

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PLAN PILOTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA  
Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN  
ALIMENTADOR PRÍMARIO, CON CARGA TÍPICA INDUSTRIAL  
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
LA ESPECIALIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**LUIS ALBERTO ALBUJA ESPINOSA**

**VICENTE PATRICIO BAROJA AYALA**

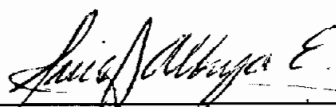
**DIRECTOR: ING. ANTONIO BAYAS PAREDES**

**Quito, Octubre 2001**

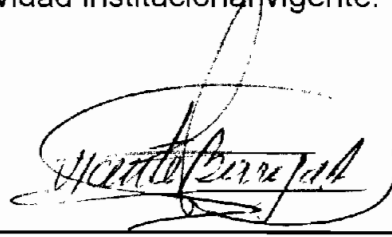
## DECLARACIÓN

Nosotros, Luis Alberto Albuja Espinosa, Vicente Patricio Baroja Ayala, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Luis Alberto Albuja Espinosa



Vicente Patricio Baroja Ayala

## AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primer término a Dios por darnos la oportunidad de existir en este universo.

Agradecemos a todos aquellos que de una u otra forma han colaborado para la elaboración de este trabajo, en especial al Ing. Antonio Bayas Paredes por su apoyo brindado durante la elaboración de este trabajo y a las siguientes personas e instituciones.

|                       |                              |
|-----------------------|------------------------------|
| Ing. Mario Alarcón    | Giuseppe Guerini             |
| Ing. Nelson Suárez    | Ing. Luis Ayala              |
| Ing. Néstor Duque     | Ing. Santiago Almeida        |
| Ing. Oswaldo Venegas  | Eduardo Carvalhaes Nobre     |
| Msc. Patricio Naranjo | Ing. Patricio Cortés         |
| DIPLAT ex – INECEL    | Ing. Javier Iñiguez          |
| Ing. César Juiña      | ALBUJA & IÑIGUEZ INGS. ASOC. |

UNIDAD DE PERDIDAS NEGRAS EEQSA  
UNIDAD DE GRANDES CLIENTES EEQSA  
UNIDAD DE INVENTARIOS Y AVALUOS EEQSA  
UNIDAD DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EEQSA  
TEXTILES NACIONALES S.A.  
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG)

A todos nuestros familiares y amigos, por su desinteresado respaldo en nuestra vida académica.

Alberto Albuja

Vicente Baroja

## DEDICATORIA

Dedico la presente tesis a mi familia,  
y en especial a mi madre y mi esposa,  
por su cariño y comprensión y por ser  
Las dos mujeres más importantes en  
Mi vida.

Alberto Albuja

Este trabajo lo dedico a mis padres y  
a mi hermana, por su dedicación y  
abnegación porque han sido mi soporte en  
todo instante.

Vicente Baroja

# INDICE DE CONTENIDO

|   | PAG. |
|---|------|
| <b>CAPITULO 1</b>   |      |
| <b>INTRODUCCION</b>   | 1    |
| 1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE   | 1    |
| 1.1.1 ANTECEDENTES  | 1    |
| 1.1.2 OBJETIVOS   | 3    |
| 1.1.3 ALCANCE   | 5    |
| 1.2 ESTUDIOS Y PROGRAMAS REALIZADOS SOBRE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (AD & UREE). | 6    |
| 1.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA AD & UREE EN EL ECUADOR.   | 10   |
| 1.2.1.1 AREA DE SERVICIO DE LA EEQSA.   | 13   |
| 1.2.1.2 DATOS DE CONSUMO DE LA EEQSA Y NACIONALES   | 16   |
| 1.2.1.3 DATOS DE DEMANDA DE LA EEQSA Y NACIONALES   | 26   |
| 1.2.2 ANALISIS DEL SECTOR ELECTRICO EN EL ECUADOR Y EN LA EEQSA, EVOLUCION Y SITUACIÓN ACTUAL.                                | 27   |
| 1.3 METODOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA AD & UREE.   | 29   |
| 1.3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA   | 31   |
| 1.3.1.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE.   | 32   |
| 1.3.1.2 CAMPAÑA DE MEDICIONES   | 33   |
| 1.3.1.3 AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA  | 34   |
| 1.3.2 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS   | 35   |
| 1.3.3 IMPLANTACION DE MEDIDAS   | 41   |
| 1.3.4 EVALUACION DE MEDIDAS   | 42   |
| 1.4 METODOLOGIA EMPLEADA  | 43   |
| 1.5 RECURSOS  | 45   |
| 1.6 DETERMINACIÓN DEL ÁREA PILOTO (ALIMENTADOR) PARA LA APLICACIÓN DEL PLAN PILOTO DE AD & UREE.                              | 47   |
| 1.6.1 CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION 16  | 50   |
| 1.6.2 CARACTERISTICAS DEL ALIMENTADOR 16 A  | 50   |
| <br>  |      |
| <b>CAPITULO 2</b>   |      |
| <b>RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE CARGA</b>   |      |
| 2.1 DEFINICIÓN GENERAL DE PARÁMETROS  | 52   |
| 2.1.1 DEMANDA ELÉCTRICA.  | 52   |
| 2.1.2 INTERVALO DE DEMANDA ELECTRICA.   | 53   |
| 2.1.3 DEMANDA MÁXIMA.   | 53   |

## INDICE DE CONTENIDO

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 2.1.4   | DEMANDA DIVERSIFICADA O COINCIDENTE.   | 54 |
| 2.1.5   | DEMANDA NO COINCIDENTE.  | 54 |
| 2.1.6   | DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL.   | 54 |
| 2.1.7   | FACTOR DE DEMANDA.   | 54 |
| 2.1.8   | FACTOR DE CARGA.   | 55 |
| 2.2     | CURVAS DE CARGA.   | 55 |
| 2.2.1   | CURVA DE CARGA INDIVIDUAL  | 56 |
| 2.2.2   | CURVA DE CARGA DIVERSIFICADA.  | 57 |
| 2.2.3   | CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR.  | 58 |
| 2.2.4   | CURVA DE CARGA DE LA EEQSA   | 58 |
| 2.2.5   | INVENTARIO DE CLIENTES CONECTADOS AL ALIMENTADOR.  | 58 |
| 2.2.6   | HISTORIA DE CONSUMOS DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES<br>CONECTADOS AL ALIMENTADOR.                        | 60 |
| 2.2.6.1 | LAS SERIES TEMPORALES EN EL CONSUMO ELECTRICO  | 62 |
| 2.3     | MEDICIONES PARA DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE CARGA.  | 65 |
| 2.3.1   | MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA DETERMINACIÓN<br>DE LA CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR PRIMARIO. | 67 |
| 2.3.2   | MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA DETERMINAR LA<br>CURVA DE CARGA DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES   | 68 |
| 2.4     | ENCUESTA AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINACIÓN DE<br>PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA AD & UREE.        | 69 |
| 2.4.1   | FORMULARIOS DE ENCUESTA  | 69 |
| 2.4.1.1 | FORMULARIOS Y TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA<br>REALIZACIÓN DE LAS ENCUESTAS                           | 70 |
| 2.5     | LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN  | 71 |

### CAPITULO 3

#### **METODOLOGÍA A UTILIZARSE EN LA AUDITORIA ENERGÉTICA ORIENTADA A LA AD & UREE EN EL SECTOR INDUSTRIAL.**

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 3.1     | GENERALIDADES  | 73 |
| 3.1.1   | APLICACIONES DE LA ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.                            | 78 |
| 3.1.2   | MÉTODOS DE AHORRO DE ENERGÍA.  | 79 |
| 3.1.2.1 | MEDIDAS DE MANTENIMIENTO EN LA INDUSTRIA.                                      | 80 |
| 3.1.2.2 | MODIFICACIONES EN LOS EQUIPOS Y PROCESOS INDUSTRIALES.                         | 80 |
| 3.1.2.3 | MEJOR UTILIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO.  | 80 |
| 3.1.2.4 | REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LAS INSTALACIONES FÍSICAS DE<br>LA PLANTA INDUSTRIAL. | 82 |
| 3.2     | ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE UREE.   | 83 |
| 3.2.1   | OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE UREE   | 84 |

## INDICE DE CONTENIDO

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 3.2.2   | ETAPAS QUE DEBE ABARCAR LA METODOLOGÍA DEL PROGRAMA DE UREE POR PARTE DE LA EEQ | 85  |
| 3.2.3   | CREACIÓN DEL COMITÉ INTERNO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA (CICE)                   | 86  |
| 3.2.3.1 | ATRIBUCIONES DEL CICE   | 87  |
| 3.2.3.2 | ACCIONES QUE DEBE TOMAR EL CICE   | 88  |
| 3.2.3.3 | ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL CICE  | 89  |
| 3.2.3.4 | FACTORES CRÍTICOS EN LA ORGANIZACIÓN DEL CICE                                   | 89  |
| 3.2.4   | DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE UREE  | 91  |
| 3.2.4.1 | LEVANTAMIENTO Y CONOCIMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES                    | 92  |
| 3.2.4.2 | DESARROLLO DE UN PLAN DE ACCIÓN, INCLUYENDO UNA AUDITORÍA ENERGÉTICA DETALLADA  | 95  |
| 3.2.4.3 | CRONOGRAMA  | 96  |
| 3.2.4.4 | PRUEBAS DE CAMPO Y RECOLECCIÓN DE DATOS   | 97  |
| 3.2.4.5 | OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA  | 97  |
| 3.2.4.6 | IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE MEDIDAS DE AD & UREE                         | 97  |
| 3.2.4.7 | DESARROLLO DEL PLAN DE ACCIÓN PARA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE          | 99  |
| 3.2.4.8 | EVALUACIÓN DEPURACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL PROGRAMA DE AD & UREE                  | 103 |
| 3.3     | IDENTIFICACIÓN DE USOS Y PERDIDAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA                       | 103 |
| 3.4     | MEDICIONES PARA LA AUDITORIA ENERGÉTICA   | 111 |
| 3.4.1   | SEGURIDAD INDUSTRIAL EN LA AUDITORIA ENERGÉTICA                                 | 112 |
| 3.4.2   | AMBIENTE DE TRABAJO EN LAS EMPRESAS OBJETO DE LOS LEVANTAMIENTOS                | 115 |
| 3.4.3   | HERRAMIENTAS Y EQUIPOS USADOS EN LOS LEVANTAMIENTOS DE CAMPO                    | 116 |
| 3.4.4   | REGLAS DE SEGURIDAD ESPECÍFICAS   | 117 |
| 3.4.4.1 | EQUIPOS ELÉCTRICOS  | 117 |
| 3.4.4.2 | AIRE COMPRIMIDO   | 118 |
| 3.4.4.3 | TRANSFORMADORES   | 118 |
| 3.4.4.4 | HORNOS Y ESTUFAS  | 119 |
| 3.4.4.5 | CALDERAS  | 120 |
| 3.4.4.6 | REFRIGERACIÓN / AIRE ACONDICIONADO  | 122 |
| 3.4.4.7 | TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN DE CIRCUITOS - TDC                                     | 124 |
| 3.4.4.8 | CONSIDERACIONES ESPECIALES  | 125 |
| 3.4.5   | PRINCIPALES PARÁMETROS A SER MEDIDOS  | 125 |
| 3.4.5.1 | MEDICIONES ELÉCTRICAS   | 126 |
| 3.4.5.2 | MEDICIÓN DEL NIVEL LUMÍNICO   | 128 |
| 3.4.5.3 | MEDICIÓN DE TEMPERATURA   | 129 |
| 3.4.5.4 | MEDICIÓN DE PRESIÓN   | 130 |
| 3.4.5.5 | ANÁLISIS DE GASES   | 130 |
| 3.4.5.6 | ANÁLISIS QUÍMICOS   | 130 |

## INDICE DE CONTENIDO

|         |  |     |
|---------|--|-----|
| 3.5     | IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA   | 130 |
| 3.6     | LA DEMANDA COMO UNA MEDIDA DEL PROGRAMA DE AD&UREE   | 131 |
| 3.6.1   | METODOS DE ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE LA CURVA DE CARGA                                     | 133 |
| 3.6.1.1 | ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE EL RECORTE DE PICOS DE LA CURVA DE CARGA                         | 135 |
| 3.6.1.2 | ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE DESPLAZAMIENTO DE CARGA Y LLENADO DE VALLES DE LA CURVA DE CARGA | 135 |
| 3.6.1.3 | ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE LA CONSERVACIÓN ESTRATÉGICA DE LA CARGA                          | 137 |
| 3.6.1.4 | ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE EL CRECIMIENTO ESTRATÉGICO DE LA CARGA                           | 137 |
| 3.7     | PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE AD & UREE  | 138 |

## CAPITULO 4

### PLAN PILOTO DE AD & UREE CON LOS CLIENTES PARTICIPANTES DEL ALIMENTADOR

|         |  |     |
|---------|--|-----|
| 4.1     | APLICACIÓN DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA A LAS INDUSTRIAS PARTICIPANTES DEL ALIMENTADOR ESCOGIDO EN EL PLAN PILOTO DE AD & UREE | 140 |
| 4.1.1   | DATOS GENERALES DE LA INDUSTRIA TEXTILES NACIONALES S.A. (TENASA)  | 145 |
| 4.1.2   | ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE   | 153 |
| 4.1.3   | USOS Y PERDIDAS  | 154 |
| 4.1.4   | MEDICIONES PARA LA AUDITORIA ENERGÉTICA  | 154 |
| 4.2     | DESARROLLO DEL PROGRAMA DE AD&UREE   | 155 |
| 4.2.1   | BASES PARA LA CONFORMACIÓN DEL CICE EN TENASA.   | 155 |
| 4.2.2   | LEVANTAMIENTO Y CONOCIMIENTO DE LAS INSTALACIONES  | 158 |
| 4.2.3   | PLAN DE ACCIÓN PARA LA AUDITORÍA ENERGÉTICA DETALLADA  | 159 |
| 4.2.4   | DESARROLLO DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA (LLENADO DE FORMULARIOS DE MARK IV Y MEDICIONES ELÉCTRICAS)                            | 160 |
| 4.2.5   | INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE MARK IV Y VALIDACIÓN DE LOS MISMOS.  | 161 |
| 4.2.6   | OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA   | 162 |
| 4.2.7   | OBTENCIÓN DE RESULTADOS.   | 163 |
| 4.2.8   | IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA   | 165 |
| 4.2.8.1 | METODOLOGÍA ADOPTADA   | 169 |
| 4.2.8.2 | EVALUACIÓN TÉCNICA   | 169 |



## INDICE DE CONTENIDO

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 4.2.8.3 | EVALUACIÓN ECONÓMICA                              | 171 |
| 4.2.9   | POTENCIAL DE CONSERVACIÓN POR USO FINAL           | 172 |
| 4.2.9.1 | TRANSFORMADORES                                   | 173 |
| 4.2.9.2 | TABLEROS Y SUBTABLEROS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICOS | 174 |
| 4.2.9.3 | MOTORES   | 176 |
| 4.2.9.4 | ILUMINACIÓN                                       | 179 |

### CAPITULO 5

#### PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION PARA LA DETERMINACION DE LAS CURVAS DE CARGA.

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 5.1     | DETERMINACION DE LAS CURVAS DE CARGA  | 185 |
| 5.1.1   | CURVAS DE CARGA DEL ALIMENTADOR 16 A  | 186 |
| 5.1.1.1 | CURVA DE CARGA LUNES PROMEDIO DEL ALIMENTADOR 16 A                                | 188 |
| 5.1.1.2 | CURVA DE CARGA DÍA MARTES, MIÉRCOLES, JUEVES, VIERNES PROMEDIO ALIMENTADOR 16 A.  | 189 |
| 5.1.1.3 | CURVA DE CARGA DÍA SÁBADO PROMEDIO DEL ALIMENTADOR 16 A.                          | 189 |
| 5.1.1.4 | CURVA DE CARGA DÍA DOMINGO DEL ALIMENTADOR 16 A.                                  | 190 |
| 5.1.2   | CONSUMOS HISTÓRICOS DEL ALIMENTADOR 16 A.   | 190 |
| 5.2     | CURVA DE CARGA Y DE CONSUMOS HISTORICOS DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES DEL ESTUDIO | 195 |
| 5.2.1   | CURVA DE CARGA DE TENASA 1  | 195 |
| 5.2.1.1 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA LUNES DE TENASA 1.                                | 195 |
| 5.2.1.2 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA MARTES DE TENASA 1,                               | 196 |
| 5.2.1.3 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA MIÉRCOLES DE TENASA 1.                            | 196 |
| 5.2.1.4 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA JUEVES DE TENASA 1.                               | 197 |
| 5.2.1.5 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA VIERNES DE TENASA 1.                              | 197 |
| 5.2.1.6 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA SÁBADO DE TENASA 1.                               | 198 |
| 5.2.1.7 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DEL DÍA DOMINGO DE TENASA1.                               | 198 |
| 5.2.2   | CURVAS DE CARGA TENASA 2  | 199 |
| 5.2.2.1 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA LUNES DE TENASA 2.                                    | 199 |
| 5.2.2.2 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA MARTES TENASA 2.                                      | 199 |
| 5.2.2.3 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA MIÉRCOLES DE TENASA 2.                                | 199 |
| 5.2.2.4 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA JUEVES DE TENASA 2.                                   | 200 |
| 5.2.2.5 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA VIERNES DE TENASA 2.                                  | 200 |
| 5.2.2.6 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA SÁBADO DE TENASA 2.                                   | 200 |
| 5.2.2.7 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA DOMINGO TENASA 2.                                     | 201 |
| 5.2.3   | CURVAS DE CARGA DE TENASA 3.  | 202 |
| 5.2.3.1 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA LUNES DE TENASA 3.                                    | 202 |
| 5.2.3.2 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA MARTES DE TENASA 3.                                   | 202 |

