

**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA ELECTRICA PARA VIKINGOS DE
COLOMBIA S.A. PLANTA 2**

EDISON OCTAVIO PEREZ SEPULVEDA

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS, D.H.T.C**

2001

**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA ELECTRICA PARA VIKINGOS DE
COLOMBIA S.A.. PLANTA 2**

EDISON OCTAVIO PEREZ SEPULVEDA

Monografía para optar el título de Ingeniero Electricista

Director
JAIME HERNÁNDEZ MATEUS
Ingeniero Electricista

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS, D.H.T.C**

2001

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

A mi padre, por su gran
esfuerzo,

**A mi madre por todo
su amor**

A mi familia por todo el
apoyo

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Bibiana Pinto Tovar, Vicepresidente de Producción Vikingos de Colombia S.A. por su valiosa colaboración.

Edwin Malambo, Ingeniero de Mantenimiento de Vikingos de Colombia S.A. Planta 2 por el interés mostrado en el proyecto.

A l personal de Técnicos y Operadores de Vikingos de Colombia S.A. por los conocimientos entregados.

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 19 |
| 1. CONSTITUTUCION DE LA EMPRESA | 22 |
| 1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA | 22 |
| 1.2 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA VIKINGOS PLANTA | 23 |
| 1.3 BREVE DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO VIKINGOS PLANTA 2 | 24 |
| 1.4 DESCRIPCION DEL PROBLEMA | 25 |
| 1.5 JUSTIFICACIÓN | 26 |
| 1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION | 27 |
| 1.6.1 Objetivo general. | 27 |
| 1.6.2 Objetivos específicos | 27 |
| 1.7 ALCANCE | 28 |
| 1.8 LIMITACIONES | 29 |
| 2. TARIFAS ELECTRICAS | 30 |
| 2.1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO | 30 |
| 2.2 RÉGIMEN TARIFARIO. | 32 |
| 2.2.1 Estructura tarifaria. | 34 |
| 2.2.2 Usuarios. | 35 |

| | | |
|-----------|---|----|
| 2.2.3 | Contratos de Prestaciones de Servicio de Energía Eléctrica. | 36 |
| 2.3 | CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USUARIOS NO REGULADOS DE LA CORPORACIÓN ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA E.S.P S.A. | 37 |
| 2.3.1 | Cláusula Séptima. | 37 |
| 2.4.2 | Cláusula Octava. | 37 |
| 2.4.2.1 | Precio Base. | 37 |
| 2.4.2.2 | Cargos no regulados correspondientes al cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional. | 38 |
| 2.4.2.3 | Cargo por uso del Sistema de Transmisión Regional o Distribución Local | 40 |
| 2.4.3.1 | Composición de los costos de prestación del servicio. | 42 |
| 2.4.3.2 | Costo Unitario de Prestación del Servicio. | 42 |
| 2.4.3.3 | Costos de compra de energía. | 44 |
| 2.4.3.4 | Costo promedio por uso del STN. | 46 |
| 2.4.3.5 | Costo de Distribución. | 46 |
| 2.4.3.6 | Costos adicionales del mercado mayorista. | 46 |
| 2.4.3.7 | Fracción reconocida para cubrir pérdidas. | 47 |
| 2.4.3.8 | Costos de comercialización. | 48 |
| 2.4.3.8.1 | Metodología para establecer el costo base de comercialización | 50 |
| 2.4.3.9 | Costos de conexión y otros cobros. | 51 |
| 3. | CONDICIONES PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA VIKINGOS PLANTA 2 | 53 |
| 3.1 | CUADRO GENERAL DE COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELECTROCOSTA E.S.P S.A – VIKINGOS PLANTA 2 | 53 |
| 3.2 | CONDICIONES GENERALES PARA LA PRESTACIÓN DEL | 56 |

| | |
|--|----|
| SERVICIO. | |
| 3.2.1 Medición. | 56 |
| 3.2.2 Factor de Potencia. | 56 |
| 3.2.3 Control de Armónicos. | 58 |
| 3.2.3.1 Limites de distorsión armónica clientes individuales IEEE 519. | 59 |
| 3.2.4 Desbalance de Carga. | 62 |
| 3.2.5 Sistemas eléctricos de emergencia instalados por los Clientes. | 63 |
| 4. LEVANTAMIENTO DE DATOS | 65 |
| 4.1 PROCESOS PRODUCTIVOS. | 65 |
| 4.1.1 Datos Históricos de Producción. | 66 |
| 4.2 Datos Históricos de Facturación | 67 |
| 4.3 Censo de Cargas Eléctricas y Mediciones | 69 |
| 4.3.2 Equipo de Mediciones. | 69 |
| 4.3.2.1 Medición Transformadores. | 71 |
| 4.3.2.1.1 Transformador de 160 kVA. | 71 |
| 4.3.2.1.2 Transformador de 400 kVA | 71 |
| 4.3.2.1.3 Transformador 1600 kVA. | 72 |
| 4.3.2.1.4 Transformador 75 kVA | 72 |
| 4.3.2.2 Medición Cargas Primarias. | 73 |
| 4.3.2.2.1 Compresor de Tornillo No. 1 | 73 |
| 4.3.2.2.2 Compresor de Tornillo No. 2 | 73 |
| 4.3.2.2.3 Compresor de Tornillo No. 3 | 74 |

| | |
|---|----|
| 4.3.2.2.4 Compresor Alternativo No. 2 | 74 |
| 4.3.2.2.5 Compresor Alternativo No. 3 | 75 |
| 4.3.2.2.6 Compresor Alternativo No. 5 | 75 |
| 4.3.2.2.7 Compresor Rotativo No. 6 | 76 |
| 4.3.2.2.8 Compresor Rotativo No. 7 | 76 |
| 4.3.2.2.9 Calderas No. 1 y Caldera No. 2 | 77 |
| 4.3.2.2.10 Iluminación Perimetral | 77 |
| 4.3.2.2.11 Oficinas Frigocar | 78 |
| 4.3.2.2.12 Bloque Lavandería y Casino | 78 |
| 4.3.2.2.13 Cooker No.1, Cooker No.2 y Cooker No.3 de Harina | 79 |
| 4.3.2.3 Medición de Cargas Secundarias. | 79 |
| 4.3.2.3.1 Sacrificio | 79 |
| 4.3.2.3.2 Destripe y Cocción de Atún | 81 |
| 4.3.2.3.3 Cuarto de Maquinas | 82 |
| 4.3.2.3.5 Sala de Deshuese | 83 |
| 4.3.2.3.6 Harina de Pescado | 84 |
| 4.3.2.3.6 Varios | 84 |
| 5. HERRAMIENTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE AHORRO DE LA DEMANDA CONTROLADA | 85 |
| 5.1 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA. | 85 |
| 5.1.1 Hoja Distribución | 86 |
| 5.1.2 Hoja Consumo | 88 |
| 6. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN | 90 |
| 6.1 CALIDAD DE ENERGIA | 90 |

| | |
|--|-----|
| 6.1.1 Potencia Reactiva | 90 |
| 6.1.1.1 Redistribución del Consumo Reactivo. | 94 |
| 6.1.2 Armónicos. | 97 |
| 7. EVALUACIÓN ECONOMICA | 98 |
| 7.1 EVALUACION DEL POTENCIAL DE AHORRO | 98 |
| 7.1.1 Potencial de ahorro por administración de energía. | 98 |
| 7.1.1.1 Índices Energéticos | 99 |
| 7.1.2 Potencial de ahorro por Control de Demanda | 102 |
| 7.1.3 Perfiles de Demanda. | 103 |
| 7.1.3.1 Perfil de Demanda Normal. | 103 |
| 7.1.3.2 Perfil de Demanda Controlada. | 104 |
| 7.1.3.3 Evaluación económica. | 104 |
| 7.1.3.4 Observaciones. | 106 |
| 8. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LIMITAR LA DEMANDA ELECTRICA | 107 |
| 8.1 COGENERACIÓN | 107 |
| 9. CONCLUSIONES | 110 |
| BIBLIOGRAFÍA | 111 |
| ANEXOS | 112 |

LISTA DE CUADROS

| | Pág. |
|--|------|
| Cuadro 1. Cargos Monomios por uso de STN | 40 |
| Cuadro 2. Cargos Monomios Horarios por uso de STN Nivel II | 41 |
| Cuadro 3. Precios Suministro de Energía 01 Abril - 31 Diciembre 2001 | 54 |

| | |
|---|-----|
| Cuadro 4. Precios Suministro de Energía 01 Enero– 31 Diciembre 2002 | 55 |
| Cuadro 5. IEEE 519 Limites en la Distorsión de la Corriente | 61 |
| Cuadro 6. IEEE 519 Limites en la Distorsión de Voltaje | 62 |
| Cuadro 7. Datos Históricos de Producción alterados por un factor | 67 |
| Cuadro 8. Redistribuciones de unidades capacitivas | 95 |
| Cuadro 9. Distribución de la Demanda | 105 |
| Cuadro 10. Cuadro de Costos | 105 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|------|
| | Pág. |
| Figura 1. Estructura Organizativa Mantenimiento Vikingos Planta 2 | 23 |
| Figura 2. Diagrama Unifilar de Transformación Vikingos Planta 2 | 25 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3. Comportamiento del Mercado No Regulado en Colombia | 36 |
| Figura 4. Evolución Índice Precios al Productor IPP | 56 |
| Figura 5. Curva de consumo de potencia activa típica por mes | 68 |
| Figura 6. Curva de consumo de potencia reactiva típica por mes | 69 |
| Figura 7. Hoja DISTRIBUCIÓN, asignación tiempos de operación normal de las máquinas | 87 |
| Figura 8. Hoja DISTRIBUCIÓN, asignación tiempos de operación controlada de las máquinas | 88 |
| Figura 9. Hoja Consumo | 89 |
| Figura 10. Curvas de consumo de activa y reactiva por mes | 90 |
| Figura 11. Comportamiento histórico reactiva / activa | 91 |
| Figura 12. Nivel máximo de armónicos en el sistema | 97 |
| Figura 13. Índice energético Destripe y Cocción Atún | 100 |
| Figura 14. Índice energético Harina de Pescado | 101 |
| Figura 15. Índice energético Matanza | 101 |
| Figura 16. Índice energético Deshuese | 102 |
| Figura 17. Perfil de Demanda Normal y Demanda Controlada | 104 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|------|
| Anexo A. Consumos promedios de activa por mes por hora | 114 |
| Anexo B. Consumos promedios de potencia reactiva por mes por hora | 116 |

| | |
|--|-----|
| Anexo C. Asignación de tiempos en operación normal | 118 |
| Anexo D. Asignación de tiempos en operación controlada | 124 |

RESUMEN

Este proyecto nace de la necesidad de explorar las posibilidades de disminución de la tarificación eléctrica mediante la redistribución del consumo siguiendo los modelos planteados por otros países como México, donde la normatividad del sector en lo relacionado con ahorro de energía y administración de la demanda eléctrica se encuentra en una etapa avanzada de consolidación.

Este estudio abre grandes posibilidades ya que se encontró un gran desconocimiento del proceso tarifario, y notable inquietud respecto a las posibilidades reales mostradas para el disminución de la facturación.

Durante este estudio, se realizaron 97 mediciones discretas a máquinas eléctricas y 17 a condensadores de potencia, se adaptó el modelo metodológico de Control de Demanda Eléctrica de la Comisión de Ahorro de Energía de México a las condiciones del sector eléctrico Colombiana y se estructuró un plan a mediano plazo con miras a optimizar el consumo de la planta.

Se logró identificar los Centros de Consumo sobre los cuales deberá centrarse el control de demanda y en general, las máquinas y las condiciones de operación que incrementan de manera innecesaria el consumo.

La evaluación económica, logró mostrar un ahorro potencial de tres Millones de Pesos (a pesos de septiembre de 2001) del costo de facturación por energía,

solamente con modificar las condiciones y tiempos de operación de las máquinas eléctricas. Se dieron las herramientas para lograr determinar los tiempos óptimos de operación de las máquinas y en especial las del Centro de Consumo a fin de seleccionar a mediano plazo los Controladores de Demanda Apropriados.

Por último, se plantean alternativas tecnológicas de ahorro, como la Cogeneración, que en primera instancia muestran grandes posibilidades de ahorro que podrían analizarse y explotarse.

Cartagena de Indias, Diciembre 13 de 2001.

Señores

CONCEJO DE FACULTAD

Corporación Universitaria Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Cordialmente, me permito hacer entrega del Trabajo de Grado, DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA ELECTRICA VIKINGOS DE COLOMBIA S.A., PLANTA 2, a fin de dar cumplimiento al requisito establecido para optar el título de Ingeniero Electricista.

Atentamente,

EDISON OCTAVIO PEREZ SEPÚLVEDA

Código 9902354

Cartagena de Indias, Diciembre 13 de 2001.

Señores

CONCEJO DE FACULTAD

Corporación Universitaria Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Cordialmente, me permito hacer entrega del Trabajo de Grado, DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA ELECTRICA VIKINGOS DE COLOMBIA S.A. PLANTA 2., del estudiante EDISON PEREZ SEPÚLVEDA, y el cual he dirigido.

Atentamente,

JAIME HERNÁNDEZ MATEUS

Ingeniero Electricista

Artículo 105. La Institución se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grado aprobados, los cuales no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, en la región y en el país se han combinado varios factores dentro del sector eléctrico como la privatización de los operadores del sistema de transmisión, subtransmisión y distribución regional, la etapa de desarrollo y consolidación del mercado mayorista, etc., de manera tal que en este momento se incentiva la libre competencia y permite que las empresas con determinadas características en el comportamiento y nivel de consumo de energía eléctrica puedan modificar dicho comportamiento y adaptarlo a las tarifas horarias para obtener beneficios en cuanto a disminución del costo de facturación.

Particularmente en los departamentos de la Costa Atlántica, a la fecha existe un agresivo programa de reducción de pérdidas lo que hace que la atención de los consumidores se haya orientado a conocer y manejar los temas relacionados al consumo, la medición, al proceso tarifario, a la optimización de la infraestructura del sistema de gestión comercial por parte del operador local, condiciones generales del suministro del servicio, atención al cliente, entes reguladores como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, etc.

El objetivo principal de este trabajo es explorar las posibilidades de implementar un sistema de Control de Demanda Eléctrica en VIKINGOS PLANTA 2, teniendo

en consideración no solo las condiciones del mercado mayorista, si no también las condiciones operativas de la planta, el grado de conocimiento de las variables del sistema y su operación, para optimizar el consumo.

El contenido del trabajo se dividió en ocho capítulos, definidos de la siguiente manera:

Capítulo I: Se hace una reseña de la empresa Vikingos Planta 2 y el planteamiento del problema de investigación, los objetivos, limitaciones y alcances del trabajo realizado.

Capítulo II: Se hace una reseña histórica del desarrollo del mercado mayorista colombiano y se explica los aspectos regulatorios del proceso tarifario para los usuarios no regulados.

Capítulo III: Se explican las condiciones contractuales para la prestación del servicio de suministro de energía para Vikingos Planta 2

Capítulo IV: Se reporta la información recogida en campo tanto de los procesos de producción, como las mediciones de las maquinas asociadas a estos.

Capítulo V: Se explica la herramienta desarrollada para la simulación del comportamiento del consumo tanto en la operación normal de las máquinas, como en la operación controlada.

Capítulo VI: Se analiza la información recogida en las mediciones discretas de las máquinas eléctricas.

Capítulo VII: Se trazan los perfiles de demanda de los procesos y se realiza la evaluación económica.

Capítulo VIII: Se hace una breve descripción de las alternativas tecnológicas para el control de demanda en la Planta

Finalmente se emitieron conclusiones y recomendaciones como consecuencia del estudio realizado.

1. CONSTITUTUCION DE LA EMPRESA

1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA

Vikingos Planta 2, es una empresa del Grupo Santodomingo, la cual centra su actividad de producción en el procesamiento de atún para exportación, con una producción histórica entre 1000 y 2000 toneladas por mes. El grueso de su producción es para exportación y además atiende el mercado nacional con su producto enlatado.

La actividad secundaria de producción, es la elaboración de Harina de Pescado, para lo cual se utilizan los subproductos del procesamiento del atún como son las vísceras, esqueleto y residuos del proceso de pelado, los cuales son cocidos, molidos y empacados para la venta.

La tercera actividad de la Planta, es la prestación del servicio de establo, sacrificio, descuerado, desviscerado, deshuese, tratamiento de subproductos de ganado bovino y almacenamiento en frío, con una producción aproximada de 5000 reses por mes.

La cuarta actividad es el alquiler de las Oficinas y Casino para las actividades de comercialización de reses y suministro de alimentos al personal de la Planta respectivamente.

1.2 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA VIKINGOS PLANTA

El Trabajo de Grado se llevó a cabo en la sección de Mantenimiento de Vikingos Planta 2, la estructura organizativa de interés, se muestra en la Figura 1.

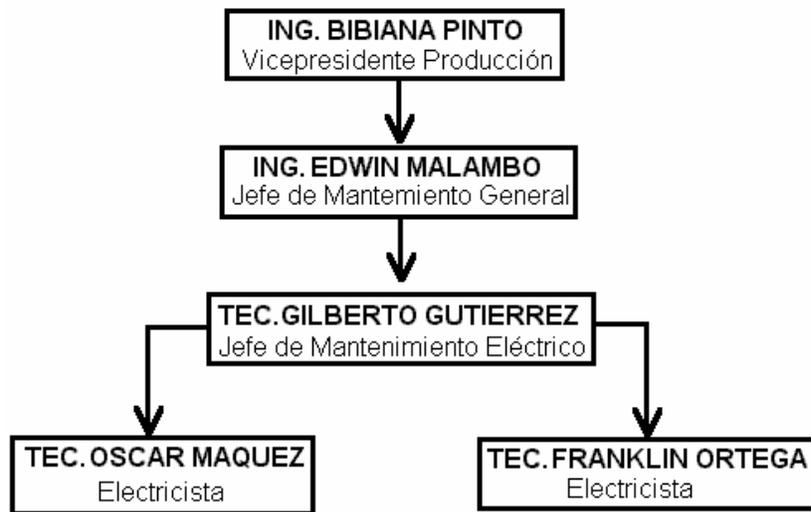


Figura 1. Estructura Organizativa Mantenimiento Vikingos Planta 2

Las etapas posteriores de planificación y desarrollo de este proyecto quedará bajo la responsabilidad del ING, EDWIN MALAMBO y la etapa posterior de

ejecución a cargo del Jefe de Mantenimiento Eléctrico TEC. GILBERTO GUTIERREZ.

