{min}}=0.7}$$

Promediando las tres condiciones.

$$Q_{c1} = 1/3[Q_{\text{cap_max}}(FU_{\text{max}}) + Q_{\text{cap_efi}}(FU_{\text{efi}}) + Q_{\text{cap_min}}(FU_{\text{min}})]$$

$$Q_{c2} = \mathbf{1/3[32.84(0.7)+0.73(0.9)+3.14(0.7)]}$$

Entonces:

$$Q_{c1} = 8.61 \text{ ckVAr}$$

Comprobación:

Por medio del programa de cálculo Ecovar de la Schneider se corroboró los cálculos obtenidos. Es claro que difiere un muy poco, pero es debido a que nosotros hemos tomado en cuenta las condiciones máximas, normales y mínimas.

1. DETERMINAR LA POTENCIA DE LA BATERÍA PARTIENDO DE DATOS ELECTRICOS DE LA INSTALACIÓN

Rellene los datos solicitados, pulsando cada vez sobre la tecla ENTER. Escriba sobre el cajón del valor escogido

Potencia activa media de la instalación (P) kW

Coseno inicial antes de la compensación $\cos(\varphi_1)$

Tangente antes de la compensación $\text{tg}(\varphi_1)$

Cos PHI deseado después de la compensación $\cos(\varphi_2)$

Tangente PHI deseado después de la compensación $\text{tg}(\varphi_2)$

Calculo de la potencia de la batería

$Q_c = P(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2) =$ kvar

2. Seleccionar la compensación : fija o automática Ayuda Pantalla anterior Anular

Fig. 3.37 Programa de calculo Ecovar de la Schneider.

Según la recomendación de la Schneider en este caso no es conveniente utilizar un tipo de compensación automática más bien fija ya que el rango de potencia reactiva es pequeño y “no” es necesario sub-dividirlo en etapas.

3.4.3 CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR DE 100 KVA.

Con los resultados obtenidos de los cálculos, la batería correspondiente para el transformador de 100 KVA es la batería mini M/2x5+10/B6 de 24 kVAr y cuyas características principales son las siguientes:

<p>Datos técnicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Condensadores trifásicos, tipo N3 ó N6 de bajas pérdidas (<0.5 W/KVar) con fusible interno • Regulador de Energía Reactiva NOKIAN B6 con indicador digital de $\cos \varphi$. • Contactores especialmente diseñados para condensadores • Envoltente consistente en una caja metálica con una sola puerta, superpuesta a los condensadores • Protección individual de escalón mediante fusibles tipo NH protegido • Grado de protección IP 20 • Pintura Gris RAL 7032 • Normas IEC 831. Certificados CE, ISO 9001 <p>Opciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interruptores magneto-térmicos en vez de fusibles • Selector Manual-O-Automático • Señalización luminosa de escalón conectado en panel 	
--	---

Fig. 3.38 Batería tipo "MINI"

El Rango de Potencia es de 10 a 65 kVAr. El precio de la batería automática, incluido costos de instalación es de 3200 USD.

3.4.4 CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR DE 125 KVA.

Para el circuito del transformador banco capacitor necesario es el 10 kVAr de la Schneider será fijo y su *precio incluido la instalación es de 1100 USD.*



condensador Varplus M1, estándar 400 V / 230 V / 440 V

- condensadores enchufables entre sí.
- potencias máximas de ensamblaje entre varios Varplus M1:
 - 60 kVAr (400 V - 440 V),
 - 30 kVAr (230 V).
- protección con membrana de sobrepresión y fusible interno.
- frecuencia: 50 Hz.
- grado de protección: IP00 sin cubrebornes / IP41 con cubrebornes.

Fig. 3.39 Batería Fija

3.5 PLAN DE MEDIDAS.

3.5.1 Para el circuito en el Transformador de 100 KVA.

El transformador de 100 KVA esta trabajando al promedio al día de (\pm) 48.66 % de su potencia nominal; se recomienda aliviar la carga en este transformador ya que en horas de la mañana (8 – 12 AM) se encuentra sobrecargado en un 7% por encima de su P_n , claro que esta dentro de valores tolerables de funcionamiento, pero para aumentar su vida útil se deberá replantear la cargas de tal manera que el otro transformador que es de mayor potencia, colabore con el suministro de energía para algunas cargas de este.

3.5.2 Para el circuito en el Transformador 125 KVA.

Este transformador se encuentra cargado a un promedio diario de (\pm) 12.00 % de su potencia nominal, aunque en las horas de la mañana se encuentra al 30% se puede decir que este se encuentra en estado de “sub-cargado”, se recomienda replantear las cargas de tal forma que trabaje en valores nominales ya que existen pérdidas en vacío que de ser considerables aumentaría el costo de producción de la planta.

3.5.3 En la planta INAPESA en general.

- Instalar las baterías y banco de condensadores automático necesarios para evitar el pago por bajo factor de potencia y además aumentará la eficiencia en los circuitos eléctricos de los dos transformadores.
- Replantear las cargas del circuito de la planta, debido a que un transformador (100 KVA) se encuentra sobrecargado en algunas horas de la mañana, y el otro se encuentra sub-cargado casi en la mayoría del tiempo y aun más cuando es de mayor potencia.
- Valorar económicamente la posibilidad de cambiar los motores de mayor potencia y mayor vida útil por motores de alta eficiencia (MAF), que a la larga serán de provecho para el desarrollo de la fábrica ya que estos consumirán menor energía a largo plazo.
- Instalar un sistema de aterramiento en toda la instalación eléctrica de la planta para protección del equipo y la instalación de la planta.
- No exponer la parte superior de los cuartos fríos y cámaras de congelación a los rayos solares, ya que esto provoca que los compresores trabajen más de lo normal para sacar el calor del interior de estos provocado por los rayos que en si causan sobre consumos energéticos.
- Pedir a la EERSSA, (como es derecho del cliente), la información detallada del proceso de facturación de acuerdo al pliego tarifario vigente a nivel nacional, de tal manera que se puedan identificar numéricamente las penalizaciones por las que esta atravesando INAPESA por diversos factores, con el fin de dar la solución acertada.
- Cada media hora (aprox.), en las cámaras de congelación y cuartos fríos el mecanismo automático ON/OFF acciona y desconecta los compresores necesarios para mantener la temperatura adecuada del producto en su interior, esto se ve reflejado en un consumo continuo y frecuente de energía eléctrica debido a que los “aislamientos” en algunos casos se encuentran deteriorados y esto genera fugas de calor del exterior al interior, para lo cual es imperante la sustitución de estos aislamientos ya que se ahorrará notablemente energía de consumo en

estos equipos, también se recomienda hacer un análisis termo-energético en los mismos con el fin de que consuman menos energía para mantener a una temperatura adecuada por mas tiempo.

- Reemplazar las lámparas fluorescentes convencionales de 40 W por fluorescentes delgadas T-8 de 36 W o 32 W. Actualmente casi toda la planta tiene fluorescentes convencionales de 40 watt.
- Limpiar periódicamente las luminarias, porque la suciedad disminuye el nivel de iluminación de las lámparas hasta en un 20 %.
- Hacer una revisión periódica de todos los tableros eléctricos, malas conexiones y suciedad en las instalaciones son causantes de mayores consumos al aumentar las pérdidas.
- Verificar el buen funcionamiento de los sistemas de aire comprimido, las fugas de aire son causantes de mayor consumo del o los compresores.
- Llevar un plan de mantenimiento preventivo y/o predictivo que permita tener los motores y demás equipos de la planta en buen estado de funcionamiento, la principal consecuencia de equipos que no tienen un buen mantenimiento es un mayor consumo y mayores picos de arranque.
- Sustituir los arrancadores de estrella-triángulo con contactores; por arrancadores electrónicos en motores de mayor potencia (CUTTER'S), con el fin de ahorrar energía en el arranque de las maquinas accionadas por estos.
- El tema de ahorro de energía no es algo inmediato y automático, se requiere un trabajo planificado que se mantenga continuo en el tiempo, planteándose fines específicos de ahorro y haciendo las evaluaciones pertinentes en las diferentes épocas del año siguiendo las pautas recomendadas en el presente informe.
- Evitar el consumo energético en lo posible en las horas pico de la EERSSA, (18 a 22 horas), ya que estos tienen un costo mas elevado que las otras horas del día.
- Aunque el sistema de vapor no consume energía eléctrica, se recomienda hacer un análisis de eficiencia termo-energética con el fin de determinar las condiciones de aislamiento del sistema, esto desde el

caldero hasta la utilización del vapor en si, así mismo se recomienda hacer un análisis de combustión en el quemador de el(los) caldero(s), para verificar que porcentaje de combustible es aprovechado realmente.

- Para lograr mayores ahorros se necesita realizar inversiones de tecnología de monitoreo, automatización del proceso y en esfuerzo en horas hombre y capacitación.
- Involucrar a todo el personal en el tema de ahorro energético, por esto se recomienda seminarios de capacitación para el personal en temas de eficiencia energética. Al mismo tiempo, formar un comité de energía que sea el responsable de planificar las acciones de ahorro energético, para todo esto se puede tener la ayuda de un consultor privado.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS ECONÓMICO, SOCIOECONÓMICO E IMPACTO AMBIENTAL.

4.1 ANALISIS ECONÓMICO.

El pago adicional por bajo factor de potencia según las disposición en el pliego tarifario que rige a nivel nacional, se ve reflejado por la relación que existe entre el factor de potencia normalizado y el existente, ósea:

Incremento de pago = $F_{pen} = F_{Pnorm} / F_{Pex}$ (de 2.2)

$F_{Pnorm} = 0.92$

F_{Pex} = existente real en la instalación

- Entonces para el medidor en el transformador de 100 KVA se deberá pagar:

$F_{Pnorm} = 0.92$

$F_{Pex} = 0.78$

$\Delta P = 0.92 / 0.78 = 1.18$ por consumo de reactivos en el transformador de 100 KVA un 18% adicional por bajo factor de potencia penalización.

El promedio mensual de pagos por factura en el primero circuito (100 KVA) es de aproximadamente 2900 USD. Entonces tenemos mensualmente se paga:

$Penaliz = 2900 \times 0.18 = 522$ USD por concepto de esta penalización.

- Y para el medidor en el transformador de 125 KVA se deberá pagar:

$F_{Pnorm} = 0.92$

$\Delta P_{ex} = 0.71$

$\Delta P = 0.92 / 0.71 = 1.29$, un 29% adicional por esta penalización.

El promedio mensual de pagos en el primero circuito (125 KVA) es de aproximadamente 880 USD. Entonces tenemos que el pago por penalización es:

Penaliz = 880 x 0.29 = 255 USD mensuales.

Entonces :

Pagos totales por penalización mensual = 522 + 255 = 777 USD.

Pagos totales por penalización anual = 777 x 12 meses = 9324 USD/año.

El costo de los dos bancos de compensación son = 3200 + 1100 = 4300 USD

El tiempo de recuperación de la inversión por ahorro del pago de penalización entonces será:

$$T = \frac{4300USD}{9324USD / año} = 0.46 \text{ años (seis meses) (de 1.2)}$$

O sea nos ahorramos el pago por penalización corrigiendo el factor de potencia, y en cuestión de medio año se recuperará la inversión de equipos e instalación de los mismos. Esto sin contar con el ahorro que se puede lograr al evitar el pago por exceso de demanda y por pérdidas técnicas (I^2R) en la instalación de la planta al disminuir la intensidad de carga.

4.2 ANALISIS SOCIO-ECONÓMICO.

Este proyecto ayuda grandemente a incrementar los ingresos económicos de la planta, por conceptos de eficiencia energética, a la vez que mejora la cultura tecnológica que fomenta una mejor preparación al personal de operación, esto de forma que labore de una forma más eficiente al ejecutar labores que fomenten la eficiencia del proceso.

4.3 ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL.

Este proyecto no producirá ningún impacto negativo al medio ambiente por la razón de que en ningún momento se realiza operaciones que incidan considerablemente sobre este.

5. CONCLUSIONES:

- Con las mediciones realizadas, se concluye que el transformador de **100 KVA** esta trabajando al promedio al día de (\pm) 48.66 % de su potencia aparente nominal, pero en determinadas horas (8 - 12 AM) supera su potencia nominal (sobrecargado) en un 7% , pero este rango se encuentra dentro su factor de servicio.
- Hemos corroborado con los datos del analizador de redes TOPAS 1000 que el factor de potencia en el circuito del T-100KVA se encuentra entre el 0.78 promedio y esta por debajo del parámetro permitido de calidad que es de 0.92, teniendo que pagar penalización por el mismo, esto ocurre ya que los motores, transformadores y equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva 30 KVAr para generar el campo magnético, necesario para su funcionamiento.
- Los valores de frecuencia en el circuito del T-100KVA se mantienen en valores recomendables de calidad y son casi estables en el tiempo.
- El efecto flicker en el circuito del T-100KVA, observamos un promedio diario de 0.69, pero vemos que en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 2.2.
- El nivel de voltaje en el circuito del T-100KVA se encuentra dentro de parámetros tolerables de calidad.
- El nivel de distorsión por armónicas en el circuito del T-100KVA esta dentro de los parámetros de calidad pero aun así genera diversos tipos de perdidas de energía, en la vida útil del equipo e instalación, el armónico mas preponderante es del orden 5to ya que estos lo provocan la conmutación que generan los motores.