## INDICE DE CONTENIDO

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 5.2.3.3 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA MIÉRCOLES DE TENASA 3.  | 203 |
| 5.2.3.4 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA JUEVES DE TENASA 3.   | 203 |
| 5.2.3.5 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA VIERNES DE TENASA 3.  | 203 |
| 5.2.3.6 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA SÁBADO DE TENASA 3.   | 204 |
| 5.2.3.7 | CURVA DE CARGA PROMEDIO DÍA DOMINGO DE TENASA 3.  | 204 |
| 5.2.4   | CURVA DE CARGA TOTAL PROMEDIO DE TENASA   | 205 |
| 5.2.4.1 | CURVA DE CARGA TOTAL PROMEDIO DE TENASA DIA LUNES.  | 206 |
| 5.2.4.2 | CURVA DE CARGA TOTAL PROMEDIO DE TENASA DIAS MARTES A VIERNES.                                      | 206 |
| 5.2.4.3 | CURVA DE CARGA TOTAL PROMEDIO DE TENASA DIAS SABADO Y DOMINGO.                                      | 207 |
| 5.2.4.4 | CURVA DE CONSUMOS HISTORICOS DE TENASA TOTAL.   | 208 |
| 5.3     | CURVA DE CARGA SECTOR INDUSTRIAL DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A                                      | 209 |
| 5.3.1   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA LUNES.            | 209 |
| 5.3.2   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA MARTES.           | 209 |
| 5.3.3   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA MIERCOLES.        | 210 |
| 5.3.4   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA JUEVES.           | 210 |
| 5.3.5   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA VIERNES.          | 211 |
| 5.3.6   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA SABADO.           | 211 |
| 5.3.7   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA DOMINGO.          | 212 |
| 5.3.8   | CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIAS MARTES A VIERNES | 212 |
| 5.3.9   | INFLUENCIA DE LA CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL EN EL ALIMENTADOS PRIMARIO 16 A               | 213 |
| 5.4     | COMPARACIÓN Y AJUSTE DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS MEDICIONES Y DE LAS ENCUESTAS.                   | 214 |
| 5.5     | ANÁLISIS DE LA CURVA DE CARGA CON EL PROGRAMA DE AD&UREE  | 215 |
| 5.6     | INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS  | 216 |
| 5.6.1   | PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN TENASA  | 216 |
| 5.6.2   | PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO                                     | 217 |
| 5.6.3   | PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.                             | 220 |

## INDICE DE CONTENIDO

### CAPITULO 6

#### ANALISIS FINANCIERO DEL AHORRO DE DEMANDA Y ENERGIA ELECTRICA DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES EN EL PROGRAMA DE AD & UREE

|            |   |     |
|------------|---|-----|
| 6.1        | ANALISIS FINANCIERO   | 221 |
| 6.1.1      | ANÁLISIS DEL PAGO DE CONSUMO DE ENERGÍA CON EL PROGRAMA DE AD&UREE DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES  | 223 |
| 6.1.1.1    | ANÁLISIS DEL CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGÍA (CE)   | 224 |
| 6.1.1.2    | ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA/COSTO MEDIO DEL KWH  | 226 |
| 6.1.1.3    | OPTIMIZACIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA  | 228 |
| 6.1.1.4    | FACTURACIÓN EN LA TARIFA GENERAL G4   | 229 |
| 6.1.1.5    | CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA   | 230 |
| 6.1.1.5.1  | POTENCIAL DE ECONOMÍA MEDIO (PE) DEBIDO AL BAJO FACTOR DE POTENCIA                                | 231 |
| 6.1.1.5.2  | CÁLCULO DE LA CORRECCIÓN DEL FP   | 232 |
| 6.1.1.6    | INDICES DE AHORRO ENERGÉTICO POR MANEJO DE LA DEMANDA   | 233 |
| 6.1.2.1    | MOTORES   | 235 |
| 6.1.2.2    | TRANSFORMADORES   | 238 |
| 6.1.2.2.1  | PERDIDAS EN EL BOBINADO (PERDIDAS JOULE)  | 239 |
| 6.1.2.2.2  | PERDIDAS EN EL HIERRO (HISTERESIS Y FOUCAULT)   | 239 |
| 6.1.2.2.3  | VERIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS APROVECHABLES Y ANÁLISIS ECONÓMICO                                   | 239 |
| 6.1.2.2.4  | CUANTIFICACIÓN DE PERDIDAS  | 240 |
| 6.1.2.3    | PÉRDIDAS EN ILUMINACIÓN   | 242 |
| 6.1.3      | CAPITALES DE INVERSIÓN PARA LA INICIACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE EN LOS CLIENTES PARTICIPANTES | 246 |
| 6.1.3.1    | RECURSOS PROPIOS  | 248 |
| 6.1.3.2    | RECURSOS EXTERNOS   | 249 |
| 6.1.3.3    | CONCEPTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA ECONÓMICA   | 249 |
| 6.1.3.3.1  | INVERSION   | 249 |
| 6.1.3.3.2  | EFICIENCIA MARGINAL DEL CAPITAL   | 250 |
| 6.1.3.3.3  | INTERES   | 250 |
| 6.1.3.3.4  | RÉGIMEN DE CAPITALIZACIÓN   | 252 |
| 6.1.3.3.5  | VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO   | 253 |
| 6.1.3.3.6  | TASA EFECTIVA Y NOMINAL   | 253 |
| 6.1.3.3.7  | DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA   | 255 |
| 6.1.3.3.8  | EQUIVALENCIA  | 256 |
| 6.1.3.3.9  | SERIES UNIFORMES  | 256 |
| 6.1.3.3.10 | TASA MÍNIMA DE ATRACTIVIDAD   | 256 |
| 6.1.3.3.11 | COSTO DE OPORTUNIDAD  | 257 |

## INDICE DE CONTENIDO

|            |   |     |
|------------|---|-----|
| 6.1.3.3.12 | FACTORES DE INTERÉS COMPUESTOS  | 258 |
| 6.1.4      | MÉTODOS PARA COMPARACIÓN ENTRE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN  | 261 |
| 6.1.4.1    | MÉTODO DEL VALOR PRESENTE LÍQUIDO   | 263 |
| 6.1.4.2    | MÉTODO DEL VALOR UNIFORME LÍQUIDO   | 265 |
| 6.1.4.3    | MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO  | 267 |
| 6.1.4.4    | MÉTODO DEL TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN  | 274 |
| 6.1.4.5    | COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN BAJO CIRCUNSTANCIAS ESPECIALES   | 278 |
| 6.1.4.5.1  | FLUJOS DE CAJA CON MÁS DE UNA INVERSIÓN DE SEÑAL ANÁLISIS DE INVERSIONES DESPLAZADAS Y DE AHORRO DE COMPRA DE ENERGÍA POR PARTE DE LA E.E.Q.S.A., DEL CLIENTE PARTICIPANTE Y DEL NO PARTICIPANTE CON EL PROGRAMA DE AD&UREE | 278 |
| 6.2        | EVALUACIÓN INTEGRADA DE LOS RECURSOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA   | 281 |
| 6.2.1      | FACTOR DE CARGA DE LA CONSERVACIÓN (FCC) E ÍNDICE DE EFECTIVIDAD DE COSTO (IEC)   | 285 |
| 6.2.1.1    | COSTOS Y BENEFICIOS PARA LA EMPRESA ELECTRICA QUITO DEL PROGRAMA DE AD&UREE   | 285 |
| 6.2.2      | COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL CLIENTE INDUSTRIAL PARTICIPANTE DEL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA  | 287 |
| 6.2.3      | COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL CLIENTE INDUSTRIAL NO PARTICIPANTE DEL PROGRAMA DE AD&UREE  | 289 |
| 6.2.4      |   | 291 |

## CAPITULO 7

|         |   |            |
|---------|---|------------|
|         | <b>ANALISIS TARIFARIO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA COMO UNA MEDIDA DE MANEJO DE LA DEMANDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.</b> | <b>292</b> |
| 7.1     | MODELOS INSTITUCIONALES Y TARIFAS   | 297        |
| 7.1.1   | MODELO NACIONAL INTEGRADO.  | 298        |
| 7.1.2   | MODELO AREA INTEGRADA.  | 299        |
| 7.1.3   | MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADA.   | 300        |
| 7.1.4   | MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADAS CON COMPETENCIA EN LA GENERACION.   | 301        |
| 7.1.5   | MODELO TRANSMISION CENTRALIZADA.  | 301        |
| 7.1.6   | MODELO POOL COMPETITIVO.  | 302        |
| 7.2     | TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADAS POR LA EEQSA. EN EL SECTOR INDUSTRIAL.  | 303        |
| 7.2.1   | PLIEGO TARIFARIO DE LA EEQSA.   | 307        |
| 7.2.1.1 | PLIEGO TARIFARIO VIGENTE AL 31 DE OCTUBRE DEL 2000  | 308        |

## INDICE DE CONTENIDO

|            |   |     |
|------------|---|-----|
| 7.2.2      | TARIFAS ELECTRICAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL DE LA EEQSA  | 309 |
| 7.3        | ANÁLISIS DE LAS TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR INDUSTRIAL COMO UNA MEDIDA DE AD&UREE. | 314 |
| 7.3.1      | TARIFAS ELECTRICAS DE SAN JOSE DE COSTA RICA  | 316 |
| 7.3.2      | TARIFAS ELECTRICAS DE BRASIL  | 317 |
| 7.3.2.1    | GRUPOS DE CONSUMIDORES  | 318 |
| 7.3.2.2    | COSTOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  | 318 |
| 7.3.2.2.1  | Tarifación Horo - Zonal   | 319 |
| 7.3.2.2.2  | MODALIDADES TARIFARIAS (DECRETO 33 - 11/02/88 - DNAEE)  | 320 |
| 7.3.2.2.3  | CONDICIONES BASICAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA LA TARIFA AZUL Y VERDE                                   | 320 |
| 7.3.3      | TOLERANCIA DE TRANSICIÓN DENTRO DE LAS CONDICIONES PARA ESCOGITAMIENTO DE LA TARIFA POR CONSUMO           | 322 |
| 7.3.3.1    | FACTURACIÓN DE LA DEMANDA TARIFA AZUL   | 323 |
| 7.3.3.1.1  | CONSUMIDOR CON CONTRATO:  | 323 |
| 7.3.3.1.2. | CONSUMIDOR SIN CONTRATO   | 323 |
| 7.3.3.2    | FACTURACIÓN DE LA DEMANDA TARIFA VERDE  | 324 |
| 7.3.3.3    | FACTURACIÓN CON TOLERANCIA EN LA DEMANDA.   | 324 |
| 7.3.3.3.1  | TARIFA AZUL   | 324 |
| 7.3.3.3.2  | TARIFA VERDE  | 325 |
| 7.3.3.4    | TARIFA CONVENCIONAL   | 325 |
| 7.3.4      | ELECCIÓN DEL SISTEMA DE TARIFACIÓN  | 325 |

## CAPITULO 8

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

|     |                 |     |
|-----|-----------------|-----|
| 8.1 | CONCLUSIONES    | 327 |
| 8.2 | RECOMENDACIONES | 330 |

### CITAS BIBLIOGRAFICAS

## INDICE DE CUADROS

x

### CAPITULO I

#### CUADRO No 1.1

EMPRESA ELECTRICA QUITO S. A. BALANCE DE ENERGIA DEL SISTEMA 14

#### CUADRO No 1.2

ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA EN KWh 18

#### CUADRO No 1.3

ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA EN % 19

#### CUADRO No 1.4

INGRESOS FACTURADOS POR VENTAS DE ENERGIA EEQ 20

#### CUADRO No 1.5

COMPOSICIÓN DE INGRESOS FACTURADOS PROVENTA DE ENERGIA  
EEQ EN % 21

#### CUADRO No 1.6

ENERGIA FACTURADA POR SECTORES ECUADOR MWh 22

#### CUADRO No. 1.7

ENERGIA POR SECTORES ECUADOR EN % 23

#### CUADRO No 1.8

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA EEQSA 28

#### CUADRO No 1.9

ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA  
CATEGORÍAS DE USO DE ENERGIA ELÉCTRICA EN % 30

#### CUADRO No. 1.10

ESTRUCTURA DE CONSUMO Y DEMANDA  
SECTOR INDUSTRIAL REGIÓN SIERRA INECEL 37

#### CUADRO No.1.11

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LOS USOS FINALES EN EL CONSUMO  
DEL SECTOR INDUSTRIAL OLADE (1) 37

**INDICE DE CUADROS****CAPITULO 2**

## CUADRO No 2.1

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR 16 A DE LA  
SUSESTACIÓN RIO COCA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. 61

## CUADRO No 2.2

RESUMEN POR SECTOR DE CAPACIDAD INTALADA EN TRANSFORMADORES  
DEL ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACIÓN RIO COCA 61

**CAPITULO 3**

## CUADRO No 3.1

RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DE LA  
DEMANDA MÁXIMA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL  
REGIÓN: SIERRA 76

## CUADRO No 3.2

RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL  
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGIÓN:  
SIERRA 76

**CAPITULO 4**

## CUADRO No 4.1

POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR 16 A 142

## CUADRO No 4.2

PROMEDIO DE LOS CONSUMOS HISTÓRICOS DEL ALIMENTADOR 16 A  
DE LA SUBESTACIÓN RIO COCA 142

## CUADRO No 4.3

TOTALES DE CONSUMO PROMEDIOS POR INDUSTRIA 142

## CUADRO No 4.4

PRODUCCIÓN DE TELA CRUDA 152

## CUADRO No 4.5

PRODUCCIÓN DE HILO 152

## INDICE DE CUADROS

|                |  |     |
|----------------|--|-----|
| CUADRO No 4.6  | SÍNTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSIÓN<br>NECESARIA EN LA INDUSTRIA TENASA (EXCEPTO USO FINAL ILUMINACIÓN)  | 167 |
| CUADRO No 4.7  | SÍNTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSIÓN<br>NECESARIA EN LA INDUSTRIA TENASA USO FINAL ILUMINACIÓN (utilizando<br>el método del valor uniforme líquido) | 167 |
| CUADRO No 4.8  | SÍNTESIS DEL AHORRO MENSUAL POR DEMANDA AL DISMINUIRCARGA DE<br>LA HORA PICO(18:00 – 21:00) EN TENASA.   | 168 |
| CUADRO No 4.9  | SÍNTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSIÓN<br>NECESARIA EN LA INDUSTRIA TENASA USO FINAL ILUMINACIÓN (utilizando<br>el método del valor uniforme líquido) | 168 |
| CUADRO No 4.10 | POTENCIA DE CONSERVACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA POR USO FINAL  | 172 |
| CUADRO 4.11    | TABLEROS Y SUSTABLEROS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICOS<br>PRINCIPALES PROBLEMAS IDENTIFICADOS   | 175 |
| CUADRO 4.12    | MOTORES SUBDIMENSIONADOS   | 177 |
| CUADRO 4.13    | CARACTERÍSTICAS DE LAS LUMINARIAS Y LÁMPARAS   | 180 |
| CUADRO 4.14    | ANÁLISIS ECONÓMICO EN LA ILUMINACIÓN DE LA PLANTA TENASA   | 185 |
| CUADRO 4.15    | ANÁLISIS ECONÓMICO EN LA ILUMINACIÓN DE OFICINAS TENASA  | 186 |
| CUADRO 4.16    | CALCULO ECONÓMICO POR EL MÉTODO DEL VALOR UNIFORME LIQUIDO<br>SERIES UNIFORMES PARA ILUMINACIÓN  | 187 |



## INDICE DE CUADROS

### CAPITULO 5

#### CUADRO No 5.1

DEMANDA DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A 188

#### CUADRO No 5.2

PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE 217'

#### CUADRO No 5.3

BENEFICIO EEQSA, PARÁMETROS ECONÓMICOS 220

### CAPITULO 6

#### CUADRO No 6.1

DATOS DE ANÁLISIS PARA EL POTENCIAL DE ECONOMIA EN TENASA 234

#### CUADRO No 6.2

TIPO DE LÁMPARAS Y EFICACIA 244

#### CUADRO No 6.3

VIDAS UTILES DE LAS LAMPARAS 246

#### CUADRO No 6.4

RESUMEN DE LOS FACTORES INTERÉSES COMPUESTOS 261

### CAPITULO 7

#### CUADRO No 7.1

COSTOS EVITADOS DE GENERACION Y TRANSMISION (base 1991) 306

#### CUADRO No 7.2

COSTOS EVITADOS DE COMPRA DE ENERGIA A INECEL Y DE  
DISTRIBUCION 306

#### CUADRO No 7.3

PERDIDAS TECNICAS Y MARGEN DE RESERVA EN DISTRIBUCION (%) 307

#### CUADRO No 7.4

MODALIDAD DE TARIFAS 320

## INDICE DE GRAFICOS

### CAPITULO I

#### GRAFICO No 1.1

AREA DE SERVICIO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S. A.  
LIMITES PROVINCIALES  
LIMITES EEQSA

17

#### GRAFICO No 1.2

EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA ENERGIA FACTURADA  
POR SECTORES DE LA EEQSA

18

#### GRAFICO No 1.3

EVOLUCIÓN DE LA ENERGIA FACTURADA TOTAL DE LA EEQSA

18

#### GRAFICO No 1.4

EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA ENERGIA FACTURADA  
POR SECTORES DE LA EEQSA EN %

19

#### GRAFICO No 1.5

CONSUMO POR SECTORES EEQSA PORCENTAJES PROMEDIO PERIODO  
1990 – 1998

19

#### GRAFICO No 1.6

EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS FACTURADOS EEQ

20

#### GRAFICO 1.7

EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS FACTURADOS POR SECTORES EEQ

20

#### GRAFICO No 1.8

EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LOS INGRESOS  
FACTURADOS EEQ

21

#### GRAFICO No 1.9

PORCENTAJE PROMEDIO DE LOS INGRESOS FACTURADOS EEQ  
PERIODO 1184 – 1998

21

|  |    |
|--|----|
|  | xv |
| GRAFICO 1.10   |    |
| EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA ENERGIA POR SECTORES<br>ECUADOR MWh  | 22 |
| GRAFICO 1.11   |    |
| EVOLUCIÓN DE LA ENERGIA TOTAL EN EL ECUADOR  | 22 |
| GRAFICO 1.12   |    |
| EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA ENERGIA POR<br>SECTORES ECUADOR EN %   | 23 |
| GRAFICO 1.13   |    |
| CONSUMO POR SECTORES ECUADOR PORCENTAJES PROMEDIO<br>PERIODO 1990 – 1998   | 23 |
| GRAFICO 1.14   |    |
| CONSUMO POR SECTORES ECUADOR PORCENTAJES PROMEDIO<br>AÑO BASE 1993   | 26 |
| GRAFICO 1.15   |    |
| DEMANDA MÁXIMA EEQSA   | 28 |
| GRAFICO 1.16   |    |
| METODOLOGÍA APLICADA EN EL ESTUDIO DE LA AD & UREE<br>EN SECTOR INDUSTRIAL   | 44 |
| <b>CAPITULO II</b>   |    |
| GRAFICO No 2.1   |    |
| RESUMEN POR SECTOR DE CAPACIDAD INSTALADA EN<br>TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACIÓN<br>RIO COCA | 59 |

**CAPITULO III**

## GRAFICO No 3.1

|   |    |
|---|----|
| RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGIÓN: SIERRA TARIFA C1 Y C2 (G2 Y G4 EEQSA) | 77 |
|---|----|

## GRAFICO No 3.2

|  |    |
|--|----|
| RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGIÓN: SIERRA TARIFA C1 (G2 EEQSA) | 77 |
|--|----|

## GRAFICO No 3.3

|  |    |
|--|----|
| RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGIÓN: SIERRA TARIFA C2 (G4 EEQSA) | 77 |
|--|----|