1.3 BREVE DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO VIKINGOS

PLANTA 2

El suministro de energía de la planta se hace en Nivel 2 (1kV - 30 kV) a través de las redes de ELECTROCOSTA E.S.P. S.A., que a su vez es la empresa comercializadora. Luego de la medición se alimenta en media tensión (13,8 kV) tres transformadores en subestación de 1600 kVA, 400 kVA, 160 kVA y un transformador en poste de 75 kVA. El sistema esta respaldado por una planta de emergencia de 850 kVA a 480 V y que a su vez sirve los dos sistemas a 220 V mediante dos transformadores de 75 kVA y 225 kVA. La transferencia del sistema es manual y sin enclavamiento mecánico para los interruptores haciendo la operación de gran riesgo. La Figura 2 muestra el diagrama unifilar de transformación del sistema.

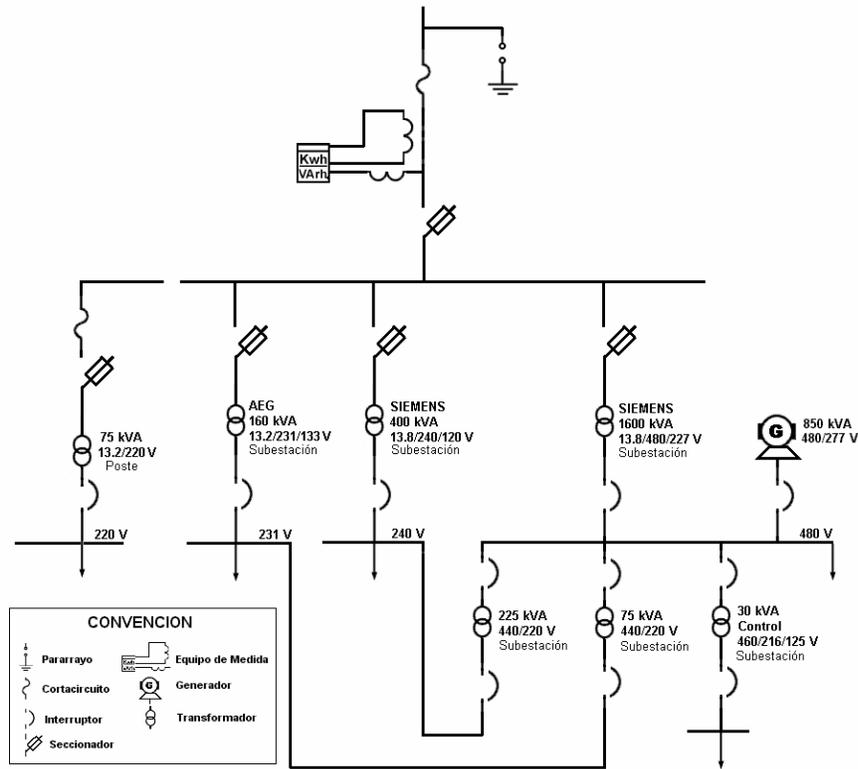


Figura 2. Diagrama Unifilar de Transformación Vikingos Planta 2

1.4 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

En los procesos industriales los cuales involucran producción continua, es necesario tener el control sobre los parámetros de consumo de energía y modificarlos en cuanto a sus tiempos y condiciones de operación, procedimientos, eficiencia, etc. De forma tal que de acuerdo al tipo de tarifación horaria de energía, se pueda disminuir el valor de la facturación mensual. La identificación de

todos estos parámetros es la base para el diseño de un sistema de control de demanda.

VIKINGOS PLANTA 2 no cuenta con una análisis de consumo de su infraestructura de producción y de las condiciones de operación de sus diferentes maquinas eléctricas que le permitan ajustar el consumo al estrictamente necesario sin afectar las apropiadas condiciones de operación.

1.5 JUSTIFICACIÓN

El conocimiento del proceso tarifario en el sector eléctrico colombiano y la incidencia del consumo en las tarifas horarias, conllevan en primera instancia a tomar decisiones orientadas a planificar el consumo como es de esperarse en cualquier otra actividad donde se adquiera un bien inmueble. Para lo anterior, es necesario tener plena y permanente información sobre el comportamiento individual y colectivo de las máquinas, transformadores, acometidas, etc., que redundan en beneficios en muchos casos imponderables como es disminución de pérdidas térmicas, vida útil de los equipos y en otros casos tangibles como la disminución de la facturación de potencia activa y reactiva y reclamaciones sobre facturación.

1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

1.6.1 Objetivo general. Desarrollar y aplicar una metodología para la implementación de un sistema de Control de Demanda Eléctrica en Vikingos Planta 2 orientado a la disminución de los niveles de consumo de energía eléctrica.

1.6.2 Objetivos específicos

a.- Estructurar un estudio cronológico y dentro del marco legal sobre la facturación de la planta apoyándose en los archivos de facturación propios y de las empresas comercializadoras de energía y la legislación actual vigente por la CREG para usuarios no regulados a fin de identificar los parámetros a controlar (curva de demanda, tarifas, horarios) orientadas a optimizar el nivel y redefinir el comportamiento de la demanda.

b.- Trazar los perfiles de demanda actuales del sistema apoyándose en el comportamiento del consumo para sus respectivo análisis comparándolo con el perfil de demanda controlados y determinar así el potencial de ahorro.

c.- Elaborar la evaluación económica de la implementación de un sistema de control de demanda mediante la identificación individual de las máquinas con sus parámetros a controlar y mecanismos controladores como parte estructural del Control de Demanda.

1.7 ALCANCE

Las actividades de la investigación se llevaron a cabo sobre la operación del sistema eléctrico en baja tensión de Vikingos Planta 2. En esta investigación se hizo un estudio sobre una muestra representativa el comportamiento histórico del consumo y los procesos productivos de la planta.

Para esto, se midieron todas las grandes cargas y transformadores del sistema con un analizador de redes, se analizó las condiciones de operación de cada una de ellas y su incidencia en el consumo.

Con la realización de este trabajo, el departamento de Mantenimiento de Vikingos Planta 2, tiene información detallada acerca de las condiciones de operan de las maquinas eléctricas de la Planta y cómo inciden su horario de operación en la facturación del consumo.

1.8 LIMITACIONES

El principal factor que influyó adversamente sobre el cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo es que para determinar la condición óptima de operación de las principales cargas (compresores, bombas de agua, difusores de aire, etc.) deberá hacerse mediante prueba y error.

Una de las razones es que, ajustar el tiempo de operación de los compresores, implica ajustar los sensores de nivel, presión, temperatura tanto de los cuartos fríos, como de los tanques de amoníaco y es una actividad bastante compleja, y de gran riesgo para el producto.

Ligado a lo anterior, existen condiciones de gran pérdida térmica que incluso llegan a producir gran cantidad de hielo alrededor de los ductos lo que evidencia las malas condiciones del sistema y sobre las cuales no tendría soporte la selección de controladores de demanda mientras no se haga un ajuste de la operación de las máquinas en búsqueda de la eficiencia en la operación.

Estos problemas los tiene plenamente identificado el Departamento de Mantenimiento de la Planta, y se espera acometer estos trabajos en la medida en que las condiciones económicas lo permitan.

2. TARIFAS ELECTRICAS

2.1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Más tarde el sistema eléctrico colombiano se interconectó, y fue así como nació ISA -Interconexión Eléctrica S.A., permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad energética de todo el sistema. ISA se encargaba de la coordinación del suministro de electricidad, siguiendo procesos de optimización, en donde se minimizaban los costos del sistema, del planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión y, si era necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió

especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cuál generó un deterioro en el desempeño de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

Por otro lado, en todo el mundo comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

El cambio era radical:

- Introducir competencia en el sector eléctrico
- Permitir la inversión privada, llegando al punto de privatizar las compañías estatales
- Eliminar la integración vertical, separando los negocios de transmisión, distribución y generación
- Dejar al estado solamente el papel de ente regulador

Ante los hechos anteriormente mencionados, a principios de los años noventa se vio la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para

establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

2.2 RÉGIMEN TARIFARIO.

El régimen tarifario en el sector eléctrico colombiano, esta orientado por los siguientes criterios (Ley 142 del 11 de julio de 1994 Titulo 6 capitulo 1 Artículo 46)

Eficiencia Económica: El régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

Neutralidad: Cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

Solidaridad y redistribución: Al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

Suficiencia financiera: Las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

Simplicidad: Las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.

Transparencia: El régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios.

2.2.1 Estructura tarifaria. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, cuenta los siguientes componentes en la estructura de tarifas (LEY 143 del 11 de julio de 1994 CAPITULO IX Artículo 46)

a.- Una tarifa por unidad de consumo de energía.

b.- Una tarifa por unidad de potencia, utilizada en las horas de máxima demanda.

c.- Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad del servicio para el usuario, independientemente del nivel de consumo.

d.- Un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión, cada vez que el usuario se conecte al servicio de electricidad.

2.2.2 Usuarios. La LEY 143 del 11 de julio de 1994 CAPITULO II Artículo 11 define la clasificación de los usuarios del servicio así:

Usuario Regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Usuario No Regulado: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.

Mediante la Resolución No. 131 del 23 de Diciembre de 1998 Artículo 2, se modificó el nivel de clasificación para usuarios no regulados. A partir de la vigencia de la mencionada resolución, se establecen los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo:

- Hasta el 31 de diciembre de 1999: 0.5 MW o 270 MWh
- A partir del 1º de enero del 2000 : 0.1 MW o 55 MWh

Para verificar las condiciones que deben cumplir los usuarios para comercializar en el mercado competitivo, se aplicará lo establecido en el Anexo1 de la mencionada resolución.

El comportamiento histórico de la evolución de los usuarios no regulados se muestra en la Figura 3..

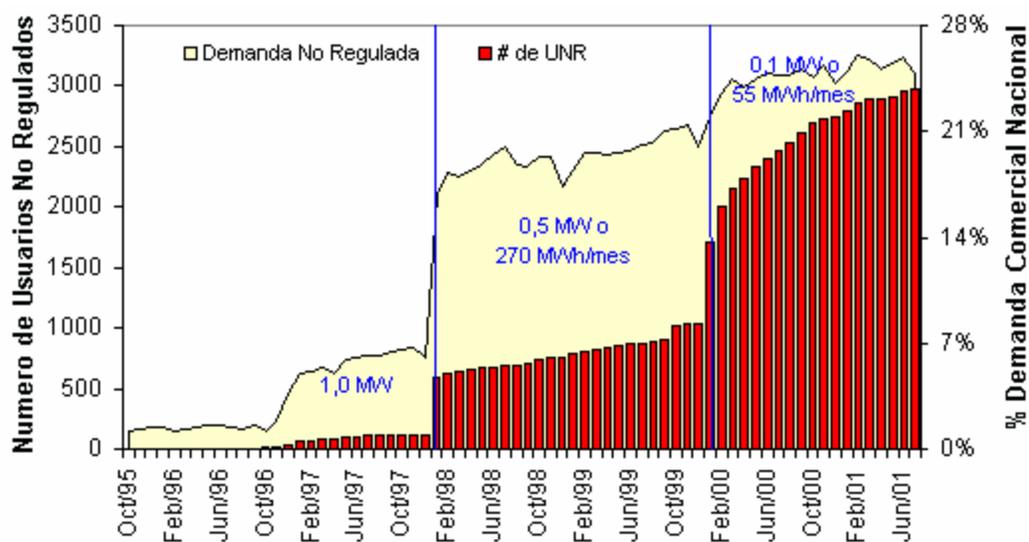


Figura 3. Comportamiento del Mercado No Regulado en Colombia

2.2.3 Contratos de Prestaciones de Servicio de Energía Eléctrica. Para clientes regulados, ELECTRO COSTA E.S.P S.A. ha dispuesto el Contrato de Condiciones Uniformes. Para clientes del marco no regulado se elaboran Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica en las cuales se consignan las condiciones vigentes del marco regulatorio para este tipo de servicio.

2.3 CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USUARIOS NO REGULADOS DE LA COPORACIÓN ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA E.S.P S.A.

2.3.1 Cláusula Séptima. Para efectos de facturación y aplicación de tarifas, se consideraran los periodos monomios horarios comprendidos entre las 00:00 horas y las 24:00 horas.

Es decir, para las 24 horas, existe un precio fijo por kilovatio hora, por cargos no regulados.

2.4.2 Cláusula Octava. La tarifa total está compuesta por un precio base, otros cargos y la contribución especial y se calcula de acuerdo a la siguiente formula:

Precio Final = Pbase + Omes + Contribución (20% Cumes)

2.4.2.1 Precio Base. Esta componente contiene los cargos no regulados correspondientes al Precio de Compra o Generación y a la Comercialización, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, Cargos por el uso del sistema de Transmisión Regional o Distribución Local y Factor de Pérdidas correspondiente al nivel de tensión II.

2.4.2.2 Cargos no regulados correspondientes al cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional. Resolución CREG 126/98, modificada mediante Res 043/99 con vigencia a partir del 1 de enero del año 2001. De acuerdo a esta resolución, los cargos por uso monomio horario del STN con diferenciación horaria por periodo de carga se calcula a partir del respectivo cargo por uso monomio de acuerdo a la metodología descrita a continuación:

Sean H_x , H_d , y H_m el número de horas asociadas con cada uno de los Períodos de Carga definidos en la presente Resolución.

Período de Carga Máxima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Período de Carga Media. Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Período de Carga Mínima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

Sean P_x , P_d y P_m la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga.

Sea CUM el Cargo por Uso Monomio del STN (\$/kWh).

Se requiere calcular los Cargos por Uso Monomios Horarios: CUM_x , CUM_d y CUM_m .

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x P_x CUM_x + H_d P_d CUM_d + H_m P_m CUM_m = CUM \times \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (1)$$

La segunda condición establece que los Cargos por Uso Monomios Horarios, serán proporcionales a la potencia promedio resultante de acuerdo con las horas asignadas a cada Período de Carga, lo cual significa que:

$$\frac{CUM_x}{CUM_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (2)$$

$$\frac{CUM_x}{CUM_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (3)$$

Los Cargos por Uso Monomios Horarios CUM_x , CUM_d y CUM_m se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (1) a (3).

2.4.2.3 Cargo por uso del Sistema de Transmisión Regional o Distribución Local. Los cargos correspondientes al sistema de transmisión regional, se encuentran estipulados en la resolución 114 del 9 de noviembre de 1998, Artículo 2 y vigentes hasta el 31 de diciembre del año 2002. Los cargos se encuentran discriminados por niveles. Para el caso específico de VIKINGOS PLANTA 2, la frontera de medición se encuentra en nivel II (Hasta 30 kV)

Artículo 2°. Cargos monomios horarios. Los cargos monomios (Tabla 1) y los cargos monomios horarios (Cuadro 1) por uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local operado por la Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P., serán los siguientes, a pesos de diciembre de 1996.

Cuadro 1. Cargos Monomios por uso de STN

| NIVEL DE TENSION | CARGO MONOMIO \$/kWh |
|------------------|----------------------|
| Nivel IV | 4,5675 |
| Nivel III | 12,0078 |
| Nivel II | 16,3749 |
| Nivel I | 30,5420 |

Cuadro 2. Cargos Monomios Horarios por uso de STN Nivel II

| C. monomio horario \$/kWh | | Horas de aplicación | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| D. Máxima | 18,5293 | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | X | X | X | | |
| D. Media | 15,7060 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | | | | X | X |
| D. Mínima | 0,0000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Factor de pérdidas correspondientes al nivel de tensión II

De acuerdo a la resolución CREG 031 del 4 de abril de 1997, Anexo 1, Numeral 2.5, Para los niveles de tensión superiores, los niveles de pérdidas reconocidos son únicos para todo el período regulatorio, y están dados por los siguientes porcentajes acumulados: Nivel IV: 3.53%, Nivel III: 5.06%, y Nivel II: 7.10%.

Otros Cargos del Mes

Los otros cargos del mes incluyen los siguientes costos.

- Administración del Sistema de Intercambios Comerciales SIC
- Centro Nacional de despacho CND
- Centro Regional de Despacho CRD
- Contribución de la Comisión de Energía y Gas CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD
- Restricciones Globales (Están calculadas considerando que actualmente se le cargan al comercializador el 50% de las restricciones globales.)

Adicional a este valor, se incluye el precio base el cual se calcula de acuerdo a la resolución CREG 031/97 y se adiciona al precio base horario para efectos de facturación así:

2.4.3 Fórmulas Generales de Costos

2.4.3.1 Composición de los costos de prestación del servicio. Los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria (\$/kWh), y están asociados con los costos que enfrenta la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización.

2.4.3.2 Costo Unitario de Prestación del Servicio. El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

donde:

n : Nivel de tensión.

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ($t = 0, 1, 2, 3, 4$)

z Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

$CU_{n,m,t}$ Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$ Costos de compra de energía (\$/kWh) conforme al numeral 2.1.

$T_{m,t,z}$ Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z , conforme al numeral 2.2.

$D_{n,m}$ Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m , conforme al numeral 2.3.

$O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t , conforme al numeral 2.4

$PR_{n,t}$ Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t , conforme al numeral 2.5

$C_{m,t}$ Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t , conforme al numeral 2.6

Las equivalencias entre los costos monomios aquí establecidos y los costos correspondientes a otras opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a sus usuarios, serán establecidas por la Comisión en resolución separada.