- Los consumos máximos de energía activa en el circuito del T-100KVA se encuentran estables en todos los meses. A excepción de la demanda de energía reactiva en los meses de Mayo a Junio y Diciembre a Enero, que es donde mayor producción existe debido a la temporada de festejos y aquí los motores en la planta trabajan más horas al día.
- En cuanto al consumo de energía activa en el circuito del T-100KVA se mantiene estable en todos los meses a excepción de los meses de mayor producción (DIC, MAYO), pero en cuanto a los reactivos en los meses de mayor producción aumenta considerablemente, esto debido a que los motores son los que tienen mayor proporción de consumo energético y aun cuando necesitan también de la energía reactiva para su funcionamiento.
- Los mayores pagos por consumo energético en el circuito del T-100KVA se encuentran en los meses de mayor producción.
- Que el transformador de 125 KVA se encuentra normalmente a un promedio diario de (\pm) 12.00 % de su potencia aparente nominal aunque en las horas de la mañana se encuentra al 30% se encuentra en estado de “sub-cargado”.
- Que al final del día se ha consumido en el circuito del transformador de **125 KVA** alrededor de 250 Kw-h, esto normalmente de Lunes a Viernes, y las horas de mayor demanda son entre las 10 AM y 1 PM.
- Hemos corroborado con los datos del analizador de redes TOPAS 1000 que el factor de potencia en el circuito del T-125KVA se encuentra entre el 0.71 promedio y esta por debajo del parámetro permitido de calidad que es de 0.92, teniendo que pagar penalización por el mismo, esto ocurre ya que los motores, transformadores y equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva de 10 KVAR para generar el campo magnético, necesario para su funcionamiento.

- Los valores de frecuencia en el circuito del T-125 KVA se mantienen en valores recomendables de calidad y son casi estables en el tiempo.
- El nivel de voltaje en el circuito del T-125KVA se encuentra dentro de parámetros tolerables de calidad.
- El nivel de distorsión por armónicas en el circuito del T-125 KVA, esta dentro de los parámetros de calidad pero aun así genera diversos tipos de perdidas de energía, en la vida útil del equipo e instalación, el armónico mas preponderante es del orden 5to ya que estos lo provocan la conmutación que generan los motores.
- Los consumos máximos de energía activa en el circuito del T-125KVA se encuentran meses de Mayo a Junio y Diciembre a Enero, que es donde mayor producción existe debido a la temporada de festejos y aquí los motores en la planta trabajan más horas al día.
- En la grafica de secuencia temporal del efecto flicker en el circuito del T-125KVA, observamos un promedio diario de 0.51, pero vemos que en las horas de jornada de trabajo supera el valor permitido de calidad de 1 llegando hasta valores de 1.1.
- El costo de energía eléctrica promedio total por tonelada de producto en **INAPESA**, es de 60 dólares.
- No existe un sistema de aterramiento en toda la instalación eléctrica de la planta.
- Las CUTTER 1 y 2, el horno ahumador, TUMBLER y en embutidoras son los mayores consumidores de energía eléctrica y los meses de mayor consumo son los meses de festejos (Mayo-Diciembre), por lo tanto en estos meses se paga los valores mas altos por consumo de energía.

- En cuanto a la facturación realizada por la EERSSA, se ha constatado que no existe la información necesaria para que el cliente verifique, si es que este pliego tarifario se esta cumpliendo en la realidad, ya que seria de utilidad proporcionar toda la información posible en cuanto a lo que tiene que ver con facturación de tal manera que el usuario de este servicio pueda determinar sus condiciones de ineficiencia y darle la solución debida.

- Existe deficiencias en los aislamientos de los cuartos fríos y cámaras de congelación, ya que el tiempo y las condiciones han llevado a que cumplan su vida útil y de funcionamiento y esto provoca mayor consumo energético, ya que existen perdidas por los aislamientos antes mencionados considerables.

- Los niveles de luminosidad en la planta, se encuentran dentro de valores recomendados internacionalmente en la zonas del: Almacén, Cuarto de despacho, Empaque al vacío, Ventas, Cocina, Zona de precocido, Zona de maquinas, Corredor, Sala de desposte, Bodega, Baños, Vestidor de hombres, Vestidor de mujeres, Oficina, Laboratorio, a excepción de: la Cámara congelación de producto terminado, Zona de harina, Cámara de congelación, Área de carne, en los que podemos tenemos un nivel de luminosidad relativamente bajo.

6. RECOMENDACIONES:

- Aliviar la carga del transformador de 100 KVA ya que en horas de la mañana (8 – 12 AM) se encuentra sobrecargado en un 7% por encima de su P_n , claro que esta dentro de valores tolerables de funcionamiento, pero para aumentar su vida útil se deberá replantear la cargas de tal manera que el otro transformador que es de mayor potencia, colabore con el suministro de energía con algunas cargas.
- Instalar las batería fija y banco de condensadores automático necesarios para evitar el pago por bajo factor de potencia y que además aumentará la eficiencia en los circuitos eléctricos de los dos transformadores.
- Replantear las cargas del circuito de la planta, debido a que un transformador (100 KVA) se encuentra sobrecargado en algunas horas de la mañana, y el otro se encuentra sub-cargado casi en la mayoría del tiempo y aun más cuando es de mayor potencia.
- Valorar económicamente la posibilidad de cambiar los motores de mayor potencia y de mayor vida útil por motores de alta eficiencia (MAF), que a la larga serán de provecho para el desarrollo de la fábrica ya que estos consumirán menor energía a largo plazo.
- Instalar un sistema de aterramiento en toda la instalación eléctrica de la planta para protección del equipo y la instalación eléctrica de la planta INAPESA.
- No exponer la parte superior de los cuartos fríos y cámaras de congelación a los rayos solares, ya que esto provoca que los compresores trabajen más de lo normal para sacar el calor del interior de estos proporcionado por los rayos que en si causan sobre consumos energéticos.

- Pedir a la EERSSA la información detallada del proceso de facturación de acuerdo al pliego tarifario vigente a nivel nacional, de tal manera que se puedan identificar numéricamente las penalizaciones por las que esta atravesando INAPESA por diversos factores, con el fin de dar la solución acertada en el parámetro adecuado.
- Cada media hora (aprox.), en las cámaras de congelación y cuartos fríos el mecanismo automático ON/OFF acciona y desconecta los compresores necesarios para mantener la temperatura adecuada del producto en su interior, esto se ve reflejado en un consumo continuo y frecuente de energía eléctrica debido a que los “aislamientos” en algunos casos se encuentran deteriorados y esto genera fugas de calor del exterior al interior, para lo cual es imperante la sustitución de estos aislamientos ya que se ahorrará notablemente energía de consumo en estos equipos, también se recomienda hacer un análisis termoenergético en los mismos con el fin de que consuman menos energía para mantener una temperatura dada por mas tiempo.
- Reemplazar las lámparas fluorescentes convencionales de 40 W por fluorescentes delgadas T-8 de 36 W o 32 W. Actualmente casi toda la planta tiene fluorescentes convencionales de 40 watt.
- Limpiar periódicamente las luminarias, porque la suciedad disminuye el nivel de iluminación de las lámparas hasta en un 20 %.
- Hacer una revisión periódica de todos los tableros eléctricos, malas conexiones y suciedad en las instalaciones son causantes de mayores consumos al aumentar las pérdidas.
- Verificar el buen funcionamiento de los sistemas de aire comprimido, las fugas de aire son causantes de mayor consumo del o los compresores.
- Llevar un plan de mantenimiento preventivo y/o predictivo que permita tener los motores y demás equipos de la planta en buen estado de

funcionamiento, la principal consecuencia de equipos que no tienen un buen mantenimiento es un mayor consumo y mayores picos de arranque.

- Sustituir los arrancadores de estrella-triángulo con contactores; por arrancadores electrónicos en motores de mayor potencia (CUTTER'S), con el fin de ahorrar energía en el arranque de las máquinas accionadas por estos.
- Realizar evaluaciones continuas en las diferentes épocas del año siguiendo las pautas recomendadas en el presente informe.
- Evitar el consumo energético en lo posible en las horas pico de la EERSSA, (18 a 22 horas), ya que estos tienen un costo más elevado que las otras horas del día.
- Aunque el sistema de vapor no consume energía eléctrica, se recomienda hacer un análisis de eficiencia termo-energética con el fin de determinar las condiciones de aislamiento del sistema, esto desde el caldero, hasta la utilización del vapor en sí. Así mismo se recomienda hacer un análisis de combustión en el quemador de el(los) caldero(s), para verificar que porcentaje de combustible es aprovechado realmente.
- Para lograr mayores ahorros se necesita realizar inversiones de tecnología de monitoreo, automatización del proceso y en esfuerzo en horas hombre y capacitación.
- Involucrar a todo el personal en el tema de ahorro energético, por esto se recomienda seminarios de capacitación para el personal en temas de eficiencia energética. Al mismo tiempo, formar un comité de energía que sea el responsable de planificar las acciones de ahorro energético, para todo esto se puede tener la ayuda de un consultor privado.
- Incrementar luminarias en: la Cámara congelación de producto terminado, Zona de harina, Cámara de congelación, Área de carne, y en tableros de control de máquinas que es donde se ha medido un nivel de iluminación relativamente bajo, así mismo implementar una mejor iluminación en los tableros de control de las máquinas de mayor complejidad de operación.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Mediciones y Pruebas Eléctricas y Electrónicas. Bolton. Ed. Limusa 1992
- Apuntes del curso de Medidas Eléctricas. Freddy Saravia, Facultad de Ingeniería Mecánica-Universidad Nacional de Ingeniería 1999-II.
- METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE AUDITORIAS ELECTROENERGÉTICAS, Christian Stewart Granda Ortiz, tesis de Ingeniería Electromecánica, UNL, Loja Ecuador, 2003
- Ahorro y conservación de la energía mediante la electrónica.
- Osnovy Automática Energossistem. Principios de Automatización en sistemas de energía. Barzan I.V. Edit, Energo átomo Izdat 1989. Iluminación Industrial. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE – España 1990
- Manual de Auditoría Energética Industrial. Hagler, Bailly & Company, AID USA, 1985
- Energy monitoring & target setting, NIFES, Inglaterra, 1994
- Principios técnicos del uso de la energía. I. Niculescu y G. Piva. CIPPT-OIT, Turín, 1984
- Ahorro de Energía en sistemas eléctricos, Instituto Centroamericano de Investigación y Tecnología Industrial
- Manual de Uso Racional de la Energía en la Industria, Fundación PESENCA, Colombia 1994
- Uso Racional de la Energía en Sistemas Eléctricos, Tesis de Grado, Miguel Zevallos, Perú 1991
- Calidad de la Energía Eléctrica, PROCOBRE, Chile
- Publicaciones del Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE), USA
- Revistas de Eficiencia Energética y Energías Renovables, Proyecto para Ahorro de Energía-Carl Duisberg Gesellschaft, Lima – Perú 1999

8. ANEXOS

ANEXO 1.PROCEDIMIENTO DE FAENAMIENTO EN LA PLANTA “INAPESA”

La producción empieza a las siete y diez de la mañana de Lunes a Viernes. Para comenzar se saca el producto del congelador, luego se pasa a la picadora de ROTOCLEAVER III, luego se pone en tanques una parte del producto picado y luego lo demás se pone en la CUTTER II.

Pasamos a poner entinas por cantidades dependiendo el producto que se vaya a preparar, para luego pasar a la CUTTER I la preparación de la masa que se transforma en masa de embutido, luego va a la embutidora donde se prepara la variedad de embutidos que posee la fábrica tales como: mortadela especial, mortadela corriente, jamones, etc, en la FRANC-MATIC, se prepara todo lo que es vienesa.

Luego cae en unos coches grandes los cuales se los lleva al horno los mismos que después de cocinados se los saca para mojarlos y se los deja mas o menos una hora afuera para luego pasarlos a la cámara de producto terminado para que al día siguiente esté listo para la venta.

Máquinaria	Lun	Mart	Miér	Juev	Vier	Sáb	Dom	Horario	
								Prende	Apaga
Caldero grande 1	x	x	x	x				8 h00	22h00
Caldero pequeño		x	x		x			10h00	22h00
Cutter Alpina 1	x	x	x	x	x			8h00	16h00
Cutter Alpina 2	x	x	x	x	x			8h00	11h00
Frank-Matic	x	x	x	x	x			10h00	15h00
Embutidora	x	x	x	x	x			9h00	16h00
Clipeadora Tipper Tie	x	x	x	x	x			9h00	16h00
Tumbler		x	x	x				15h00	7h00
Picadora de carne	x	x	x	x	x			7:30	10:30
Horno	x	x	x	x	x			11h00	22h00
Compresor de aire rojo	x	x	x	x	x			7:30	16h00
Compresor de aire azul	x	x	x	x	x			7:30	22h00
Frios de producto termina	x	x	x	x	x	x	x	24h00	24h00
Picadora de carne	x	x	x	x	x			7:30	10:30
Horno	x	x	x	x	x			11h00	22h00
Compresor de aire rojo	x	x	x	x	x			7:30	16h00
Compresor de aire azul	x	x	x	x	x			7:30	22h00
Frios de producto termina	x	x	x	x	x	x	x	24h00	24h00
VENTAS									
Codificadora Videojet	x	x	x	x	x	x		7h30	12h00
Empacadora al Vacío Multivac AG5	x	x	x					3h00al día ..	

Multivac AG6	x	x	x						
Cortadora y rebanadora de embutidos	x	x	x	x	x			3h00 diarias	
Cosedora de sacos	x		x					1h00	
Frigorífico	x	x	x	x	x	x	x	24h00 diarias	
Frigorífico congelador	x	x	x	x	x	x	x	24h00 diarias	
Balanza de 500 kilos de plataforma	x	x	x	x	x			7h00 7h00	17h00 12h00
CAMAL									
2 TECLES	x	x	x	x				7H00	14H00
2 SIERRAS Cuando hay cerdos	x	x	x	x				7H00 7h00	14H00 21h00
Sierra de cortar patas			x		x			7h30	8h30
Chaspado de patas	x			x				3h00al día	
Mezcladora Butcher								3h00en un día	
Molino de carne Wetter	x		x		x			7h30	10h30
Embutidora pequeña de pistón		x	x					13h00	16h00
Inyectadora	x		x						2 horas tarde
Molino pequeño	x	x	x	x	x			11hoo	21hoo
Ahumador		x		x					2 horas al día
1 Bomba de agua CENTURY 7hp	x	x	x	x	x			24h al día	
1 Bomba de agua Gouls 1HP	x	x	x	x	x	x	x	24h al día	

ANEXO 2. Transformadores 100 y 125 KVA



ANEXO 3. Cutter.