## GRAFICO No 3.4

|                    |    |
|--------------------|----|
| PROCESO ENERGETICO | 79 |
|--------------------|----|

## GRAFICO No 3.5

|                              |    |
|------------------------------|----|
| USOS FINALES EN LA INDUSTRIA | 81 |
|------------------------------|----|

## GRAFICO No 3.6

|  |    |
|--|----|
| ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE | 93 |
|--|----|

## GRAFICO No 3.6

|  |    |
|--|----|
| ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE | 94 |
|--|----|

## GRAFICO No 3.7

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| CURVAS DE MANEJO DE DEMANDA | 136 |
|-----------------------------|-----|

**CAPITULO IV**

## GRAFICO No 4.1

|   |     |
|---|-----|
| POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR 16 A | 143 |
|---|-----|

|  |      |
|--|------|
|  | xvii |
| GRAFICO No 4.2   |      |
| PORCENTAJES DE INCIDENCIA EN EL CONSUMO ELECTRICO DE<br>LAS INDUSTRIAS EN EL ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACIÓN<br>RIO COCA              | 144  |
| GRAFICO No 4.3   |      |
| PROCESO INDUDTRIAL TEXTIL  | 147  |
| GRAFICO No 4.4   |      |
| PROCESO INDUSTRIAL DE TENASA Y VAMATEX   | 148  |
| GRAFICO No 4.5   |      |
| PROCESO INDUSTRIAL DE SANITEX  | 149  |
| GRAFICO No 4.6   |      |
| RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA<br>COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA<br>INDUSTRIA TANASA TARIFA C2 (G4 EEQSA) | 163  |
| GRAFICO No 4.7   |      |
| TENASA CURVA DE CARGA POR USOS FINALES   | 164  |
| <br><b>CAPITULO V</b>  |      |
| GRAFICO No 5.1   |      |
| TENASA CURVAS DE CARGA USOS FINALES CON ILUMINACIÓN<br>ADECUADA  | 218  |
| GRAFICO No 5.2   |      |
| TENASA CURVAS DE CARGA POR USOS FINALES DESPUÉS DE<br>UR&MDEE  | 219  |
| <br><b>CAPITULO VI</b>   |      |
| GRAFICO No 6.1   |      |
| BALANCE ENERGÉTICO DE UNA LAMPARA DE DESCARGA  | 243  |

|  |       |
|--|-------|
|  | xviii |
| GRAFICO No 6.2                                   |       |
| EJEMPLO DE ESPECTRO DE UNA LAMPARA DE DESCARGA   |       |
| GRAFICO No 6.3                                   |       |
| FACTORES DETERMINANTES DE LOS INTERESES Y DE LA  |       |
| BÚSQUEDA DE DINERO                               | 252   |
| GRAFICO No 6.4                                   |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA                        | 255   |
| GRAFICO No 6.5                                   |       |
| FLUJO DE CAJA DE UNA SERIE UNIFORME              | 256   |
| GRAFICO No 6.6                                   |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE  |       |
| INVERSIÓN  | 263   |
| GRAFICO No 6.7                                   |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE  |       |
| INVERSIÓN  | 265   |
| GRAFICO No 6.8                                   |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE  |       |
| INVERSIÓN  | 268   |
| GRAFICO No 6.9                                   |       |
| VALOR PRESENTE LÍQUIDO x TASA INTERNA DE RETORNO | 269   |
| GRAFICO No 6.10                                  |       |
| VALOR PRESENTE LÍQUIDO x TASA INTERNA DE RETORNO | 271   |
| GRAFICO No 6.11                                  |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE  |       |
| INVERSIÓN  | 274   |
| GRAFICO No 6.12                                  |       |
| DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE  |       |
| INVERSIÓN  | 275   |

|   |     |
|---|-----|
| <b>CAPITULO VII</b>   | xix |
| GRAFICO No 7.1  |     |
| MODELO NACIONAL INTEGRADO   | 299 |
| GRAFICO No 7.2  |     |
| MODELO AREA INTEGRADA   | 300 |
| GRAFICO No 7.3  |     |
| MODELO GENERACIÓN / TRANSMISIÓN CENTRALIZADA                                      | 300 |
| GRAFICO No 7.4  |     |
| MODELO GENERACIÓN / TRANSMISIÓN CENTRALIZADAS CON<br>COMPETENCIA EN LA GENERACIÓN | 301 |
| GRAFICO No 7.5  |     |
| MODELO TRANSMISIÓN CENTRALIZADA   | 302 |
| GRAFICO No 7.6  |     |
| MODELO POOL COMPETITIVO   | 303 |

## INDICE DE ANEXOS

xx

### ANEXO No. 1

#### DATOS IMPORTANTES DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A

|   |     |
|---|-----|
| PRECIO MEDIO DE VENTA DE LA ENERGIA EN LA EEQSA     | 332 |
| NUMERO DE ABONADOS EEQSA POR SECTORES               | 333 |
| CONSUMOS ESPECIFICOS POR SECTORES EEQ               | 334 |
| ASPECTOS FINANCIEROS, RENTABILIDAD TARIFARIA EEQ    | 335 |
| INVERSIONES REALIZADAS POR LA EEQ                   | 336 |
| ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES DE LA EEQ              | 337 |
| ASPECTOS FINANCIEROS, INVERSIÓN POR ABONADO Y OTROS | 338 |
| ASPECTOS OPERACIONALES DE LA EEQ                    | 339 |
| DETALLE Y COMPOSICION DE LOS GASTOS TOTALES EEQ     | 340 |
| GASTOS E INGRESOS TOTALES                           | 341 |
| EVOLUCION DEL NUMERO DE TRABAJADORES EEQSA          | 342 |
| INDICES DE GESTION FINANCIERA                       | 343 |
| ASPECTOS TÉCNICOS Y FINANCIEROS RELEVANTES I        | 344 |
| ASPECTOS TÉCNICOS Y FINANCIEROS RELEVANTES II       | 345 |
| CURVA DE DEMANDA REPRESENTATIVA EEQSA AÑO 2000      | 346 |

### ANEXO No. 2

#### ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACION RIO COCA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUIO

|  |     |
|--|-----|
| DESCRIPCION DE LA SUBESTACION 16 DE LA EEQ | 347 |
| DESCRIPCION DEL ALIMENTADOR A              | 347 |
| RECORRIDO DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A    | 348 |
| DIAGRAMA UNIFILAR AÑO 2000 EEQSA           | 349 |

### ANEXO No. 3

#### DATOS BÁSICOS DEL PROGRAMA DE AHORRO ENERGÉTICO MARK IV Y FORMULARIOS DE AED DEL MARK IV

|   |     |
|---|-----|
| INTRODUCCION  | 350 |
| OBSERVACIONES SOBRE LA CONFIGURACION DEL MARK IV      | 350 |
| CARACTERISTICAS DEL COMPUTADOR PARA CORRER MARK IV    | 350 |
| DISTRIBUCION DEL PROGRAMA MARK IV                     | 350 |
| INSTALACION MARK IV                                   | 351 |
| DESCRIPCION DEL MARK IV                               | 352 |
| INICIANDO LA OPERACION DEL MARK IV                    | 353 |
| DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS                          | 353 |
| SUTI – SERVICIO DE UTILITARIO                         | 353 |
| SMAD – SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE ARCHIVOS DE DATOS | 354 |
| SCAD – SERVICIO DE CONSISTENCIA DE ARCHIVOS DE DATOS  | 355 |
| SLDA – SERVICIO DE LISTADO DE DATOS                   | 356 |
| SAUF – SERVICIO DE ANALISIS DE USOS FINALES           | 356 |
| SERF – SERVICIO DE EMISION DEL INFORME FINAL          | 356 |
| BACK – UP DE LOS DATOS LEVANTADOS EN EL CAMPO         | 357 |
| SIMULACIONES DE ANÁLISIS RELACIONADOS EN EL MARK IV   | 357 |
| FORMULARIOS   | 364 |



## INDICE DE ANEXOS

xxi

### ANEXO No. 4

#### DATOS DE DEMANDA Y CONSUMOS HISTORICOS DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR 16 A

|                                |     |
|--------------------------------|-----|
| ALIMENTADOR 16 A               | 389 |
| TENASA 1                       | 391 |
| TENASA 2                       | 393 |
| TENASA 3                       | 395 |
| TENASA TOTAL                   | 397 |
| DELLTEX                        | 399 |
| TEXTIL LA EUROPEA              | 401 |
| LANAFIT                        | 403 |
| SINTOFIL                       | 405 |
| JABONERIA WILSON. 1            | 407 |
| JABONERIA WILSON. 2            | 409 |
| JABONERIA WILSON. 3            | 411 |
| JABONERIA WILSON TOTAL         | 413 |
| DAMASCOS                       | 415 |
| MOANPLAST CIA LTDA. (CORTINAS) | 417 |

### ANEXO No. 5

#### CURVAS DE LOS CONSUMOS HISTORICOS Y DEMANDAS DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A.

|                            |     |
|----------------------------|-----|
| ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A  |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 419 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 420 |
| TENASA 1                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 421 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 422 |
| TENASA 2                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 423 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 424 |
| TENASA 3                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 425 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 426 |
| TENASA TOTAL               |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 427 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 428 |
| DELLTEX                    |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 429 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 430 |
| LA EUROPEA                 |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 431 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 432 |
| LANAFIT                    |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 433 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 434 |
| SINTOFIL                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 435 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 436 |
| WILSON 1                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 437 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 438 |

## INDICE DE ANEXOS

xxii

|                            |     |
|----------------------------|-----|
| WILSON 2                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 439 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 440 |
| WILSON 3                   |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 441 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 442 |
| WILSON TOTAL               |     |
| CONSUMOS HISTORICOS        | 443 |
| CURVA DE DEMANDA HISTORICA | 444 |

### ANEXO No. 6

#### CONEXIONES Y ALGUNOS DATOS DEL MEDIDOR QUAD\_4 Y DEL SOFTWARE LIM 4.0

|   |     |
|---|-----|
| CONEXIONES Y ALGUNOS DATOS DEL MEDIDOR QUAD_4 Y<br>DEL SOFTWARE LIM 4.0 | 445 |
| DESCRIPCION DEL MEDIDOR QUAD4 UTILIZADO                                 | 445 |
| CARACTERÍSTICAS   | 446 |
| ARQUITECTURA DEL MEDIDOR  | 447 |
| TARJETA DE PANTALLA / ENERGIA   | 448 |
| TARJETA DE CPU / MEMORIA  | 448 |
| TARJETA DE MEDICION   | 449 |
| TARJETA DE TRANSFORMACION   | 450 |
| TARJETA MADRE   | 450 |
| SOFTWARE L.I.M. PLUS  | 450 |
| GARANTIA DE LECTURA   | 451 |
| CREAR ARCHIVOS DE PARAMETROS ASCII                                      | 452 |
| ALTERNATIVA DE LECTURA MANUAL   | 452 |
| SITUACION DE LA DESTREZA USANDO INTERFASE                               | 452 |
| FUNCIONES   | 453 |
| FUNCION DE RECOLECCION DE DATOS   | 453 |
| FORMATO DE REGISTRADOR / DIAGNOSTICO DE FUNCIONES                       | 453 |
| COMUNICACION  | 454 |
| COMUNICACION POR PUERTO OPTICO  | 454 |
| NOTA EN COMUNICACIÓN OPTICA TIPO 7                                      | 454 |
| COMUNICACIÓN POR MODEM  | 454 |

### ANEXO No. 7

#### PLANOS ELECTRICOS ILUMINACION FUERZA Y DIAGRAMAS UNIFILARES DE TENASA

|  |     |
|--|-----|
| PLANO ELECTRICO  | 455 |
| DIAGRAMA UNIFILAR CAMARA DE TRANSFORMACION<br>TENASA 1 | 456 |
| DIAGRAMA UNIFILAR CAMARA DE TRANSFORMACION<br>TENASA 2 | 457 |
| DIAGRAMA UNIFILAR CAMARA DE TRANSFORMACION<br>TENASA 3 | 458 |

## INDICE DE ANEXOS

xxiii

### ANEXO No. 8

#### CURVAS COMPARATIVAS DE POTENCIA ACTIVA TANTO LEVANTADA COMO MEDIDA

|   |     |
|---|-----|
| TENASA CURVA DE DEMANDA PROMEDIO MEDIDA Y LEVANTADA | 459 |
|---|-----|

### ANEXO No. 9

#### INFORME DEL ESTUDIO REALIZADO POR MARK IV EN MEDIO MAGNETICO

|                              |     |
|------------------------------|-----|
| CONTENIDO EN MEDIO MAGNETICO | 460 |
|------------------------------|-----|

### ANEXO No. 10

#### CURVAS DE CARGA DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES Y DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 - A.

|   |     |
|---|-----|
| ALIMENTADOR 16 A                            | 461 |
| TENASA 1                                    | 469 |
| TENASA 2                                    | 476 |
| TENASA 3                                    | 483 |
| TENASA TOTAL                                | 490 |
| DELLTEX                                     | 499 |
| TEXTIL LA EUROPEA                           | 506 |
| LANAFIT                                     | 513 |
| SINTOFIL                                    | 520 |
| JABONERIA WILSON. 1                         | 527 |
| JABONERIA WILSON. 2                         | 534 |
| JABONERIA WILSON. 3                         | 541 |
| JABONERIA WILSON TOTAL                      | 548 |
| MOANPLAST CIA LTDA. (CORTINAS)              | 555 |
| SUBESTACIÓN 16 PRIMARIO A SECTOR INDUSTRIAL | 562 |

### ANEXO No. 11

#### MEMOBOX CODAM 603

|   |     |
|---|-----|
| MEDICIONES QUE REALIZA                                  | 571 |
| FORMA DE UTILIZACIÓN                                    | 571 |
| LAS VENTAJAS DEL MEMOBOX CODAM 603                      | 571 |
| DIAGRAMA DE CONEXION DEL MOMOBOX                        | 572 |
| GRAFICOS PROCESADOS QUE ENTREGA EL MEMOBOX<br>CODAM 603 | 572 |

### ANEXO No. 12

#### TABLA PARA DIMENSIONAMIENTO DE CAPACITORES

|   |     |
|---|-----|
| DIMENSIONAMIENTO DE CAPACITORES                   | 573 |
| OBSERVACIONES RELATIVAS A LA TABLA DE CAPACITORES | 577 |

## INDICE DE ANEXOS

xxiv

### ANEXO No. 13

#### ECUACIONES GENERALES DE LOS MOTORES

|   |     |
|---|-----|
| ECUACIONES GENERALES DE MOTORES         | 578 |
| ECUACIONES DE LOS PARÁMETROS AUXILIARES | 580 |

### ANEXO No. 14

#### INSUMOS Y RESIDUOS ENERGÉTICOS

|  |     |
|--|-----|
| INSUMOS Y RESIDUOS ENERGÉTICOS                           | 582 |
| VALORES TÍPICOS DE "m" PARA ALGUNOS COMBUSTIBLES SÓLIDOS | 585 |

### ANEXO No. 15

#### REPORTE DE MOTORES CON PROBLEMAS

|  |     |
|--|-----|
| MOTORES SOBRE DIMENSIONADOS                      | 586 |
| MOTORES CON PROBLEMAS EN LA TRANSMISION          | 588 |
| MOTORES CON PROBLEMAS EN EL VOLTAJE DE OPERACIÓN | 589 |
| MOTORES QUE OPERAN EN HORA PICO                  | 592 |
| MOTORES CON PROTECCIÓN MAL DIMENSIONADA          | 602 |

## RESUMEN

Este trabajo plantea orientar al usuario en cuanto a la aplicación de una metodología propia de Administración de la Demanda y Utilización Racional de la Energía Eléctrica (AD & UREE) en el Ecuador, pretende identificar y cuantificar los potenciales de ahorro energético en el sector industrial, indicando las medidas a ser adoptadas. Se determino un área piloto para el desarrollo del estudio de AD & UREE, en el Alimentador Primario A de la Subestación 16 de la ciudad de Quito con carga Típicamente Industrial.

Se realizo una campaña de medición que consistió en la instalación de medidores electrónicos proporcionados por la Dirección de Planificación y Tarifas del ex - INECEL, en las industrias en las cuales la EEQSA. no disponía de estos registradores y el procesamiento de datos o "lectura" de los mismos en los ya existentes, Este proceso permitió tener las curvas de carga individuales de cada uno de los clientes, así como la curva de carga diversificada del alimentador primario 16 - A, definidas para un mismo intervalo de tiempo y para un mismo período, permitiendo analizar la influencia de cada uno de clientes participantes en la curva de carga total del alimentador primario. Identificando el principal cliente del alimentador TEXTILES NACIONALES S.A. (TENASA) se lo escogió para la segunda parte del trabajo, es decir, para el programa de AD & UREE; en dicha empresa se realizo una Auditoria Energética Detallada (AED) para identificar los principales usos finales, pérdidas y oportunidades de ahorro energético, además se realizó un análisis tarifario y otro de tipo económico utilizando el método del valor uniforme líquido.

Se demostró el enorme potencial de las medidas de AD & UREE en el sector industrial y los consiguientes beneficios tanto para el cliente industrial así como para la empresa concesionaria de la distribución de la energía eléctrica EEQSA.

## **PRESENTACIÓN**

El presente trabajo ha sido desarrollado para la iniciación de un proyecto macro de Administración de la Demanda y utilización Racional de la Energía Eléctrica en el área de concesión de LA Empresa Eléctrica Quito S.A..

Este documento plantea la utilización de una metodología propia de Administración de la Demanda y Utilización Racional de la Energía Eléctrica (AD & UREE) en el Ecuador. La determinación de los principales usos finales, pérdidas y oportunidades de ahorro energético en el sector industrial. El análisis de las curvas de carga y de los consumos históricos de los clientes industriales.

El análisis tarifario y otro de tipo económico utilizando el método del valor uniforme líquido para la evaluación de las medidas de AD & UREE a ser adoptadas.

Todo este trabajo tomo como punto de partida la necesidad del país de ahorrar energía debido a la falta de inversión en el sector de generación eléctrica en el país y al crecimiento de la demanda del país a futuro.

# **CAPITULO 1**

## **INTRODUCCION**

### **1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE**

#### **1.1.1 ANTECEDENTES**

En los últimos años debido al sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica en nuestro país, y a la necesidad de instalar nuevas centrales de generación eléctricas para poder suplir esta demanda, se ha iniciado la aplicación de los conceptos de conservación de energía (ahorro energético).

En países desarrollados lleva más de una década la aplicación de estos conceptos, en nuestro país estos todavía están en un proceso de asimilación por parte de todos los sectores de la sociedad involucrados, como son entidades públicas, empresas eléctricas, industriales, clientes (público en general), etc.

En los últimos años a causa de la fragilidad del sistema eléctrico nacional por los regímenes de estiaje debido a la sequía en el Austro ecuatoriano los caudales de la central han disminuido notablemente, obligando a parar las turbinas de generación, lo que produjo racionamientos eléctricos que dejaron como

consecuencia pérdidas millonarias al país, ya que en un porcentaje muy alto depende de la generación hidroeléctrica de la Central Paute. En los sectores residencial, comercial e industrial los cortes eléctricos impidieron el normal desenvolvimiento de las actividades.