2.4.3.3 Costos de compra de energía. Los costos máximos de compra de energía están dados por la fórmula:

$$G_{m,t} = \left[\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m \right] + (1 - \alpha_{m,t}) P_{m-1}$$

Con,

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(P_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12}$$

$$M_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(M_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12}$$

donde:

P_m : Costo promedio mensual (\$/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m .

P_{m-i} : Costo del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m , (\$/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía.

M_m : Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m .

M_{m-i} : Costo del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m , (\$/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista.

IPP_{m-i} : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m .

β : Factor de ponderación definido por la CREG e igual a 0.9.

$a_{m,t}$: Factor de ponderación de P_m , para el mes m y para el año t , dado por la expresión:

$$a_{m,t} = 1 - \left(\frac{C_{m,t}(1 - PR_{I,t})}{P_{t-1} \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \quad \text{con, } 0 \leq a_{m,t} \leq 1$$

donde:

$C_{m,t}$: Costo de Comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.6 de este Anexo.

$PR_{I,t}$: Porcentaje de pérdidas acumuladas hasta el Nivel de Tensión I , reconocidas al comercializador, correspondiente al año t .

P_{t-1} : Costo promedio de las compras propias con destino al mercado regulado, correspondiente al año anterior a t .

$IPP_{6,t-1}$: Índice de Precios al Productor Total Nacional de junio del año anterior a t .

En caso que en el mes $m-i$ el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, el valor P_{m-i} deberá ser sustituido por M_{m-i} .

2.4.3.4 Costo promedio por uso del STN. Es el promedio anual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, actualizados al mes m del año t en la zona z .

2.4.3.5 Costo de Distribución. Es el cargo aprobado para el nivel de tensión n del sistema de distribución respectivo, actualizados al mes m del año t .

2.4.3.6 Costos adicionales del mercado mayorista. Los Costos Adicionales del Mercado Mayorista O_a corresponden a las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del SIC. Estos costos se calculan directamente en proporción a los kWh vendidos, mediante la fórmula:

$$O_{m,t} = \frac{CER_{t-1}}{V_{t-1}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{6,t-1}} + \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \left(\frac{CRS_{(m-1)-i}}{V_{(m-1)-i}} * \frac{IPP_{(m-1)}}{IPP_{(m-1)-i}} \right) + \frac{CCD_{m-1}}{1-PRI,t}$$

donde:

CCD: Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC asignados al comercializador (\$/kWh).

CRS: Costo Restricciones y Servicios Complementarios asignados al comercializador, sin incluir penalizaciones.

CER: Costo efectivo, por la actividad de comercialización, de Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD).

V: Ventas Totales al Usuario Final, regulados y no regulados (kWh).

2.4.3.7 Fracción reconocida para cubrir pérdidas. Es un valor que representa la fracción (o porcentaje expresado en forma de fracción) del costo de prestación del servicio en la fórmula por kWh facturado, imputable sólo a las compras y al transporte por el STN, asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n . Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial P_0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión l , el cual se reduce anualmente en forma escalonada hasta un valor final P_f de acuerdo con la ecuación (lineal en t que varía en forma discreta),

$$P_{l,t} = P_{l,0} \left(1 - t \frac{P_{l,0} - P_{l,f}}{4P_{l,0}} \right)$$

Donde t es el número de años transcurridos desde el inicio de aplicación de la fórmula ($t = 0, 1, 2, 3, 4$).

Estos niveles de pérdidas reconocidos son los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, incluyendo las pérdidas por el Sistema de Transmisión Nacional, y sus valores se fijan como $P_{l,0} = 0.20$ y $P_{l,f} = 0.13$ para el primer período regulatorio de fijación de fórmula tarifaria.

Para los niveles de tensión superiores, los niveles de pérdidas reconocidos son únicos para todo el período regulatorio, y están dados por los siguientes porcentajes acumulados: Nivel IV: 3.53%, Nivel III: 5.06%, y Nivel II: 7.10%.

2.4.3.8 Costos de comercialización. Mediante este cargo se reconocerán los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, con un esquema que incentive la eficiencia de las empresas, en la siguiente forma:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} \left[1 - \Delta IPSE \right] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$C_{m,t}$ Costo de Comercialización del mes m del año t , expresado en \$/kWh

C_0^* Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura

CFM_{t-1} Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año $t-1$ a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$ Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.

IPC_{m-1} Índice de Precios al Consumidor del mes $m-1$.

IPC_0 Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C_0^* .

Los parámetros C_0^* para las empresas serán aprobados por la CREG, con base en la metodología de optimización que se describe en el anexo número dos de esta resolución.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 3º de la Resolución CREG-113 de 1996, los comercializadores podrán efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención de clientela. Este cobro mínimo será equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de esta fórmula, valorado en \$/factura.

Este cobro mínimo se podrá facturar únicamente cuando la liquidación de los consumos de energía y/o de potencia del usuario, sea inferior a dicho cobro mínimo, caso en el cual la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación de los consumos de energía y/o potencia del usuario.

2.4.3.8.1 Metodología para establecer el costo base de comercialización (C_0^* en \$/Factura). Para establecer el Costo Base de Comercialización eficiente C_0^* , se adopta la metodología de punto extremo: “Análisis Envoltente de Datos”. Este método de punto extremo se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo

de unidades administrativas o productivas, y permite construir una frontera de eficiencia relativa.

Con la metodología, si una muestra de comercializadores de un universo están en capacidad de producir Y unidades de *producto*, dadas X unidades de *insumos*, entonces otros comercializadores deben estar en capacidad de hacer lo mismo si operan eficientemente.

Procedimiento:

Se depuran los Costos de Comercialización propuestos, dejándolos netos de riesgos, retornos de capital y márgenes de comercialización.

Se divide el universo de empresas en dos grupos, utilizando como criterio la mediana con relación a la Escala (Número de Facturas). El modelo de “Análisis Envoltente de Datos” se aplica para cada grupo.

La variable *producto* está relacionada con el Costo de Comercialización depurado de los comercializadores, utilizando como insumos variables tales como: Densidad (Facturas/km de Red), Escala (Número de Facturas), y Nivel de Productividad (Planta de Personal).

Una vez definidos el *producto* y los *insumos*, se establece una relación funcional entre los mismos que refleje la eficiencia relativa de cada comercializador.

Mediante el modelo de optimización se establecen los parámetros que ponderan, para cada comercializador, el peso relativo de los insumos, obteniendo el nivel de *producto* eficiente para cada comercializador.

Costo Base de Comercialización:

Sobre el Costo de Comercialización eficiente obtenido para cada comercializador, se establece un margen del 15%.

El margen del 15% cubre tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido.

2.4.3.9 Costos de conexión y otros cobros. Las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

Se prohíbe el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. Pero si una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podrá cobrarse al

interesado, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley 142 de 1994.

Los costos de conexión y otros cobros serán aprobados por la Comisión, a cada empresa, en resolución separada.

3. CONDICIONES PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

VIKINGOS PLANTA 2

3.1 CUADRO GENERAL DE COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

ELECTROCOSTA E.S.P S.A – VIKINGOS PLANTA 2

El Cuadro 3 discrimina los costos que hacen parte del precio base por kilovatio para el año 2001, y el Cuadro 4 para el año 2002. El contrato de prestación de servicio está vigente hasta el mes de marzo del 2002 y no existe la intención de explorar la posibilidad de otras tarifas con otro comercializador por la satisfacción en la prestación del servicio. Los costos mensuales del costo por kilovatio, se recalculan con el Índice de Precios al Productor entregado por el Banco de la República mediante la siguiente fórmula:

$$P_{baseMesi} = P_{baseAgo2000} * IPP_{mes} / IPP_{Ago2000}$$

La Figura 4 muestra el comportamiento del Índice de Precios al Productor en los últimos meses.

Cuadro 3. Precios Suministro de Energía 01 Abril a 31 de Diciembre de 2001

| OMI | UNIDAD | CARGOS NO REGULADOS | CARGOS REGULADOS NIVEL II | PRECIO BASE |
|-----|--------|---------------------|---------------------------|-------------|
|-----|--------|---------------------|---------------------------|-------------|

| | | PRECIO ENERGIA | COMERCIALIZACION | USO STN | USO STR SDL | FACTOR DE PERDIDAS | TOTAL |
|----|--------|----------------|------------------|---------|-------------|--------------------|-------|
| 1 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 7,75 | 25,04 | 3,55 | 77,06 |
| 2 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 7,75 | 25,04 | 3,55 | 77,06 |
| 3 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 7,75 | 25,04 | 3,55 | 77,06 |
| 4 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 7,75 | 25,04 | 3,55 | 77,06 |
| 5 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 6 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 7 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 8 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 9 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 10 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 25,04 | 3,92 | 82,28 |
| 11 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 25,04 | 3,92 | 82,28 |
| 12 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 25,04 | 3,92 | 82,28 |
| 13 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 14 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 15 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 16 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 17 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 18 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 29,54 | 3,75 | 84,4 |
| 19 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 29,54 | 3,92 | 86,78 |
| 20 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 29,54 | 3,92 | 86,78 |
| 21 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 12,6 | 29,54 | 3,92 | 86,78 |
| 22 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 29,54 | 3,75 | 84,4 |
| 23 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 10,39 | 25,04 | 3,75 | 79,9 |
| 24 | \$/kWh | 38,73 | 1,99 | 7,75 | 25,04 | 3,55 | 77,06 |

Cuadro 4. Precios Suministro de Energía 01 Enero a 31 Diciembre de 2002

| OMI | UNIDAD | CARGOS NO REGULADOS | CARGOS REGULADOS NIVEL II | PRECIO BASE |
|-----|--------|---------------------|---------------------------|-------------|
|-----|--------|---------------------|---------------------------|-------------|

| | | PRECIO ENERGIA | COMERCIALIZACION | USO STN | USO STR SDL | FACTOR DE PERDIDAS | TOTAL |
|----|--------|----------------|------------------|---------|-------------|--------------------|-------|
| 1 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 7,75 | 24,79 | 3,76 | 79,92 |
| 2 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 7,75 | 24,79 | 3,76 | 79,92 |
| 3 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 7,75 | 24,79 | 3,76 | 79,92 |
| 4 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 7,75 | 24,79 | 3,76 | 79,92 |
| 5 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 6 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 7 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 8 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 9 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 10 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 24,79 | 4,13 | 85,14 |
| 11 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 24,79 | 4,13 | 85,14 |
| 12 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 24,79 | 4,13 | 85,14 |
| 13 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 14 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 15 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 16 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 17 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 18 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 29,24 | 3,97 | 87,22 |
| 19 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 29,24 | 4,13 | 89,59 |
| 20 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 29,24 | 4,13 | 89,59 |
| 21 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 12,6 | 29,24 | 4,13 | 89,59 |
| 22 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 29,24 | 3,97 | 87,22 |
| 23 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 10,39 | 24,79 | 3,97 | 82,77 |
| 24 | \$/kWh | 41,5 | 2,12 | 7,75 | 24,79 | 3,76 | 79,92 |

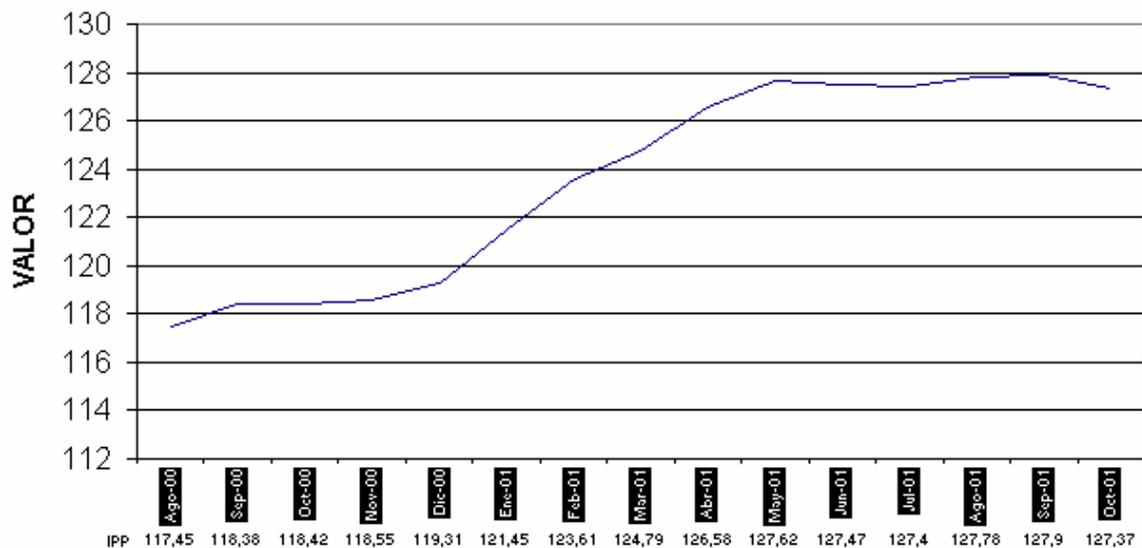


Figura 4. Evolución Índice Precios al Productor IPP

3.2 CONDICIONES GENERALES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.

3.2.1 Medición. El control de la energía eléctrica suministrada se realizará mediante equipos de medición horaria de energía con teledatada, y accesibles para que se puedan leer por módem por la empresa comercializadora de acuerdo al procedimiento establecido para grandes clientes en el Mercado Eléctrico Mayorista. Los costos de los equipos de medida, la línea telefónica, módem y todos los accesorios necesarios serán a cargo del cliente.

3.2.2 Factor de Potencia. De acuerdo con el artículo 25 de la Resolución CREG 108 de 1997, se realizará el control al factor de potencia de los subscriptores o

clientes no residenciales y de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior a uno (> 1 kV).

El factor de potencia inductivo, (coseno ϕ inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.9). El comercializador exigirá que aquellas instalaciones cuyo factor de potencia viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

En caso de que la energía reactiva sea mayor al cincuenta por ciento(50%) de la energía activa (kWh) consumida por el cliente, el exceso sobre este límite, se considerará como energía activa (kWh) consumida por el cliente, el exceso sobre este límite se considerará como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable.

Los plazos para la instalación, modificación y reparación de los bancos de condensadores para corregir el factor de potencia son:

a.- Noventa (90) días calendario para instalación de equipos correctores nuevos o reemplazo total de equipos existentes.

b.- Treinta (30) días calendario para adiciones de condensadores a equipos existentes y/o reparación de equipos defectuosos. Los plazos se contarán a partir

de la fecha en que la empresa comercializadora comunique por escrito al cliente del bajo factor de potencia detectado en la instalación.

c.- Vencido el plazo inicial, la empresa comercializadora podrá suspender el servicio en caso que el cliente no atienda los requerimientos en los plazos fijados, informando a la Superintendencia de Servicios Públicos con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

3.2.3 Control de Armónicos. Todas las instalaciones eléctricas conectadas al sistema del operador local, deben cumplir con la norma IEE 519 (1992) o la que la modifique o sustituya.

En el punto de conexión de la carga del cliente a la red de suministro de energía, la corriente armónica no debe exceder los límites fijados. En caso de excederos, será obligatorio por parte del cliente la realización de los estudios para corregir la distorsión armónica y la instalación de los filtros en caso de requerirse.

El plazo para hacer las reformas de la instalación o el montaje de los filtros armónicos los fijará la empresa. En ningún caso podrá ser superior a un (1) años. En caso de incumplimiento, la empresa podrá ordenar la suspensión del servicio hasta cuando se corrija la anomalía.

3.2.3.1 Límites de distorsión armónica para clientes individuales IEEE 519.

El límite de los clientes individuales es la cantidad de corriente armónica que ellos pueden inyectar a la red de distribución se encuentra consignado en la recomendación de la IEEE-519. Los límites de corriente se basan en el tamaño de consumidor con respecto al sistema de distribución. Los clientes mas grandes se restringen mas que los clientes pequeños. El tamaño relativo de la carga con respecto a la fuente se define como la relación de cortocircuito (SCR), al punto de acoplamiento común (PCC), que es donde la carga del consumidor conecta con otras cargas en el sistema de potencia. El tamaño del consumidor es definido por la corriente total de frecuencia fundamental en la carga, I_L , que incluye todas las cargas lineales y no lineales. El tamaño del sistema de abastecimiento es definido por el nivel de la corriente de cortocircuito, I_{SC} , al PCC. Estas dos corrientes definen el SCR.

$$SCR = I_{SC}/I_L$$

Una relación alta significa que la carga es relativamente pequeña y que los límites aplicables no serán tan estrictos como los que corresponden cuando la relación es mas baja.

La Distorsión Armónica Total (THD) es un término comúnmente usado para definir el “factor de distorsión armónica” (DF) en la tensión o corriente, es decir, el efecto de los armónicos sobre la tensión o corriente del sistema de potencia. Este factor se usa en sistemas de baja, media y alta tensión. Este factor se expresa en porcentaje de la onda fundamental, y está definido por:

$$\text{THD} = \text{DF} = \sqrt{\frac{\text{Suma de los cuadrados de las amplitudes de todos los armónicos}}{\text{Cuadrado de la amplitud de la fundamental}}} \cdot 100\%$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (\text{en la tensión})$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (\text{en la corriente})$$

Donde:

V_h = Tensión del armónico de orden h ($h=1$ corresponde a la tensión fundamental)

I_h = Corriente del armónico de orden h ($h=1$ corresponde a la corriente fundamental)

La Cuadro 5 muestra los límites de corriente para componentes de armónicas individuales y el Cuadro 6, los límites en la distorsión de voltaje. Todos los valores de distorsión de corriente se dan en base a la máxima corriente de carga

(demanda). La distorsión total está en términos de la distorsión total de la demanda (TDD) en vez del término más común THD.