ANEXO 4. Embutidora.



ANEXO 5. Mezcladora.



ANEXO 6. Auditora laborando.



ANEXO 7. Área faenamiento.



ANEXO 8. Zona de precocido.



ANEXO 9. Cuartos fríos.



**ANEXO 10. NIVELES PROMEDIO DE LUMINOSIDAD EN LAS
INSTALACIONES DE “INAPESA”.**

Almacén :	203.3 lux
Cuarto de despacho:.....	267.5 lux
Empaque al vacío en ventas :	171.2 lux
Empaque al vacío:	224.7 lux
Cámara congelación de producto terminado:	21.4 lux
Cocina:	149.8 lux
Zona de precocido:	283.5 lux
Zona de maquinas:	364.9 lux
Corredor:	181.9 lux
Zona de harina:	10.7 lux
Cámara de congelación:	13.4 lux
Sala de desposte:	797.2 lux
Área de carne:	16.0 lux
Bodega:	267.5 lux
Baños:	246.1 lux
Vestidor de hombres:	160.3 lux
Vestidor de mujeres:	256.8 lux
Oficina:	674.1 lux.
Laboratorio:	738.3 lux.

ANEXO 11. MEDICIONES EN TRANSF DE 100 KVA CON ANAL TOPAS 1000.

Hora	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	P	Q	S	FP
07.04.2004 00:00:00	238,03	237,46	239,53	35,53	52,62	57,59	13755,90	14182,70	20048,20	0,70
07.04.2004 00:10:00	238,22	237,69	239,73	35,24	51,16	56,05	13362,50	14020,30	19610,90	0,69
07.04.2004 00:20:00	238,59	238,07	240,20	35,34	51,19	56,22	13384,30	14103,90	19687,10	0,69
07.04.2004 00:30:00	237,91	237,07	239,30	64,35	85,26	90,56	23295,50	22124,40	33001,30	0,73
07.04.2004 00:40:00	238,62	238,06	240,17	40,06	56,40	61,50	14564,10	15192,40	21785,90	0,69
07.04.2004 00:50:00	237,91	237,32	239,39	35,10	51,02	57,95	13454,10	14177,40	19806,60	0,69
07.04.2004 01:00:00	237,72	237,03	239,17	45,96	61,49	69,84	17740,40	14591,40	24349,70	0,77
07.04.2004 01:10:00	237,67	237,22	239,33	49,15	62,47	63,26	18029,30	13297,80	24030,70	0,80
07.04.2004 01:20:00	237,35	237,21	239,13	34,89	50,60	50,49	12708,60	13516,80	18670,60	0,68
07.04.2004 01:30:00	237,07	236,89	238,72	34,88	51,81	51,85	13001,70	13625,00	18994,00	0,69
07.04.2004 01:40:00	236,55	236,00	238,03	64,06	88,26	88,91	23322,40	22086,80	32975,50	0,73
07.04.2004 01:50:00	237,03	236,76	238,74	43,27	65,00	65,49	15951,10	16361,80	23816,40	0,70
07.04.2004 02:00:00	237,36	237,17	239,09	34,85	52,39	57,62	13602,00	14095,10	19888,30	0,69
07.04.2004 02:10:00	237,60	237,19	239,11	34,99	51,15	61,96	13729,10	14638,90	20340,40	0,68
07.04.2004 02:20:00	237,54	237,24	239,24	34,98	51,04	59,12	13505,30	14294,50	19939,50	0,69
07.04.2004 02:30:00	237,59	237,24	239,23	34,94	52,37	57,67	13623,20	14113,40	19915,70	0,69
07.04.2004 02:40:00	237,32	236,97	238,99	44,57	61,77	65,79	19016,70	13426,20	23622,20	0,82
07.04.2004 02:50:00	237,40	237,03	239,12	46,01	63,26	67,41	19727,80	13564,60	24256,00	0,82
07.04.2004 03:00:00	236,34	235,57	237,89	75,93	98,56	104,19	30272,80	22064,50	38054,80	0,81
07.04.2004 03:10:00	236,88	236,51	238,72	51,82	69,16	71,22	19618,60	17106,80	26332,00	0,75
07.04.2004 03:20:00	236,04	235,70	237,88	52,23	69,78	75,23	19114,00	18746,30	26926,90	0,71
07.04.2004 03:30:00	235,95	235,52	237,68	51,56	70,45	76,57	19154,10	18873,10	27093,00	0,71
07.04.2004 03:40:00	235,77	235,45	237,61	51,21	69,07	70,54	18513,90	18086,70	26021,20	0,72
07.04.2004 03:50:00	235,71	235,48	237,37	51,64	66,58	70,27	18361,40	17739,90	25697,60	0,72
07.04.2004 04:00:00	235,57	235,31	237,29	51,71	65,30	71,52	18423,00	17603,80	25690,00	0,72
07.04.2004 04:10:00	235,46	235,32	237,26	51,08	63,90	69,96	17994,90	17380,10	25196,80	0,72
07.04.2004 04:20:00	234,50	234,12	236,16	78,60	95,39	102,03	27247,40	24593,20	37432,90	0,74
07.04.2004 04:30:00	234,98	234,72	236,83	56,07	70,40	78,65	19676,90	18852,80	27884,00	0,72
07.04.2004 04:40:00	234,82	234,54	236,41	50,65	63,57	75,15	18192,00	17883,80	25720,20	0,71
07.04.2004 04:50:00	234,71	234,53	236,50	50,47	63,43	70,42	17820,60	17305,50	25029,90	0,72
07.04.2004 05:00:00	234,95	235,10	237,07	56,39	63,01	61,25	22334,20	7462,34	24581,40	0,95
07.04.2004 05:10:00	234,69	234,84	236,91	55,80	59,55	56,79	22888,60	4123,59	23400,60	0,98
07.04.2004 05:20:00	234,79	234,69	236,86	23,87	29,19	29,17	7243,52	4303,59	11176,00	0,86
07.04.2004 05:30:00	234,10	233,92	236,05	8,92	17,41	16,56	3914,34	3962,42	5807,09	0,70
07.04.2004 05:40:00	233,79	233,43	235,69	28,15	42,22	45,10	9924,69	9196,91	15614,80	0,73
07.04.2004 05:50:00	233,82	232,71	234,93	64,85	85,89	97,79	24534,20	21893,70	33535,70	0,75
07.04.2004 06:00:00	235,91	234,92	236,93	32,12	48,12	58,60	13154,40	13120,30	18901,30	0,71
07.04.2004 06:10:00	236,29	235,62	237,55	32,04	49,56	57,17	13252,00	13023,50	18937,80	0,71
07.04.2004 06:20:00	236,57	236,05	237,85	31,97	48,36	55,90	12980,70	12915,60	18620,70	0,71
07.04.2004 06:30:00	237,23	237,12	238,70	17,43	28,95	34,28	5797,38	5657,18	11065,90	0,72
07.04.2004 06:40:00	236,68	236,28	238,02	38,24	38,38	43,88	11262,20	7504,88	16488,50	0,83
07.04.2004 06:50:00	235,01	234,79	236,43	73,19	68,92	70,22	20021,50	18200,00	28861,40	0,74
07.04.2004 07:00:00	234,71	234,81	236,12	97,49	94,74	102,47	28842,30	24771,40	40022,90	0,76
07.04.2004 07:10:00	235,03	235,39	236,31	86,02	80,43	93,74	27049,10	21286,20	35392,70	0,79
07.04.2004 07:20:00	234,78	235,28	236,23	83,53	76,64	81,66	23107,70	22206,50	32875,10	0,72
07.04.2004 07:30:00	235,06	235,42	236,62	76,19	69,04	77,72	20959,30	20636,30	30344,50	0,71
07.04.2004 07:40:00	233,20	232,99	234,46	111,46	113,22	124,84	34746,70	31269,20	47130,10	0,74
07.04.2004 07:50:00	231,32	231,31	232,52	174,78	171,88	183,51	53370,90	40950,20	70928,00	0,79
07.04.2004 08:00:00	231,07	231,33	232,46	180,58	175,05	188,10	52565,80	42130,00	72714,00	0,78
07.04.2004 08:10:00	228,76	228,85	230,31	240,02	238,62	256,59	78618,60	51957,30	97342,10	0,83
07.04.2004 08:20:00	228,41	228,46	229,92	244,55	244,42	263,70	77978,20	56882,90	99483,80	0,81
07.04.2004 08:30:00	228,62	228,54	229,92	240,24	239,68	255,20	76958,90	55779,80	97206,10	0,81
07.04.2004 08:40:00	227,68	227,53	228,88	247,49	249,26	265,68	80346,80	55798,80	100376,00	0,82
07.04.2004 08:50:00	226,96	226,75	228,15	266,55	270,00	287,65	85237,00	61634,00	108153,00	0,81
07.04.2004 09:00:00	227,82	227,66	229,00	234,50	235,60	252,85	76075,10	53056,90	95233,00	0,82
07.04.2004 09:10:00	226,71	226,22	227,79	267,77	276,06	287,26	89061,50	58810,20	108873,00	0,83
07.04.2004 09:20:00	227,08	226,89	228,30	250,51	260,32	270,28	81775,50	57568,00	102559,00	0,82
07.04.2004 09:30:00	226,72	226,44	227,98	264,72	273,65	286,02	87626,00	58675,70	108062,00	0,83
07.04.2004 09:40:00	231,11	230,73	232,44	138,29	151,22	166,68	46012,90	35954,90	60946,90	0,79
07.04.2004 09:50:00	230,32	230,00	231,75	164,49	171,99	182,90	51915,10	38972,70	69174,30	0,80
07.04.2004 10:00:00	228,29	227,98	229,50	226,66	226,66	237,76	73472,30	50235,10	91128,80	0,83
07.04.2004 10:10:00	227,70	227,35	228,83	238,90	233,91	246,96	76176,20	53940,50	94734,00	0,82
07.04.2004 10:20:00	227,45	227,41	229,04	239,04	235,06	245,73	74358,90	54084,00	94746,40	0,81
07.04.2004 10:30:00	226,15	225,98	227,62	271,48	274,04	284,45	86116,80	60962,30	108576,00	0,82
07.04.2004 10:40:00	228,28	228,48	229,86	209,55	204,18	216,20	69835,00	41339,90	83244,30	0,86
07.04.2004 10:50:00	228,92	229,24	230,64	180,85	173,64	191,85	58855,40	37287,80	72429,30	0,84
07.04.2004 11:00:00	228,80	229,08	230,50	190,75	184,64	194,52	62410,30	37126,10	75506,60	0,86
07.04.2004 11:10:00	228,19	228,50	230,00	201,29	193,43	206,96	66290,10	40532,70	79519,40	0,85
07.04.2004 11:20:00	228,06	228,42	229,63	198,80	192,21	202,91	63669,10	41103,20	78425,80	0,84
07.04.2004 11:30:00	228,78	228,98	230,13	194,95	188,19	197,41	61363,10	41035,70	76858,20	0,83
07.04.2004 11:40:00	229,19	229,34	230,57	204,98	197,78	207,08	64722,20	43649,90	80879,50	0,83
07.04.2004 11:50:00	229,62	229,85	231,02	206,39	199,56	208,62	65798,50	43490,50	81670,60	0,83