Por lo anteriormente expresado los conceptos de ahorro de energía, como son el **MANEJO DE LA DEMANDA Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (AD&UREE)** han empezado a tomar una gran importancia en el país.

Para cubrir el déficit de energía eléctrica se ha requerido que inversionistas privados instalen centrales de generación térmica, con el consiguiente incremento de los costos de generación por Kilovatio – hora, ya que al tener ciertas centrales privadas en espera para entrar a generar y pagándoles a las mismas pese a no entregar energía al sistema, se ha traducido esto no solo en dichos costos sino también en el desplazamiento de las inversiones en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. Adicionalmente no se ha cuantificado el impacto ambiental que dichas centrales han causado debido a la emisión de contaminantes ya sea en forma de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxidos de azufre ( $\text{SO}_2$ ), óxidos nitrosos ( $\text{NO}_x$ ) y partículas de materia en suspensión.

Es necesario resaltar el hecho del gran potencial de energía hidroeléctrica con que cuenta nuestro país, dado que geográficamente dispone de varias cuencas hidrográficas aprovechables, este tipo de centrales al utilizar como combustible la energía potencial existente en el agua, sus costos de generación son mucho más bajos que el de las centrales térmicas o a vapor que utilizan combustibles fósiles, pese a que la inversión inicial en estas centrales puede ser más alta.

Para disminuir el consumo de energía eléctrica en los períodos de estiaje las empresas eléctricas de nuestro país y el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) se encuentran y han realizado campañas publicitarias de ahorro de energía eléctrica que han dado cierto resultado.



Así en conjunción de varias entidades como la **EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. (EEQSA)** con su Departamento de Manejo de la Demanda y Control de Pérdidas, el **INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN, INECEL** (hasta su desaparición año 1998) a través de la Dirección de Planificación y Tarifas (DIPLAT), y la Especialización de Potencia de la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE) de la **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL (EPN)** se plantea la presente tesis, como base de estudios posteriores en diferentes áreas del sector industrial para el uso eficiente de la energía eléctrica.

### **1.1.2 OBJETIVOS**

En virtud de que este trabajo involucro a dos instituciones que manejan la Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica como son el ex - INECEL y la EEQSA se han planteado en esta tesis varios objetivos de cada uno de los sectores involucrados con el tema, en el caso de las dos instituciones vinculadas con la comercialización de la energía eléctrica los objetivos planteados para esta tesis básicamente son reducir las inversiones en generación mediante la reducción de la demanda y por consiguiente del consumo mediante el uso eficiente de la energía eléctrica en el sector industrial, optimizar el uso de recursos económicos y financieros de la EEQSA, iniciar una campaña de educación y toma de conciencia de los clientes industriales sobre los beneficios de la utilización racional de la energía eléctrica, y desarrollar tecnológicamente al recurso humano técnico disponible en el conocimiento y aplicación de técnicas AD & UREE.

Desde el punto de vista de la EPN y en especial de la FIE los objetivos fueron alcanzar una relación directa con las empresas involucradas en el mercado de energía eléctrica como son las empresas eléctricas y los consumidores, para tratar conjuntamente de solucionar problemas que afectan al desarrollo del país, adicionalmente otro de los objetivos es el desarrollar técnicas de AD & UREE como

parte de la enseñanza de los ingenieros eléctricos para lograr que sus estudiantes cuando se conviertan en profesionales las apliquen en su campo de trabajo diario, coadyuvando así a mejorar la eficiencia de la utilización de la electricidad en nuestro país.

Para lograr cumplir con los objetivos planteados para la realización de esta tesis, se propone escoger un alimentador primario de una de las subestaciones de la EEQSA de la ciudad de Quito, con una carga típicamente industrial como primer área piloto para el sector industrial.

Para el estudio y desarrollo de un plan piloto de medidas de Administración de la Demanda y Utilización Racional de la Energía Eléctrica (AD & UREE) en las industrias del área de concesión de la EEQSA. Y en base del estudio la EEQSA con su departamento encargado de Manejo de la Demanda y Control de Pérdidas desarrollará un plan de largo plazo de medidas de AD & UREE y de utilización de tarifas que incentiven el ahorro y buen uso de la energía eléctrica en el sector industrial.

Adicionalmente, cabe resaltar el hecho del aumento tarifario y la crisis económica por la que atraviesa nuestro país, ha producido en los últimos años la concientización a los consumidores tanto residenciales, comerciales e industriales en la necesidad de realizar ahorros en el consumo eléctrico. Es así que el CONELEC anuncia nuevos incrementos en los próximos años del pliego tarifario nacional hasta llegar a precios internacionales y así poder sanear los estados financieros de las Empresas tanto Distribuidoras, Transmisoras y Generadoras de Energía eléctrica que atraviesan al momento por un déficit debido al pliego tarifario vigente que no cubre los costos de producción de energía eléctrica.

### 1.1.3 ALCANCE

La presente tesis se circunscribirá al tema ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y UTILIZACIÓN RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (AD & UREE) en el SECTOR INDUSTRIAL. Se escogió entre los clientes más representativos del alimentador para participar en el programa de AD & UREE, en especial a la compañía **TEXTILES NACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (TENASA)** en la cual se realizó la **AUDITORÍA ENERGÉTICA DETALLADA (AED)**. *Con el cliente participante se realizó mediciones y encuestas orientadas totalmente al uso de la Energía Eléctrica para determinar usos, pérdidas, oportunidades de ahorro energético, procesos, cambios de tecnologías y mejoras en los hábitos en la utilización de la electricidad por parte de los empleados de dicha industria.*

Además del análisis técnico (mediciones y encuestas, AED), se realizó un análisis financiero y otro tarifario, el financiero se lo hizo para la implementación de las medidas de largo plazo, que requieran de una inversión económica significativa, así como de medidas de corto plazo que no requieran de mayores cantidades de capital para su ejecución. En el análisis tarifario, se deja planteado que las tarifas serían una medida muy efectiva para la AD & UREE por parte de las industrias en el área de concesión de la EEEQSA.

**Para realizar esta tesis contamos con la participación de la EEQSA, ex - INECEL y la EPN tanto en el asesoramiento e instrumentos de medición necesarios para la realización del presente trabajo. Así como de elementos propios de los que elaboramos esta tesis.**

**Cabe anotar que los criterios para escoger el alimentador y lograr que el trabajo no sea demasiado extenso, se basaron en los estudios tanto de la ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE<sup>1</sup>), INECEL<sup>2</sup>,**

**COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG, BRASIL) y la EEQSA han desarrollado.**

En cuanto tiene que ver a la auditoría energética se utilizó la metodología ya utilizada por países industrializados, así como parte de los desarrollados en el país por parte del Instituto Nacional de Energía (INE); manuales de Uso Racional de la Energía Eléctrica como el del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE); Curso Tecnológico de Optimización Energética de la Escuela Federal de ingeniería de Itajubá (Brasil) y el Manual para la realización de estudios sobre usos finales de electricidad, Estudio del Mercado de Alessandro Barghini.

Adicionalmente se utilizaron criterios ligados con la idiosincrasia de nuestro país, y en especial los que a través de la EEQSA se nos dio por parte de los ingenieros de la CEMIG para el desarrollo de una metodología propia y adecuada al comportamiento de nuestro pueblo, utilizando programas computacionales (software) como el MARK IV proporcionado por dichos ingenieros.

## **1.2 ESTUDIOS Y PROGRAMAS REALIZADOS SOBRE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (AD & UREE).**

En un mundo en que la eficiencia en todos los campos es un requisito fundamental para el desarrollo tanto tecnológico, socio – económico y financiero es imprescindible darle el mejor uso a los recursos disponibles de un país ya sean renovables, no renovables e incluso humanos. La crisis del petróleo de la década de 1970 y la toma de conciencia de la crisis ecológica durante los 80, colocaron las bases para un nuevo enfoque del planeamiento energético, dedicado a una mayor eficiencia en el uso de la energía. Así, la industria energética paso de una típica política de oferta en la cual la única preocupación era asegurar el suministro a la creciente demanda de energía, a una política de administración de la demanda,

procurando aumentar la calidad de la energía e invirtiendo en los equipos que utilizan la energía, intentando hacer frente al aumento de la demanda únicamente con una mayor eficiencia del uso.

Por tanto nos encontramos ante la necesidad de tener mercados totalmente competitivos, dónde es necesario el buscar la unión de todos los sectores involucrados, esto con el fin de lograr beneficios mutuos.

Así en el caso del mercado de energía eléctrica es necesario el vincular a las empresas eléctricas, los clientes o consumidores, los órganos reguladores, así como a los suministradores de bienes y servicios como son todos los productores de equipo eléctrico, electrodomésticos, motores, bombas, transformadores, lámparas, etc. Para lograr un empleo más racional y económico de la energía, lográndose no solo beneficios de tipo económico, tanto para el cliente como para las empresas eléctricas, sino en general para todo el país.

Esto ha hecho que las empresas eléctricas empiecen a cambiar de criterios y políticas, antes las empresas únicamente se dedicaban a realizar las campañas de información sobre la conservación o ahorro de energía, *ahora las políticas de las empresas han tomado un nuevo rumbo y su principal meta no solamente debe ser difundir el ahorro de energía, sino también el brindar apoyo técnico y financiero a sus clientes*, así como también relacionar a los proveedores de bienes y servicios a fin de que estos también se involucren verdaderamente, y hagan inversiones financieras en el desarrollo de nuevas tecnologías y equipos más eficientes que coadyuven a la AD & UREE, al mismo tiempo ellos se han visto favorecidos por la aparición de un nuevo mercado de productos y servicios.

Es necesario hacer notar que pese al criterio generalizado de que el ahorro de energía va en desmedro de las finanzas de las empresas eléctricas, en los países dónde se han implantado medidas de AD & UREE las empresas han constatado la disminución del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, si bien esto último

inevitablemente significa una reducción en los ingresos brutos de las empresas eléctricas no es menos cierto que estas medidas producen necesariamente una reducción de sus ingresos netos, más bien por el contrario fomentan el crecimiento firme y sostenido de las mismas, lográndose el reducir los impactos ambientales y ecológicos, así como la reducción de los riesgos financieros.

A continuación vamos a enumerar algunos de los estudios realizados tanto en países desarrollados así como en países latinoamericanos cuyas experiencias pueden ser aplicables a las condiciones en las que se desarrolla nuestro país en la actualidad, cabe anotar que la experiencia internacional servirá de base para este estudio.

- En los Estados Unidos se tenía previsto que para el año 2000 se reduzca el consumo entre 200.000 y 1.440.000 GWh en el caso más optimista a través de medidas de AD & UREE, ellos esperan una reducción de consumo en el mejor de los casos de hasta 46% en el sector residencial, 49% en el sector comercial y de un 38% en el industrial<sup>3y4</sup>.
- La Pacific Gas Electric empresa distribuidora de parte del mercado Californiano semejante al mercado de todo México, espera tener tres cuartas de sus necesidades de expansión con medidas de AD & UREE<sup>5</sup>.
- El programa de AD & UREE de la empresa eléctrica Florida Power & Light Company - FPL con un mercado de 70000 GWh/año y 3,3 millones de clientes en el estado de Florida, permitió disminuir 2.000 MW en la demanda máxima de verano de 1993 de un total de 16000 MW<sup>6</sup>.
- En Canadá se ha estimado que el 38% unos 9.750 MW de la capacidad de generación adicional necesaria para satisfacer la demanda hasta el año 2000 en total uno 25.500 MW se obtendrán de medidas de AD & UREE<sup>7</sup>.

- En Alemania los consumos específicos de los electrodomésticos disminuyeron entre el 40 y 70% desde 1970; el consumo promedio por residencia creció el 5% en la década de los setenta y bajó al 0.5% durante el quinquenio 1985 – 1990<sup>8</sup>.
  
- La OLADE conjuntamente con la Comisión Europea CCE han realizado en 1993 un estudio en Centroamérica denominado " Proyecto de Manejo de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano", este estudio tenía como objetivos principales los siguientes<sup>1</sup>:
  1. Disminución de las inversiones en el sector eléctrico.
  2. Mejoramiento de la eficiencia económica y financiera de las empresas eléctricas.
  3. Introducir el concepto y los beneficios que significan la Administración de la Demanda y el Uso Racional de la Energía Eléctrica (AD & UREE).
  4. Desarrollo de los conocimientos nacionales y regionales en AD & UREE.

En una primera fase, el proyecto se desarrolla en San José De Costa Rica, Managua capital de Nicaragua y en San Salvador capital de El Salvador. Uno de aquellos estudios es el realizado en la ciudad de San José, Costa Rica<sup>1</sup>. Dicho estudio contempla el ahorro de 250 GWh, un desplazamiento de potencia de 101 MW, la inversión realizada en dicho programa será de 24 millones de dólares así como el beneficio neto esperado para el sector eléctrico de Costa Rica se ha estimado en 230 millones de dólares.

Existe gran cantidad de programas y tecnologías que pueden ser aplicados como medidas de AD & UREE, estos programas en su mayoría actualmente son enfrentados o están siendo realizados por las empresas eléctricas, todavía no se ha logrado el que los clientes realicen inversiones por sí mismos ya que todavía no existe una conciencia del beneficio que significaría para ellos la reducción de los pagos de planillas de energía eléctrica. En cuanto a los programas incluyen también reembolsos de las inversiones realizadas por los clientes en la sustitución de equipos existentes, en la compra de equipos más eficientes energéticamente o en la contratación de servicios de ingeniería especializados en estos temas, realización de auditorías energéticas, etc. En la innovación tecnológica, las principales áreas de desarrollo se han orientado a los productos de mayor consumo energético dentro de los sectores residencial e industrial como son la iluminación, los motores eléctricos, la refrigeración y el aire acondicionado.

### **1.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA AD & UREE EN EL ECUADOR.**

En nuestro país todavía son reducidos los esfuerzos realizados para la consecución de ahorro de energía, excepto por los esfuerzos realizados por las empresas eléctricas en campañas publicitarias de ahorro de energía y por el Instituto Nacional de Energía (INE) con auditorías energéticas realizadas en algunas industrias, desde el año de 1984, sin que dichos trabajos se hayan cuantificado en lo tiene que ver a la cantidad de energía ahorrada ni a los costos evitados en generación para las empresas eléctricas.

En la Escuela Politécnica Nacional también se han realizado tesis de ahorro de energía, y en especial de auditorías energéticas en industrias y edificios comerciales.

La Politécnica también realizó un proyecto con la misma EEQSA de manejo de la Demanda con la utilización de medidores construidos en la Politécnica para el



registro de parámetros eléctricos en memorias electrónicas y luego posteriormente procesarlas en la computadora.

En cuanto a las auditorías energéticas, se conoce que de las Empresas auditadas algunas de ellas han tomado medidas de bajo o ningún costo, y en solo dos casos se han realizado inversiones en el cambio de procesos o en la automatización de los mismos con inversiones muy altas.

Es por eso que en el mes de mayo de 1994 el ex - INECEL realiza el primer estudio previo a la implantación del programa de AD & UREE el mismo que tiene como título "Programa de Administración de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Ecuador"<sup>2</sup>. El estudio realizado por el ex - INECEL señala claramente el hecho del enorme potencial de desarrollo de programas de AD & UREE, y por tanto el ahorro de energía eléctrica es un campo por explotarse.

Adicionalmente el déficit de energía eléctrica producido por fenómenos naturales como es el hecho del estiaje producido durante el lapso del año de 1992, 1997 y 2001 hacen que el momento que vive el país sea único para la aplicación de programas de este tipo.

El decreto presidencial de declarar en emergencia nacional al sector eléctrico en el mes de agosto de 1995 debido a la crisis energética producida por el estiaje en la central hidráulica Paute, ha hecho que el sector privado tenga que instalar centrales térmicas a vapor y de combustible fósil de bajo nivel de eficiencia, lo que conlleva a un alza de las tarifas eléctricas por sobre los costos marginales, entendiéndose como costos marginales los producidos en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Lo anteriormente expuesto hace aún más atractivo el ahorro de energía eléctrica no solo en los consumidores sino también en las empresas eléctricas debido al alto costo del KWh de generación térmica. El gobierno ecuatoriano ha vuelto a declarar en emergencia al sector

eléctrico en el mes de octubre de 2001. Este ahorro reduciría los pagos mensuales por consumo de energía eléctrica y evitaría la importación de combustibles y de compra de energía a costos muy altos al sector privado por la generación con plantas térmicas de combustible fósil. Es por eso que al mismo tiempo que se beneficiaría el consumidor lo haría la empresa distribuidora de energía eléctrica, en este caso la EEQSA y el país en general. Esta tesis se enmarca dentro de una estrategia concebida por el sector eléctrico en el país que involucra una alta eficiencia económica, energética y técnica. Al lograr que estos programas se implementen lograremos el diferir inversiones en nueva generación, sustitución energética y la recuperación de la capacidad de generación. Las técnicas y procesos relativos al manejo de la demanda (DSM) y al Planeamiento Integrado de Recursos (PIR) desarrollados en los países del primer mundo, deberán ser incorporados en los próximos años por parte de la EEQSA de acuerdo con las características propias del sistema Quito, adicionalmente se deberá contar con los organismos reguladores como son el CONELEC y el CENACE para que actúen como agentes integradores dentro de este nuevo marco de planificación energética.

En el Ecuador y en general en América Latina, frente a la escasez de capitales para hacer frente el aumento de la demanda, la nueva política de conservación de la energía y de administración de la demanda comienza a aparecer tímidamente en la mayoría de los planes de expansión de las diferentes empresas, mas se trata en la mayoría de las veces de pequeños planes, a veces colocados para satisfacer los requerimientos de entidades multilaterales de préstamo de capitales como el Banco Mundial, o a sectores de la sociedad involucrados con problemas de tipo ambiental. La idea de un planeamiento objetivo de la demanda energética para compatibilizar el crecimiento de los consumos de energía con un desarrollo sustentable están aún lejos de los planes de expansión de las empresas energéticas y eléctricas.

Adicionalmente no se puede perder de vista el porcentaje de pérdidas eléctricas técnicas y negras que deberán ser reducidas de inmediato por las empresas eléctricas del país, tal es el caso de la EEQSA con un porcentaje de entre un 15.71% de pérdidas promedio comprendidas entre el período de 1993 y 1998 como se aprecia en el Cuadro No. 1.1, pese a que de la década de los ochenta se ha producido una reducción sustancial de las mismas todavía se puede ver que hay mucho que hacer en este campo.