Cuadro 5. IEEE 519 Límites en la Distorsión de la Corriente

| Limites de corriente armónica para carga no lineal en el punto común de acoplamiento con otras cargas, para voltajes entre 120 – 69,000 voltios | | | | | | |
|--|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------|------------|
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la corriente, en % de la Fundamental | | | | | | |
| ISC/IL | <11 | 11£ h<17 | 17£ h<23 | 23£ h<35 | 35£ h | TDD |
| <20* | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5,0 |
| 20<50 | 7,0 | 3,5 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 8,0 |
| 50<100 | 10,0 | 4,5 | 4,0 | 1,5 | 0,7 | 12 |
| 100<1000 | 12,0 | 5,5 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 15 |
| >1000 | 15 | 7,0 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20 |
| Limites de corriente armónica para carga no lineal en el punto común de acoplamiento con otras cargas, para voltajes entre 69 – 161 kilovoltios | | | | | | |
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la corriente, en % de la Fundamental | | | | | | |
| ISC/IL | <11 | 11£ h<17 | 17£ h<23 | 23£ h<35 | 35£ h | TDD |
| <20* | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| 20<50 | 3,5 | 1,75 | 1,25 | 0,5 | 0,25 | 4,0 |
| 50<100 | 5,0 | 2,25 | 2,0 | 0,75 | 0,35 | 6,0 |
| 100<1000 | 6,0 | 2,75 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 7,5 |
| >1000 | 7,5 | 3,5 | 3,0 | 1,25 | 0,7 | 10 |
| Limites de corriente armónica para carga no lineal en el punto común de acoplamiento con otras cargas, para voltajes entre > 161 kilovoltios | | | | | | |
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la corriente, en % de la Fundamental | | | | | | |
| ISC/IL | <11 | 11£ h<17 | 17£ h<23 | 23£ h<35 | 35£ h | TDD |
| <50 | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| 50 | 3,0 | 1,5 | 1,15 | 0,45 | 0,22 | 3,75 |
| Los armónicos pares se limitan al 25 % de los limites de los armónicos impares mostrados anteriormente | | | | | | |

* Todo equipo de generación se limita a estos valores independiente del valor Isc/IL que presente.

Cuadro 6. IEEE 519 Limites en la Distorsión de Voltaje

| Voltaje de Barra en el Punto de Acoplamiento común | Distorsión individual de voltaje | Distorsión total de voltaje THD (%) |
|---|---|--|
| Hasta 69 kV | 3,0 | 5,0 |
| De 69 kV a 137,9 kV | 1,0 | 2,5 |
| 138 kV y mas | 1,0 | 1,5 |

3.2.4 Desbalance de Carga. Las instalaciones eléctricas deben estar conectadas de manera que la carga quede equilibrada en sus fases de la acometida de alimentación. Todo desequilibrio de carga mayor al 10% comprobado por el operador local, será comunicado al cliente por escrito, con el fin de que este lo corrija, para lo cual tendrá un plazo de treinta (30) días calendarios, contados a partir de la fecha de la comunicación. Vencido el plazo, la empresa comercializadora podrá suspender el servicio en caso que el cliente no atienda los requerimientos en los plazos fijados, informando a la Superintendencia de Servicios Públicos con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

3.2.5 Sistemas eléctricos de emergencia instalados por los Clientes. De acuerdo con el Código Eléctrico Nacional (NTC 2050), los sistema de generación eléctrica instalados por los clientes para producir energía cuando se suspende o

falla el suministro entregado por el sistema de distribución de la empresa son obligatorios para inmuebles tales como: teatros, coliseos, estadios, hospitales, centros comerciales y aquellos donde el servicio de energía es indispensables para la seguridad de la vida humana.

Los sistema de emergencia obligatorios deben cumplir en su instalación con las condiciones exigidas en la sección 700 de la norma NTC 2050. Los sistemas de emergencia deberán estar provistos de un conmutador de transferencia automática con enclavamiento eléctrico y mecánico, cuyo tiempo máximo de transferencia no supere los diez (10) segundos.

El diseño de la instalación deberá garantizar una operación segura tanto para las instalaciones propias del suscriptor, como para las instalaciones y equipos del operador local y los dispositivos de transferencia deberán garantizar alimentar las cargas en forma alternativa por la red o por el sistema, pero nunca en forma simultánea por las dos partes.

En ningún caso la empresa comercializadora reintegrará, descontará o comprará la energía generada por el cliente y registrada por los medidores, originada por conexiones que no cumplan la especificaciones exigidas por el operador local.

El cliente, será responsable ante la empresa comercializadora y ante la ley de cualquier problema que afecte sus redes de distribución o la integridad física de

sus operarios, o del personal autorizado por la empresa, ocasionado por el incumplimiento de estas disposiciones.

4. LEVANTAMIENTO DE DATOS

El levantamiento de datos constituye la base del estudio de control de demanda. El apoyo para esta etapa permitió disponer de los la recopilación de esta información se ha dividido en las siguientes etapas.

4.1 PROCESOS PRODUCTIVOS.

Los procesos de Vikingos Planta 2 son:

1. Destripe y Cocción de Atún. Corresponden a la principal actividad de Producción propia de la Planta, las condiciones típicas de producción procesan en promedio 1000 toneladas mes. La mayor parte del consumo de energía para este proceso esta en los cuartos fríos.
2. Harina. Esta ligada a la principal actividad de producción de la planta, ya que se utiliza como materia prima los subproductos del proceso de deviscerado y pelado del atún.
3. Sacrificio. No es una actividad propia de la Planta, por tanto, la planificación de la operación de este proceso, en parte esta determinada por la necesidad de los clientes quienes compran, transportan, y comercializan la materia prima y sus subproductos (vísceras rojas, vísceras blancas, cuero, etc.)

Adicional a este servicio, esta el deshuese (proceso de corte de la res), el cual se considera una actividad de producción con sus propios indicadores.

4. Deshuese: Es una actividad de producción, conexas a la del Sacrificio. Consiste en procesar la res (corte) y sus subproductos.

4.1.1 Datos históricos de producción. Para el análisis del proceso consumo - producción, se tomó el periodo comprendido entre el 01 de diciembre de 2000 y el 30 de Junio de 2001. La selección de este periodo, involucra periodos de producción cero, producción baja y media. Los datos de producción por ser información interna de la empresa, se presentaran en el Cuadro 7, afectados por un factor multiplicador apropiado para garantizar la confidencialidad de la información y a la vez visualizar la variación de la producción en el tiempo.

Cuadro 7. Datos Históricos de Producción alterados.

| | DESTRIPE Y COCCION DE ATUN (KG) | HARINA DE PESCADO (KG) | MATANZA (RES) | DESHUESE (RES) |
|-----------------------|--|-------------------------------|----------------------|-----------------------|
| DICIEMBRE 2000 | 0,00 | 0,00 | 7.445,00 | 1.290 |
| ENERO 2001 | 567.448,50 | 67,500 | 6.665,00 | 1.241,25 |
| FEBRERO 2001 | 920.611,50 | 108,660 | 588,75 | 967,50 |
| MARZO 2001 | 1.904.907,00 | 159,300 | 5.798,75 | 967,50 |
| ABRIL 2001 | 1.636.116,00 | 145,560 | 6.502,50 | 785,00 |
| MAYO 2001 | 1.737.328,50 | 170,760 | 6.527,50 | 581,25 |
| JUNIO 2001 | 1.319.010,00 | 112,500 | 5.320,00 | 765,00 |

4.2 DATOS HISTORICOS DE FACTURACION

Para efectos de facturación, el equipo de medida instalado en la frontera de medición por parte del comercializador, registra el valor de demanda máxima en kW del consumo por hora cada día y lo toma como el valor fijo a facturar durante ese periodo de tiempo. Al final del periodo de facturación la sumatoria de la demanda máxima por hora por día serán los kilovatio-hora / mes a facturar.

Para el análisis histórico de los datos de facturación, se utilizó una curva típica de consumo en un día por mes, elaborada partiendo de los valores de demanda máxima promedio por hora y por día. Por ejemplo, para la hora 1 de la curva, se utilizo el valor promedio registrado por el equipo de medida para esta hora, durante todos los días el mes. De igual forma se estructuró la curva de reactiva por mes.

El Anexo No.1 y Anexo No. 2 se registran los valores promedio por hora para 10 periodos de facturación para el consumo de potencia activa y potencia reactiva. El comportamiento de estas se muestra en la Figura 5 y la Figura 6 respectivamente.

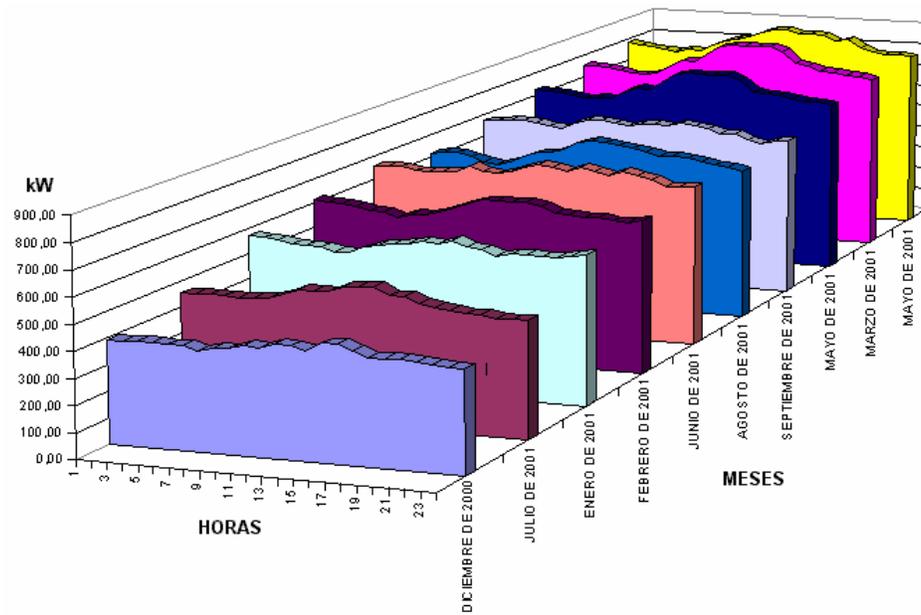


Figura 5. Curvas de consumo de potencia activa típica por mes

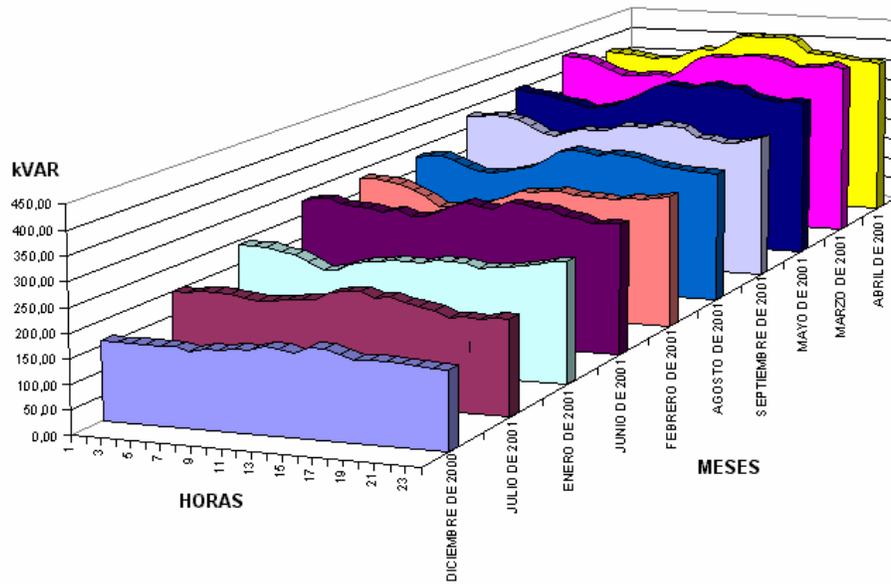


Figura 6. Curvas de consumo de potencia reactiva típica por mes

4.3 CENSO DE CARGAS ELÉCTRICAS Y MEDICIONES

El censo de cargas y mediciones se hizo discriminado por procesos productivos o por zonas. Todas las mediciones e hicieron en nivel 1

4.3.2 Equipo de Mediciones. Para las mediciones del sistema se utilizó el analizador de redes BMI-355 Harmonic Analyzer el cual entrega la siguientes información:

- V_{RMS} Voltios RMS, Entre fases y neutro, medidos simultáneamente.
- A_{RMS} Amperios RMS, por Fase, medidos simultáneamente.

| | |
|-------|--|
| KW | Potencia Activa Monofásica y Trifásica medidos simultáneamente. |
| KVA | Potencia Aparente Monofásica y Trifásica medidos simultáneamente. |
| TKVAR | Potencia Reactiva Monofásica y Trifásica medidos simultáneamente. |
| DKVAR | Desviación Potencia Reactiva Monofásica y Trifásica medidos simultáneamente. |
| %TPF | Factor de Potencia Real Monofásica y Trifásica medidos simultáneamente. |
| %DPF | Desviación del Factor de Potencia. |
| %THD | Porcentaje de Distorsión Armónica Total en Voltaje y Corriente (con respecto a la onda Senoidal ideal) |
| FD | Factor de Distorsión Armónica de Voltaje y Corriente por fase con respecto a la fundamental. |

Las condiciones de operación de Vikingos Planta II, esta supeditada a las condiciones de suministro de materia prima tanto en el almacenamiento y procesamiento del atún como en el proceso de matanza, consideradas estas las principales actividades de las cuales se obtienen otros subproductos. Esta condición indica que las mediciones continuas en el sistema no pueden considerarse representativas de la operación de los transformadores y por tal razón se optó por tomar mediciones discretas sobre condiciones de operación críticas tanto en las maquinas de mayor capacidad de consumo, como en los transformadores.

4.3.2.1 Medición Transformadores

4.3.2.1.1 Transformador de 160 kVA

| PLACA DE CARACTERISTICAS | PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3ϕ |
|--------------------------|-----------|----------|----------|----------|---------|
|--------------------------|-----------|----------|----------|----------|---------|

| | | | | | |
|--|-----------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Nominal: 160 kVA Conexión: Dy5 Fases :3Ø Frecuencia 60 Hz Año: 1972 Tensión:13.2 kV 231 / 133 V Tensión CC: 4.14% Corriente CC: 9.5 kA In: 7 / 400 Duración: 2,3 segundos Clase de aislamiento: Ao Método de Refrigeración: ONAN Volumen de Aceite: 260 L Peso Total: 0.84 T | V_{RMS} | 129.3 | 132.3 | 131.3 | |
| | A_{RMS} | 143 | 125 | 114 | |
| | KW | 17 | 16 | 14 | 47 |
| | KVA | 18 | 17 | 15 | 50 |
| | TKVAR | 8 | 4 | 6 | 18 |
| | DKVAR | 8 | 3 | 6 | 11 |
| | %TPF | -90.1 | -96.9 | -91.6 | -92.8 |
| | %DPF | -90.7 | 97.7 | -92.1 | -28.3 |

4.3.2.1.2 Transformador de 400 kVA

| PLACA DE CARACTERISTICAS | PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|--|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Tipo CKOUM604 5/15 No: 11809604 Potencia Nominal: 400 k VA Conexión: Dy5 Fases :3Ø Frecuencia 60 Hz Tensión:13.8 kV 240 / 120 V Tensión CC: 3.7% Corriente CC: 23.5 kA In: 16.73 / 962 A Duración: 3.2 segundos Nivel de Aislamiento: 15/0,6 kV Clase de aislamiento: Ao Método de Refrigeración: ONAN Temperatura: 40 ° C Volumen de Aceite: 460 L Peso Total: 1.6 T | V_{RMS} | 139.3 | 149.4 | 141.5 | |
| | A_{RMS} | 417 | 369 | 464 | |
| | KW | 54 | 49 | 59 | 162 |
| | KVA | 58 | 53 | 65 | 176 |
| | TKVAR | 22 | 20 | 28 | 70 |
| | DKVAR | 22 | 20 | 29 | 71 |
| | %TPF | -92.7 | -92.4 | -90 | -91.7 |
| | %DPF | -92.5 | -92.2 | -89.8 | -91.5 |

4.3.2.1.3 Transformador 1600 kVA

| PLACA DE CARACTERISTICAS | PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|---|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Tipo CKOUM906 5/15 No: 11810906 Potencia Nominal: 1600 k VA Conexión: Dy5 Fases :3Ø Frecuencia 60 Hz Año: 1973 | V_{RMS} | 250 | 257 | 260 | |
| | A_{RMS} | 1411 | 1160 | 1135 | |
| | KW | 282 | 249 | 273 | 804 |

Tensión: 13.8 kV 480 / 227 V
 Tensión CC: 6.24%
 Corriente CC: 32.6 kA
 In: 67 / 1924
 Duración: 3.5 segundos
 Nivel de Aislamiento: 15/0,6 kV
 Clase de aislamiento: Ao
 Método de Refrigeración: ONAN
 Temperatura: 40 °C
 Volumen de Aceite: 1300 L
 Peso Total: 5.06 T

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KVA | 353 | 298 | 295 | 946 |
| TKVAR | 212 | 164 | 112 | 488 |
| DKVAR | 12 | 11 | 11 | 44 |
| %TPF | 79,9 | 83,5 | 92,5 | 85,0 |
| %DPF | | | | |

4.3.2.1.4 Transformador 75 kVA

| PLACA DE CARACTERISTICAS | PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|--------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| No visible | V_{RMS} | 128 | 129.8 | 131.9 | |
| | A_{RMS} | 154 | 167 | 162 | |
| | KW | 17 | 18 | 19 | 54 |
| | KVA | 20 | 22 | 21 | 63 |
| | TKVAR | 10 | 12 | 9 | 31 |
| | DKVAR | 10 | 12 | 9 | 31 |
| | %TPF | 85.6 | 82.9 | 90.1 | 86.2 |
| | %DPF | 85.7 | 82.4 | 89.7 | 85.9 |

4.3.2.2 Medición Cargas Primarias. Se clasificaron como cargas primarias, aquellas las cuales su consumo comparativo y las condiciones continuas en su operación inciden de manera significativa en el comportamiento de la Demanda.