07.04.2004 12:00:00	230,57	230,66	231,95	202,00	193,55	206,47	64637,90	43736,60	80316,80	0,83
07.04.2004 12:10:00	235,38	235,33	236,94	75,54	69,69	79,81	22720,40	19491,80	30652,10	0,76
07.04.2004 12:20:00	235,82	235,80	237,36	74,49	69,10	76,96	23068,80	18432,70	30095,00	0,78
07.04.2004 12:30:00	233,37	233,37	234,93	155,73	143,96	153,35	45424,80	32423,70	61183,90	0,81
07.04.2004 12:40:00	231,35	231,45	233,03	210,35	192,92	202,99	65419,50	43506,70	81190,40	0,83
07.04.2004 12:50:00	231,16	231,16	232,83	212,38	196,32	208,42	65948,70	44866,00	82566,40	0,83
07.04.2004 13:00:00	231,31	231,23	232,70	213,83	198,29	211,87	67109,00	45605,70	83494,80	0,83
07.04.2004 13:10:00	230,92	230,92	232,26	217,00	198,73	216,78	65586,90	44800,60	84496,70	0,83
07.04.2004 13:20:00	232,17	232,44	233,86	168,63	152,14	162,10	48035,40	36406,20	64913,30	0,80
07.04.2004 13:30:00	230,79	230,86	232,49	205,35	189,95	201,29	62682,80	44799,30	79704,20	0,81
07.04.2004 13:40:00	230,75	230,81	232,26	200,15	191,02	202,53	61264,30	45121,20	79279,50	0,81
07.04.2004 13:50:00	230,16	230,33	231,69	204,02	194,89	204,06	62621,30	44892,10	80325,60	0,81
07.04.2004 14:00:00	230,04	230,15	231,66	212,01	200,80	212,10	64458,40	46645,40	83211,10	0,81
07.04.2004 14:10:00	229,73	229,93	231,42	210,45	200,87	212,07	65359,20	45574,60	82915,50	0,82
07.04.2004 14:20:00	228,64	229,17	230,36	194,00	177,97	191,10	55762,80	43748,60	74579,10	0,79
07.04.2004 14:30:00	227,71	228,14	229,34	185,75	170,69	183,76	52886,50	40276,20	71240,90	0,80
07.04.2004 14:40:00	227,52	227,76	229,39	196,36	186,21	201,55	61638,80	40903,30	76974,20	0,83
07.04.2004 14:50:00	229,33	229,48	231,26	161,35	150,32	164,69	47246,30	33288,50	63268,70	0,82
07.04.2004 15:00:00	231,03	231,23	233,06	111,79	104,45	116,33	31844,30	29268,50	44509,30	0,74
07.04.2004 15:10:00	231,47	231,65	233,29	108,53	96,12	104,62	31201,40	26587,90	41454,50	0,76
07.04.2004 15:20:00	231,63	231,75	233,33	100,49	91,96	104,05	29041,90	26493,90	39761,30	0,74
07.04.2004 15:30:00	231,07	231,15	232,73	114,03	106,99	119,73	30334,00	32933,50	45579,10	0,68
07.04.2004 15:40:00	231,79	231,96	233,52	92,42	86,27	96,78	27377,50	24051,80	36969,70	0,75
07.04.2004 15:50:00	232,33	232,50	234,10	84,82	78,69	87,96	26139,90	21019,60	33827,40	0,78
07.04.2004 16:00:00	232,56	232,68	234,45	94,16	87,13	95,37	28706,10	23448,70	37259,30	0,77
07.04.2004 16:10:00	232,92	232,94	234,45	89,27	82,91	92,85	27742,40	22286,00	35722,40	0,78
07.04.2004 16:20:00	232,71	232,89	234,48	90,77	84,40	91,65	27935,40	22366,60	35953,70	0,78
07.04.2004 16:30:00	233,07	233,41	234,86	93,04	84,41	96,46	28637,90	23122,80	36975,20	0,78
07.04.2004 16:40:00	233,45	233,49	235,20	82,16	76,24	89,08	25508,20	21155,80	33445,70	0,77
07.04.2004 16:50:00	233,88	234,01	235,95	66,19	61,69	68,15	20682,00	16542,70	26556,60	0,78
07.04.2004 17:00:00	233,52	233,83	235,98	67,80	63,03	68,10	20869,20	16832,20	26931,40	0,78
07.04.2004 17:10:00	232,32	232,52	234,68	99,11	106,19	115,76	31456,20	24583,90	43223,90	0,79
07.04.2004 17:20:00	231,17	230,82	233,41	128,05	143,38	154,41	44697,10	35093,00	56982,60	0,79
07.04.2004 17:30:00	232,91	232,42	234,78	126,22	142,86	156,16	44331,80	36016,30	57286,80	0,78
07.04.2004 17:40:00	234,01	233,54	235,75	125,62	142,03	153,00	43740,20	36173,40	56925,20	0,77
07.04.2004 17:50:00	232,65	232,06	234,20	125,84	141,50	148,33	43222,10	35236,80	55899,50	0,78
07.04.2004 18:00:00	229,76	229,29	231,80	126,15	140,16	147,82	43091,60	34051,30	55052,10	0,78
07.04.2004 18:10:00	227,24	226,42	229,52	127,94	138,87	146,77	42766,30	33401,20	54368,90	0,79
07.04.2004 18:20:00	228,12	227,28	230,59	127,04	137,65	146,81	42489,10	33659,10	54319,70	0,78
07.04.2004 18:30:00	228,07	226,95	230,42	126,76	136,73	150,07	42478,30	34032,90	54546,60	0,78
07.04.2004 18:40:00	228,77	227,57	231,30	121,76	134,62	145,67	43282,10	30597,10	53192,30	0,82
07.04.2004 18:50:00	228,93	227,81	231,42	119,40	129,55	142,01	42548,00	29200,20	51772,20	0,82
07.04.2004 19:00:00	229,32	228,14	231,78	121,72	130,68	142,13	44028,90	27476,20	52324,20	0,85
07.04.2004 19:10:00	229,48	228,81	232,20	126,99	129,12	137,82	46886,20	22988,30	52349,50	0,90
07.04.2004 19:20:00	230,85	230,58	233,68	105,12	94,80	105,98	36044,80	18248,10	40933,80	0,89
07.04.2004 19:30:00	231,48	231,26	234,24	103,99	91,80	106,42	37343,90	15723,40	40549,70	0,92
07.04.2004 19:40:00	231,38	230,77	234,08	108,56	106,24	119,15	35982,00	25241,00	44750,50	0,82
07.04.2004 19:50:00	231,83	231,34	234,54	96,49	95,57	106,25	31119,10	25134,40	40060,10	0,78
07.04.2004 20:00:00	232,10	231,41	234,56	92,82	94,44	104,50	29946,80	24741,30	39197,80	0,77
07.04.2004 20:10:00	232,04	231,04	234,26	93,20	98,27	107,73	30580,90	25837,10	40150,00	0,76
07.04.2004 20:20:00	232,52	231,38	234,69	92,78	96,33	106,56	30090,30	25835,40	39748,70	0,76
07.04.2004 20:30:00	232,05	230,76	234,15	93,60	97,22	112,39	30742,60	26418,50	40668,00	0,76
07.04.2004 20:40:00	230,60	229,34	232,99	92,60	96,03	111,43	30371,30	25851,80	40012,30	0,76
07.04.2004 20:50:00	230,45	229,39	232,80	92,10	95,04	105,83	29771,50	25127,10	39052,50	0,76
07.04.2004 21:00:00	231,33	230,20	233,63	94,53	100,14	109,42	30790,60	26135,50	40679,50	0,76
07.04.2004 21:10:00	231,14	229,78	233,31	126,74	138,98	146,42	42340,80	34980,20	55053,20	0,77
07.04.2004 21:20:00	232,09	230,94	234,34	125,46	136,77	145,09	41644,40	35223,40	54658,20	0,76
07.04.2004 21:30:00	233,82	232,97	236,09	101,27	112,21	120,55	33378,30	29457,80	45177,30	0,75
07.04.2004 21:40:00	235,25	234,28	237,45	72,21	86,68	97,52	25299,90	23592,70	34876,70	0,73
07.04.2004 21:50:00	235,48	234,58	237,58	92,05	104,56	111,40	30963,20	28062,30	41938,90	0,74
07.04.2004 22:00:00	236,25	235,65	238,47	91,79	101,30	106,89	30092,40	27718,00	41004,40	0,74
07.04.2004 22:10:00	236,90	236,49	239,17	91,07	97,29	105,54	29465,90	27333,60	40301,00	0,73
07.04.2004 22:20:00	237,52	237,05	239,73	90,34	96,85	104,90	29126,80	27479,90	40152,20	0,73
07.04.2004 22:30:00	237,08	236,65	239,21	90,15	98,13	106,12	29430,00	27475,70	40391,30	0,73
07.04.2004 22:40:00	236,51	236,01	238,48	85,88	95,53	105,83	31097,20	23694,80	39298,00	0,80
07.04.2004 22:50:00	235,38	234,76	237,13	83,82	95,44	107,04	31152,80	23059,70	38964,00	0,80
07.04.2004 23:00:00	234,55	233,98	236,30	83,30	93,76	100,09	30330,50	21949,90	37588,40	0,81
07.04.2004 23:10:00	233,79	233,29	235,65	105,94	116,88	124,74	35696,10	29227,10	47001,10	0,77
07.04.2004 23:20:00	232,96	232,49	234,87	123,30	135,61	144,35	41241,40	35161,10	54345,40	0,76
07.04.2004 23:30:00	233,32	232,83	235,27	115,65	127,96	135,84	38325,60	33203,00	51215,30	0,76
07.04.2004 23:40:00	234,32	234,15	236,52	88,65	100,97	104,13	29324,60	26845,30	39848,70	0,74
07.04.2004 23:50:00	234,46	234,15	236,58	88,64	102,00	109,66	29844,20	27567,20	40749,10	0,73
08.04.2004 00:00:00	234,63	234,63	236,96	88,00	100,92	108,74	29541,10	27471,70	40452,20	0,73

prom fp 0,78

**ANEXO 12. MEDICION DE ARMONICOS EN TRANSFORMADOR DE 100
KVA CON ANALIZADOR TOPAS 1000.**

Armonico	THD relativo(%)			THD Absoluto(V)			THD relativo tot (%)		
	THDa	THDb	THDc	Va	Vb	Vc	Fa	Fb	Fc
2	0,061	0,068	0,062	0,084	0,091	0,085	1,854	1,668	1,733
3	0,242	0,089	0,149	0,348	0,129	0,223			
4	0,029	0,026	0,029	0,041	0,036	0,041			
5	1,173	1,034	1,098	1,666	1,463	1,563			
6	0,017	0,018	0,017	0,023	0,024	0,023			
7	0,411	0,456	0,352	0,588	0,630	0,551			
8	0,011	0,010	0,011	0,016	0,014	0,015			
9	0,147	0,073	0,167	0,209	0,106	0,235			
10	0,010	0,010	0,009	0,013	0,013	0,012			
11	0,131	0,176	0,140	0,182	0,247	0,215			
12	0,008	0,010	0,008	0,011	0,014	0,012			
13	0,201	0,242	0,172	0,279	0,334	0,235			
14	0,007	0,006	0,007	0,009	0,009	0,009			
15	0,035	0,043	0,043	0,057	0,062	0,064			
16	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,008			
17	0,092	0,084	0,099	0,133	0,124	0,148			
18	0,005	0,005	0,005	0,007	0,006	0,006			
19	0,047	0,057	0,048	0,070	0,092	0,076			
20	0,004	0,004	0,004	0,006	0,006	0,006			
21	0,012	0,013	0,016	0,019	0,018	0,024			
22	0,004	0,004	0,004	0,005	0,006	0,005			
23	0,015	0,032	0,025	0,024	0,051	0,042			
24	0,004	0,004	0,004	0,006	0,006	0,005			
25	0,026	0,023	0,019	0,044	0,037	0,031			
26	0,004	0,004	0,004	0,005	0,006	0,005			
27	0,015	0,009	0,017	0,022	0,013	0,028			
28	0,005	0,005	0,005	0,008	0,007	0,007			
29	0,011	0,016	0,016	0,016	0,025	0,026			
30	0,003	0,004	0,003	0,005	0,005	0,004			
31	0,009	0,016	0,011	0,013	0,028	0,018			
32	0,003	0,003	0,003	0,004	0,005	0,004			
33	0,008	0,010	0,013	0,012	0,015	0,021			
34	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,004			
35	0,008	0,008	0,012	0,011	0,012	0,019			
36	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,004			
37	0,008	0,007	0,007	0,012	0,009	0,011			
38	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,003			
39	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011			
40	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,004			
41	0,008	0,006	0,008	0,012	0,009	0,012			
42	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,004			
43	0,007	0,008	0,007	0,011	0,011	0,011			
44	0,003	0,004	0,003	0,005	0,005	0,004			
45	0,005	0,006	0,006	0,008	0,009	0,009			
46	0,003	0,004	0,003	0,005	0,006	0,005			
47	0,006	0,006	0,005	0,009	0,009	0,008			
48	0,005	0,005	0,004	0,007	0,009	0,007			
49	0,005	0,005	0,006	0,008	0,007	0,009			

**ANEXO 13. MEDICION DE REACTIVOS EN TRANSFORMADOR DE 100
KVA CON ANALIZADOR TOPAS 1000.**

Hora	q min	q efi	q max
07.04.2004 00:00:00	13542,1	14182,7	19589,4
07.04.2004 00:10:00	13646	14020,3	14521,8
07.04.2004 00:20:00	13578,2	14103,9	14502,7
07.04.2004 00:30:00	13786,9	22124,4	87113,8
07.04.2004 00:40:00	13723,8	15192,4	24158,3
07.04.2004 00:50:00	13502	14177,4	16904,1
07.04.2004 01:00:00	12146,2	14591,4	22086,5
07.04.2004 01:10:00	11436	13297,8	17010,7
07.04.2004 01:20:00	12990,8	13516,8	14210,6
07.04.2004 01:30:00	12571,3	13625	19214,2
07.04.2004 01:40:00	13127,4	22086,8	88519,5
07.04.2004 01:50:00	12850,9	16361,8	25306,9
07.04.2004 02:00:00	12991,2	14095,1	19819
07.04.2004 02:10:00	13497	14638,9	16488,3
07.04.2004 02:20:00	13505,8	14294,5	15116,8
07.04.2004 02:30:00	13026	14113,4	19830,6
07.04.2004 02:40:00	12866,2	13426,2	14644,4
07.04.2004 02:50:00	13013,2	13564,6	87697,1
07.04.2004 03:00:00	13016,9	22064,5	51961,5
07.04.2004 03:10:00	12981,8	17106,8	45145,6
07.04.2004 03:20:00	17239,6	18746,3	21620,9
07.04.2004 03:30:00	17460,5	18873,1	24878,6
07.04.2004 03:40:00	16489,6	18086,7	18873,3
07.04.2004 03:50:00	16783	17739,9	18782,8
07.04.2004 04:00:00	16696,3	17603,8	23360,2
07.04.2004 04:10:00	16738	17380,1	18120,4
07.04.2004 04:20:00	16748,1	24593,2	88924,7
07.04.2004 04:30:00	16367,7	18852,8	28336,7
07.04.2004 04:40:00	17214,5	17883,8	18709,4
07.04.2004 04:50:00	16562,4	17305,5	18642,7
07.04.2004 05:00:00	3048,39	7462,34	17858,1
07.04.2004 05:10:00	3615,26	4123,59	78490,5
07.04.2004 05:20:00	2295,25	4303,59	10257,9
07.04.2004 05:30:00	3435,82	3962,42	5309,51
07.04.2004 05:40:00	3200,9	9196,91	78913,9
07.04.2004 05:50:00	12363,2	21893,7	84567,6
07.04.2004 06:00:00	12347,4	13120,3	13759,9
07.04.2004 06:10:00	12367,3	13023,5	18315,5
07.04.2004 06:20:00	12468	12915,6	13272,1
07.04.2004 06:30:00	2272,91	5657,18	83235,8
07.04.2004 06:40:00	1931,79	7504,88	68261,8
07.04.2004 06:50:00	6311,45	18200	78856,2
07.04.2004 07:00:00	12463,7	24771,4	82412,1
07.04.2004 07:10:00	13547,4	21286,2	49784,8
07.04.2004 07:20:00	15654,1	22206,5	92857,3
07.04.2004 07:30:00	11537	20636,3	80427,1
07.04.2004 07:40:00	22345,5	31269,2	95159,4
07.04.2004 07:50:00	18445,7	40950,2	239682
07.04.2004 08:00:00	15114	42130	234091
07.04.2004 08:10:00	27007,6	51957,3	228368
07.04.2004 08:20:00	36330	56882,9	232954
07.04.2004 08:30:00	33282	55779,8	228249
07.04.2004 08:40:00	33419,8	55798,8	219144
07.04.2004 08:50:00	29729,6	61634	227089
07.04.2004 09:00:00	30310,7	53056,9	219438
07.04.2004 09:10:00	32584	58810,2	219996