#### **1.2.1.1 Área de servicio de la EEQSA.**

En la actualidad la EEQSA tiene un área de concesión muy importante de la provincia de Pichincha, que comprende los cantones Quito, Cayambe, Mejía, Rumiñahui, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito, dos cantones de la Provincia de Napo que son Quijos y el Chaco, en la Provincia de Imbabura el cantón García Moreno y en la de Cotopaxi sirve a las Instalaciones del Centro de Levantamiento de Recursos Integrados (CLIRSEN); siendo su principal área de operación la Ciudad de Quito y sus alrededores. Específicamente el área de servicio de Empresa Eléctrica "Quito" S.A., comprende:

#### **PROVINCIA DE PICHINCHA:**

**QUITO:** Quito, Alangasí, Amaguaña, Atahualpa, Calacalí, Calderón, Conocoto, Cumbayá, Chavezpamba, Checa, El Quinche, Gualea, Guangopolo, Guayllabamba, La Merced, Llano Chico, Lloa, Nanegal, Nanegalito, Nayón, Nono, Pacto, Perucho, Pifo, Píntag, Pomasqui, Puéllaro, Puembo, San Antonio, San José de Minas, Tababela, Tumbaco, Yaruquí, Zámbez.

Cuadro No. 1.1

EMPRESA ELECTRICA QUITO S. A.

BALANCE DE ENERGIA DEL SISTEMA

| Año      | ENERGIA GENERADA (GWH) |         |          |       | Consumos Propios (GWH) | Energía Facturada (GWH) | Pérdidas (GWH) | Pérdidas (%) |
|----------|------------------------|---------|----------|-------|------------------------|-------------------------|----------------|--------------|
|          | Hidráulica             | Térmica | Comprada | Total |                        |                         |                |              |
| 1984     | 410                    | 29      | 617      | 1056  | 4                      | 875                     | 177            | 16,76        |
| 1985     | 302                    | 40      | 775      | 1117  | 3                      | 923                     | 191            | 17,10        |
| 1986     | 349                    | 18      | 838      | 1205  | 2                      | 1002                    | 201            | 16,68        |
| 1987     | 305                    | 17      | 936      | 1258  | 2                      | 1010                    | 246            | 19,55        |
| 1988     | 368                    | 8       | 978      | 1354  | 1                      | 1141                    | 212            | 15,66        |
| 1989     | 407                    | 9       | 981      | 1397  | 1                      | 1157                    | 239            | 17,11        |
| 1990     | 275                    | 19      | 1193     | 1487  | 2                      | 1219                    | 266            | 17,89        |
| 1991     | 310                    | 15      | 1287     | 1612  | 2                      | 1330                    | 280            | 17,37        |
| 1992     | 272                    | 18      | 1360     | 1650  | 2                      | 1405                    | 243            | 14,73        |
| 1993     | 347                    | 27      | 1284     | 1658  | 3                      | 1389                    | 266            | 16,04        |
| 1994     | 396                    | 34      | 1374     | 1804  | 2                      | 1478                    | 324            | 17,96        |
| 1995     | 325                    | 91      | 1396     | 1812  | 4                      | 1530                    | 278            | 15,34        |
| 1996     | 412                    | 40      | 1569     | 2021  | 3                      | 1693                    | 328            | 16,24        |
| 1997     | 379                    | 38      | 1716     | 2133  | 2                      | 1845                    | 308            | 14,43        |
| 1998     | 421                    | 22      | 1893     | 2366  | 2                      | 2003                    | 309            | 14,24        |
| Promedio |                        |         |          |       |                        |                         | 571            | 15,71        |

\* Fuente Revista Gestión 1984 - 1998

\*\* Cálculos realizado en base a \* en el período 1993 - 1998

- **MEJIA:** Machachi, Alóag, Aloasí, Cutuglagua, Chaupi, Cornejo, Astorga, Tambillo, Uyumbicho.
- **RUMIÑAHUI:** Sangolquí, Cotogchoa, Rumipamba.
- **CAYAMBE:** Ascázubi, Otón, Santa Rosa de Cuzubamba **SAN MIGUEL DE LOS BANCOS:** San Miguel de los Bancos, Mindo.
- **PUERTO QUITO:** Puerto Quito.
- **PEDRO VICENTE MALDONADO:** Pedro Vicente Maldonado

#### **PROVINCIA DEL NAPO:**

- **QUIJOS:** Baeza, Cuyuga, Cosanga, Papallacta.
- **CHACO:** El Chaco, Bombón, Linares.

#### **PROVINCIA DE IMBABURA:**

- García Moreno.

#### **PROVINCIA DE COTOPAXI:**

- CLIRSEN.

El sistema se alimenta de la generación propia y de la comprada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) controlado por el CENACE (antes ex - INECEL) en un gran porcentaje, como lo podemos verificar del Cuadro No. 1.1.

El área de servicio de la EEQSA la presentamos en el Gráfico No. 1.1, del cual se desprende que pese a servir a más del 50 % de la provincia del Pichincha y atender a dos cantones de la Provincia del Napo, sus principales clientes se ubican en el área comprendida por la ciudad de Quito y su entorno,

en la que se concentran las principales industrias, y los abonados comerciales y residenciales.

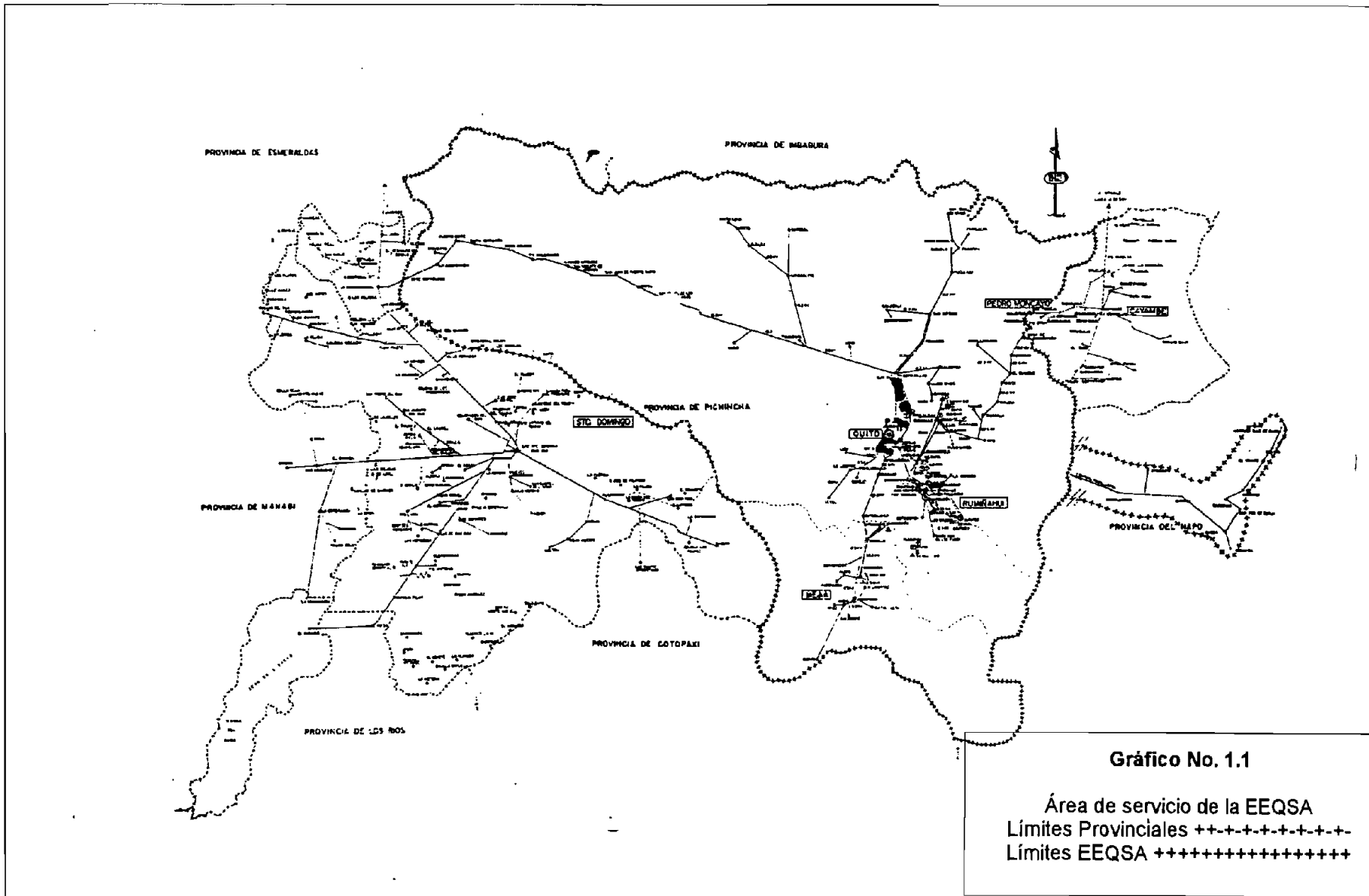
Se sitúan dos zonas bastante definidas de áreas industriales en las entradas norte y sur de la capital. Dada la conformación alargada que tiene la geografía de Quito se concentran en el centro de la ciudad barrios residenciales y comercios, el crecimiento urbano de Quito se ha extendido hacia los valles de Tumbaco y De los Chillos, así como a las zonas de ingreso norte y sur dejando atrapadas las dos zonas industriales antes mencionadas.

La población electrificada en el área de influencia de la EEQSA para el año de 1998 es de 1'885.699 habitantes, obteniendo un grado muy alto de electrificación de un 96,2 % de acuerdo con los datos proporcionados por el Departamento de Planificación de la EEQSA.

#### **1.2.1.2 Datos de consumo de la EEQSA y nacionales**

En cuanto al consumo de energía eléctrica por sectores de la EEQSA en el período 1990 a 1998, el sector industrial es responsable del 26.64% del consumo total, los clientes residenciales del 43.55%, el comercial es del 14.71 % como se puede ver en el Cuadro No. 1.3 calculado en base de los datos del Cuadro No. 1.2, estos datos fueron proporcionados por la EEQSA, los cálculos de los promedios del Cuadro No. 1.3 fueron realizados por los autores de este estudio.

En el ingreso facturado en porcentaje por sectores de la EEQSA, el sector industrial registra el 34.17 %, el residencial del 32.18%, el comercial el 17.93 % y otros el 15.72%. Los anteriores datos se tomaron como promedios en el período comprendido entre los años 1984 y 1998, se presentan datos importantes adicionales de la EEQSA en el Anexo No. 1.



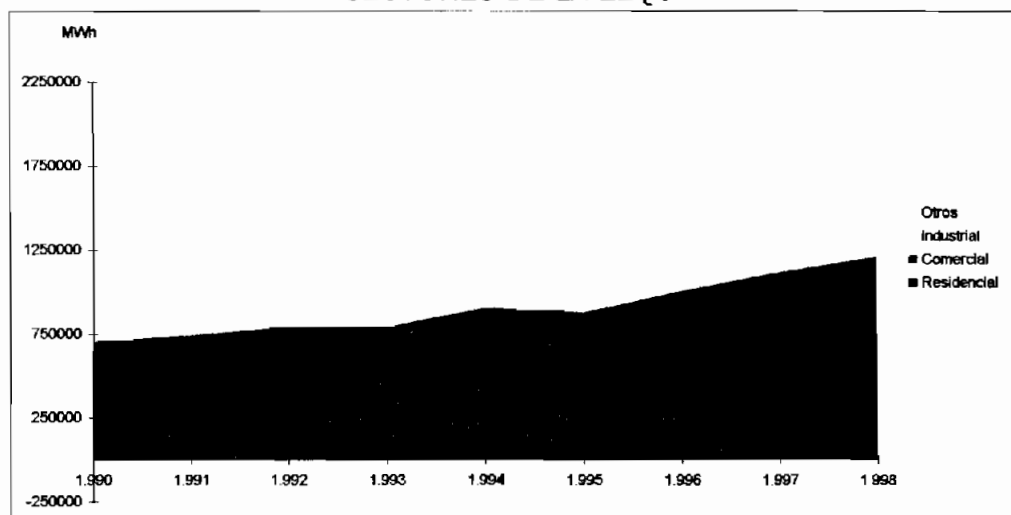
**Cuadro No. 1.2**

ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA EN MWh

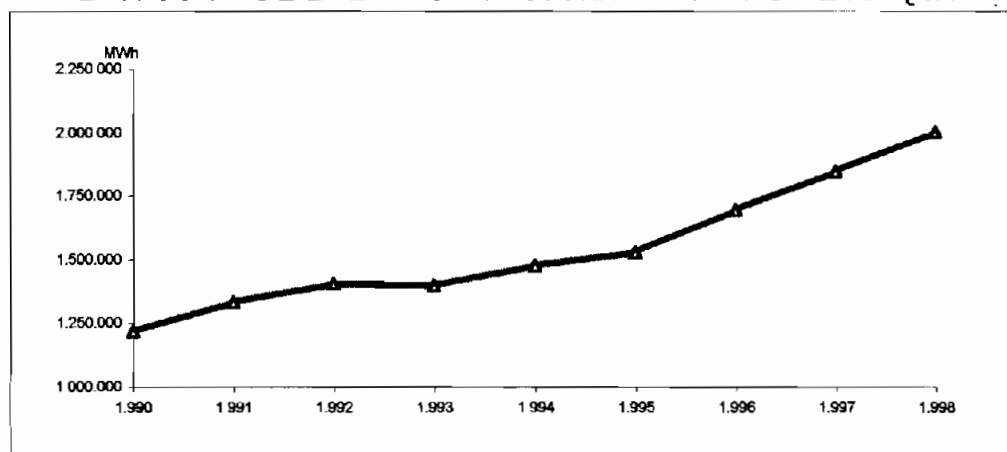
| Año   | Residencial | Comercial | Industrial | Otros   | Total     |
|-------|-------------|-----------|------------|---------|-----------|
| 1.990 | 529.909     | 169.633   | 353.481    | 166.338 | 1.219.361 |
| 1.991 | 556.409     | 184.368   | 383.710    | 209.138 | 1.333.626 |
| 1.992 | 600.783     | 189.459   | 365.749    | 249.488 | 1.405.478 |
| 1.993 | 597.278     | 190.987   | 368.024    | 243.116 | 1.399.405 |
| 1.994 | 646.550     | 259.441   | 402.386    | 169.616 | 1.477.994 |
| 1.995 | 667.584     | 210.116   | 413.570    | 238.789 | 1.530.060 |
| 1.996 | 750.683     | 254.371   | 433.976    | 253.727 | 1.692.758 |
| 1.997 | 827.702     | 287.695   | 452.790    | 277.053 | 1.845.241 |
| 1.998 | 896.097     | 312.574   | 506.412    | 288.167 | 2.003.250 |

**Gráfico No. 1.2**

EVOLUCION DE LA COMPOSICION DE LA ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA

**Gráfico No. 1.3**

EVOLUCION DE LA ENERGIA FACTURADA TOTAL DE LA EEQSA

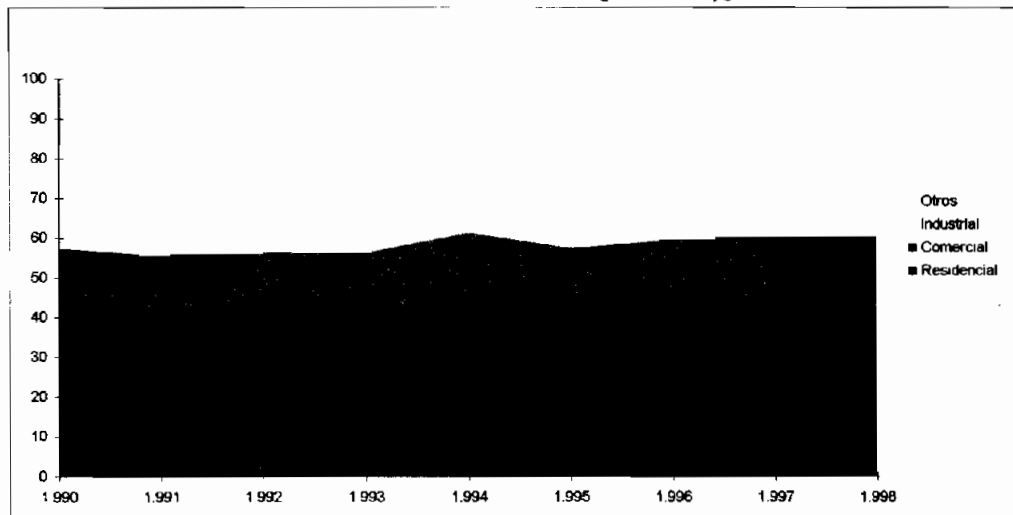




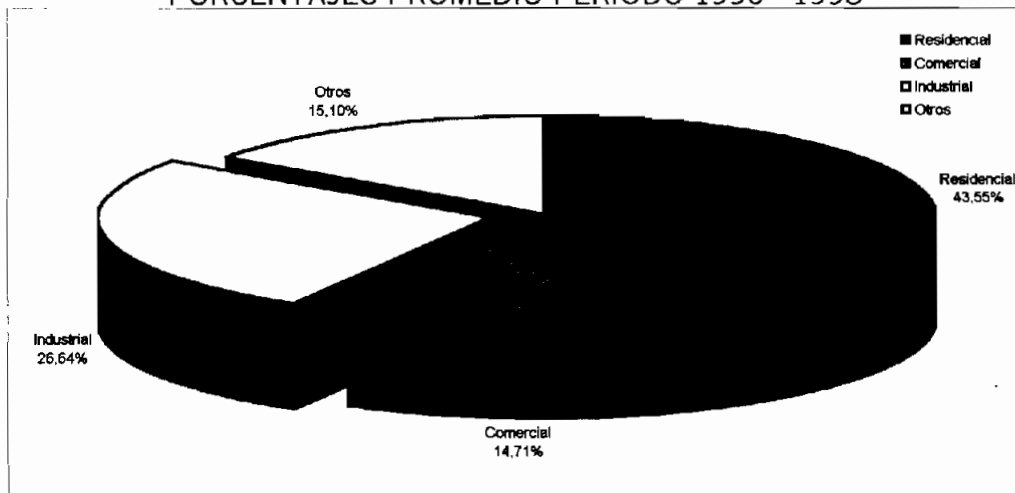
**Cuadro No. 1.3**  
ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA EN %

| Año      | Residencial | Comercial | Industrial | Otros | Total  |
|----------|-------------|-----------|------------|-------|--------|
| 1.990    | 43,46       | 13,91     | 28,99      | 13,64 | 100,00 |
| 1.991    | 41,72       | 13,82     | 28,77      | 15,68 | 100,00 |
| 1.992    | 42,75       | 13,48     | 26,02      | 17,75 | 100,00 |
| 1.993    | 42,68       | 13,65     | 26,30      | 17,37 | 100,00 |
| 1.994    | 43,75       | 17,55     | 27,23      | 11,48 | 100,00 |
| 1.995    | 43,63       | 13,73     | 27,03      | 15,61 | 100,00 |
| 1.996    | 44,35       | 15,03     | 25,64      | 14,99 | 100,00 |
| 1.997    | 44,86       | 15,59     | 24,54      | 15,01 | 100,00 |
| 1.998    | 44,73       | 15,60     | 25,28      | 14,38 | 100,00 |
| Promedio | 43,55       | 14,71     | 26,64      | 15,10 | 100,00 |