4.3.2.2.1 Compresor de Tornillo No. 1

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 259.6 | 255.9 | 250.5 | |
| A_{RMS} | 207 | 211 | 224 | |
| KW | 48 | 50 | 51 | 149 |
| KVA | 54 | 54 | 56 | 164 |
| TKVAR | 25 | 21 | 23 | 69 |
| DKVAR | 24 | 21 | 24 | 69 |
| %TPF | 88.9 | 92.1 | 90.8 | 90.6 |
| %DPF | 89 | 92.1 | 90.6 | 90.5 |

4.3.2.2.2 Compresor de Tornillo No. 2

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 260.1 | 258 | 257.4 | |
| A_{RMS} | 208 | 183 | 202 | |
| KW | 52 | 46 | 51 | 149 |
| KVA | 54 | 47 | 52 | 153 |
| TKVAR | 15 | 11 | 7 | 33 |
| DKVAR | 14 | 11 | 8 | 33 |
| %TPF | 96.2 | 97.4 | 99 | 97.5 |
| %DPF | 96.4 | 97.4 | 98 | 97.5 |

4.3.2.2.3 Compresor de Tornillo No. 3

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 257.6 | 259.6 | 263.3 | |
| A_{RMS} | 56 | 57 | 63 | |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KW | 13 | 12 | 15 | 40 |
| KVA | 14 | 15 | 17 | 46 |
| TKVAR | 6 | 8 | 8 | 22 |
| DKVAR | 6 | 8 | 8 | 22 |
| %TPF | 90.3 | 83.3 | 87.5 | 87 |
| %DPF | 90.7 | 83.9 | 87.1 | 87.2 |

4.3.2.2.4 Compresor Alternativo No. 2

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 259.6 | 255.4 | 259.1 | |
| A_{RMS} | 107 | 101 | 102 | |
| KW | 23 | 22 | 21 | 66 |
| KVA | 28 | 26 | 26 | 80 |
| TKVAR | 15 | 14 | 16 | 45 |
| DKVAR | 15 | 14 | 15 | 44 |
| %TPF | 83.2 | 84.2 | 80.6 | 82.6 |
| %DPF | 83.1 | 84.4 | 81.2 | 82.9 |

4.3.2.2.5 Compresor Alternativo No. 3

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 260.8 | 258.5 | 256.8 | |
| A_{RMS} | 112 | 104 | 104 | |
| KW | 24 | 22 | 23 | 69 |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KVA | 29 | 27 | 27 | 83 |
| TKVAR | 16 | 16 | 14 | 46 |
| DKVAR | 16 | 15 | 14 | 45 |
| %TPF | 82.8 | 81 | 85.9 | 83.2 |
| %DPF | 82.9 | 81.5 | 85.9 | 83.4 |

4.3.2.2.6 Compresor Alternativo No. 5

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 258.1 | 259.3 | 258.6 | |
| A_{RMS} | 39 | 103 | 65 | |
| KW | 3 | 25 | 14 | 42 |
| KVA | 10 | 27 | 17 | 54 |
| TKVAR | 10 | 9 | 10 | 29 |
| DKVAR | 9 | 9 | 9 | 9 |
| %TPF | 31 | 93.4 | 81.6 | 68.6 |
| %DPF | 32.5 | 94 | 82.2 | 14.7 |

4.3.2.2.7 Compresor Rotativo No. 6

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 263.2 | 261.3 | 262.6 | |
| A_{RMS} | 133 | 136 | 147 | |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KW | 29 | 31 | 33 | 93 |
| KVA | 35 | 35 | 39 | 109 |
| TKVAR | 19 | 17 | 20 | 56 |
| DKVAR | 19 | 17 | 20 | 56 |
| %TPF | 84.1 | 88.3 | 85.1 | 85.8 |
| %DPF | 83.9 | 88.4 | 85.1 | 85.8 |

4.3.2.2.8 Compresor Rotativo No. 7

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 260.8 | 257.8 | 263.5 | |
| A_{RMS} | 106 | 109 | 119 | |
| KW | 23 | 24 | 26 | 73 |
| KVA | 28 | 28 | 31 | 87 |
| TKVAR | 16 | 14 | 18 | 48 |
| DKVAR | 16 | 14 | 18 | 48 |
| %TPF | 81.6 | 86.7 | 82.6 | 83.6 |
| %DPF | 81.7 | 86.7 | 82.6 | 83.6 |

4.3.2.2.9 Calderas No. 1 y Caldera No. 2

| PARAMETRO | ϕA | ϕB | ϕC | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 265.8 | 262.4 | 261.2 | |
| A_{RMS} | 107 | 99 | 96 | |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KW | 23 | 19 | 20 | 62 |
| KVA | 28 | 26 | 15 | 79 |
| TKVAR | 17 | 18 | 15 | 50 |
| DKVAR | 17 | 17 | 15 | 49 |
| %TPF | 79.3 | 73.7 | 80.5 | 77.8 |
| %DPF | 79 | 74 | 81 | 78 |

4.3.2.2.10 Iluminación Perimetral

| PARAMETRO | ϕ A | ϕ B | ϕ C | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 134 | 132 | 127 | |
| A_{RMS} | 48 | 55 | 50 | |
| KW | 5 | 6 | 5 | 16 |
| KVA | 6 | 7 | 6 | 20 |
| TKVAR | 4 | 4 | 4 | 12 |
| DKVAR | 12 | 11 | 11 | 44 |
| %TPF | 78,1 | 83,2 | 78,1 | 79,9 |
| %DPF | 78,1 | 83,2 | 78,1 | 79,9 |

4.3.2.2.11 Oficinas Frigocar

| PARAMETRO | ϕ A | ϕ B | ϕ C | 3 ϕ |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| V_{RMS} | 144 | 135 | 140 | |
| A_{RMS} | 84 | 80 | 99 | |
| KW | 11 | 10 | 12 | 33 |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| KVA | 12 | 11 | 14 | 37 |
| TKVAR | 5 | 4 | 7 | 16 |
| DKVAR | 5 | 4 | 7 | 16 |
| %TPF | 91.0 | 92.8 | 86.4 | 89.8 |
| %DPF | 91.0 | 92.8 | 86.4 | 89.8 |

4.3.2.2.12 Bloque Lavandería y Casino

| PARAMETRO | ϕ A | ϕ B | ϕ C | 3 ϕ |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| V _{RMS} | 132.2 | 137.7 | 129.9 | |
| A _{RMS} | 30 | 29 | 44 | |
| KW | 2 | 4 | 4 | 10 |
| KVA | 4 | 4 | 6 | 14 |
| TKVAR | 3 | 1 | 4 | 8 |
| DKVAR | 3 | 1 | 4 | 8 |
| %TPF | 58.3 | 97.5 | 61.6 | 72.4 |
| %DPF | 59.5 | 98 | 62.2 | 73.2 |

4.3.2.2.13 Cooker No.1, Cooker No.2 y Cooker No.3 de Harina

| PARAMETRO | ϕ A | ϕ B | ϕ C | 3 ϕ |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| V _{RMS} | 263,2 | 260,5 | 262,8 | |
| A _{RMS} | 99 | 91 | 92 | |
| KW | 24 | 22 | 21 | 67 |
| KVA | 26 | 24 | 24 | 74 |
| TKVAR | 10 | 9 | 12 | 31 |

| | | | | |
|-------|------|------|------|------|
| DKVAR | 12 | 11 | 11 | 44 |
| %TPF | 92,3 | 92,6 | 86,8 | 90,6 |
| %DPF | 89,6 | 91 | 89,9 | 79,8 |

4.3.2.3 Medición de Cargas Secundarias. Se consideran cargas secundarias, aquellas que por su nivel individual de consumo o por las condiciones discontinuas en la operación, no inciden de manera significativa en el comportamiento de la demanda.

4.3.2.3.1 Sacrificio

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------------|--------------------------|---------------|-------|
| MATANZA | Pistola Neumática | 50 | 33,20 |
| WINCHES | Cadena de Arrastre No. 1 | 3 | 2,10 |
| | Cadena de Arrastre No. 2 | 3 | 2,20 |
| DESCUERADO | Cadena Descuerado | 5 | 3,15 |
| CORTE RES | Sierra de Pecho | 1,5 | 1,00 |
| DESVICERADO | Ascensor | 2 | 1,49 |
| APERTURA | Sierra Canal | 3 | 2,24 |
| CAMARA R1, R2 FRIGOCAR | Motor 1 | 0,25 | 0,15 |
| | Motor 2 | 0,25 | 0,17 |
| | Motor 3 | 0,25 | 0,14 |
| | Motor 4 | 0,25 | 0,18 |
| | Motor 5 | 0,25 | 0,18 |
| | Motor 6 | 0,25 | 0,18 |

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------|--------------------------|---------------|-------|
| CONSERVACION | Motor 1 | 0,25 | 0,19 |
| | Motor 2 | 0,25 | 0,17 |
| | Motor 3 | 0,25 | 0,17 |
| | Motor 4 | 0,25 | 0,16 |
| EMPAQUE | Maquina al Vacío | 7,5 | 4,30 |
| | Bomba Túnel Encogimiento | 1 | 0,75 |
| | Motor Túnel Encogimiento | 1,5 | 1,12 |
| PROCESO | Molino | 9 | 5,40 |
| COOKER SANGRE | Motor | 30 | 17,30 |

4.3.2.3.2 Destripe y Cocción de Atún

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------|------------------|---------------|-------|
| CAMARA AH | Difusores (12) | 18 | 10,30 |
| | Otras cargas | | 20,30 |
| ALBERCA DE | Motor | 5 | 1,34 |

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|----------------------------|--------------------------------|---------------|-------|
| DESCONGELAMIENTO | Motor | 5 | 1,34 |
| | Bomba recirculación agua No. 1 | 1,8 | 1,06 |
| | Bomba recirculación agua No. 2 | 6,6 | 4,25 |
| CORTE ESPECIES GRAN TAMAÑO | Sierra | 7,5 | 4,41 |
| | Sierra | 3 | 1,77 |
| | Sierra | 5 | 2,94 |
| EXTRACTORES DE AIRE | Motores (7) | 35 | 20,60 |
| BOTIADOR DE TINA | Motor | 1 | 0,59 |
| EXTRACTORES COCCION | Motores (5) | 24 | 14,12 |
| TORRE ENFRIAMIENTO | Bomba | 6,6 | 3,88 |
| NEBULIZACION | Bomba | 4,8 | 2,82 |
| | Batidor | 6,6 | 3,50 |
| PELADO | Aire Central | 40 | 18,50 |
| | Empacador 1 | 10 | 5,88 |
| | Empacador 2 | 10 | 5,88 |
| | Bomba | 6,6 | 3,88 |
| DIFUSORES EMPAQUE CAMARA O | Motores (8) | 24 | 13,40 |
| DIFUSORES CAMARA MN | Motores (6) | 9 | 5,30 |
| | Otras cargas | | 17,20 |
| OTRAS CARGAS | Iluminación | | 3,22 |
| | Contenedores | | 15,00 |

4.3.2.3.3 Cuarto de Maquinas

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------|------------------|---------------|----|
|------------------|------------------|---------------|----|

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|--|-------------------------|----------------------|-----------|
| Bomba amoniaco cámara MN (Stand By) | Bomba No. 1 MN | 1.7 kW | 1,30 |
| Bomba amoniaco cámara MN (Stand By) | Bomba No. 2 MN | 2 | 1,30 |
| Agua a condensadores | Bomba Condensador No. 1 | 6,6 | 4,30 |
| Agua a condensadores | Bomba Condensador No. 2 | 4,8 | 3,20 |
| Agua a condensadores | Bomba Condensador No. 3 | 6,6 | 4,10 |
| Sistema -45, Túnel Cámara O y Cuarto Congelado | Bomba No. 1 O | 2 | 1,40 |
| Sistema -45, Túnel Cámara O y Cuarto Congelado | Bomba No. 2 O | 2 | 1,40 |
| Sistema -25, Cámara H | Bomba No. 1 H | 2,2 | 1,50 |
| Sistema -25, Cámara H | Bomba No. 2 H | 2,2 | 1,50 |

4.3.2.3.5 Sala de Deshuese

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------|--------------------------|---------------|-------|
| CAMARA FRIO | Difusores | | 17,30 |
| VARIOS | Aire Acondicionado | | 12,50 |
| | Iluminación | | 3,00 |
| SALA DE PROCESO | Sierra de Corte | | 1,00 |
| | Túnel de Encogimiento | | 19,20 |
| | Motor cadena de arrastre | | 2,10 |
| | Motor estera | | 0,80 |
| | Polipasto | | 0,70 |
| | Empacadora | | 6,30 |
| | Molino de Carne | | 2,20 |
| | Embutidora de carne | | 0,40 |
| | Basculas | | 0,10 |
| | iluminación | | 1,32 |

4.3.2.3.6 Harina de Pescado

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------------------|------------------|---------------|-------|
| VOLTIADOR DE TINA | Motor | 3 | 1,77 |
| TORNILLO TRANSPORTADOR No.1 | Motor | 5 | 2,94 |
| | Motor | 2 | 1,18 |
| COOKER | Cooker No. 1 | 30 | 15,20 |
| | Cooker No. 2 | 30 | 16,10 |
| | Cooker No. 3 | 50 | 26,30 |
| TOLVA DE OREO | Motor No.1 | 2 | 1,25 |
| | Motor No. 2 | 2 | 1,30 |
| | Motor No. 3 | 1,8 | 1,06 |
| TORNILLO TRANSPORTADOR No. 2 | Motores (6) | 12 | 7,06 |

| | | | |
|------------------------------------|------------|----|-------|
| TORNILLO TRANSPORTADOR No. 3 | Motores(3) | 6 | 3,53 |
| MOLINO | Motor | 60 | 35,31 |

4.3.2.3.6 Varios

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW |
|------------------|------------------------|---------------|-------|
| VARIOS | Lavandería y Casino | | 10,00 |
| | Oficinas Frigocar | | 34,00 |
| | Iluminación Perimetral | | 16,00 |
| CALDERAS | Zona Calderas 1 y 2 | | 62,00 |
| BOMBAS | Bomba Agua Potable | | 18,00 |
| | Bomba Aguas Residuales | | 3,15 |

5. HERRAMIENTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE AHORRO DE LA DEMANDA CONTROLADA

La herramienta para la determinación del potencial de ahorro, es un archivo de aplicación específica para Vikingos Planta 2. El objetivo de la herramienta es planificar la operación controlada de la planta y confrontar el comportamiento controlado con el comportamiento en operación normal por proceso, mostrando el ahorro potencial, con los costos actualizados del kW correspondiente al mes de análisis.

5.1 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA.

La herramienta consta de dos hojas electrónicas vinculadas. La primera hoja llamada DISTRIBUCION, permite ingresar los datos de la operación normal y de la operación controlada la segunda hoja se llama CONSUMO y presenta la evaluación económica (a pesos del periodo de evaluación y gráfica), además de las curvas comparativas de demanda normal y controlada.

5.1.1 Hoja DISTRIBUCION

La primera parte de actualización de esta hoja involucra los siguientes pasos:

a.- Deberá actualizarse la hoja con el dato del IPP del periodo a analizar (Ver marcador 4 de la figura 7)

b.- La hoja recalcula la tarifa horaria (Ver marcador 6 de la figura 7) Se pueden diferenciar de mayor a menor con los siguientes colores: rojo, naranja, piel, amarillo y verde (Ver marcador 5 de la figura 7)

d.- Se le asignan las horas de operación por día y los días de operación por mes (Ver marcador 3 de la figura 7)

e.- Se le asigna el tiempo de operación de la maquina en minutos por tarifa horaria de acuerdo a la operación en un día típico de producción. (Ver marcador 2 de la figura 7) Cuando el tiempo de asignación es mayor a 60 minutos en una hora, se genera un mensaje de error. Cuando el tiempo de operación es igual a cero, el archivo sombrea automáticamente la celda de negro, para que manera gráfica se pueda observar como esta distribuida la operación y los tiempos de apagado. Los tiempos asignados durante el día de operación deben ser igual a los asignados inicialmente (Ver marcador 3 de la figura 7) En caso de no ser así, la

celda correspondiente a las horas de operación, automáticamente se marca en rojo para indicar la diferencia de tiempo (Ver marcador 1 de la figura 7)

| A | B | C | D | E | F | G | H | IAH | IB | IC | ID | IE | IF | IG | IH | II | IJ | IK | IL | IM | |
|------------------------------|------------------------------|------------------|---------------|-------|-------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|------|
| | IPP AGOSTO 200 | 117,45 | | | | | | HORAS | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | | | |
| | IPP MES (I) | 132,14 | | | | | | PBASE | 79,90 | 79,90 | 79,90 | 79,90 | 84,40 | 86,78 | 86,78 | 86,78 | 84,40 | 79,90 | 77,06 | | |
| | | | | | | | | PMES (I) | 89,893 | 89,893 | 89,893 | 89,893 | 94,255 | 97,624 | 97,624 | 97,624 | 94,255 | 89,893 | 86,698 | | |
| | ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW | HORAS | DIAS | TOTAL | | | | | | | | | | | | | | |
| HARINA | VOLTIADOR DE TINA | Motor | 3 | 1,77 | 30 | 20 | 105,9 | | 30 | | | | | | | | | | | 3,0 | |
| | TORNILLO TRANSPORTADO No. 1 | Motor | 5 | 2,94 | 30 | 20 | 588,5 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 10,0 |
| | | Motor | 2 | 1,18 | 30 | 20 | 235,4 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 10,0 |
| | COOKER | Cooker No. 1 | 30 | 15,20 | 15 | 20 | 4256,0 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 14,0 |
| | | Cooker No. 2 | 30 | 16,10 | 14 | 20 | 4508,0 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 14,0 |
| | | Cooker No. 3 | 50 | 26,30 | 14 | 20 | 7364,0 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 14,0 |
| | TOLVA DE OREO | Motor No.1 | 2 | 1,25 | 6 | 20 | 150,0 | | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 6,0 |
| | | Motor No. 2 | 2 | 1,30 | 6 | 20 | 156,0 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 6,0 |
| | | Motor No. 3 | 1,8 | 1,06 | 6 | 20 | 127,1 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 6,0 |
| | TORNILLO TRANSPORTADOR No. 2 | Motores (6) | 12 | 7,06 | 10 | 20 | 1412,4 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 10,0 |
| TORNILLO TRANSPORTADOR No. 3 | Motores(3) | 6 | 3,53 | 10 | 20 | 706,2 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 10,0 | |
| MOLINO | Motor | 60 | 35,31 | 6 | 20 | 4237,1 | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 6,0 | |