07.04.2004 09:20:00	36946,7	57568	219706
07.04.2004 09:30:00	38857,6	58675,7	218193
07.04.2004 09:40:00	27654,6	35954,9	59780,9
07.04.2004 09:50:00	24653,4	38972,7	214192
07.04.2004 10:00:00	29500,2	50235,1	208611
07.04.2004 10:10:00	34782,7	53940,5	212342
07.04.2004 10:20:00	27861,4	54084	220341
07.04.2004 10:30:00	31885,1	60962,3	215241
07.04.2004 10:40:00	17840,9	41339,9	207939
07.04.2004 10:50:00	17061	37287,8	201985
07.04.2004 11:00:00	16081,2	37126,1	210984
07.04.2004 11:10:00	20025,2	40532,7	204188
07.04.2004 11:20:00	20350,2	41103,2	204927
07.04.2004 11:30:00	20276,6	41035,7	209004
07.04.2004 11:40:00	22354,9	43649,9	211442
07.04.2004 11:50:00	23034,5	43490,5	213159
07.04.2004 12:00:00	22701,1	43736,6	209105
07.04.2004 12:10:00	15362,3	19491,8	47470,1
07.04.2004 12:20:00	15419,2	18432,7	108348
07.04.2004 12:30:00	19661,6	32423,7	220276
07.04.2004 12:40:00	22412,5	43506,7	217119
07.04.2004 12:50:00	23534,3	44866	215114
07.04.2004 13:00:00	24508,9	45605,7	213363
07.04.2004 13:10:00	23659,1	44800,6	219275
07.04.2004 13:20:00	21578	36406,2	213464
07.04.2004 13:30:00	22981,3	44799,3	208974
07.04.2004 13:40:00	23755,8	45121,2	217270
07.04.2004 13:50:00	23577,9	44892,1	219172
07.04.2004 14:00:00	23485,6	46645,4	206462
07.04.2004 14:10:00	23578,1	45574,6	215631
07.04.2004 14:20:00	26226,2	43748,6	215158
07.04.2004 14:30:00	21163,5	40276,2	212586
07.04.2004 14:40:00	21433,7	40903,3	212538
07.04.2004 14:50:00	19138,5	33288,5	206379
07.04.2004 15:00:00	18620,7	29268,5	79297,3
07.04.2004 15:10:00	17078,4	26587,9	59603
07.04.2004 15:20:00	22565,7	26493,9	80372,5
07.04.2004 15:30:00	22394,2	32933,5	49362,8
07.04.2004 15:40:00	14499,8	24051,8	92757,1
07.04.2004 15:50:00	16576,3	21019,6	47972,4
07.04.2004 16:00:00	20173,5	23448,7	53917
07.04.2004 16:10:00	19769,7	22286	31660,5
07.04.2004 16:20:00	18504,1	22366,6	32767,9
07.04.2004 16:30:00	19367	23122,8	37231,6
07.04.2004 16:40:00	14996	21155,8	24729,1
07.04.2004 16:50:00	15001,7	16542,7	18079,4
07.04.2004 17:00:00	13262,3	16832,2	27926,3
07.04.2004 17:10:00	13679,8	24583,9	95828
07.04.2004 17:20:00	33180,5	35093	38004,7
07.04.2004 17:30:00	33871,5	36016,3	37988,2
07.04.2004 17:40:00	33957,5	36173,4	38213
07.04.2004 17:50:00	33081,7	35236,8	37610
07.04.2004 18:00:00	31662,3	34051,3	36432,9
07.04.2004 18:10:00	31082,9	33401,2	36110,3
07.04.2004 18:20:00	31858,2	33659,1	36440,6
07.04.2004 18:30:00	32375,7	34032,9	35692,2
07.04.2004 18:40:00	28185,2	30597,1	35739
07.04.2004 18:50:00	27690,6	29200,2	31017,8
07.04.2004 19:00:00	18557,2	27476,2	55147,9
07.04.2004 19:10:00	18445,5	22988,3	47923,7
07.04.2004 19:20:00	13315,7	18248,1	26674,6

07.04.2004 19:30:00	14073,3	15723,4	17183,8
07.04.2004 19:40:00	14823,8	25241	86440,8
07.04.2004 19:50:00	23544,1	25134,4	26715,8
07.04.2004 20:00:00	15145,9	24741,3	89323,7
07.04.2004 20:10:00	24038	25837,1	31557,2
07.04.2004 20:20:00	24195,3	25835,4	27462,3
07.04.2004 20:30:00	24179,1	26418,5	32681,8
07.04.2004 20:40:00	23112,5	25851,8	30988,3
07.04.2004 20:50:00	23539,3	25127,1	26772,2
07.04.2004 21:00:00	23714,1	26135,5	92739,8
07.04.2004 21:10:00	32649,9	34980,2	40294,6
07.04.2004 21:20:00	33421,3	35223,4	37108,2
07.04.2004 21:30:00	25385,6	29457,8	41277,9
07.04.2004 21:40:00	19861,1	23592,7	52179,1
07.04.2004 21:50:00	25413,4	28062,3	33572,6
07.04.2004 22:00:00	25963,4	27718	29809,6
07.04.2004 22:10:00	25555,6	27333,6	29486,5
07.04.2004 22:20:00	25701	27479,9	29193,6
07.04.2004 22:30:00	25436,7	27475,7	33140,9
07.04.2004 22:40:00	21179,3	23694,8	29070,5
07.04.2004 22:50:00	20401,2	23059,7	28849,3
07.04.2004 23:00:00	20480,7	21949,9	50131,1
07.04.2004 23:10:00	20620,5	29227,1	94806,6
07.04.2004 23:20:00	33406,3	35161,1	40625,3
07.04.2004 23:30:00	24856	33203	37454,9
07.04.2004 23:40:00	25248	26845,3	28474,3
07.04.2004 23:50:00	25377,6	27567,2	32875,2
08.04.2004 00:00:00	25466,8	27471,7	29250

q pro min 20,15
q prom efi 28,68
q prom max 90,40

ANEXO 14. MEDICIONES EN TRANSF DE 125 KVA CON ANAL TOPAS 1000.

Dia-Hora	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	P	Q	S	FP
07.04.2004 00:00:00	238,63	238,59	240,43	2,70	7,42	0,73	1005,66	1056,82	1495,22	0,69
07.04.2004 00:10:00	239,08	238,96	240,77	2,77	7,44	0,73	1012,13	1065,44	1509,47	0,69
07.04.2004 00:20:00	239,09	238,96	240,75	3,27	7,80	0,73	1074,89	1153,23	1628,92	0,68
07.04.2004 00:30:00	239,02	238,96	240,79	2,69	13,28	0,73	1398,26	1768,40	2302,06	0,62
07.04.2004 00:40:00	239,24	239,18	241,01	2,69	13,17	0,73	1368,06	1769,23	2288,51	0,61
07.04.2004 00:50:00	239,73	239,64	241,45	3,34	7,48	0,74	1067,67	1139,81	1600,15	0,68
07.04.2004 01:00:00	239,86	239,69	241,51	2,73	7,47	0,74	1013,01	1076,44	1514,19	0,69
07.04.2004 01:10:00	239,72	239,67	241,44	2,72	7,49	0,74	1017,73	1074,05	1515,21	0,69
07.04.2004 01:20:00	238,86	238,76	240,61	2,82	11,96	0,73	1307,60	1574,59	2137,22	0,64
07.04.2004 01:30:00	238,79	238,69	240,60	3,19	13,19	0,73	1419,78	1817,84	2355,59	0,62
07.04.2004 01:40:00	238,93	238,83	240,69	2,70	9,17	0,74	1095,24	1233,81	1736,97	0,66
07.04.2004 01:50:00	238,34	238,49	240,14	2,68	7,41	0,74	1007,16	1050,21	1490,31	0,69
07.04.2004 02:00:00	238,19	238,37	239,85	3,29	7,41	0,73	1060,34	1110,80	1573,18	0,69
07.04.2004 02:10:00	238,50	238,59	240,24	2,72	9,67	0,74	1140,19	1275,00	1805,98	0,67
07.04.2004 02:20:00	238,33	238,60	240,22	2,67	13,18	0,74	1382,78	1753,08	2280,36	0,62
07.04.2004 02:30:00	238,39	238,71	240,34	2,78	11,38	0,74	1241,83	1507,53	2050,25	0,64
07.04.2004 02:40:00	238,63	238,80	240,41	3,22	7,42	0,74	1054,33	1114,03	1569,60	0,69
07.04.2004 02:50:00	238,59	238,81	240,51	2,70	7,43	0,74	1009,49	1057,76	1497,08	0,69
07.04.2004 03:00:00	238,64	238,80	240,46	2,71	7,43	0,74	1007,64	1061,17	1498,51	0,69
07.04.2004 03:10:00	238,41	238,64	240,43	3,28	12,23	0,74	1369,52	1663,37	2235,42	0,64
07.04.2004 03:20:00	238,52	238,69	240,60	2,70	13,15	0,74	1374,38	1759,97	2281,39	0,62
07.04.2004 03:30:00	238,44	238,46	240,45	2,69	8,10	0,74	1036,18	1119,47	1586,24	0,68
07.04.2004 03:40:00	238,35	238,45	240,36	2,77	7,38	0,74	1007,67	1056,60	1498,73	0,69
07.04.2004 03:50:00	237,62	237,77	239,61	3,23	7,37	0,73	1047,86	1102,10	1555,76	0,69
07.04.2004 04:00:00	237,54	237,64	239,52	2,66	8,94	0,73	1086,90	1184,43	1691,75	0,68
07.04.2004 04:10:00	237,27	237,38	239,32	2,64	13,05	0,73	1372,76	1719,83	2246,72	0,62
07.04.2004 04:20:00	237,17	237,35	239,08	3,20	10,94	0,73	1247,18	1483,39	2035,82	0,64
07.04.2004 04:30:00	237,09	237,28	239,03	2,74	7,33	0,73	1001,39	1040,16	1479,06	0,69
07.04.2004 04:40:00	236,97	237,27	238,95	2,65	7,32	0,73	991,56	1028,84	1463,33	0,69
07.04.2004 04:50:00	236,80	237,02	238,79	2,64	7,31	0,73	991,31	1024,33	1459,97	0,70
07.04.2004 05:00:00	236,50	236,80	238,68	3,24	11,27	0,73	1291,98	1509,08	2080,42	0,65
07.04.2004 05:10:00	236,24	236,45	238,21	2,61	12,91	0,73	1349,14	1694,79	2213,52	0,62
07.04.2004 05:20:00	236,18	236,41	238,23	2,62	8,41	0,73	1039,01	1123,03	1603,03	0,68
07.04.2004 05:30:00	236,01	236,30	238,06	3,08	7,28	0,76	1029,54	1056,76	1517,38	0,70
07.04.2004 05:40:00	235,54	235,62	237,58	4,70	7,97	1,89	1419,08	1082,90	1983,14	0,79
07.04.2004 05:50:00	234,95	235,01	236,99	9,47	8,06	1,53	2085,97	1074,53	2591,23	0,89
07.04.2004 06:00:00	234,21	233,99	236,11	2,92	12,76	0,60	1310,39	1633,43	2197,46	0,63
07.04.2004 06:10:00	234,57	234,51	236,56	3,17	11,67	0,17	1171,69	1555,66	2029,93	0,60
07.04.2004 06:20:00	235,93	235,67	237,49	2,61	7,14	0,17	850,23	992,96	1350,30	0,65
07.04.2004 06:30:00	236,92	236,58	238,26	2,64	7,20	0,17	857,13	1008,98	1367,98	0,65
07.04.2004 06:40:00	237,25	237,19	238,83	3,24	6,27	0,18	869,67	826,06	1326,87	0,73
07.04.2004 06:50:00	237,55	237,62	239,09	4,17	5,54	0,18	958,30	685,38	1358,01	0,81
07.04.2004 07:00:00	237,43	237,50	239,03	4,55	11,48	6,24	1589,32	1628,08	3056,67	0,70
07.04.2004 07:10:00	237,19	236,84	238,64	9,42	13,57	7,83	2286,18	1850,15	4223,42	0,78
07.04.2004 07:20:00	236,65	236,20	237,81	27,70	28,64	26,20	5577,78	5148,51	11289,60	0,73
07.04.2004 07:30:00	236,74	236,81	238,10	31,36	34,86	32,26	7998,71	8948,95	13486,00	0,67
07.04.2004 07:40:00	236,14	236,25	237,26	53,27	55,61	54,82	13344,50	14890,90	22357,30	0,67
07.04.2004 07:50:00	235,81	235,88	237,03	54,82	59,87	56,50	15802,30	16177,00	23347,50	0,70
07.04.2004 08:00:00	236,22	236,20	237,71	43,00	48,75	42,65	10565,20	10917,70	18366,30	0,70
07.04.2004 08:10:00	235,35	235,22	236,72	47,56	50,58	48,39	12547,40	12593,20	19943,30	0,71
07.04.2004 08:20:00	234,95	234,89	236,14	53,65	54,97	53,95	12611,30	15683,80	22088,10	0,63
07.04.2004 08:30:00	234,48	234,67	236,04	58,55	59,01	59,61	14552,80	17576,30	24045,80	0,64
07.04.2004 08:40:00	233,96	234,23	235,85	57,68	57,16	58,40	13389,80	17045,40	23475,40	0,62
07.04.2004 08:50:00	233,96	234,31	235,88	59,87	64,00	61,54	15203,20	18364,50	25123,90	0,64
07.04.2004 09:00:00	233,72	233,83	235,30	67,70	73,55	69,29	17026,00	20989,10	28475,10	0,63
07.04.2004 09:10:00	232,95	233,12	234,47	71,61	71,12	72,40	17908,50	21356,40	29004,90	0,64
07.04.2004 09:20:00	232,61	232,87	234,20	81,98	81,09	83,40	20406,20	24673,50	33190,40	0,64
07.04.2004 09:30:00	232,63	232,76	234,10	77,53	76,98	78,63	19405,00	22559,10	31387,40	0,65
07.04.2004 09:40:00	232,46	232,47	233,88	77,54	78,21	78,05	19261,30	22951,10	31443,90	0,64
07.04.2004 09:50:00	233,18	233,48	234,89	52,34	58,07	52,24	11647,30	15263,00	21957,90	0,61
07.04.2004 10:00:00	232,79	232,98	234,41	70,49	72,23	71,66	21464,70	17928,10	28887,50	0,77
07.04.2004 10:10:00	234,67	234,91	236,52	29,11	32,74	28,02	7373,72	6306,96	12210,30	0,76
07.04.2004 10:20:00	233,74	233,82	235,45	50,96	51,74	50,68	13416,90	11962,40	20751,40	0,75
07.04.2004 10:30:00	233,31	233,17	234,79	60,72	60,98	60,51	15445,30	17374,30	24593,30	0,66
07.04.2004 10:40:00	232,70	232,48	234,20	76,41	79,36	76,67	23889,70	19059,30	31284,90	0,78
07.04.2004 10:50:00	232,66	232,74	234,46	66,44	70,02	69,23	20460,50	17430,40	27704,20	0,76
07.04.2004 11:00:00	232,58	232,68	234,26	65,93	66,11	70,00	20381,60	16561,40	27202,70	0,78
07.04.2004 11:10:00	232,47	232,54	234,05	68,06	68,20	72,11	19549,40	17195,30	28035,60	0,75
07.04.2004 11:20:00	232,16	232,40	233,93	70,85	71,18	75,24	21201,80	17881,10	29209,70	0,76
07.04.2004 11:30:00	231,63	231,68	233,22	93,64	93,65	97,25	28011,50	24664,40	38143,90	0,75
07.04.2004 11:40:00	231,39	231,47	233,18	92,25	96,45	97,12	28434,50	24277,00	38287,10	0,76