**Gráfico No. 1.4**  
EVOLUCION DE LA COMPOSICION DE LA ENERGIA FACTURADA POR SECTORES DE LA EEQSA EN %



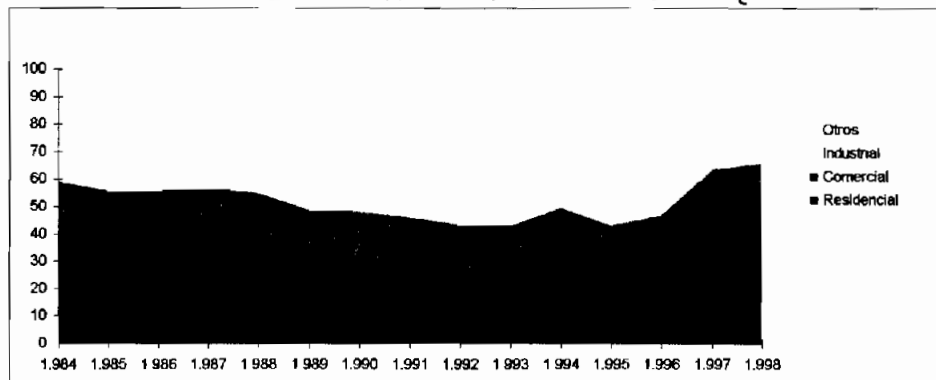
**Gráfico No. 1.5**  
CONSUMO POR SECTORES EEQSA  
PORCENTAJES PROMEDIO PERIODO 1990 - 1998



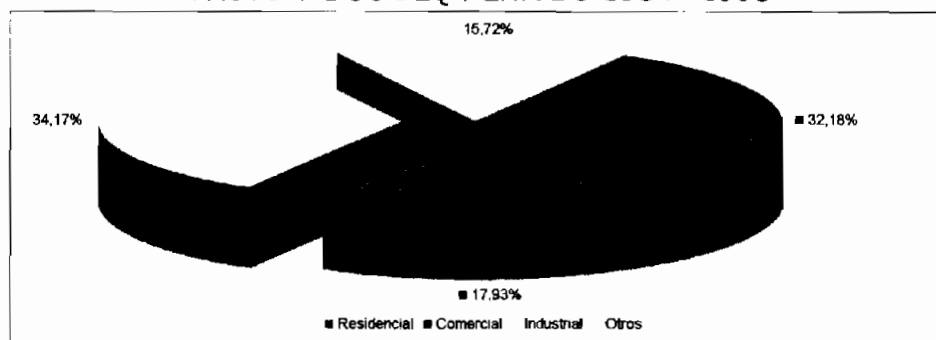
**Cuadro No. 1.5**  
COMPOSICION DE INGRESOS FACTURADOS  
POR VENTA DE ENERGIA EEQ EN %

| Año      | Residencial | Comercial | Industrial | Otros |
|----------|-------------|-----------|------------|-------|
| 1.984    | 42,04       | 17,12     | 28,08      | 12,76 |
| 1.985    | 39,94       | 15,98     | 31,04      | 13,04 |
| 1.986    | 39,46       | 16,19     | 31,02      | 13,32 |
| 1.987    | 40,23       | 16,68     | 30,09      | 13,01 |
| 1.988    | 38,64       | 16,39     | 31,13      | 13,83 |
| 1.989    | 31,15       | 17,62     | 35,98      | 15,25 |
| 1.990    | 30,77       | 17,28     | 35,77      | 16,18 |
| 1.991    | 28,48       | 17,56     | 37,19      | 16,76 |
| 1.992    | 26,16       | 17,24     | 36,71      | 19,89 |
| 1.993    | 25,29       | 17,71     | 37,15      | 19,85 |
| 1.994    | 24,59       | 24,84     | 37,65      | 12,91 |
| 1.995    | 24,41       | 18,78     | 37,55      | 19,26 |
| 1.996    | 27,11       | 19,78     | 34,84      | 18,27 |
| 1.997    | 48,41       | 15,15     | 23,17      | 13,27 |
| 1.998    | 51,48       | 14,43     | 22,82      | 11,28 |
| PROMEDIO | 32,18       | 17,93     | 34,17      | 15,72 |

**Gráfico No. 1.8**  
EVOLUCION DE LA COMPOSICION  
DE LOS INGRESOS FACTURADOS EEQ

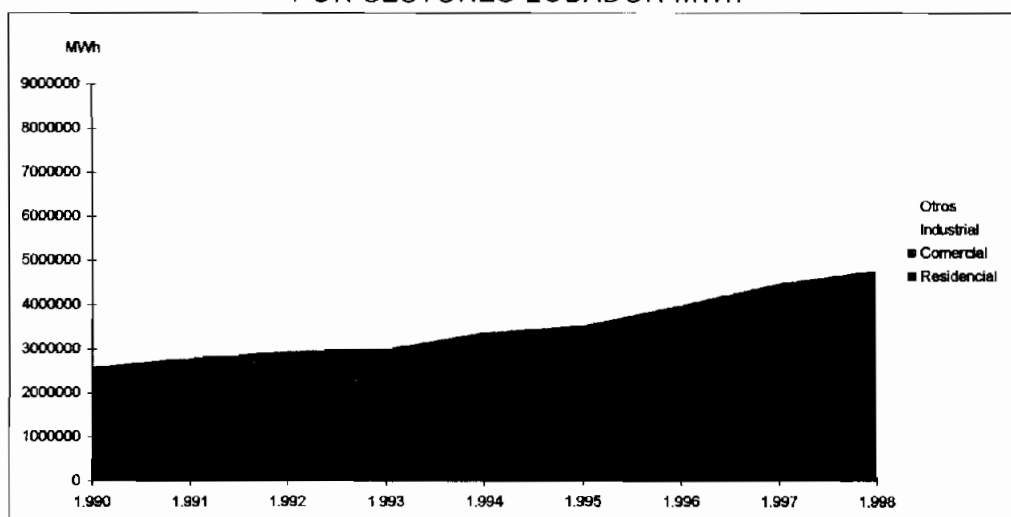
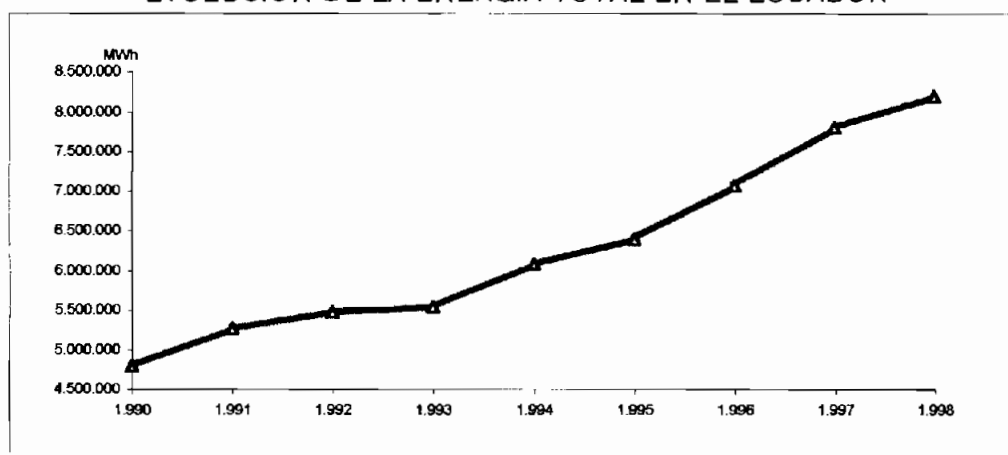


**Gráfico No. 1.9**  
PORCENTAJE PROMEDIO DE LOS INGRESOS  
FACTURADOS EEQ PERIODO 1984 - 1998



**Cuadro No. 1.6****ENERGIA FACTURADA POR SECTORES ECUADOR MWh**

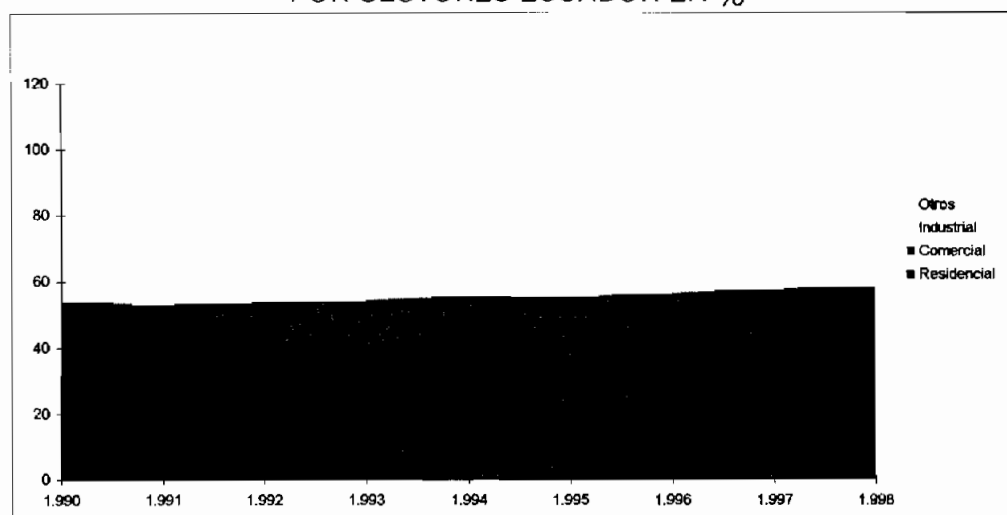
| Año   | Residencial | Comercial | Industrial | Otros     | Total     |
|-------|-------------|-----------|------------|-----------|-----------|
| 1.990 | 1.870.218   | 710.868   | 1.522.050  | 687.889   | 4.791.025 |
| 1.991 | 2.015.558   | 763.907   | 1.665.530  | 817.266   | 5.262.262 |
| 1.992 | 2.136.139   | 798.295   | 1.645.259  | 899.996   | 5.479.689 |
| 1.993 | 2.200.304   | 800.846   | 1.592.716  | 942.188   | 5.536.053 |
| 1.994 | 2.427.217   | 939.522   | 1.778.067  | 926.413   | 6.071.220 |
| 1.995 | 2.572.915   | 947.922   | 1.804.311  | 1.063.069 | 6.388.218 |
| 1.996 | 2.893.948   | 1.079.384 | 1.877.190  | 1.211.309 | 7.061.832 |
| 1.997 | 3.248.955   | 1.227.646 | 2.025.661  | 1.298.896 | 7.801.159 |
| 1.998 | 3.402.366   | 1.377.197 | 2.072.168  | 1.343.237 | 8.194.968 |

**Gráfico No. 1.10****EVOLUCION DE LA COMPOSICION DE LA ENERGIA  
POR SECTORES ECUADOR MWh****Gráfico No. 1.11****EVOLUCION DE LA ENERGIA TOTAL EN EL ECUADOR**

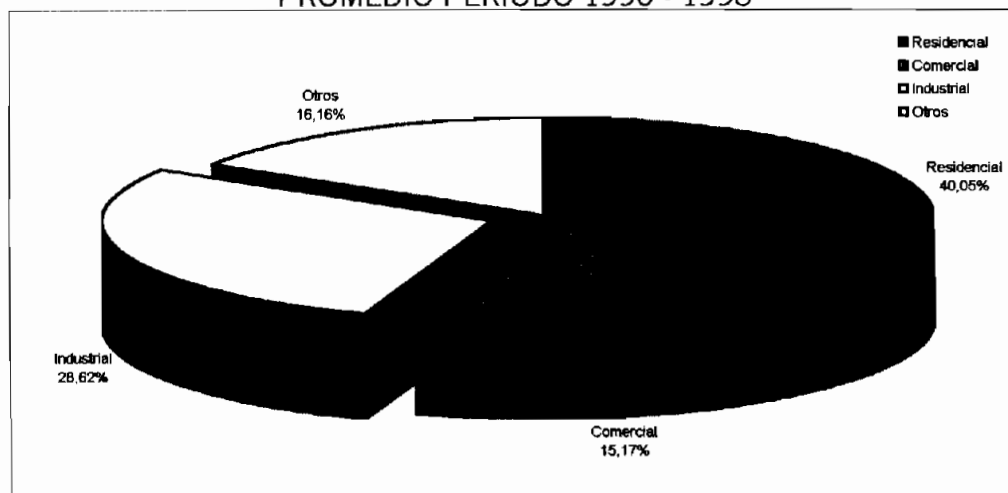
**Cuadro No. 1.7**  
ENERGIA POR SECTORES ECUADOR EN %

| Año      | Residencial | Comercial | Industrial | Otros | Total  |
|----------|-------------|-----------|------------|-------|--------|
| 1.990    | 39,04       | 14,84     | 31,77      | 14,36 | 100,00 |
| 1.991    | 38,30       | 14,52     | 31,65      | 15,53 | 100,00 |
| 1.992    | 38,98       | 14,57     | 30,02      | 16,42 | 100,00 |
| 1.993    | 39,74       | 14,47     | 28,77      | 17,02 | 100,00 |
| 1.994    | 39,98       | 15,48     | 29,29      | 15,26 | 100,00 |
| 1.995    | 40,28       | 14,84     | 28,24      | 16,64 | 100,00 |
| 1.996    | 40,98       | 15,28     | 26,58      | 17,15 | 100,00 |
| 1.997    | 41,65       | 15,74     | 25,97      | 16,65 | 100,00 |
| 1.998    | 41,52       | 16,81     | 25,29      | 16,39 | 100,00 |
| Promedio | 40,05       | 15,17     | 28,62      | 16,16 | 100,00 |

**Gráfico No. 1.12**  
EVOLUCION DE LA COMPOSICION DE LA ENERGIA  
POR SECTORES ECUADOR EN %



**Gráfico No. 1.13**  
CONSUMO POR SECTORES ECUADOR PORCENTAJES  
PROMEDIO PERIODO 1990 - 1998



A nivel Nacional el ex - INECEL del estudio realizado en el año de 1994<sup>2</sup> los datos de consumo por sectores nos indican que el **sector industrial consume el 27,41 % del consumo total**, ratificándose el sector residencial como el de mayor consumo con el 39.84 %, el 14.83 % al sector comercial y el sector otros (Entidades Públicas, Bombeo de agua, Alumbrado Público) el 17.92 %. Con datos proporcionados por el CONELEC tenemos datos desde el año de 1990 a 1998 como se puede ver en el Cuadro No. 1.3 de estos datos cabe señalar que el **sector industrial consume el 28.62 % del consumo total a nivel nacional**, el sector residencial con el 40.05 %, el 15.17 % al sector comercial y el sector otros (Entidades Públicas, Bombeo de agua, Alumbrado Público) el 16.16 % notándose un ligero incremento en el sector industrial y el sector comercial, manteniéndose el consumo residencial y una disminución en el sector otros. Hacemos relación entre el promedio de los últimos 9 años demostrando que no ha existido cambio en el porcentaje de consumo por sector a nivel nacional.

Del estudio realizado por OLADE<sup>1</sup> en San José de Costa Rica se desprende que el **consumo por sectores en el área de concesión de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)** que cubre la capital de Costa Rica, San José y sus alrededores con una población estimada de 1,5 millones, para el **sector industrial es del 22.4 %**, el residencial es del 47.6 %, el general (comercial, incluye algunos de los sectores que nosotros llamamos otros) es del 27.3 %. El **ingreso porcentual por sectores en el área de la CNFL el industrial registra el 27.6 %**, el residencial el 36.4 %, el general el 31.2 % y otros el 4.8 %. Los datos anteriores son de noviembre de 1992.

De una comparación entre los datos porcentuales tanto de la EEQSA y del país por el ex - INECEL se puede decir que **el sector industrial es responsable de alrededor del 27 % del consumo de energía eléctrica**, pero el ingreso porcentual no se corresponde con el valor del consumo energético sectorial esto se debe a la estructura de aplicación de tarifas en el país, los

Cuadros No. 1.4 y 1.5 de los ingresos facturados por venta de energía de la EEQSA nos confirman lo antes dicho, el ingreso en el sector industrial es del 34.17%.

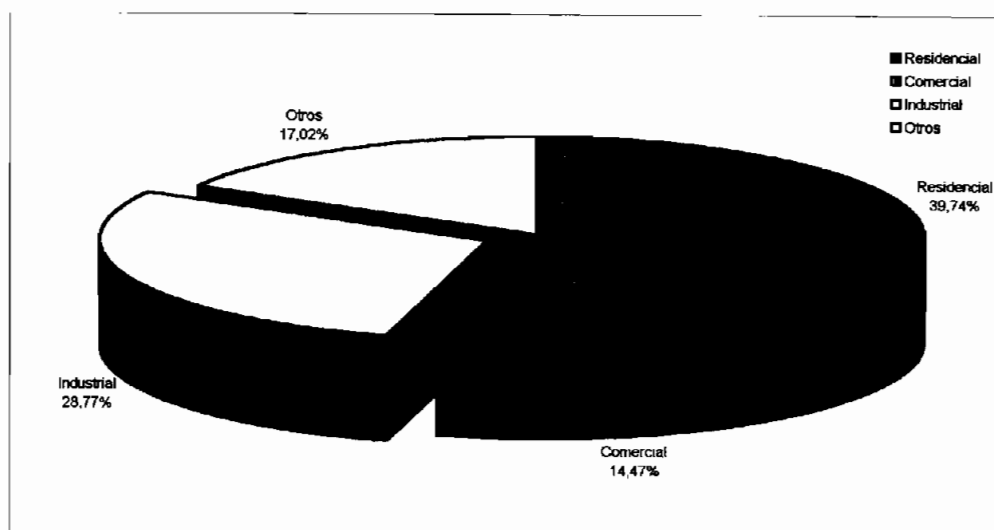
Cabe resaltar los incrementos continuos que desde el año de 1996 se han realizado en las tarifas de energía eléctrica tratando de mejorar la situación financiera de las concesionarias del servicio eléctrico. En la composición por sectores esto se ha reflejado mucho más en el sector residencial llegando en los dos últimos años el sector industrial a ser responsable de alrededor del 23% pero esto no significa que hubiese una disminución en las tarifas del sector industrial, lo que ha pasado es que el subsidio que mantenía el sector residencial prácticamente ha sido reducido solamente para el estrato de consumo de hasta 150 KW convirtiéndose este último en un subsidio cruzado, es decir, los estratos de mayor consumo en el sector residencial contribuyen para aquellos estratos de menor consumo.