Figura 7. Hoja DISTRIBUCIÓN, asignación tiempos de operación normal de las máquinas

La segunda parte de actualización de esta hoja, corresponde a la asignación de los tiempos de operación controlada de las maquinas.

a.- Se le asigna el tiempo de operación de la maquina en minutos por tarifa horaria de acuerdo a la operación en un día típico de producción. (Ver marcador 1 de la figura 8) Cuando el tiempo de asignación es mayor a 60 minutos en una hora, se genera un mensaje de error. Cuando el tiempo de operación es diferente, al tiempo asignado en la operación normal para esa hora, la respectiva celda se

marca de verde para visualizar el control de cambios. Cuando el tiempo total asignado en la operación controlada es diferente al asignado en la operación normal, la celda que totaliza las horas de operación por día, se sombrea automáticamente de azul (Ver marcador 2 de la figura 8)

| | | IPF AGOSTO 2000 | 117,45 | CONDICIONES DE OPERACIÓN CONTROLADA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|-------------------------------------|---------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|--|--|--|--|
| | | IPF MES (t) | 133,14 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | HORAS | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | | | | | | |
| | | | | | PBASE | 77,06 | 79,90 | 79,90 | 79,90 | 79,90 | 79,90 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | 82,23 | | | | | | |
| | | | | | PMES(t) | 86,79 | 89,63 | 89,63 | 89,63 | 89,63 | 89,63 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | 92,87 | | | | | | |
| | | ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | POTENCIA (HP) | KW | HORAS | DIAS | TOTAL | HORAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DESTRIPE Y COCCION DE ATUN | CAMARA AH | Difusores (12) | 18 | 10,30 | 24 | 30 | 7416,0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | | | | | |
| | | Otras cargas | | 20,30 | 16 | 30 | 9744,0 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | | | | |
| | ALBERCA DE DESCONGELAMIENTO | Motor | 5 | 1,34 | 2 | 20 | 53,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Motor | 5 | 1,34 | 2 | 20 | 53,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | Bomba recirculación agua No. 1 | Bomba | 1,8 | 1,06 | 16 | 20 | 339,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 30 | 30 | 30 | 60 | 60 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | |
| | | Bomba recirculación agua No. 2 | 6,6 | 4,25 | 4 | 20 | 340,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 45 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | CORTE ESPECIES GRAN TAMAÑO | Sierra | 7,5 | 4,41 | 1 | 10 | 44,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Sierra | 3 | 1,77 | 1 | 20 | 35,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | EXTRACTORES DE AIRE | Sierra | 5 | 2,94 | 1 | 10 | 29,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Motores (7) | 35 | 20,60 | 7 | 20 | 2893,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 0 | 30 | 30 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | BOTADOR DE TINA | Motor | 1 | 0,59 | 5 | 20 | 58,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | EXTRACTORES COCCION | Motores (5) | 24 | 14,12 | 10 | 20 | 2824,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 30 | 30 | 60 | 60 | 0 | 30 | 30 | 60 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | TORRE ENFRIAMIENTO | Bomba | 6,6 | 3,88 | 4 | 20 | 310,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | NEBULIZACION | Bomba | 4,8 | 2,82 | 4 | 20 | 226,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Bañidor | 6,6 | 3,50 | 4 | 20 | 280,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | PELADO | Aire Central | 40 | 18,50 | 10 | 22 | 4070,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 30 | 60 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Empacador 1 | 10 | 5,88 | 6 | 20 | 706,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Empacador 2 | 10 | 5,88 | 6 | 20 | 706,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 45 | 45 | 45 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | | Bomba | 6,6 | 3,88 | 2 | 20 | 155,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | DIFUSORES EMPAQUE CAMARA D | Motores (8) | 24 | 13,40 | 23 | 30 | 9246,0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | | |
| | DIFUSORES CAMARA MN | Motores (6) | 9 | 5,30 | 23 | 30 | 3654,5 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | | |
| | | Otras cargas | | 17,20 | 23 | 30 | 11868,0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | | |
| | OTRAS CARGAS | Iluminación | | 3,22 | 24 | 30 | 2318,4 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | | |
| | | Contenedores | | 15,00 | 24 | 15 | 5400,0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 30 | 30 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | | | | | | |

Figura 8. Hoja DISTRIBUCIÓN, asignación tiempos de operación controlada de las máquinas

5.1.2 Hoja CONSUMO. Esta permite visualizar el comportamiento de la demanda normal con respecto a la demanda controlada (Figura 7) Esta herramienta es muy útil, por que permite identificar los picos de consumo que se van generando cuando se asignan los tiempos en la operación controlada a fin de poder compensarlos con la redistribución de la operación de las demás cargas. En esta hoja se

muestra la evaluación económica y se adicionan los otros cargos del periodo de facturación que son 20% por contribución y 3,84% por alumbrado público (marcador 1 de la figura 9) De igual forma, se muestra la tarifa horaria total (marcador 2 de la figura 9) y el grafico comparativo de costos (marcador 3 de la figura 9)

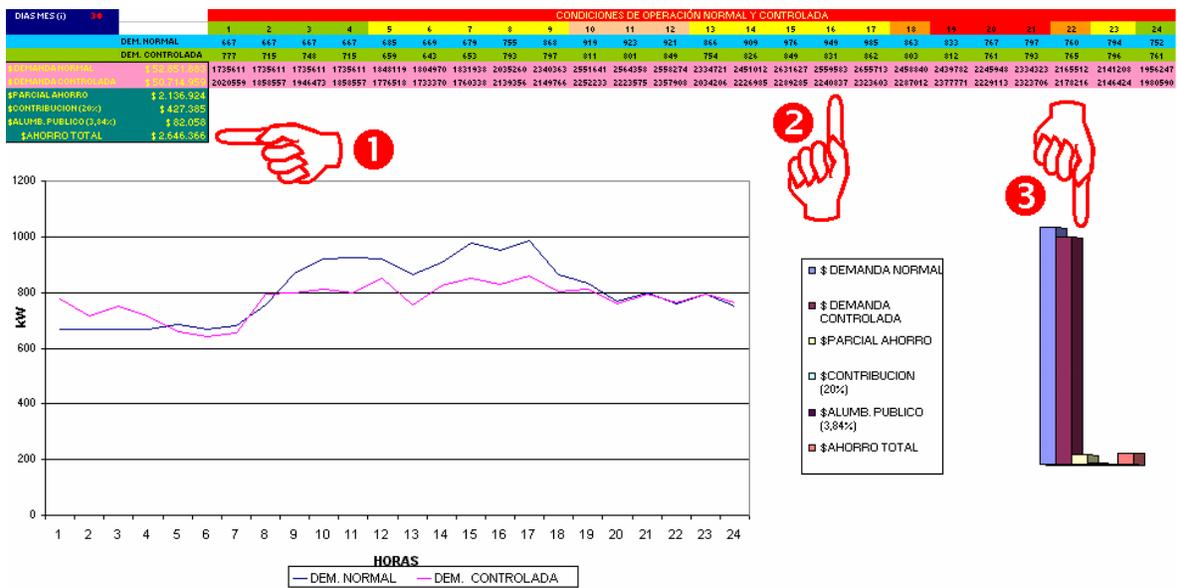


Figura 9. Hoja Consumo

Este archivo deberá seguir el desarrollo del proyecto, actualizándose con los tiempos de normales de operación y la puesta y salida de funcionamiento de las diferentes máquinas.

6. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

6.1 CALIDAD DE ENERGIA

6.1.1 Potencia reactiva. La figura 10 muestra el comportamiento histórico para el periodo de análisis del consumo de potencia activa y reactiva. Se puede observar, que no hay cargas que introduzcan picos de reactivos inductivos, ya que la curva de reactiva sigue el comportamiento de la de activa.

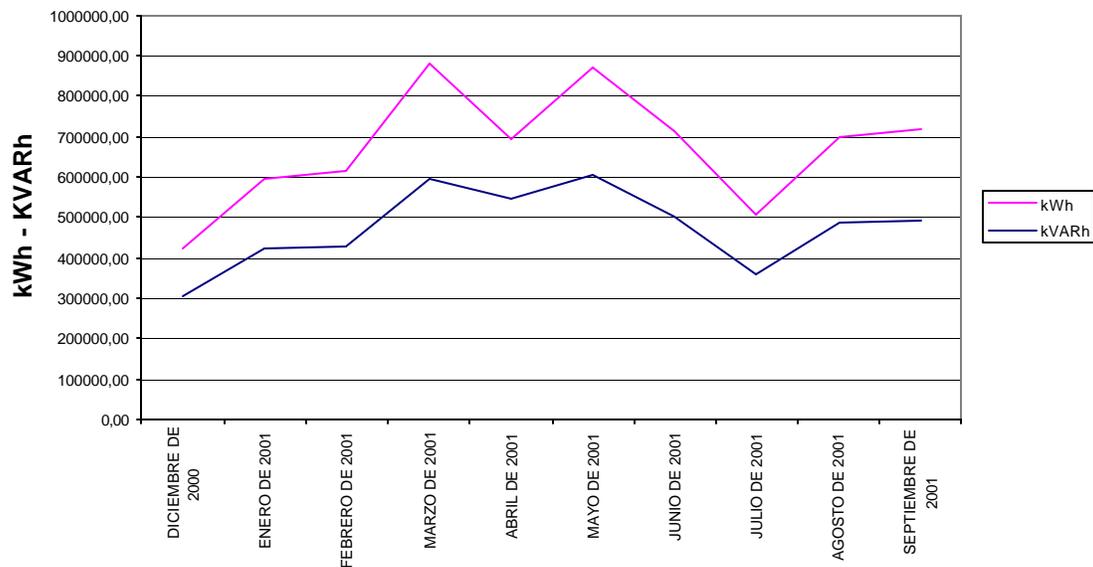


Figura 10. Curvas de consumo de potencia activa y reactiva por mes

La figura 11, muestra el comportamiento de la relación consumo activa – consumo reactiva durante el periodo de análisis. El limite no facturable es hasta 0,5 (Creg 108 de 1997) De aquí se deduce, que el nivel de reactiva es demasiado alto, lo que implica cargar innecesariamente los transformadores y además se corre el riesgo de penalización como sucedió en el mes de abril de 2001 con 361 kVARh facturados.

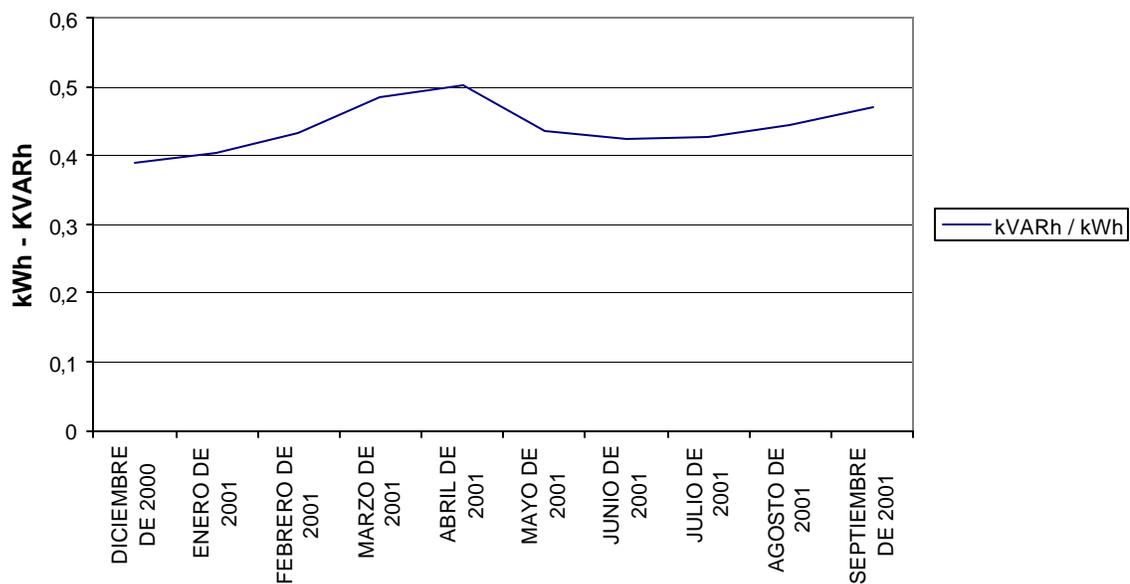


Figura 11. Comportamiento histórico reactiva / activa

Una constante observada durante las mediciones, es la gran cantidad de unidades de condensadores fijos conectados al sistema. El limite de unidades fijas que se pueden instalar corresponde al 10% de la capacidad del transformador (Norma

NTC 2050) Para el transformador de 1600 kVA, se encontraron un total de 280 kVAR fijos conectados a los compresores y al tablero de alimentación del compresor de aire, además de 90 kVAR fijos en la subestación desconectados, los cuales fueron puestos en operación, para totalizar 370 kVAR, es decir el 23,2% de la capacidad nominal del transformador.

Con este nivel de unidades capacitivas instaladas, y con el nivel de potencia reactiva inductiva existente, es recomendable utilizar unidades automáticas para el control del factor de potencia.

Las unidades automáticas, cuentan con un regulador electrónico, el cual se le fija un valor de $\cos\phi$ y permite, seguir y compensar el comportamiento del consumo reactivo inductivo. Entre otras, las ventajas que se pueden obtener son:

1. Se elimina el riesgo de ser penalizados, ya que el valor del factor de potencia del sistema puede ser predeterminado.
2. Se eliminan los inconvenientes de las líneas, en el sentido de que si la carga reactiva inductiva es menor que la capacidad de la unidad capacitiva fija, el condensador se comporta como una carga para el sistema, generando reactivos capacitivos y en algunos casos calentamiento en el sistema y sus consecuentes pérdidas de potencia.

3. Las unidades automáticas permiten el monitoreo del FP, lo que eventualmente puede indicar la operación inapropiada de las unidades capacitivas. Particularmente, se encontró para el Compresor Alternativo No. 5, un desbalance considerable en las corrientes de línea tal como se muestra en el reporte de mediciones, ($I_a = 39 \text{ A}$, $I_b = 103 \text{ A}$, $I_c = 65 \text{ A}$) Se logro constatar, que era debido a la mala conexión de 3 unidades capacitivas fijas que totalizan 70 kVAR, conectadas 50 kVAR en la fase A y 20kVAR en la fase C. En el compresor de Tornillo No. 1 se encontró 30 kVAR físicamente conectado y sin operación y 60 kVAR conectados y registrando solamente 11 kVAR. Los inconvenientes de este tipo no se pueden observar, si no existe el monitoreo.

4. Las unidades capacitivas por encima de 10 kVAR, al ser conectadas introducen una gran variación de corriente, por tal razón es necesario conectarles bobinas de choque para contrarrestar este efecto. Los bancos automáticos normalizados cuentan con este tipo de accesorios además de protección termomagnética, resistencias de descarga rápida (los condensadores traen internamente resistencias de descarga lenta) Las unidades fijas instaladas en la planta no cuenta con ningún tipo de protección, acepción de la protección termomagnética de cada una de las tres unidades de 30 kVAR conectadas en la subestación al transformador de 1600 kVA.

La corrección del factor de potencia debe desligarse del concepto de que no hay problemas de reactivos si no hay penalización por parte del comercializador. Puede no haber penalización y tener problemas de reactivos, como evidentemente esta sucediendo en la planta.

6.1.1.1 Redistribución del consumo reactivo. Con esta redistribución, se pretende solamente optimizar la operación del recurso disponible y señalar las necesidades básicas que debieron implementarse en el momento de poner en operación una unidad capacitiva.

El Cuadro 8, muestra las observaciones y redistribución de las unidades capacitivas siguiendo los siguientes criterios.

1. Instalar el condensador en el punto de carga, disminuyendo de esta manera las pérdidas en las líneas. Este factor adquiere relevancia ya que existen acometidas individuales por máquina desde la subestación con una distancia aproximada de 100 mts.
2. En lo posible dejar un remanente mínimo de 15 kVAR inductivos por punto de carga para no introducir reactivos inductivos capacitivos en las líneas debido a las variaciones en el comportamiento de la carga.
3. Disminuir la cantidad de kVAR de las unidades capacitivas por punto de carga para minimizar el nivel de los transitorios de corriente durante la puesta en operación.