07.04.2004 11:50:00	231,41	231,52	232,85	88,77	88,74	90,11	25967,70	22634,50	35837,60	0,75
07.04.2004 12:00:00	232,04	231,82	233,23	95,48	99,73	95,54	27769,80	24613,80	39005,10	0,75
07.04.2004 12:10:00	232,76	232,64	234,03	93,51	92,43	93,18	28388,30	23328,00	37572,60	0,77
07.04.2004 12:20:00	233,17	233,14	234,42	93,09	93,13	93,62	27286,10	24786,80	37739,80	0,74
07.04.2004 12:30:00	234,26	234,10	235,68	86,90	91,18	87,21	26582,80	23476,90	35944,00	0,75
07.04.2004 12:40:00	235,58	235,32	237,03	78,71	80,21	77,84	22109,20	20971,90	32256,60	0,73
07.04.2004 12:50:00	237,20	236,86	238,64	35,74	38,02	34,37	9089,82	9197,01	14828,80	0,70
07.04.2004 13:00:00	235,95	235,60	237,39	59,48	59,05	58,13	17237,20	14795,40	24103,90	0,76
07.04.2004 13:10:00	235,91	235,55	237,55	53,20	51,67	51,58	14634,10	14148,60	21348,50	0,72
07.04.2004 13:20:00	235,24	234,84	236,87	72,28	74,34	71,70	19733,50	20294,70	29703,50	0,70
07.04.2004 13:30:00	235,89	235,46	237,28	56,41	61,20	57,02	17611,00	14888,00	23813,20	0,76
07.04.2004 13:40:00	234,66	234,30	235,95	86,42	85,21	86,13	25193,40	23190,10	34968,70	0,74
07.04.2004 13:50:00	234,67	234,39	236,12	81,94	82,34	81,65	23373,70	22462,10	33376,40	0,72
07.04.2004 14:00:00	234,57	234,16	236,15	80,05	78,41	79,90	23468,90	21552,50	32338,70	0,74
07.04.2004 14:10:00	234,36	234,17	235,81	79,61	81,05	79,91	23079,60	22191,40	32608,90	0,72
07.04.2004 14:20:00	234,39	234,21	235,89	64,29	70,08	65,08	18509,30	17231,80	27038,30	0,73
07.04.2004 14:30:00	235,06	234,88	236,76	41,34	43,59	40,48	10824,80	11271,20	17053,60	0,69
07.04.2004 14:40:00	233,20	233,17	234,81	89,65	89,45	88,51	19328,30	29765,80	36113,60	0,54
07.04.2004 14:50:00	231,66	231,83	233,29	79,88	80,95	81,14	22347,90	22558,70	32448,10	0,70
07.04.2004 15:00:00	230,66	230,77	232,29	86,54	84,62	84,72	25337,60	21715,40	34163,20	0,76
07.04.2004 15:10:00	230,86	230,87	232,85	80,89	85,31	82,89	24616,60	21594,30	33292,80	0,75
07.04.2004 15:20:00	231,93	231,89	233,98	73,04	74,41	74,47	20991,90	18591,20	29801,00	0,75
07.04.2004 15:30:00	233,41	233,41	235,50	40,74	42,57	39,90	11213,60	10230,50	16651,10	0,74
07.04.2004 15:40:00	233,44	233,25	235,08	51,74	52,41	50,45	13927,10	12525,80	20880,00	0,74
07.04.2004 15:50:00	233,26	233,23	235,04	51,07	52,18	49,83	15619,80	13231,40	20666,70	0,76
07.04.2004 16:00:00	233,39	233,24	235,12	46,31	51,56	44,81	14211,70	12661,60	19265,60	0,75
07.04.2004 16:10:00	233,35	233,31	235,12	45,79	50,24	43,69	13200,00	11946,70	18866,90	0,74
07.04.2004 16:20:00	233,77	233,73	235,55	42,91	44,61	41,41	11938,60	10929,00	17443,10	0,74
07.04.2004 16:30:00	234,35	234,21	236,17	44,34	45,55	42,81	11730,80	10756,10	17996,70	0,74
07.04.2004 16:40:00	234,26	234,06	235,70	48,57	48,31	45,47	14237,20	12729,50	19287,10	0,75
07.04.2004 16:50:00	234,07	234,05	235,82	49,44	51,71	47,35	12423,90	13451,90	20116,60	0,68
07.04.2004 17:00:00	234,70	234,80	236,52	42,86	48,57	40,82	11547,00	12209,50	17963,60	0,69
07.04.2004 17:10:00	234,74	234,70	236,65	42,87	39,71	36,84	11220,90	10110,80	16228,30	0,74
07.04.2004 17:20:00	234,91	234,96	236,97	40,60	37,65	35,54	9939,31	8793,84	15480,60	0,75
07.04.2004 17:30:00	234,28	234,31	236,58	46,35	48,86	45,07	13251,50	11521,70	19036,20	0,75
07.04.2004 17:40:00	234,15	234,55	236,70	34,70	36,45	34,62	10252,10	9135,95	14357,10	0,75
07.04.2004 17:50:00	234,20	234,21	236,88	36,83	58,85	35,61	12554,10	9284,62	17795,40	0,80
07.04.2004 18:00:00	235,97	236,18	238,19	45,04	47,74	44,54	13712,40	12491,10	18771,00	0,74
07.04.2004 18:10:00	236,52	236,74	238,58	45,52	45,94	45,12	13705,70	12220,90	18711,10	0,75
07.04.2004 18:20:00	235,10	235,17	236,98	44,15	43,18	41,34	12815,70	11574,90	17514,30	0,74
07.04.2004 18:30:00	231,62	231,72	234,07	42,09	42,34	39,75	12643,40	10759,90	16666,50	0,76
07.04.2004 18:40:00	230,31	229,95	232,88	44,75	46,39	42,04	12774,60	11191,60	17764,70	0,75
07.04.2004 18:50:00	230,68	230,35	233,52	46,44	49,30	43,96	13826,10	12058,20	18668,60	0,75
07.04.2004 19:00:00	230,81	230,31	233,57	45,11	43,38	41,93	12599,50	11008,10	17437,50	0,75
07.04.2004 19:10:00	231,19	230,70	234,17	41,34	40,14	38,83	12172,30	10463,50	16117,40	0,76
07.04.2004 19:20:00	231,25	230,50	234,12	44,32	56,12	41,68	14643,00	11204,40	19017,40	0,79
07.04.2004 19:30:00	231,80	231,23	234,71	34,39	34,69	32,20	9667,21	9003,45	13598,80	0,73
07.04.2004 19:40:00	231,99	231,47	234,93	29,23	34,77	27,82	8704,85	8421,53	12333,80	0,72
07.04.2004 19:50:00	232,79	232,22	235,58	33,59	37,13	31,84	9473,28	9331,64	13822,90	0,71
07.04.2004 20:00:00	233,25	232,74	236,02	36,99	36,33	34,54	9059,10	8161,76	14572,60	0,74
07.04.2004 20:10:00	233,26	232,77	236,08	48,39	46,89	46,12	14114,40	12432,50	19108,80	0,75
07.04.2004 20:20:00	233,58	233,22	236,33	43,35	43,05	41,71	12444,50	11742,00	17335,60	0,73
07.04.2004 20:30:00	233,66	233,11	236,23	42,39	41,96	40,37	11791,20	11735,70	16874,10	0,71
07.04.2004 20:40:00	233,75	233,04	236,16	43,14	46,39	40,47	12291,60	12121,70	17582,80	0,71
07.04.2004 20:50:00	234,14	233,24	236,48	42,64	44,84	40,34	12108,90	11936,60	17311,10	0,71
07.04.2004 21:00:00	233,63	232,76	236,06	40,58	38,98	38,10	11328,70	11055,90	15908,50	0,72
07.04.2004 21:10:00	232,04	231,18	234,71	41,75	40,08	39,12	11329,10	11320,50	16247,90	0,71
07.04.2004 21:20:00	232,28	231,50	234,76	40,38	39,64	38,33	10652,40	11260,70	15910,00	0,69
07.04.2004 21:30:00	233,27	232,46	235,72	38,22	38,08	36,10	10464,90	10839,20	15174,70	0,69
07.04.2004 21:40:00	234,02	233,18	236,51	40,90	43,90	38,65	11141,10	12072,10	16715,80	0,68
07.04.2004 21:50:00	235,15	234,50	237,71	36,06	39,61	33,85	9804,90	10858,50	14905,00	0,67
07.04.2004 22:00:00	236,40	235,95	238,93	26,95	28,99	26,02	6273,27	6373,11	11218,20	0,70
07.04.2004 22:10:00	236,82	236,43	239,22	37,58	37,41	36,11	9317,83	8705,11	15233,60	0,73
07.04.2004 22:20:00	237,99	237,66	240,42	20,66	17,96	12,56	5204,01	4509,80	7053,11	0,76
07.04.2004 22:30:00	238,76	238,54	241,21	20,86	21,10	16,81	5087,49	4121,80	8124,56	0,78
07.04.2004 22:40:00	239,73	239,55	242,23	3,68	11,10	1,53	1525,09	1438,97	2255,08	0,73
07.04.2004 22:50:00	240,04	239,86	242,56	6,46	14,62	5,29	1824,35	2044,16	3658,15	0,67
07.04.2004 23:00:00	239,62	239,55	241,98	4,04	8,09	1,52	1369,07	1178,66	1890,12	0,76
07.04.2004 23:10:00	238,98	238,88	241,27	6,40	9,67	5,35	1460,30	1381,82	2961,23	0,73
07.04.2004 23:20:00	237,37	237,28	239,50	3,58	8,00	1,49	1317,38	1076,83	1791,78	0,77
07.04.2004 23:30:00	236,91	236,75	238,98	4,12	7,96	1,49	1363,38	1136,84	1855,86	0,77
07.04.2004 23:40:00	236,77	236,74	239,02	3,56	8,44	1,49	1333,08	1109,20	1843,30	0,77
07.04.2004 23:50:00	236,58	236,62	238,97	6,25	14,77	5,27	1824,43	2008,89	3594,32	0,67
08.04.2004 00:00:00	236,73	236,82	239,09	3,74	9,67	1,48	1413,51	1262,28	2035,52	0,75

prom fp 0,71

**ANEXO 15. MEDICION DE ARMONICOS EN TRANSFORMADOR DE 125
KVA CON ANALIZADOR TOPAS 1000.**

Armonico	THD relativo(%)			THD Absoluto(V)			THD relativo tot (%)		
	THDa	THDb	THDc	Va	Vb	Vc	Fa	Fb	Fc
2	0,049	0,048	0,051	0,068	0,066	0,071	1,927	1,801	2,129
3	0,333	0,091	0,240	0,495	0,143	0,347			
4	0,032	0,027	0,031	0,046	0,038	0,045			
5	1,196	1,102	1,321	1,711	1,577	1,923			
6	0,016	0,017	0,017	0,022	0,024	0,023			
7	0,358	0,495	0,475	0,564	0,689	0,685			
8	0,010	0,010	0,010	0,013	0,013	0,014			
9	0,167	0,080	0,122	0,240	0,117	0,201			
10	0,009	0,010	0,009	0,013	0,014	0,012			
11	0,092	0,167	0,191	0,147	0,243	0,276			
12	0,007	0,009	0,009	0,010	0,013	0,012			
13	0,216	0,270	0,197	0,307	0,375	0,272			
14	0,006	0,006	0,007	0,009	0,008	0,009			
15	0,033	0,046	0,054	0,052	0,066	0,083			
16	0,006	0,005	0,005	0,008	0,007	0,008			
17	0,110	0,098	0,113	0,164	0,146	0,165			
18	0,004	0,004	0,004	0,006	0,006	0,006			
19	0,053	0,062	0,044	0,080	0,100	0,071			
20	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005			
21	0,018	0,012	0,016	0,028	0,017	0,027			
22	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005			
23	0,018	0,033	0,035	0,028	0,053	0,058			
24	0,003	0,003	0,004	0,005	0,005	0,005			
25	0,029	0,029	0,016	0,046	0,047	0,027			
26	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005	0,005			
27	0,018	0,010	0,010	0,029	0,016	0,018			
28	0,003	0,004	0,003	0,004	0,005	0,005			
29	0,009	0,016	0,020	0,013	0,024	0,033			
30	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004			
31	0,009	0,013	0,010	0,014	0,023	0,016			
32	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004			
33	0,008	0,007	0,010	0,013	0,012	0,018			
34	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004			
35	0,012	0,007	0,008	0,019	0,010	0,013			
36	0,003	0,003	0,003	0,004	0,003	0,004			
37	0,007	0,005	0,005	0,010	0,008	0,007			
38	0,003	0,003	0,003	0,004	0,003	0,004			
39	0,007	0,004	0,007	0,011	0,005	0,011			
40	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004			
41	0,007	0,004	0,007	0,011	0,006	0,011			
42	0,003	0,002	0,003	0,004	0,003	0,004			
43	0,009	0,005	0,006	0,013	0,008	0,009			
44	0,003	0,002	0,003	0,004	0,003	0,005			
45	0,006	0,003	0,004	0,009	0,005	0,006			
46	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003			
47	0,007	0,004	0,004	0,011	0,005	0,006			
48	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003			
49	0,006	0,005	0,004	0,008	0,007	0,007			