El Gráfico No. 1.5 nos ilustra el consumo por sectores de la EEQSA en porcentaje (%), obtenido en esta tesis del cálculo del promedio de los datos disponibles en el período comprendido entre el año de 1990 y 1998 que nos fueron proporcionados por la Dirección de Planificación de la EEQSA, pese a que hemos dicho que el consumo del sector industrial es de alrededor del 27% en la última década y en especial a partir del año de 1996 se ha producido un decremento en el consumo del sector industrial producido no por la aplicación de medidas de AD & UREE, sino más bien por la crisis financiera del país que ha conllevado la quiebra y por ende el cierre de algunas plantas industriales, adicionalmente el crecimiento del sector se ha reducido, inducido por las razones ya anteriormente mencionadas.

En el Gráfico No. 1.14 se presenta los consumos por sectores en el ámbito nacional del Estudio realizado por el ex - INECCEL partiendo como año base el de 1993 y en el Gráfico No. 1.13 el de datos del CONELEC de 1990 a

1998, nosotros tenemos adicionalmente que el porcentaje de consumos se refleja el que se obtiene de la EEQSA a lo que en el total nacional obtiene el ex - INECEL en su estudio y en el promedio a nivel nacional, inclusive la reducción del consumo del sector industrial a partir del año de 1996.

**Gráfico No. 1.14**  
CONSUMO POR SECTORES ECUADOR PORCENTAJES  
PROMEDIO AÑO BASE 1993



### 1.2.1.3 Datos de demanda de la EEQSA y nacionales

La EEQSA cuenta con datos de Demanda Máxima de 1984 – 1998 como podemos verificar del Gráfico No. 1.15 y del Cuadro No. 1.8. Para el año de 1993 la EEQ registra una demanda máxima de 319.2 MW mientras que el ex - INECEL registra una demanda máxima de 462.0 MW (enero de 1993).

Las horas pico determinadas por la curva de carga promedio del año de 1996 determinada a partir de las demandas coincidentes de todos los sectores, se presentan en el Capítulo V estas curva se las tomo del estudio<sup>9</sup> y se obtuvo de los datos de demandas coincidentes por horas proporcionados por la dirección de planificación de la EEQSA.

En cuanto a datos sobre las curvas de cargas típicas por sectores y en especial el industrial que nos ocupa en este trabajo la EEQSA no cuenta con dichas curvas pero del estudio<sup>10</sup> se obtuvo una curva representativa del sector industrial con demanda.

El ex - INECEL sobre la base del estudio realizado para el año base de 1993<sup>2</sup> dispone de estas curvas, en el Capítulo V se hará una comparación de las curvas de carga obtenidas de la campaña de mediciones y encuestas realizado para la presente tesis y las curvas del ex - INECEL y la EEQSA.

#### **1.2.2. ANALISIS DEL SECTOR ELECTRICO EN EL ECUADOR Y EN LA EEQSA, EVOLUCION Y SITUACIÓN ACTUAL.**

EL Sistema Eléctrico en el Ecuador es de responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, el cual administra la energía a través del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);
- b. El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE);
- c. Las empresas eléctricas concesionarias de generación (HIDROPAUTE, HIDRONACION, HIDROPUCARA, TERMICA ESMERALDAS, TERMICA GONZALO CEVALLOS, ELECTROQUIL, ENERGYCORP, TRINITARIAA, HIDRO-EEQ, HIDRO-COTOPAXI, etc) ;
- d. La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión (TRANSELECTRIC); y,



**Cuadro No. 1.8**  
Evolución de la Demanda  
Máxima EEQSA

| Año  | Demanda<br>Máxima<br>(MW) |
|------|---------------------------|
| 1984 | 203,60                    |
| 1985 | 219,50                    |
| 1986 | 235,70                    |
| 1987 | 244,50                    |
| 1988 | 257,40                    |
| 1989 | 270,65                    |
| 1990 | 289,10                    |
| 1991 | 310,80                    |
| 1992 | 314,00                    |
| 1993 | 319,20                    |
| 1994 | 353,40                    |
| 1995 | 392,60                    |
| 1996 | 408,90                    |
| 1997 | 439,65                    |
| 1998 | 457,20                    |

Datos proporcionados por el Dpto. de  
Asesoría y Planificación de la EEQSA

**Gráfico No. 1.15**  
**DEMANDA MAXIMA EEQSA**



- e. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización (EEQSA, EMELEC, EEASA, ELEPCO, EMELNORTE, EMELESA, REGIONAL MANABI, SUCUMBIOS, etc.).

Cada una de las instituciones tiene sus funciones básicas claramente delimitadas por ejemplo el CONELEC es el encargado de preparar el plan de electrificación obligatorio para el sector público y referencial para el privado; otorgar las concesiones de proyectos y fases operativas del sector eléctrico; normalizar, regularizar, penalizar y dirimir sobre aspectos específicos del servicio eléctrico y; fijar y aprobar las tarifas del servicio eléctrico.

En el caso del CENACE es un organismo adscrito al CONELEC, de carácter eminentemente técnico, sin fines lucrativos. Es el encargado por el manejo técnico de los bloques de energía, garantizando en todo momento una operación adecuada en beneficio del usuario final, sus funciones principales son el coordinar la operación del Sistema Nacional interconectado (SIN) en tiempo real; ordenar la generación al mínimo costo marginal horario de corto plazo y administrar las transacciones técnicas y financieras por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica.

### **1.3 METODOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA AD & UREE.**

Los métodos empleados en la AD & UREE dependen en su mayor parte de la información disponible en cada estudio específico a realizarse, es por eso que en base estudios de OLADE y especialmente el realizado por el ex - INECEL nosotros vamos a plantear una metodología específica para la presente tesis.

Por otro lado tenemos que reconocer el hecho de que la experiencia internacional de países industrializados puede ser aplicada en nuestro país, con ciertas restricciones, ya que el sector de mayor consumo en dichos países es el industrial, tal es el caso de un país industrializado como los Estados Unidos de Norte América como se puede apreciar en el Cuadro No. 1.9<sup>10</sup>, del cual se

desprende que el sector industrial es responsable por el 37 por ciento del consumo de energía eléctrica mientras que el Residencial es de 34 % y el Comercial de un 25% en la categoría otros se incluye alumbrado público, entidades oficiales, ferrocarriles y empresas de servicio público y se incluyen las pérdidas de energía. Para el caso del presente trabajo la EEQSA reporta un consumo por parte del sector industrial del 26,64 % y a nivel nacional el ex - INECEL en su estudio estima en 28.62 % al consumo industrial, lo anteriormente expuesto nos deja como conclusión que la metodología aplicada debe ser en base a estudios latinoamericanos y no de países desarrollados, sin descartar algunos de los criterios empleados en países desarrollados.

### **Cuadro No. 1.9**

#### **ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMERICA**

##### **Categorías de Uso de energía Eléctrica en %**

| Año      | Residencial | Comercial | Industrial | Otros |
|----------|-------------|-----------|------------|-------|
| 1970     | 32          | 23        | 41         | 4     |
| 1975     | 34          | 24        | 38         | 4     |
| 1980     | 35          | 25        | 37         | 3     |
| 1985     | 34          | 26        | 36         | 4     |
| 1989     | 34          | 27        | 35         | 4     |
| Promedio | 33,80       | 25,00     | 37,40      | 3,80  |

En el caso de nuestro país y de la mayoría de países latinoamericanos excepto los más industrializados el sector de mayor consumo corresponde al sector residencial. Por tanto el estudio realizado por la OLADE en San José, Costa Rica resulta un estudio base, es por eso que para la aplicación de la metodología en el presente trabajo se ha escogido el método de OLADE y del ex - INECEL para obtener nuestra propia metodología.

En general se puede decir que la metodología utilizada en la mayoría de estudios de AD & UREE se basa en cuatro aspectos específicos que son:

- ***CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA***
- ***IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS***
- ***IMPLANTACIÓN DE MEDIDAS***
- ***EVALUACIÓN DE MEDIDAS***

Todas estas consideraciones se basan en aspectos técnicos, económicos, financieros y sociales; así mismo es necesario el determinar que se hace en cada paso de los estudios de AD & UREE y los temas que se relacionan con cada uno de los pasos principales con mucho detalle. Debemos dejar en claro que de estos cuatro pasos nosotros en esta tesis podremos llegar a investigar las características de la carga, es decir, determinar la composición por usos finales en porcentaje en la curva de carga, adicionalmente llegaremos a plantear la identificación de medidas para la conservación de energía eléctrica, pero lo que tiene que ver con el hecho de la implantación y la evaluación de las medidas no lo podremos realizar ya que estas requieren de inversiones por parte del cliente en este caso los industriales y de la Empresa Eléctrica Quito, para luego de la implantación de las medidas de ahorro energético poder evaluar la acción de las medidas identificadas. Se hará una evaluación económica - financiera de las medidas que nos servirá para cálculos aproximados de lo que significaría un programa de AD & UREE en el sector industrial.

### **1.3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA.**

De los varios parámetros de los sistemas eléctricos la carga es uno de los más difíciles de evaluar, la magnitud de la carga varía segundo a segundo, con miles de consumidores cada uno tomando la energía de lo que individualmente requiere, es por eso que el obtener una curva de carga en la que conozcamos exactamente en cada instante cual son las contribuciones o la estructura del consumo de cada consumidor es imposible, por tanto se ha optado por una curva

que nos indique el consumo diario e identificar en lo posible en porcentaje cual es la contribución por usos finales de la energía eléctrica en la curva de carga.

Esta curva diaria consiste básicamente de un componente principal que se conoce como la base de la carga (valles) y de los picos de la misma que dependen de la hora del día y en algunos casos de las estaciones climáticas de cada país; existen otros factores que pueden influenciar en estos picos por ejemplo la transmisión de un programa de televisión como lo son los partidos de balompié de las Eliminatorias de la Copa del Mundo pueden influenciar decisivamente en estos picos, otro factor son los hábitos sociales de un país que también influyen la curva de carga.

De lo anteriormente expuesto se deduce que es muy difícil cuantificar exactamente la composición del consumo de energía eléctrica, pero es posible el investigar la estructura del consumo por usos finales (Iluminación, refrigeración de alimentos, aire acondicionado, calentamiento de agua, fuerza motriz, etc.) para determinar la influencia de estos en el consumo. Esta actividad es la base para la identificación y posterior selección de las medidas de AD & UREE en cada sector y estrato de consumo del mercado atendido por las empresas eléctricas y en este caso por la EEQSA.

***El estudio de caracterización de la carga en el alimentador con carga típicamente industrial permitirá determinar la contribución de cada uso final a la demanda máxima coincidente y al consumo de energía eléctrica.***

#### **1.3.1.1 Información Disponible.**

La EEQSA no cuenta con registradores de la curva de carga de los alimentadores en todas sus subestaciones y los registradores electrónicos instalados a los clientes industriales no cuentan con el procesamiento de esa información. La información disponible en la EEQSA fue **los datos de consumos**

históricos de los clientes industriales conectados al alimentador proporcionado por el Departamento de Grandes Clientes de la EEQSA, los datos de demandas totales del Sistema del año de 1996 de los 365 días del año y de cada hora del día en la hora pico se toma demandas de 6:30, 7:15 y 7:30 PM proporcionado por la Dirección de Planificación, y el levantamiento gráfico del alimentador escogido que lo presentamos en el Anexo No.2, este tiene como información los transformadores conectados a dicho alimentador su número y su potencia que se nos proporciono a través del Programa de Inventarios y Avalúos de la EEQSA, cuando se inicio el trabajo nos encontramos con que dichos datos no estaban actualizados y en algunos casos tenían errores que fueron corregidos.

Adicionalmente se consiguió datos generales sobre la subestación y el alimentador que también se los presenta en el Anexo No.2, recorrido del mismo, ubicación, sección del conductor voltaje, etc.

#### **1.3.1.2 Campaña de Mediciones**

**Se realizo una campaña de mediciones con los clientes industriales,** los cuales contaban con medidores de energía electrónicos en su gran mayoría en los que no contaban con el equipo, se les instalo el mismo para poder realizar las mediciones, de allí se tomó los datos que luego los procesamos en una hoja de cálculo preparada para dicho objetivo, datos que se entregan en esta tesis como archivos magnéticos ya que los mismos eran de magnitudes muy grandes. Una vez procesados se tenía hojas electrónicas de un mínimo de 2 Megabytes que no se podían guardar en discos flexibles de alta densidad sino en el disco duro del computador del cual ocuparon un total de mas 70 Megabytes de memoria de almacenamiento.

**Para medir los datos del alimentador se instaló en la subestación un medidor electrónico, esta campaña de mediciones contó con la participación**

de la Dirección de Planificación y Tarifas del ex - INECEL, la dirección de Operación y Mantenimiento, de la Dirección de Subestaciones de la EEQSA, con personal del Departamento de Manejo de la Demanda y Control de Pérdidas y Grandes Clientes de la EEQSA .

Finalmente se hizo una Auditoría Energética Detallada al sector industrial que nos sirvió como la base principal para la determinación de la contribución de los usos finales en la curva de carga tanto de consumo como de Demanda Máxima, también para este último paso contamos con datos de curvas de carga de algunos de los clientes industriales conectados al alimentador proporcionados por la DIPLAT (Trabajo realizado por el ex - INECEL, en conjunción con el Instituto Nacional de Energía, INE). Toda esta metodología que utilizamos la hemos sintetizado en un organigrama que se presenta más adelante en este capítulo.

De la curva de carga y luego de la auditoría energética detallada realizada a la empresa participante del alimentador se pudieron identificar las medidas de AD & UREE y su posterior selección, priorización e implantación.

El ex - INECEL para obtener las curvas de carga por sectores, escogió tomar como base la configuración geográfica que tiene nuestro país, es decir, dividió al mismo en regiones y obtuvo las curvas para la región Sierra y la región Costa, la primera que nos sirvió de base para la comparación de las curvas que nosotros determinamos en el presente trabajo.

### **1.3.1.3 Auditoria Energética Detallada**

Para la obtención de datos se tomo los formularios del software MARK IV (Anexo No. 3) y tomando como base las experiencias del trabajo del ex - INECEL<sup>2</sup>, los formularios para la AED proporcionados en portugués por los ingenieros de la CEMIG fueron traducidos al español en esta tesis, así como el

manual de ingeniería y de campo que contenía la base teórica del programa MARK IV.

Los formularios nos permitieron obtener los datos más importantes como datos eléctricos de placa, horas de consumo, tipo de mantenimiento, mediciones, etc. Esto nos llevo a identificar la influencia por usos finales de los aparatos en la curva de carga de cada uno de los clientes y en especial del alimentador.

### **1.3.2 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS**

Al obtener las curvas de carga (caracterización de la carga), estas nos darán los datos necesarios para poder identificar las medidas de AD & UREE, y tomando como base los estudios realizados tanto por OLADE en Centro América así como por el ex - INECEL en el país tenemos que pocos usos finales son los responsables del mayor consumo de energía eléctrica, en especial en el sector industrial se tiene como principal uso final de electricidad a la fuerza motriz (motores, bombas, etc.).

El estudio de OLADE en San José de Costa Rica determina que el consumo industrial será del 26 % del consumo eléctrico total de la CNFL, e identificaron como usos finales del consumo de energía eléctrica en el sector industrial a los siguientes:

- Fuerza Motriz (75 % del consumo industrial y 19 % del de la CNFL)
- Iluminación
- Transformadores
- Compresores y Red de Aire Comprimido
- Producción de vapor
- Producción de calor
- Grupos de Frío



- Medidas Generales (Corrección del Factor de Potencia, control de la Demanda eléctrica con microprocesadores, cogeneración, cambios en el proceso de producción, campañas publicitarias, programas de entrenamiento técnico, etc.)

El ex - INECEL determina que el consumo industrial para el año de 1993 en el Ecuador fue del 28.7 %, correspondiendo al sector industrial de la sierra el 41 %, dado que el pliego tarifario en el sector industrial determina tres tipos de clientes industriales:

- C1 (G2 EEQ) Tarifa Industrial Artesanal y se aplica a clientes cuya carga sea de hasta 10 KW
- C2 (G4 EEQ) Tarifa Industrial con demanda para clientes con carga instalada superior a 10 KW, y
- C3 (G4 EEQ) Tarifa Industrial para Consumos Estacionales (con cargos de la tarifa C2 con incremento del cargo por demanda en un 100%)

El mayor número de clientes industriales se agrupa en la tarifa C2 con un 96%, y el mayor consumo por usos finales corresponde al uso final fuerza motriz con un 85 % que normalmente es lo que sucede en el sector industrial en todos los países, el ex - INECEL en la región sierra determina los siguientes usos finales para la composición de la curva de carga característica del sector industrial sierra:

- Fuerza motriz
- Iluminación
- Calentamiento de agua
- Calor / producción de vapor
- Otros

Tomando en consideración la demanda coincidente del sector industrial Sierra tenemos de acuerdo al estudio del ex - INECEL sobre la base de las encuestas realizadas al sector comercial e industrial con demanda, el Cuadro No. 1.10 que nos ilustra la composición de la carga por usos finales.

**Cuadro No. 1.10**

Estructura de Consumo y Demanda  
Sector Industrial Región Sierra INECEL<sup>2</sup>

| <b>INDUSTRIAL CON DEMANDA</b> |                           |                |            |                        |                |            |
|-------------------------------|---------------------------|----------------|------------|------------------------|----------------|------------|
| REGION SIERRA                 | ESTRUCTURA DE CONSUMO     |                |            | ESTRUCTURA DE DEMANDA  |                |            |
|                               | Valores KWh/año - cliente |                |            | Valores W/cliente      |                |            |
| TARIFA INDUSTRIAL             | C1                        | C2             | %          | C1                     | C2             | %          |
| PERIODO                       | ANUAL                     |                |            | INVIERNO DIAS NORMALES |                |            |
| USOS FINALES                  |                           |                |            |                        |                |            |
| ILUMINACION                   | 13.903                    | 99.394         | 10         | 2.894                  | 10.866         | 10         |
| CALENTAMIENTO DE AGUA         | 1.390                     | 9.939          | 1          |                        |                |            |
| FUERZA MOTRIZ                 | 118.177                   | 844.851        | 85         | 26.049                 | 97.791         | 90         |
| CALOR/PRODUCCION DE VAPOR     | 2.781                     | 19.879         | 2          |                        |                |            |
| OTROS                         | 2.781                     | 19.879         | 2          |                        |                |            |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>139.032</b>            | <b>993.942</b> | <b>100</b> | <b>28.943</b>          | <b>108.657</b> | <b>100</b> |

Por otro lado el Estudio de OLADE<sup>1</sup> utiliza también las encuestas al sector industrial con demanda que realizó la DSE en el año de 1992 y las curvas de carga que la CNFL obtuvo con mediciones realizadas en los clientes industriales agrupados en la tarifa T6 de la cual obtuvo la curva de carga característica de estos clientes y la curva de carga representativa de todo el sector industrial.