Cuadro 8. Redistribuciones de unidades capacitivas

| MAQUINA | KVAR INDUCTIVOS EN OPERACION | OBSERVACIONES OPERACIÓN ACTUAL | KVAR CAPACITIVOS INSTALADOS | OBSERVACIONES OPERACIÓN ESPERADA |
|-----------------------------|------------------------------|---|--|--|
| Compresor de Tornillo No. 1 | 69 | Esta máquina se encuentra de respaldo, se recomienda que el condensador de 60 kVAR sea reinstalado en una de las maquinas con operación continua. | Tiene instaladas dos unidades capacitivas de 40 kVAR y 60 kVAR La unidad de 40 kVAR no esta operado y la de 60 kVAR reportó en la medición 11 kVAR. Estas unidades deberán revisarse y dado el caso repotenciarlas o cambiarlas. | Esta máquina en operación, consume 80 kVAR, de los cuales se han compensado 11 kVAR (medidos) Quedaría operando con la unidad repotenciada de 40 kVAR, para quedar con un remanente en operación de 40 kVAR. |
| Compresor de Tornillo No. 2 | 33 | Tiene instalado una unidad capacitiva fija de 60 kVAR en operación | La operación de la máquina es apropiada (FP = 0,97) | Ninguna |
| Compresor de Tornillo No. 3 | 22 | Ninguna | Ninguna. | Ninguna |
| Compresor Alternativo No. 2 | 45 | Se recomienda instalar la unidad de 25 kVAR del Compresor Alternativo 5. | Ninguna | Quedaría operando con una carga reactiva de 20 kVAR. |
| Compresor Alternativo No. 3 | 46 | Se recomienda instalar la unidad de 30 kVAR del compresor Alternativo 5 | Ninguna | Quedaría operando con una carga reactiva de 16 kVAR. |
| Compresor | 29 | Cuenta con tres | Ninguna | Esta operando |

| MAQUINA | kVAR INDUCTIVOS EN OPERACION | OBSERVACIONES OPERACIÓN ACTUAL | kVAR CAPACITIVOS INSTALADOS | OBSERVACIONES OPERACIÓN ESPERADA |
|---|---------------------------------------|---|-----------------------------------|--|
| Alternativo No. 5 | | unidades fijas de 25 kVAR, 30 kVAR y 10 kVAR. Estas unidades están mal conectadas. Se instalaría el condensador de 60 kVAR del Compresor de Tornillo 1, | | con 70 kVAR, de los cuales tiene compensados 40 kVAR (medidos) Con la instalación del condensador de 60 kVAR quedaría con un remante en operación 10 kVAR. |
| Compresor Rotativo No. 6 | 56 | Se recomienda instalar la unidad 1 de 30 kVAR conectada al Transformador de 1600 kVA de la subestación | Ninguna | |
| Compresor Rotativo No. 7 | 48 | Es máquina opera de respaldo | Ninguna | |
| Oficinas Frigocar | 16 | | Ninguna | |
| Bloque Lavandería y Casino | 8 | | Ninguna | |
| Cooker No.1, Cooker No.2 y Cooker No.3 de Harina. | 31 | Se recomienda instalar la unidad 2 de 30 kVAR conectada al Transformador de 1600 kVA de la subestación | Ninguna | |

| MAQUINA | kVAR INDUCTIVOS EN OPERACION | OBSERVACIONES OPERACIÓN ACTUAL | kVAR CAPACITIVOS INSTALADOS | OBSERVACIONES OPERACIÓN ESPERADA |
|-----------------------|---------------------------------------|--|-----------------------------------|--|
| Caldera 1 y 2 | 50 | Se recomienda instalar la unidad 3 de 30 kVAR conectada al Transformador de 1600 kVA de la subestación | | |
| Transformador 75 kVA. | 31 | Se recomienda instalar la unidad de 10 kVAR del Compresor alternativo No. 5 | | |

6.1.2 Armónicos. Los armónicos en los sistemas eléctricos son ocasionados por cargas no lineales conectadas al sistema de potencia. Las cargas no lineales producen corrientes no sinusoidales. En planta no existen cargas no lineales considerables tales como convertidores, hornos de arco, etc. El mayor nivel de armónicos se encontró en la onda de corriente de la fase A del transformador de 1600 kVA, el comportamiento armónico se muestra en la figura 10, con un THD% de 6,04%. El reporte total de armónicos no se presenta por su poca relevancia.

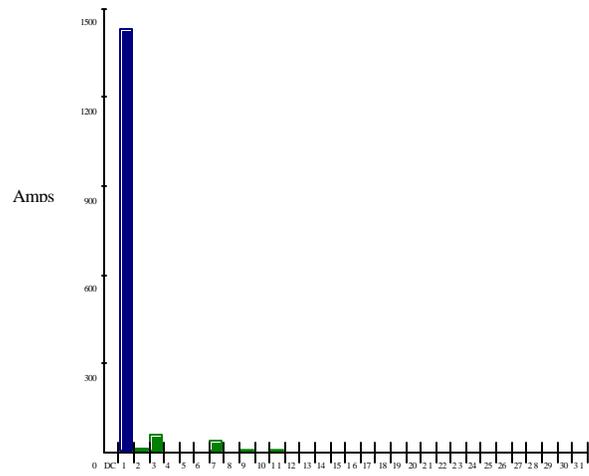


Figura 12. Nivel máximo de armónicos en el sistema

7. EVALUACIÓN ECONOMICA

7.1 EVALUACION DEL POTENCIAL DE AHORRO

7.1.1 Potencial de ahorro por administración de energía. *Las medidas a tomar para la administración de la energía, se determinan a través de los índices energéticos, los cuales relacionan el consumo de energía y producción. Mediante este, se pueden identificar los meses donde la empresa presenta la mayor y menor eficiencia energética, de manera que se analice las condiciones de operación de las máquinas durante el proceso productivo y se tome medidas de ahorro o se corrijan las posibles anomalías de funcionamiento.*

Para el análisis de la relación consumo - producción, se utilizó el consumo histórico solamente de las máquinas dedicadas a cada proceso. Las máquinas asociadas al proceso de frío se excluyeron por ser compartidas en el proceso del atún y el sacrificio y no existe un criterio claro de asignación de responsabilidad por proceso, a excepción de los difusores de aire de las cámaras, los cuales si fueron tenidos en cuenta. El Anexo 3, muestra la asignación de tiempos totales de operación, distribución horaria y consumo para cada una de las máquinas agrupadas por procesos.

Para hacer un ajuste más fino a este análisis, y para que la captura y procesamiento de los datos de producción sea menos dispendioso (esta deberá ser un ejercicio frecuente de la actividad rutinaria de operación), deberán reinstalarse los

medidores electrónicos en sitios estratégicos para determinar el consumo por proceso. Por ejemplo, un sitio apropiado que recoge gran parte del consumo del proceso del atún, es la celda de baja tensión de la zona de proceso, donde llega la acometida principal del transformador en poste de 75 kVA. De igual forma, otro punto de gran interés para la instalación de un equipo de medida, es el transformador de 1600 kVA, ya que se podría decir que la totalidad del consumo del cuarto de máquinas a 440 V, esta asociado a este transformador.

7.1.1.1 Índices energéticos. Para el destripe y cocción de atún (Figura 13), existen tres pesajes de las unidades de producción en kilogramos las cuales son descongelación, eviscerado y corte, y cocción del atún. La unidad utilizada corresponde a la descongelación, debido a que en ese momento empieza la pérdida de peso del producto al interior de los cuarto fríos.

Para la harina (Figura 14), las unidades de producción se dan en los kilogramos de producto ya procesado ya que no esta disponible el registro de las unidades de subproducto utilizado (esqueleta, pelado y vísceras)

Para este y los demás productos, se tomó como línea de referencia el valor promedio de los tres valores más bajos de la relación consumo – producción. Este línea será la referencia para las etapas posteriores del proyecto en lo que respecta al comportamiento consumo – producción.

El índice energético para matanza (Figura 15) y deshuese (Figura 16), muestra que son procesos demasiado variables, lo que se puede interpretar que son muy susceptibles a afectar su rentabilidad desde el enfoque de la demanda de energía. Esta zona de producción, requiere especial atención ya que la misma disposición de acometidas, tableros, es muy compleja y no existe un diagrama unifilar de la zona.

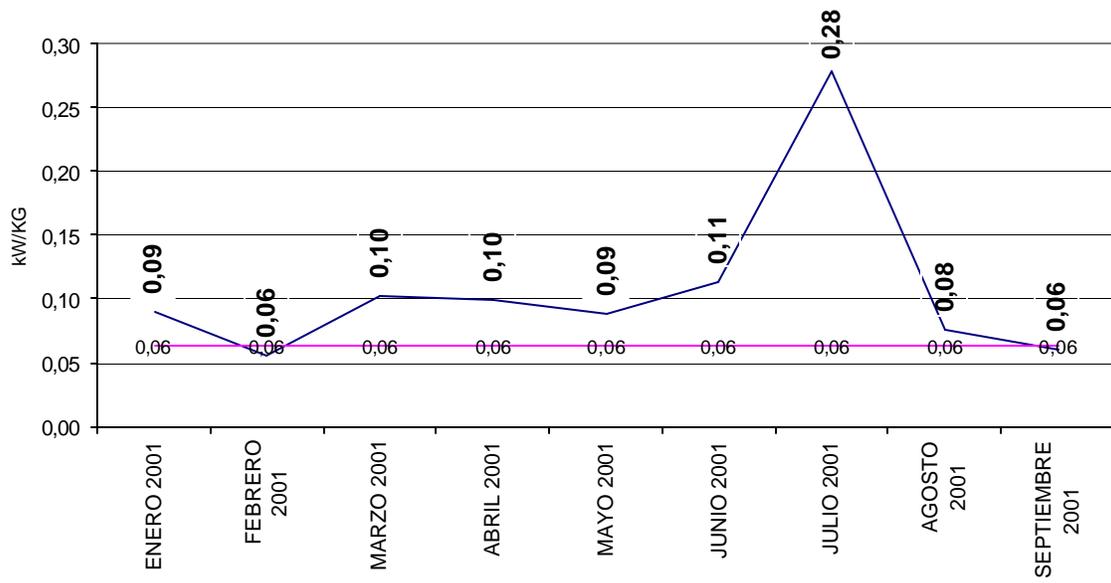


Figura 13. Índice energético Destripe y Cocción Atún

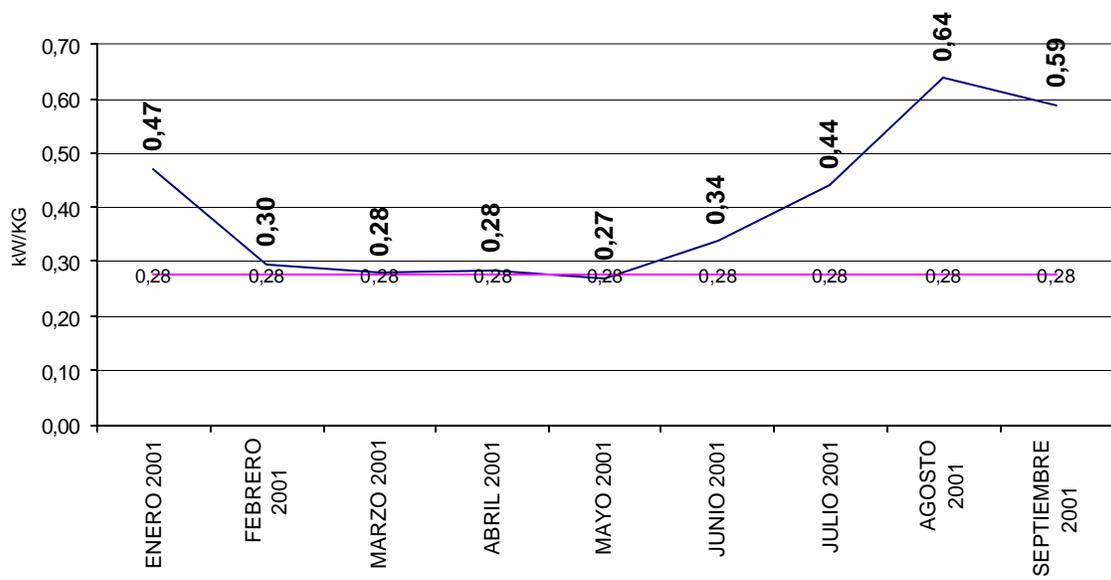


Figura 14. Índice energético Harina de Pescado

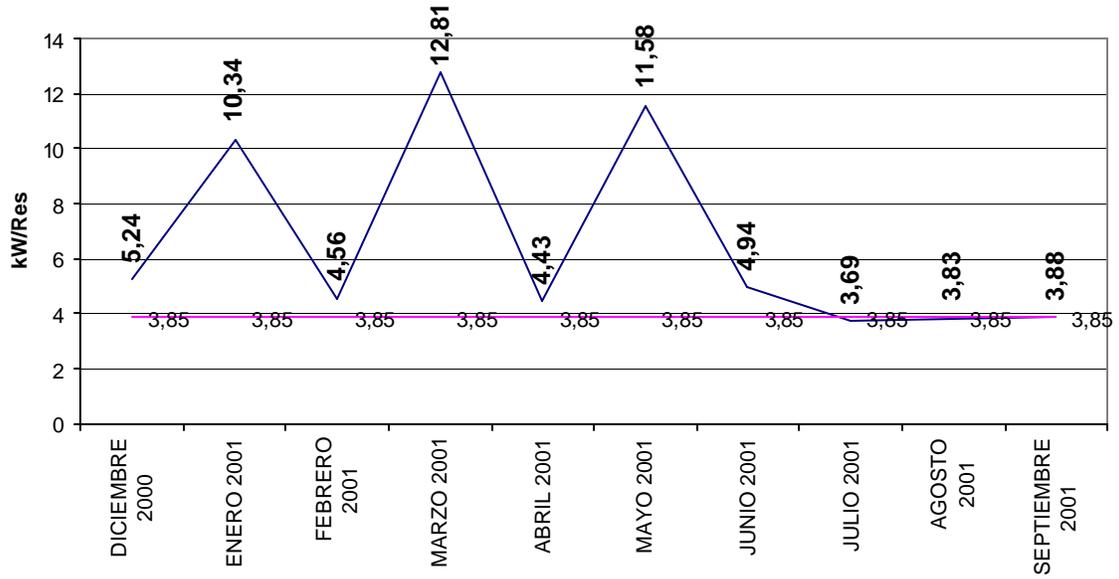


Figura 15. Índice energético Matanza

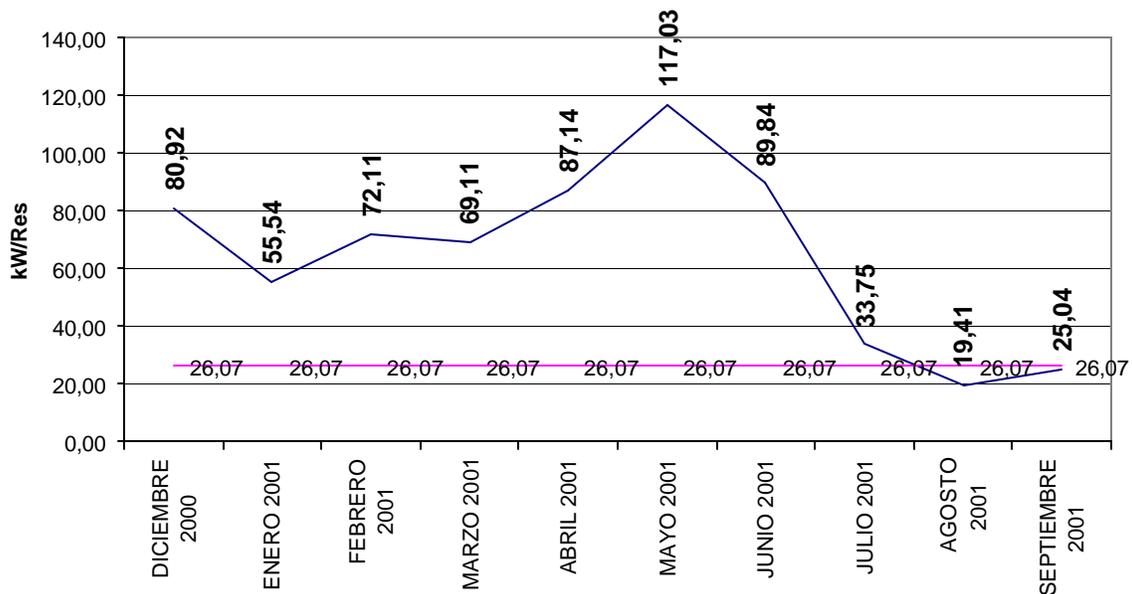


Figura 16. Índice energético Deshuese

7.1.2 Potencial de ahorro por control de demanda. La evaluación del potencial de ahorro por control de demanda, esta basado en la desconexión parcial de las cargas y la redistribución del consumo hacia los horarios de menor costo. Para Vikingos Planta 2, la etapa inicial que se plantea no es muy ambiciosa por las siguientes razones:

- a.- Precaución en lo que respecta a las pérdidas de producción.
- b.- Desconocimiento de los beneficios que se pueden obtener

c.- Condiciones y entorno del sistema eléctrico actual de la Planta (identificación de tableros, acometidas y protecciones, diagramas unifilares, diagrama de control de la planta de frío, etc.)

d.- El proyecto de control de demanda, la selección de los dispositivos controladores de demanda, y las consideraciones sobre la inversión en el proyecto deben estar sustentado en un comprobado nivel de ahorro, sustentado en la optimización de la operación de las máquinas mediante prueba y error lo que implica no solo una gran inversión de tiempo, si no también el liderazgo y desarrollo del proyecto al interior de la Planta.

7.1.3 Perfiles de demanda. *Los datos de las condiciones de operación normal y controlada se muestran en el Anexo 3 y Anexo 4 respectivamente.*

La Figuran 7 muestra el comportamiento de la demanda normal, la demanda controlada y la demanda referencial.

7.1.3.1 Perfil de demanda normal. Esta grafica fue elaborada con la información del consumo y los respectivos tiempos de conexión y desconexión de las maquinas hora a hora. Por cada hora, se suma la demanda máxima de las maquinas en operación. Este es el procedimiento

que utiliza el comercializador para la asignación del consumo por tarifa horaria.