**ANEXO 16. MEDICION DE REACTIVOS EN TRANSFORMADOR DE 125
KVA CON ANALIZADOR TOPAS 1000.**

Hora	q min	q efi	q max
07.04.2004 00:00:00	985,487	1056,82	1132,95
07.04.2004 00:10:00	993,897	1065,44	1674,68
07.04.2004 00:20:00	991,273	1153,23	3367,54
07.04.2004 00:30:00	1661,21	1768,4	1865,01
07.04.2004 00:40:00	997,098	1769,23	1873,02
07.04.2004 00:50:00	1002,13	1139,81	1676,17
07.04.2004 01:00:00	1007,15	1076,44	1157,14
07.04.2004 01:10:00	991,867	1074,05	1149,63
07.04.2004 01:20:00	986,953	1574,59	3634,16
07.04.2004 01:30:00	1667,21	1817,84	1965,95
07.04.2004 01:40:00	986,624	1233,81	1857,61
07.04.2004 01:50:00	974,236	1050,21	1131,31
07.04.2004 02:00:00	979,479	1110,8	1627,99
07.04.2004 02:10:00	911,715	1275	3587,75
07.04.2004 02:20:00	1657,78	1753,08	1845,48
07.04.2004 02:30:00	981,248	1507,53	2528,36
07.04.2004 02:40:00	984,997	1114,03	1246,94
07.04.2004 02:50:00	981,674	1057,76	1129,49
07.04.2004 03:00:00	988,642	1061,17	1135,3
07.04.2004 03:10:00	988,404	1663,37	3877,17
07.04.2004 03:20:00	1666,63	1759,97	1960,91
07.04.2004 03:30:00	981,759	1119,47	1839,8
07.04.2004 03:40:00	946,075	1056,6	1745,81
07.04.2004 03:50:00	956,298	1102,1	1230,57
07.04.2004 04:00:00	961,036	1184,43	3237,44
07.04.2004 04:10:00	1628,02	1719,83	1812,29
07.04.2004 04:20:00	965,79	1483,39	2353,8
07.04.2004 04:30:00	958,971	1040,16	1218,78
07.04.2004 04:40:00	956,931	1028,84	1101,89
07.04.2004 04:50:00	946,624	1024,33	1098,68
07.04.2004 05:00:00	953,802	1509,08	3781,15
07.04.2004 05:10:00	1605,32	1694,79	1784,56
07.04.2004 05:20:00	944,588	1123,03	1781,09
07.04.2004 05:30:00	933,653	1056,76	2041,37
07.04.2004 05:40:00	937,581	1082,9	1453,91
07.04.2004 05:50:00	843,116	1074,53	3513,72
07.04.2004 06:00:00	1527,51	1633,43	1781,39
07.04.2004 06:10:00	907,566	1555,66	2220,92
07.04.2004 06:20:00	884,464	992,961	1070,96
07.04.2004 06:30:00	939,526	1008,98	1082,64
07.04.2004 06:40:00	51,9037	826,063	1512,27
07.04.2004 06:50:00	576,428	685,381	833,784
07.04.2004 07:00:00	526,793	1628,08	27463,3
07.04.2004 07:10:00	880,446	1850,15	48333,7
07.04.2004 07:20:00	-827,64	5148,51	73004,2
07.04.2004 07:30:00	791,224	8948,95	65980,9
07.04.2004 07:40:00	2486,51	14890,9	96596,5
07.04.2004 07:50:00	13183,9	16177	58600,5
07.04.2004 08:00:00	2782,06	10917,7	96994,7
07.04.2004 08:10:00	4318,63	12593,2	55700,7
07.04.2004 08:20:00	4184,73	15683,8	101034
07.04.2004 08:30:00	13761,5	17576,3	61583,1
07.04.2004 08:40:00	13235,5	17045,4	61727,7
07.04.2004 08:50:00	13808,4	18364,5	71391,3
07.04.2004 09:00:00	12264,8	20989,1	68932,4
07.04.2004 09:10:00	13697,3	21356,4	69318,5

07.04.2004 09:20:00	15733,9	24673,5	70477,9
07.04.2004 09:30:00	14217	22559,1	74855,1
07.04.2004 09:40:00	14502,9	22951,1	71371,5
07.04.2004 09:50:00	8815,45	15263	94199,8
07.04.2004 10:00:00	13617,3	17928,1	62875,2
07.04.2004 10:10:00	2408,33	6306,96	55242,1
07.04.2004 10:20:00	3114,16	11962,4	117864
07.04.2004 10:30:00	4603,07	17374,3	89282,6
07.04.2004 10:40:00	15292,7	19059,3	63103,3
07.04.2004 10:50:00	10788,7	17430,4	54432,1
07.04.2004 11:00:00	12918,9	16561,4	53836,3
07.04.2004 11:10:00	12925,8	17195,3	71174,8
07.04.2004 11:20:00	12932	17881,1	73315,4
07.04.2004 11:30:00	13858,5	24664,4	68660,1
07.04.2004 11:40:00	8399,02	24277	66317,7
07.04.2004 11:50:00	13144,1	22634,5	73097,2
07.04.2004 12:00:00	12998,6	24613,8	83307,2
07.04.2004 12:10:00	18701,2	23328	66467
07.04.2004 12:20:00	19384,1	24786,8	72679,6
07.04.2004 12:30:00	19485,2	23476,9	59680,4
07.04.2004 12:40:00	9342,49	20971,9	68524,3
07.04.2004 12:50:00	-3148,41	9197,01	67253,5
07.04.2004 13:00:00	7350,07	14795,4	95510,3
07.04.2004 13:10:00	11643,2	14148,6	53303
07.04.2004 13:20:00	12183,6	20294,7	72687,4
07.04.2004 13:30:00	12440,9	14888	53397,7
07.04.2004 13:40:00	13827,7	23190,1	81165,7
07.04.2004 13:50:00	19007,4	22462,1	78877,8
07.04.2004 14:00:00	18642,4	21552,5	65704,3
07.04.2004 14:10:00	19136	22191,4	64556,1
07.04.2004 14:20:00	9491,75	17231,8	64908,7
07.04.2004 14:30:00	7785,82	11271,2	76032,4
07.04.2004 14:40:00	23459,7	29765,8	85098,7
07.04.2004 14:50:00	15081,3	22558,7	92605
07.04.2004 15:00:00	17494,8	21715,4	64540,2
07.04.2004 15:10:00	17731,7	21594,3	63160,7
07.04.2004 15:20:00	7780,72	18591,2	58444,5
07.04.2004 15:30:00	-3324,95	10230,5	55807,1
07.04.2004 15:40:00	4311,95	12525,8	93694,9
07.04.2004 15:50:00	11533,6	13231,4	57736,5
07.04.2004 16:00:00	10682,7	12661,6	56417,8
07.04.2004 16:10:00	8172,15	11946,7	56387,6
07.04.2004 16:20:00	7535,63	10929	57311,6
07.04.2004 16:30:00	1487,71	10756,1	58909,3
07.04.2004 16:40:00	10610,7	12729,5	56031,6
07.04.2004 16:50:00	7628,17	13451,9	77009,8
07.04.2004 17:00:00	7529,61	12209,5	56874,3
07.04.2004 17:10:00	6571,82	10110,8	48243,6
07.04.2004 17:20:00	-2585,01	8793,84	56033,7
07.04.2004 17:30:00	2027,02	11521,7	59982,4
07.04.2004 17:40:00	-5022,21	9135,95	50712,3
07.04.2004 17:50:00	4361,67	9284,62	57063
07.04.2004 18:00:00	10944	12491,1	58599,1
07.04.2004 18:10:00	9724,84	12220,9	59400,1
07.04.2004 18:20:00	9479,98	11574,9	56672,7
07.04.2004 18:30:00	9149,98	10759,9	12738,7
07.04.2004 18:40:00	-672,901	11191,6	55134
07.04.2004 18:50:00	9717,63	12058,2	56545,9
07.04.2004 19:00:00	-1071,09	11008,1	55596,2
07.04.2004 19:10:00	9371,08	10463,5	12155,5
07.04.2004 19:20:00	6933,6	11204,4	56303,9

07.04.2004 19:30:00	6909,79	9003,45	55363,7
07.04.2004 19:40:00	6904,95	8421,53	48390,4
07.04.2004 19:50:00	6874,94	9331,64	56022
07.04.2004 20:00:00	-4527,49	8161,76	57197
07.04.2004 20:10:00	9906,96	12432,5	58488,3
07.04.2004 20:20:00	9728,08	11742	21180,5
07.04.2004 20:30:00	9761,38	11735,7	56990,8
07.04.2004 20:40:00	9629,54	12121,7	57416,3
07.04.2004 20:50:00	9529,92	11936,6	57108,7
07.04.2004 21:00:00	9453,52	11055,9	13000,3
07.04.2004 21:10:00	9284,04	11320,5	56452,8
07.04.2004 21:20:00	9283,75	11260,7	57125,9
07.04.2004 21:30:00	9494,6	10839,2	12381,1
07.04.2004 21:40:00	9635,12	12072,1	57415,9
07.04.2004 21:50:00	7243,39	10858,5	57008,3
07.04.2004 22:00:00	-5836,08	6373,11	60012,8
07.04.2004 22:10:00	-951,912	8705,11	70515,3
07.04.2004 22:20:00	4121,35	4509,8	5366,32
07.04.2004 22:30:00	271,675	4121,8	55392,7
07.04.2004 22:40:00	1045,41	1438,97	3414,67
07.04.2004 22:50:00	937,659	2044,16	54253,3
07.04.2004 23:00:00	1023,3	1178,66	1333,12
07.04.2004 23:10:00	875,549	1381,82	52656,2
07.04.2004 23:20:00	989,374	1076,83	1177,9
07.04.2004 23:30:00	990,041	1136,84	1864,81
07.04.2004 23:40:00	990,645	1109,2	3166,76
07.04.2004 23:50:00	1407,19	2008,89	52893,5
08.04.2004 00:00:00	984,93	1262,28	2354,35

q prom min 5,98
q prom efi 9,85
q prom max 42,01

ANEXO 17. MEDICIONES DE AMPERAJE EN EQUIPOS DE MAYOR POTENCIA.

Entrada del tablero 1	114	114	99
Equipo de Refrigeración (compresor de 5HP, 6 ventiladores de ¾ de HP, niuelinas de 220V bifásico)	48	35	49
Equipo de refrigeración	47	46	33
Cutter 1	138	130	125
Cutter 2	36	34	46.6
Embutidora Vemag	20	18	19
Clipeadora	1.4	1.5	1.6
Frankamatic	7	8	15
Tumbler	7.2	7.9	7.9
Equipo de refrigeración (compresor de 5HP, 7 ventiladores de ¾ y 6 de 50V	17	14	20
Horno	23.6	21.8	22.3
Con ahumador	22.2	24	22
Compresor	10	11	9
Compresor 2	11 A		
Caldero York shipley	4	4	4

ANEXO 18. PLIEGO TARIFARIO DE LA EERSSA

**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.
GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN
JEFATURA DE FACTURACIÓN**

Cargos tarifarios para los consumos del mes de: JULIO 2004

Resolución N. 056/2004 del Consejo Nacional de Electricidad 31 de marzo 2004

TARIFAS EN BAJA TENSION

Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600V

SIN DEMANDA

RANGO DE CONSUMO	ENERGIA (US\$/kwh)	COMERCIALIZAC. US\$/CLIENTE
------------------	--------------------	-----------------------------

RESIDENCIAL

0 - 50	0.096	1.414
51 - 100	0.100	1.414
101 - 150	0.104	1.414
151 - 200	0.113	1.414
201 - 250	0.122	1.414
251 - Exc.	0.125	1.414

RESIDENCIAL TEMPORAL

0 - Exc.	0.125	1.414
----------	-------	-------

COMERCIAL Y ENTIDAD OFICIAL - G1

0 - 300	0.085	1.414
301 - Exc.	0.116	1.414

INDUSTRIAL ARTESANAL - G2

0 - 300	0.070	1.414
301 - Exc.	0.116	1.414

ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO - G3

0 - 100	0.038	1.414
101 - 200	0.041	1.414
201 - 300	0.044	1.414
301 - Exc.	0.085	1.414

CON DEMANDA

DEMANDA (US\$/KW)	ENERGIA (US\$/kwh)	COMERCIALIZAC. US\$/CLIENTE
-------------------	--------------------	-----------------------------

COMERCIALES, INDUSTRIALES Y ENT.OFICIALES
BOMBEO DE AGUA, ENS.DEPORT. Y PERIODIC.