7.1.3.2 Perfil de demanda controlada. Corresponde al comportamiento del consumo luego de aplicarse los criterios de conexión y desconexión. Es de resaltar, que el horario de procesamiento de harina, de corrió de las 09:00 a 01:00 al horario de 14:00 a 5:00. Con esto, el pico de producción se daría después de las 19:00. El apagado del sistema de iluminación perimetral se corrió una hora una hora en la mañana (apagado 5:00) y 30 minutos en la tarde (encendido 18:30)

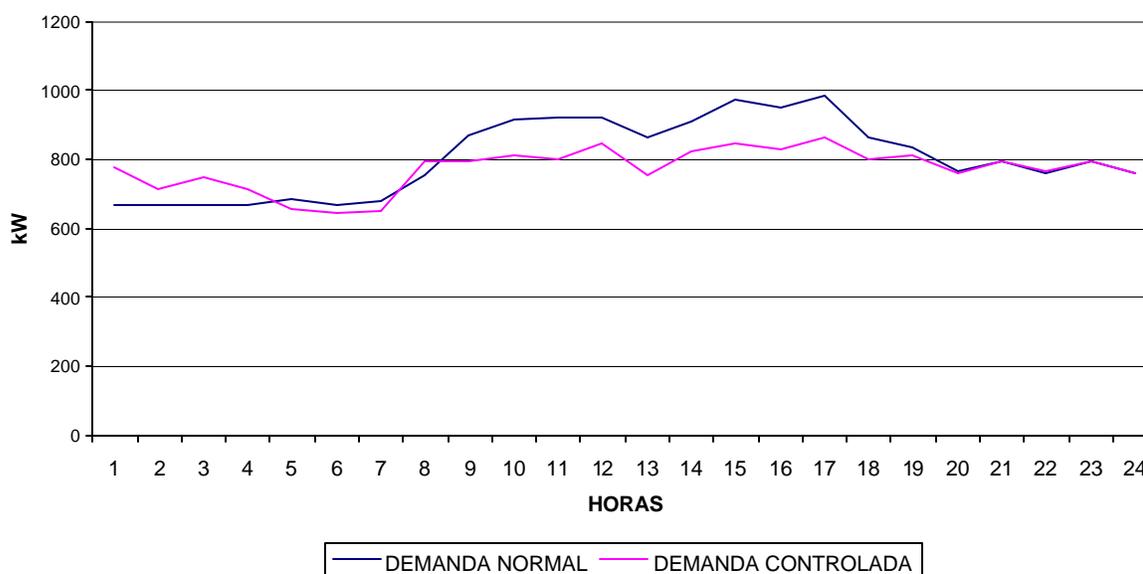


Figura 17. Perfil de Demanda Normal y Demanda Controlada

7.1.3.3 Evaluación económica. El Cuadro 9, resume el registro del consumo y la tarifa a septiembre de 2001 tanto de la Demanda Normal,

como de la demanda controlada. Los periodos horarios se encuentran discriminados en colores, en su orden decreciente: rojo, naranja, rosado, amarillo y verde. En el Cuadro 10 se liquida tanto los consumos y se agregan los otros cargos.

Cuadro 9. Distribución de la Demanda

| HORAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|--------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| DEMANDA NORMAL | 667 | 667 | 667 | 667 | 685 | 669 | 679 | 755 | 868 | 919 | 923 | 921 | 866 | 909 | 976 | 949 | 985 | 863 | 833 | 767 | 797 | 760 | 794 | 760 |
| DEMANDA CONTROLADA | 777 | 715 | 748 | 715 | 659 | 643 | 653 | 793 | 797 | 811 | 801 | 849 | 754 | 826 | 849 | 831 | 862 | 803 | 812 | 761 | 793 | 765 | 796 | 761 |

Cuadro 10. Cuadro de Costos

| TIPO DEMANDA | TOTAL kWh/Mes | *COSTOS |
|--------------------|---------------|---------------|
| Demanda Normal | 580184 | \$ 52.851.883 |
| Demanda Controlada | 557170 | \$ 50.714.959 |

| | |
|---------------------------|---------------------|
| PARCIAL AHORRO | \$ 2.136.924 |
| CONTRIBUCIÓN (20%) | \$ 427.385 |
| ALUMBRADO PUBLICO (3,84%) | \$ 82.058 |
| TOTAL AHORRO | \$ 2.646.366 |

* A pesos de septiembre de 2001.

7.1.3.4 Observaciones. El ahorro obtenido es del 4% en el costo de la factura. Cabe recordar, que el control aplicado fue moderado, atendiendo las condiciones expuestas en el proyecto. Los resultados muestran el gran potencial de ahorro de la Planta y muestra la necesidad de seguir la metodología descrita el proyecto a mediano plazo.

8. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LIMITAR LA DEMANDA ELECTRICA

Las condiciones generales de operación de la planta, muestran un gran potencial de ahorro energético térmico (altas y bajas temperaturas) y naturalmente eléctrico (por su nivel de consumo). La tarea, es cuantificar el ahorro del sistema y presentarlo como alternativa de inversión sólida y factible.

Los procesos térmicos son el centro de operación del sistema, por tal razón conocer plenamente el proceso termodinámico es casi el primer paso hacia la optimización plena del nivel de consumo de energía de la Planta.

Una de las posibilidades que deben evaluarse es el potencial de cogeneración y el autoabastecimiento.

8.1 COGENERACIÓN

A nivel regional, el matadero CAMAGUEY mantiene nivel bajos de consumo de energía mediante la Cogeneración y el autoabastecimiento.

La Cogeneración, es el aprovechamiento de los residuos térmicos de la generación eléctrica para suplir necesidades térmicas en otros procesos. Las ventajas que pueden presentar los sistemas de cogeneración son:

a.- **Ahorro energético.** El consumo de energía primaria es inferior en un sistema de cogeneración que el producir de forma independiente energía térmica y eléctrica.

b.- Ahorro económico. Particularmente en la región, existe una gran producción de gas natural el cual es una fuente primaria de energía bastante económica.

c.- Comercialización. Al estar la Planta ubicada en la zona industrial, la posibilidad de acometer un proyecto de este tipo, puede estar apoyada en una alianza estratégica con otras Plantas o inclusive, vender al comercializador los excedentes en los periodos punta lo que lo hace muy atractivo a los comercializadores de energía por que sus costos por uso del Sistema de Transmisión Nacional en la compra disminuyen en proporción a la energía que puedan adquirir en la región.

d.-Financiamiento. Existen a nivel internacional alianzas estratégicas entre los proveedores de sistemas de cogeneración y los bancos internacionales para el financiamiento de los costos de puesta en marchas de estos sistemas en cualquier parte del mundo.

Sería de gran interés explorar metodológicamente las posibilidades de Planta 1 y Planta 2 de acometer un proyecto de esta envergadura. Un proyecto de este tipo, tendría un doble impacto. En primer lugar se estructuraría un estudio de las condiciones de operación termodinámica de la planta lo cual es una necesidad apremiante además de la exploración de las posibilidades de cogeneración en si.

CONCLUSIONES

Se logró demostrar que Vikingos Planta 2, cuenta con un gran potencial para el Control de la Demanda Eléctrica. A pesar de que fue moderado el nivel de control inicial propuesto, se logró mostrar los beneficios. En la medida en que consolide el proyecto se espera que los niveles de ahorro sean mas significativos. El primer paso en este sentido lo día la Planta, al proponer el cambio del horario de producción de harina y en un futuro, muy seguramente, se planificación del consumo será una actividad rutinaria.

Los beneficios obtenidos no solamente redundaran en Planta 2, si no Planta 1 también se ha interesado en el proyecto ya que en algunos meses tienen una gran penalización por reactiva.

Es estudio ha mostrado, que es necesario explorar las posibilidades en este campo, y más específicamente, desde el enfoque de Ingeniería, consolidar la metodología y proyectarla.

BILIOGRAFIA

CONAE, Comisión Nacional de Ahorro de Energía de México. Módulo de Control de Demanda Eléctrica. 1999,

HOLMAN, Jack. Métodos Experimentales para Ingenieros. México: McGraw Hill, 1986. Pág., 52-65, 367-398

INSTITUO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Tesis y otros trabajos de grado. Bogotá: ICONTEC., 1996. Pág.132.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE COLOMBIA, Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Normas Sector Energía. 2001.

SANJURJO, Rafael. Maquinas Eléctricas. Madrid: 1989, MacGraw Hill, Pág 34

SISKIND, Charles. Sistemas Industriales de Regulación Eléctrica. Barcelona: Limusa, 1997, Pág., 23,86

WALTER N.Alerich. Control de Motores Eléctricos. México: Diana, 1994. Pág., 32-45

ANEXOS

Anexo A. Consumos Promedios de Activa Por mes Por Hora

| HORA | DICIEMBRE DE 2000 | ENERO DE 2001 | FEBRERO DE 2001 | MARZO DE 2001 | ABRIL DE 2001 | MAYO DE 2001 |
|------|----------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|
| 1 | 395.60 | 570.00 | 615.40 | 754.50 | 721.26 | 781.10 |
| 2 | 394.90 | 566.90 | 609.10 | 752.60 | 720.54 | 772.10 |
| 3 | 396.80 | 562.50 | 605.90 | 748.80 | 715.57 | 765.10 |
| 4 | 396.20 | 548.80 | 597.80 | 740.80 | 708.17 | 758.10 |
| 5 | 394.10 | 546.40 | 583.40 | 725.60 | 697.19 | 750.10 |
| 6 | 395.40 | 545.80 | 583.30 | 727.00 | 703.92 | 762.10 |
| 7 | 379.30 | 530.10 | 567.80 | 733.70 | 705.16 | 758.10 |
| 8 | 395.00 | 532.80 | 582.10 | 763.60 | 735.92 | 793.10 |
| 9 | 397.50 | 556.90 | 584.80 | 803.80 | 758.22 | 813.10 |
| 10 | 413.20 | 571.10 | 597.90 | 800.20 | 754.78 | 828.10 |
| 11 | 409.40 | 577.90 | 621.00 | 835.40 | 788.40 | 836.10 |
| 12 | 430.90 | 586.70 | 642.10 | 877.10 | 828.24 | 863.10 |
| 13 | 425.10 | 595.10 | 660.20 | 885.80 | 836.55 | 881.10 |
| 14 | 411.60 | 591.30 | 660.60 | 884.60 | 835.40 | 881.10 |
| 15 | 446.60 | 608.10 | 659.60 | 885.00 | 835.78 | 868.10 |
| 16 | 446.40 | 587.50 | 663.50 | 888.00 | 838.65 | 870.10 |
| 17 | 424.60 | 581.70 | 648.40 | 868.00 | 819.54 | 865.10 |
| 18 | 405.40 | 561.00 | 626.20 | 814.90 | 768.82 | 839.10 |
| 19 | 406.10 | 574.50 | 621.60 | 806.80 | 761.09 | 848.10 |
| 20 | 408.70 | 576.30 | 618.70 | 787.90 | 757.12 | 813.10 |
| 21 | 402.80 | 571.70 | 618.80 | 782.00 | 744.71 | 793.10 |
| 22 | 397.60 | 570.80 | 608.70 | 776.10 | 738.50 | 786.10 |
| 23 | 393.20 | 580.60 | 609.20 | 770.90 | 737.97 | 790.10 |
| 24 | 394.10 | 590.60 | 618.80 | 759.80 | 729.71 | 784.10 |

| HORA | DICIEMBRE DE 2000 | ENERO DE 2001 | FEBRERO DE 2001 | MARZO DE 2001 | ABRIL DE 2001 | MAYO DE 2001 |
|------|----------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|
| 1 | 159.52 | 240.40 | 281.80 | 390.00 | 361.13 | |
| 2 | 159.23 | 240.00 | 281.20 | 388.70 | 360.77 | |
| 3 | 160.00 | 239.70 | 279.00 | 387.90 | 358.29 | |
| 4 | 159.76 | 232.30 | 273.00 | 373.60 | 354.59 | |
| 5 | 158.91 | 227.60 | 262.30 | 360.20 | 349.09 | |
| 6 | 159.44 | 215.00 | 248.00 | 351.00 | 352.46 | |
| 7 | 152.94 | 199.80 | 229.00 | 351.70 | 353.08 | |
| 8 | 159.27 | 203.20 | 231.40 | 354.50 | 368.46 | |
| 9 | 160.28 | 214.80 | 231.70 | 356.90 | 379.61 | |
| 10 | 166.61 | 224.20 | 240.00 | 350.80 | 377.89 | |
| 11 | 165.08 | 225.90 | 248.00 | 370.50 | 394.70 | |
| 12 | 173.75 | 230.30 | 261.30 | 396.80 | 414.62 | |
| 13 | 171.41 | 231.60 | 274.20 | 407.70 | 418.77 | |
| 14 | 165.97 | 227.80 | 274.60 | 407.90 | 418.20 | |
| 15 | 180.08 | 236.70 | 277.60 | 407.10 | 418.39 | |
| 16 | 180.00 | 235.70 | 282.20 | 412.80 | 419.83 | |
| 17 | 171.21 | 235.50 | 275.50 | 414.00 | 410.27 | |
| 18 | 163.47 | 227.30 | 273.80 | 410.00 | 384.91 | |
| 19 | 163.75 | 231.00 | 272.50 | 404.90 | 381.04 | |
| 20 | 164.80 | 234.10 | 269.20 | 391.00 | 379.06 | |
| 21 | 162.42 | 238.00 | 276.00 | 394.90 | 372.85 | |
| 22 | 160.32 | 242.10 | 275.60 | 395.40 | 369.75 | |
| 23 | 158.55 | 252.00 | 280.60 | 401.70 | 369.49 | |
| 24 | 158.91 | 254.30 | 283.20 | 393.70 | 365.36 | |

Anexo B. Consumos Promedios de Potencia Reactiva Por mes Por Hora

SACRIFICIO

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | KW | HORAS | DIAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|------------------------|--------------------------|-------|-------|------|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|
| MATANZA | Pistola Neumática | 33,20 | 2 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 0 | 0 | 15 |
| WINCHES | Cadena de Arrastre No. 1 | 2,10 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Cadena de Arrastre No. 2 | 2,20 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| DESCUERADO | Cadena Descuerado | 3,15 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CORTE RES | Sierra de Pecho | 1,00 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| DESVICERADO | Ascensor | 1,49 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| APERTURA | Sierra Canal | 2,24 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CAMARA R1, R2 FRIGOCAR | Motor 1 | 0,15 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 2 | 0,17 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 3 | 0,14 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 4 | 0,18 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 5 | 0,18 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 6 | 0,18 | 4 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CONSERVACION | Motor 1 | 0,19 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 2 | 0,17 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 3 | 0,17 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 4 | 0,16 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| EMPAQUE | Maquina al Vacio | 4,30 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Bomba Túnel Encogimiento | 0,75 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor Túnel Encogimiento | 1,12 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| PROCESO | Molino | 5,40 | 8 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| COOKER SANGRE | Motor | 17,30 | 10 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

DESHUESE

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | KW | HORAS | DIAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|------------------|--------------------------|-------|-------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| CAMARA FRIO | Difusores | 17,30 | 24 | 30 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| VARIOS | Aire Acondicionado | 12,50 | 10 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | Iluminación | 3,00 | 12 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| SALA DE PROCESO | Sierra de Corte | 1,00 | 6 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Túnel de Encogimiento | 19,20 | 8 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor cadena de arrastre | 2,10 | 4 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor estera | 0,80 | 6 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Polipasto | 0,70 | 6 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Empacadora | 6,30 | 8 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Molino de Carne | 2,20 | 1 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| | Embutidora de carne | 0,40 | 1 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 0 | 0 | 0 |
| | Basculas | 0,10 | 10 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | iluminación | 1,32 | 10 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

SACRIFICIO

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | KW | HORAS | DIAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|------------------------|--------------------------|-------|-------|------|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|
| MATANZA | Pistola Neumática | 33,20 | 2,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 0 | 0 | 15 |
| WINCHES | Cadena de Arrastre No. 1 | 2,10 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Cadena de Arrastre No. 2 | 2,20 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| DESCUERADO | Cadena Descuerado | 3,15 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CORTE RES | Sierra de Pecho | 1,00 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| DESVICERADO | Ascensor | 1,49 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| APERTURA | Sierra Canal | 2,24 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CAMARA R1, R2 FRIGOCAR | Motor 1 | 0,15 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 2 | 0,17 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 3 | 0,14 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 4 | 0,18 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 5 | 0,18 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor 6 | 0,18 | 4,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| CONSERVACION | Motor 1 | 0,19 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 2 | 0,17 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 3 | 0,17 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor 4 | 0,16 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| EMPAQUE | Maquina al Vacío | 4,30 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Bomba Túnel Encogimiento | 0,75 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Motor Túnel Encogimiento | 1,12 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| PROCESO | Molino | 5,40 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| COOKER SANGRE | Motor | 17,30 | 8,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

DESHUESE

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | KW | HORAS | DIAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|------------------|--------------------------|-------|-------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| CAMARA FRIO | Difusores | 17,30 | 22,5 | 30 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 60 | 60 | 45 |
| VARIOS | Aire Acondicionado | 12,50 | 9,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | Iluminación | 3,00 | 12,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| SALA DE PROCESO | Sierra de Corte | 1,00 | 6,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Túnel de Encogimiento | 19,20 | 6,5 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 45 | 45 | 45 | 60 | 0 | 0 | 45 |
| | Motor cadena de arrastre | 2,10 | 4,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 0 | 0 | 30 |
| | Motor estera | 0,80 | 6,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Polipasto | 0,70 | 6,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 45 | 30 | 45 | 30 | 0 | 0 | 45 |
| | Empacadora | 6,30 | 8,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 60 |
| | Molino de Carne | 2,20 | 1,0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------------|------|------|----|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | Embutidora de carne | 0,40 | 1,0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 15 | 0 | 0 | 0 |
| | Basculas | 0,10 | 10,0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | iluminación | 1,32 | 10,0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

VARIAS

| ZONA DEL PROCESO | MAQUINA ASOCIADA | KW | HORAS | DIAS | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|------------------|------------------------|-------|-------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| VARIOS | Lavandería y Casino | 10,00 | 12,0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | Oficinas Frigocar | 34,00 | 10,0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | Iluminación Perimetral | 16,00 | 12,0 | 30 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CALDERAS | Zona Calderas 1 y 2 | 62,00 | 24,0 | 26 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| BOMBAS | Bomba Agua Potable | 18,00 | 18,0 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 30 | 30 | 30 | 30 | 60 | 60 |
| | Bomba Aguas Residuales | 3,15 | 4,0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 0 | 0 |

Anexo C. Asignación de tiempos en operación normal

ANEXO D. Asignación de tiempos en operación controlada