6.031	0.092	1.414
-------	-------	-------

OTRAS TARIFAS

ALUMBRADO PUBLICO

3.706	0.128	0.000
-------	-------	-------

TARIFAS EN MEDIA TENSION

Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600V y 40KV

CON DEMANDA

DEMANDA (US\$/KW)	ENERGIA (US\$/kwh)	COMERCIALIZAC. US\$/CLIENTE
-------------------	--------------------	-----------------------------

ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO

3.715	0.071	1.414
-------	-------	-------

COMERCIALES, INDUSTRIALES Y ENT.OFICIALES
BOMBEO DE AGUA, ENT.DEPORT. Y PERIODIC.

5.955	0.083	1.414
-------	-------	-------

CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA

Se aplica a los consumidores que disponen de un registrador de demanda horaria que en periodo de base se disminuye en un 20%

COMERCIALES, INDUSTRIALES, ENT.OFICIALES B-A

DEMANDA (US\$/KW)	PERIODO DE BASE	PERIODO DE DEMANDA MEDIA Y PUNTA
5.955	0.067	0.083

PERIODO DE BASE: (22h00 hasta las 07h00)

PERIODO DE DEMANDA MEDIA: (07h00 hasta las 18h00)

PERIODO DE PUNTA: (18h00 hasta las 22h00)

El cargo por potencia será afectado por un factor de corrección que se obtiene de la relación:

$$FC = DP/DM$$

DP= Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas punta de la Empresa (18h a 22h)

DM= Demanda maxima del consumidor durante un mes.

En ningún caso este Factor de Corrección (FC), deberá ser menor que 0.60.

VE_B	0.088	6.368
VE_P	0.1009	0

IMPUESTOS Y TASAS

TARIFAS	ALUMBRADO PUBLICO	BOMBEROS	FERUM	TASA DECRETO 1385		
				0 a 100	101 a 500	501 al exc.
R y R3	22%	0.68	----	0.01	0.01	0.02
C y C_D	25%	2.03	10%	0.01	0.02	0.02
I_A	25%	4.07	10%	----	----	----
I_D	25%	8.14	10%	----	----	----
A_PU	----	----	----	----	----	----
OTRAS	25%	----	----	----	----	----

ANEXO 19. ANALIZADOR DE REDES TOPAS 1000.



ANEXO 20. SOFTWARE DE EVALUACION DEL ANALIZADOR DE REDES TOPAS 1000.



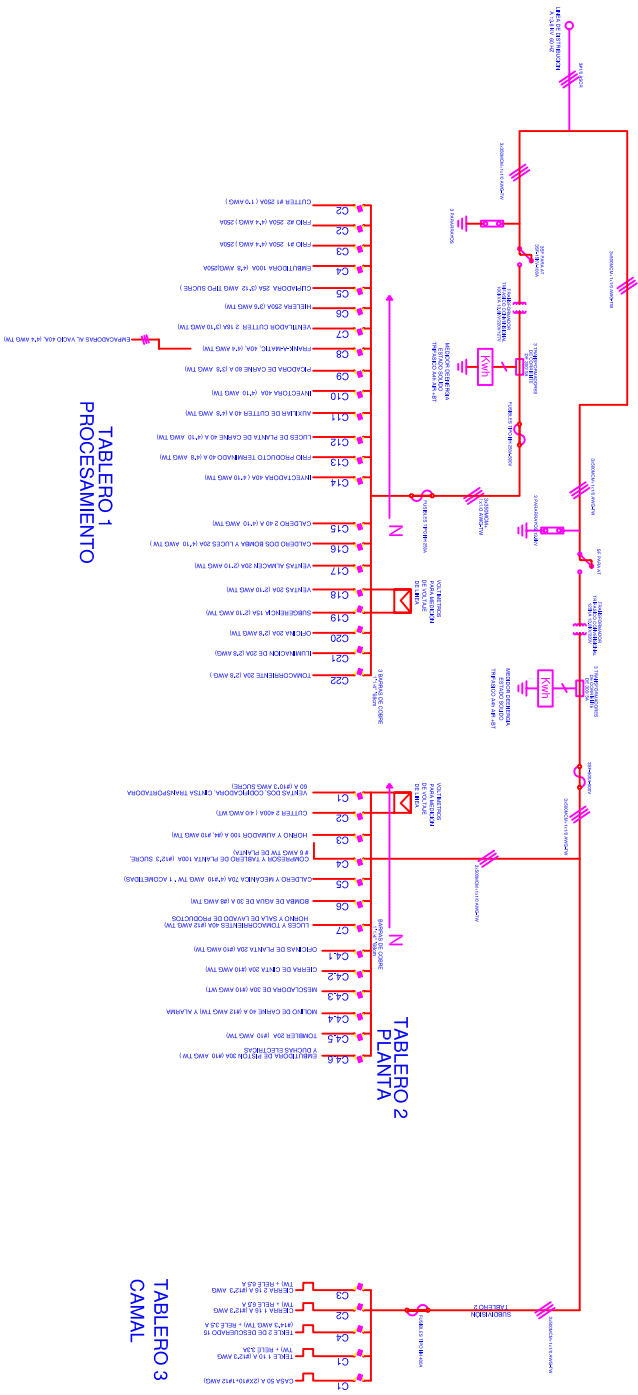
ANEXO 21. RESISTIVIDAD DE ALGUNOS TERRENOS.

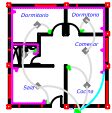
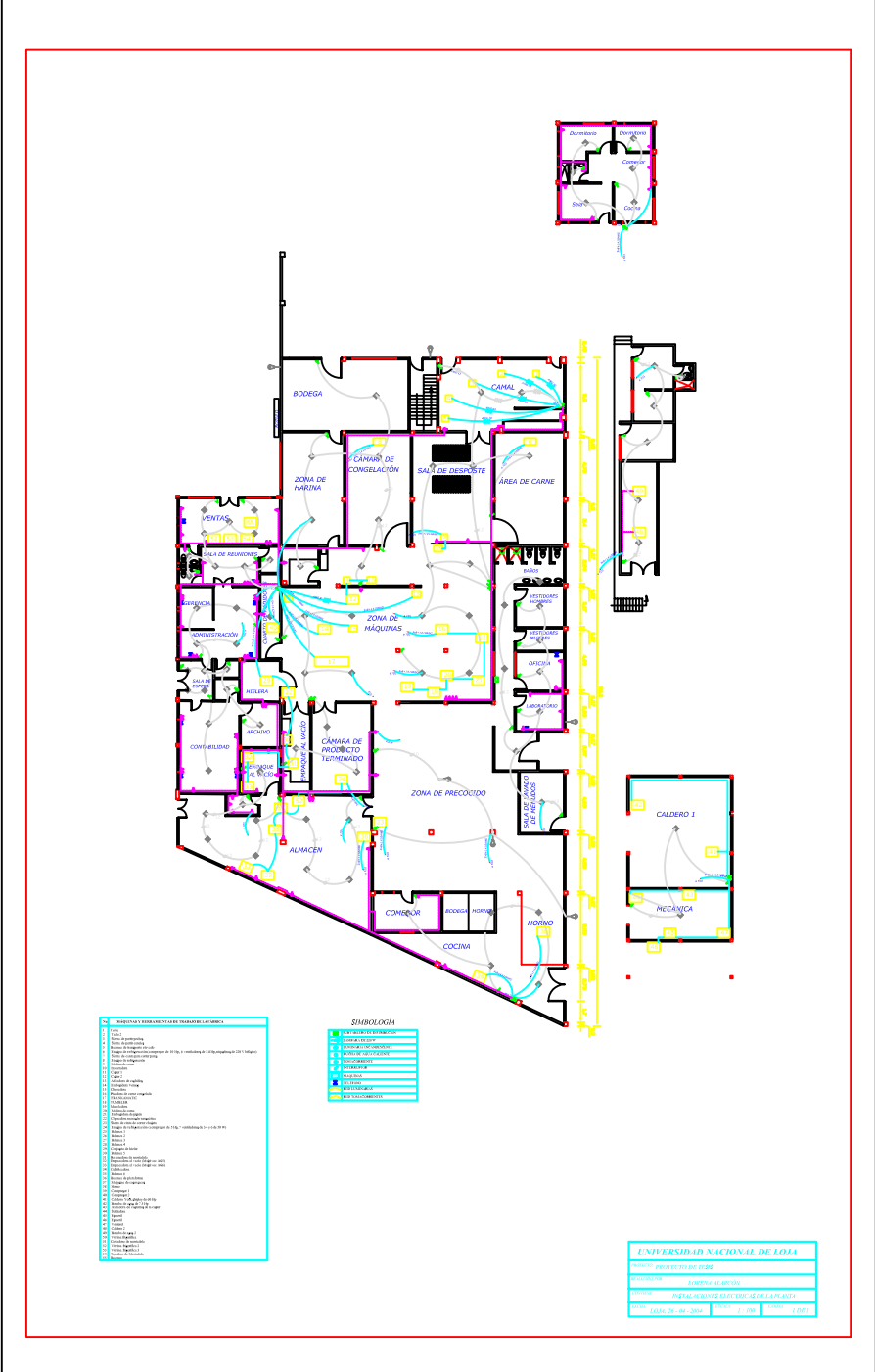
Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad en $\Omega.m$
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles y terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad en $\Omega.m$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Marga del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

[Volver](#)

DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO DE LA FABRICA DE EMBUTIDOS INAPESA





LEYENDA

1. Zona de Recepción

2. Zona de Molienda

3. Zona de Molienda

4. Zona de Molienda

5. Zona de Molienda

6. Zona de Molienda

7. Zona de Molienda

8. Zona de Molienda

9. Zona de Molienda

10. Zona de Molienda

11. Zona de Molienda

12. Zona de Molienda

13. Zona de Molienda

14. Zona de Molienda

15. Zona de Molienda

16. Zona de Molienda

17. Zona de Molienda

18. Zona de Molienda

19. Zona de Molienda

20. Zona de Molienda

21. Zona de Molienda

22. Zona de Molienda

23. Zona de Molienda

24. Zona de Molienda

25. Zona de Molienda

26. Zona de Molienda

27. Zona de Molienda

28. Zona de Molienda

29. Zona de Molienda

30. Zona de Molienda

31. Zona de Molienda

32. Zona de Molienda

33. Zona de Molienda

34. Zona de Molienda

35. Zona de Molienda

36. Zona de Molienda

37. Zona de Molienda

38. Zona de Molienda

39. Zona de Molienda

40. Zona de Molienda

41. Zona de Molienda

42. Zona de Molienda

43. Zona de Molienda

44. Zona de Molienda

45. Zona de Molienda

46. Zona de Molienda

47. Zona de Molienda

48. Zona de Molienda

49. Zona de Molienda

50. Zona de Molienda

51. Zona de Molienda

52. Zona de Molienda

53. Zona de Molienda

54. Zona de Molienda

55. Zona de Molienda

56. Zona de Molienda

57. Zona de Molienda

58. Zona de Molienda

59. Zona de Molienda

60. Zona de Molienda

61. Zona de Molienda

62. Zona de Molienda

63. Zona de Molienda

64. Zona de Molienda

65. Zona de Molienda

66. Zona de Molienda

67. Zona de Molienda

68. Zona de Molienda

69. Zona de Molienda

70. Zona de Molienda

71. Zona de Molienda

72. Zona de Molienda

73. Zona de Molienda

74. Zona de Molienda

75. Zona de Molienda

76. Zona de Molienda

77. Zona de Molienda

78. Zona de Molienda

79. Zona de Molienda

80. Zona de Molienda

81. Zona de Molienda

82. Zona de Molienda

83. Zona de Molienda

84. Zona de Molienda

85. Zona de Molienda

86. Zona de Molienda

87. Zona de Molienda

88. Zona de Molienda

89. Zona de Molienda

90. Zona de Molienda

91. Zona de Molienda

92. Zona de Molienda

93. Zona de Molienda

94. Zona de Molienda

95. Zona de Molienda

96. Zona de Molienda

97. Zona de Molienda

98. Zona de Molienda

99. Zona de Molienda

100. Zona de Molienda

SIMBOLOGIA

1. Agua

2. Gas

3. Electricidad

4. Aire Acondicionado

5. Ventilación

6. Calefacción

7. Refrigeración

8. Iluminación

9. Señalización

10. Seguridad

11. Protección

12. Mantenimiento

13. Limpieza

14. Desinfección

15. Esterilización

16. Control de Calidad

17. Control de Seguridad

18. Control de Medio Ambiente

19. Control de Ruido

20. Control de Vibración

21. Control de Emisiones

22. Control de Contaminación

23. Control de Residuos

24. Control de Energía

25. Control de Recursos

26. Control de Personal

27. Control de Materiales

28. Control de Equipos

29. Control de Herramientas

30. Control de Suministros

31. Control de Mantenimiento

32. Control de Reparación

33. Control de Reemplazo

34. Control de Actualización

35. Control de Mejora

36. Control de Innovación

37. Control de Investigación

38. Control de Desarrollo

39. Control de Producción

40. Control de Distribución

41. Control de Comercialización

42. Control de Promoción

43. Control de Ventas

44. Control de Servicio al Cliente

45. Control de Fidelización

46. Control de Retención

47. Control de Recuperación

48. Control de Eliminación

49. Control de Reciclaje

50. Control de Reutilización

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería de Alimentos

Proyecto: Diseño de Planta Industrial de Alimentos

Fecha: 15/05/2024

Autores: J. P. M., J. R. S., J. L. G.

Revisor: J. M. P.