**Cuadro No.1.11**

| <b>PARTICIPACION PORCENTUAL DE LOS USOS FINALES EN EL CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL OLADE (1)</b> |              |       |             |              |        |       |
|---|--------------|-------|-------------|--------------|--------|-------|
| ACTIVIDAD   | USOS FINALES |       |             |              |        |       |
|   | VAPOR        | CALOR | ILUMINACION | ENFRIAMIENTO | FUERZA | OTROS |
| Fab. De Prod. Alim., bebidas y tabaco   | 2            | 6     | 8           | 12           | 70     | 2     |
| Fab. Textil, vest. E Industria de cuero   | 1            | 7     | 15          | 1            | 74     | 4     |
| Industria de Madera   |              | 9     | 9           |              | 89     |       |
| Fab. Prod. De papel, imprenta y editorial   | 1            | 2     | 14          | 1            | 81     | 1     |
| Fab. De Prod. Químicos  | 1            | 5     | 11          | 6            | 77     |       |
| Otras   |              | 8     | 15          | 1            | 76     |       |

Otro de los datos importantes con los que si cuenta el estudio de OLADE<sup>1</sup> es la participación por actividad en el consumo del sector industrial, lamentablemente la EEQSA no dispone de este tipo de datos que permita

cuantificar los consumos por actividad en el sector industrial en la ciudad de Quito, tampoco el ex - INECEL dispone de estos datos.

Del Cuadro No. 1.10 se determina que el uso final fuerza (motores, bombas, etc.) es responsable de mas de las tres cuartas partes del consumo industrial, en segundo lugar se ubica la iluminación, por tanto en estos usos finales es donde debe concentrarse la implantación de medidas de UREE.

De los estudios de OLADE<sup>1</sup> y del ex - INECEL<sup>2</sup> podemos concluir que muy pocos usos finales son responsables del mayor consumo de energía eléctrica, en el caso del sector industrial la fuerza motriz y la iluminación son los responsables de alrededor del 85 % del consumo eléctrico.

Las medidas identificadas por los estudios antes mencionados para la fuerza motriz tratan sobre **el uso de equipos de alta eficiencia**, de hecho en nuestro país es incipiente el uso de los mismos por varias razones. Estos equipos tienen como características principales el hecho de que reducen sus consumos, pérdidas y mejoran la necesidad de mantenimiento de los mismos.

- **El desconocimiento de la forma de operación y selección de estos equipos**, la falta de información técnica sobre los mismos y de quienes los comercializan, por otro lado los distribuidores de estos equipos deberían conjuntamente con los Colegios de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos así como con las Empresas Eléctricas y las Universidades, entregar la información, realizar programas de demostración para el sector industrial y adicionalmente se requiere de una norma para el uso de equipos eléctricos en general.
- **La inversión inicial en la compra de equipos eficientes**, la costumbre de adquirir el equipo al precio más barato por parte de los industriales sin

importar si este es una inversión a futuro. Esto sucede pese a que los equipos se pagan por sí solos, lo que no sucede con los de tecnología tradicional. La solución en este caso es crear una cultura de eficiencia y calidad, así como incentivos de tipo económico que hagan posible el financiamiento y por último la adquisición de los equipos.

Dentro de los equipos eficientes están motores eficientes, el variador de control de velocidad, los sistemas automáticos de control del factor de potencia y controladores rápidos para compresores. La sustitución de motores sobredimensionados, la utilización de motores síncronos por asíncronos, el uso de motores de dos velocidades para variar el caudal de bombas o ventiladores cuando existen dos regímenes de carga.

La iluminación es en segundo término el principal uso final después de la fuerza motriz, la tendencia generalizada de utilizar lámparas incandescentes por el menor costo inicial, sin tomar en cuenta su eficiencia lumínica y la vida más corta ha llevado a que se incremente por este concepto las planillas eléctricas, la sustitución de estas lámparas incandescentes por lámparas compactas fluorescentes han eliminando el calor producido por las primeras y la tonalidad del color de la iluminación de las segundas ha mejorado la apariencia de los ambientes, adicionalmente a la disminución de pérdidas joule por calentamiento del conductor debido a la menor carga instalada.

El cliente no toma conciencia de lo importante que es el reducir sus consumos eléctricos por iluminación, no solamente por el costo de las planillas eléctricas sino por el hecho de que al final la sustitución de lámparas resulta en una recuperación del capital inicial invertido, por otro lado los técnicos encargados del mantenimiento eléctrico no realizan actividades de mantenimiento como es la limpieza de acrílicos, lamas, en las lámparas; y desconocen las nuevas tecnologías, por otro lado pese a que en algunos casos se ha realizado este tipo de sustitución no se ha mantenido el nivel de iluminación anterior lo que lleva al

concepto errado de que las lámparas no alcanzan los niveles lumínicos de lámparas tradicionales.

Uno de los factores que nosotros hemos encontrado y que son determinantes para el uso más eficiente de la iluminación eléctrica es la regularización del empleo de una norma nacional de instalaciones interiores ya sean residenciales y en nuestro caso del sector industrial, con la que no contamos en nuestro país.

En cuanto a otras medidas se han encontrado también casos de transformadores funcionando en vacío, o de transformadores que ya han sobrepasado su vida útil, y que por tanto producen grandes cantidades de consumo de energía por pérdidas.

Otro de los casos que no se han analizado en nuestro país es la posibilidad de cogeneración dado el alto costo de la energía eléctrica y en general de todo tipo de combustible fósil lo que implica que los industriales y en especial los departamentos técnicos de las industrias empiecen a manejar los conceptos de cogeneración, que no es el concepto errado de instalar una planta de generación a diesel para producir electricidad, **la cogeneración es la producción eficiente de dos formas de energía útil a partir del mismo recurso combustible, mediante la utilización de la energía de escape o desecho de un sistema de producción como insumo para el otro.** De ordinario la forma de energía primaria es la térmica (vapor) y la forma secundaria es o eléctrica o mecánica.

Otras de las medidas identificadas es el manejo de la demanda mediante la interrupción de cargas controladas por un microprocesador, esto se tomaría como una medida muy eficiente combinada con el uso de tarifas que castiguen a las industrias que tengan un mayor consumo en las horas pico, es decir, el pliego tarifario debe contemplar incentivos por desplazamiento de carga en las horas

pico, introducir tarifas binomias y que cubran únicamente los costos marginales de la energía eléctrica en las horas pico.

Otro de los puntos sería el cambio de los sistemas de producción que datan de varias décadas atrás por métodos de uso eficiente de la energía y que automaticen ciertos procesos industriales.

Una de las medidas generales debe ser la educación del personal involucrado en el trabajo no solamente industrial sino también el personal de oficina para el cuidado de la energía por el hecho de que nuestro país ya ha vivido la tragedia de no contar con el suministro eléctrico.

### **1.3.3 IMPLANTACION DE MEDIDAS**

La implantación de medidas de AD & UREE conllevan grandes problemas ya que la necesidad fundamental de cualquier programa es el financiamiento para el desarrollo del mismo, otro de los problemas con que nos encontramos es la oposición de ciertos industriales para contestar las encuestas y dejar tomar las mediciones en sus medidores, peor en el caso de tratar de realizar la AED, con otros industriales no hubo ningún problema más bien se contó con la colaboración de sus departamentos de mantenimiento eléctrico.

Un inconveniente adicional que afectara la implantación de las medidas identificadas es el hecho de que ninguna empresa cuenta con un diagrama unifilar actualizado, ni siquiera en algunos de los casos tenían el diagrama. Los departamentos eléctricos no cuentan con profesionales (ingenieros eléctricos para el manejo de su planta) ocasionalmente se contrata los servicios de un ingeniero para diseño de cámaras de transformación o para la corrección del factor de potencia, otro de los problemas es que nadie entendía como la Empresa Eléctrica emitía sus planillas de cobro.

En realidad los mecanismos de implantación deberán estar sujetos a convenios entre los clientes industriales participantes, productores de equipos eléctricos, ingenieros consultores y constructores eléctricos, las empresas distribuidoras y las empresas generadoras de energía eléctrica dado el nuevo esquema que tendrá el sector eléctrico en el futuro, estos convenios comerciales deberán enmarcarse dentro de un estudio de tarifas eléctricas para premiar el ahorro energético y el desplazamiento de carga en las horas pico, así como castigar a aquellos en cambio que en horas pico consumen mayores cantidades de energía eléctrica.

Las medidas evaluadas para su implantación han sido identificadas y se ha hecho un estudio económico – financiero de cada una de ellas, más detalles de este estudio se encuentran en el Capítulo VI.

#### **1.3.4 EVALUACION DE MEDIDAS**

Para la implantación en sí de las medidas identificadas y evaluarlas esto no será posible en esta tesis, por que las medidas identificadas no se han implantado, y por tanto no existe en sí un trabajo a evaluar, esperamos que la identificación de usos finales y pérdidas, así como el desplazamiento de carga como medidas de AD & UREE sirvan para que en una continuación de esta tesis se puedan evaluar matemáticamente y al detalle los beneficios que significarán para la empresa distribuidora, la generadora, a los clientes participantes, a los no participantes, a la sociedad en general, al medio ambiente, a la confiabilidad eléctrica del sistema. Por lo pronto nosotros hemos hecho una estimación de estos efectos que se presentan en el Capítulo VI.

## 1.4 METODOLOGIA EMPLEADA

Para el desarrollo del trabajo nos servimos de la metodología empleada por OLADE<sup>1</sup>, sobre la base de dicha metodología se determino el área piloto, luego se busco la información del alimentador del área piloto y de los clientes conectados al mismo, de los clientes se obtuvo los consumos históricos.

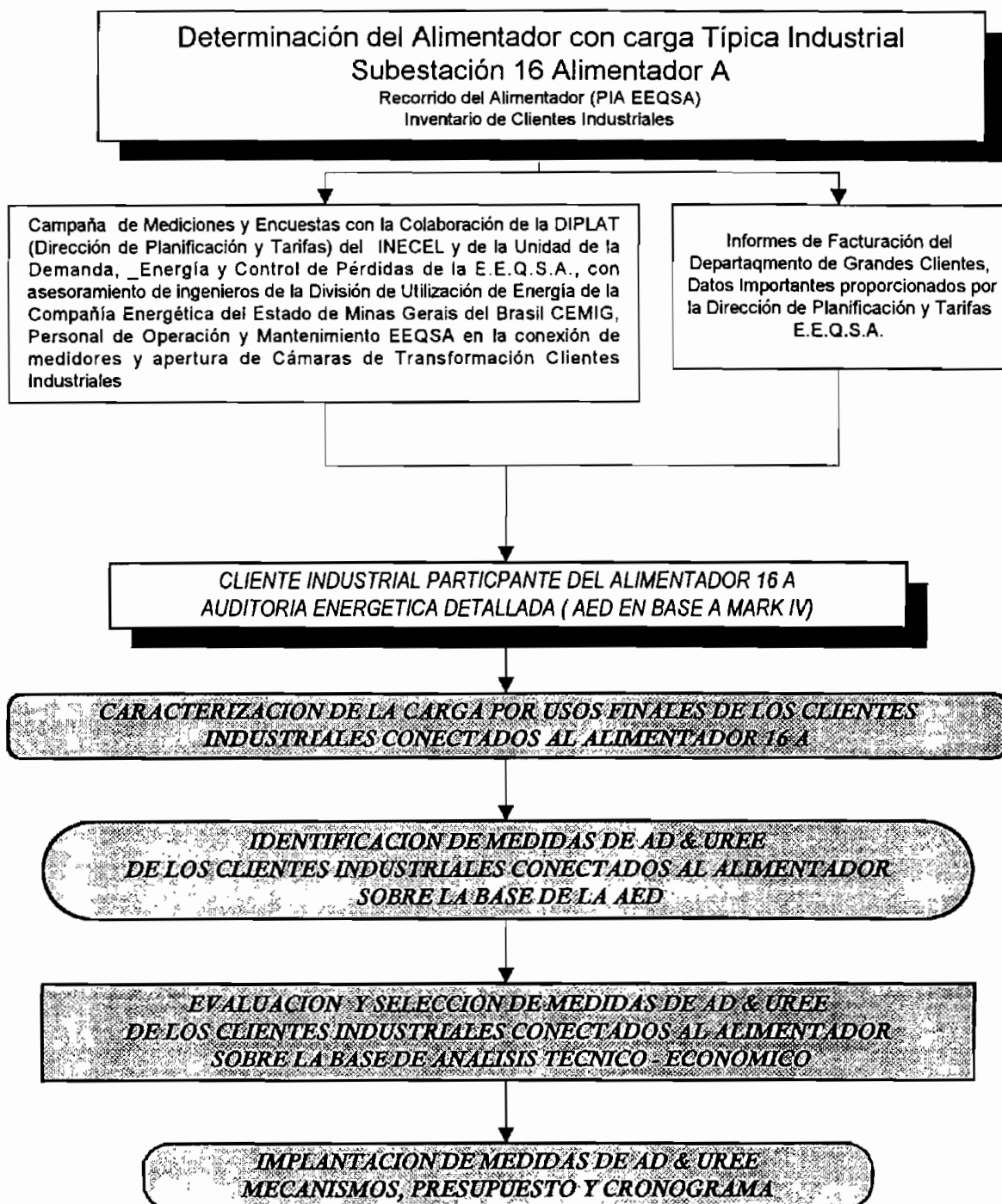
Con los datos de consumos históricos se procedió a iniciar la campaña de encuesta y mediciones, se instalo medidores electrónicos en los clientes que no disponían de los mismos, en la subestación se conecto un medidor electrónico para medir la curva de carga del alimentador. Una vez procesada la información de la curva de carga en una hoja electrónica, se procedió a conversar con los clientes industriales más representativos del alimentador realizándose la Auditoria Energética Detallada en aquella industria que tenía el mayor porcentaje de consumo y carga instalada que luego de muchas conversaciones evidencio interés para el desarrollo del estudio, esto se lo hizo para determinar la composición de la curva de carga por usos finales.

Sobre la base de todos estos datos se obtuvo una curva de carga representativa del alimentador, y del sector industrial. En el Gráfico No. 1.16 se presenta la metodología aplicada en el presente trabajo, en un diagrama gráfico en el que se detalla las instituciones y departamentos que coadyuvaron para la realización de esta tesis, de tal manera se puede identificar fácilmente la metodología utilizada y los pasos realizados en el presente trabajo.



Gráfico No. 1.16

## METODOLOGIA APLICADA EN EL ESTUDIO DE LA AD & UREE EN EL SECTOR INDUSTRIAL



## 1.5 RECURSOS

Los recursos de los cuales dispusimos para la realización del presente trabajo fueron de tres tipos el primer tipo fueron equipos, el segundo fue el recurso humano, es decir, el personal de las diferentes áreas de la EEQSA, el ex - INECEL y la empresa TENASA que nos ayudo tanto en la apertura de cámaras de transformación, instalación de medidores, toma de datos así como para la obtención del tercer tipo de recurso con que contamos que fue la información proporcionada. A continuación detallamos los recursos empleados en el presente trabajo, parámetros más detallados de los equipos y del software utilizado se encuentran en el Anexo No. 4.

### EQUIPOS

- Medidores electrónicos QUAD – 4, que disponían los clientes industriales del alimentador instalados por la EEQ.
- Tableros con Medidores Electrónicos QUAD – 4 proporcionados por la DIPLAT del ex - INECEL para aquellos clientes que no disponían del mismo y para medición en el alimentador, en este último se instalo en la subestación para medir la curva de carga del mismo.
- Computador PC portátil, Procesador 486-DX4 de 100 MHZ con 8 Mbytes de RAM y un Disco Duro de 540 Mbytes, con el programa LIM instalado para recolección de datos de los medidores con interfase óptica. Este computador fue proporcionado por el ex - INECEL.
- Programa (Software) LIM Plus para recolección de Datos de los Medidores Electrónicos, proporcionado por el ex - INECEL.

- Computador Personal, Pentium III 586 de 650 MHz con 256 Mbytes de RAM y un disco duro de 30 Gbytes de memoria, para el procesamiento de datos y almacenamiento de los mismos.
- Computador Personal, Pentium II 586 de 350 MHz con 128 Mbytes de RAM y un disco duro de 8.4 Gbytes de memoria, para el procesamiento de datos y almacenamiento de los mismos.
- Computador Personal Pentium 586 de 166 MHz con 16 Mbytes de RAM y un disco duro de 1.6 Gbytes de memoria, para el procesamiento de datos y almacenamiento de los mismos.
- Curso de Auditoría Energética con utilización del Programa Mark IV para auditoría energética proporcionado por los instructores brasileños de la CEMIG, manual de Campo y de ingeniería.
- Programa de Computación MARK IV de iluminación, energética proporcionado por los instructores brasileños de la CEMIG.
- Programas de Computación Office 2000, Autocad, Visio, etc.
- Multímetro Fluke 87 para mediciones eléctricas de la auditoría energética detallada.
- Pinza Amperimétrica para medición de corriente en la auditoría energética.
- Luxómetro 5200 KYORITSU para medición de niveles de iluminación.
- Medidor de puesta a Tierra KYORITSU.

- Registrador Eléctrico de Baja Tensión con memoria electrónica para determinación de curva de carga en equipos eléctricos, CODAM 603 proporcionado por Departamento de Manejo de la Demanda y Control de Pérdidas de la EEQSA y Computador portátil Pentium 586 de 166 MHz con 16 Mbytes de RAM y un disco duro de 2.2 Gbytes de memoria.

## **1.6 DETERMINACIÓN DEL ÁREA PILOTO (ALIMENTADOR) PARA LA APLICACIÓN DEL PLAN PILOTO DE AD & UREE.**

Para determinar el área piloto para el desarrollo del estudio de AD & UREE es necesario definir las características que debía tener el Alimentador Primario con carga típicamente Industrial en el que se realizará el estudio. En el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito se tiene dos sectores industriales bien definidos en la entrada norte y sur respectivamente, pero hace tres décadas se tenía el sector industrial en lo que hoy es el sector de la JIPIJAPA que recorre desde la Av. Gaspar de Villaroel al sector de Los Laureles en este sector se tiene atrapadas a las industrias textiles que datan de la década de los 50 este fue otro de los sectores considerados para la determinación del área piloto.

Para la determinación del alimentador para el estudio se tomo en consideración todos los alimentadores de la ciudad de Quito que cumplían con las siguientes características:

### ***Características del Alimentador Primario***

- *Clientes conectados al alimentador en los que predomine las grandes fábricas o plantas industriales (Clientes Industriales).*
- *Poco recorrido del alimentador.*
- *Concentración de un solo tipo de rama industrial.*

- *Clientes industriales que dispongan en su mayoría de contadores de energía electrónicos para registros de datos para la obtención de las curvas de carga.*

Sobre la base definida se tomo en cuenta a los siguientes alimentadores como posibles para iniciar el estudio:

- **Alimentador A, Subestación 16**, recorrido: parte de la Subestación ubicada en la Av. 6 de Diciembre y de las Hiedras llegando con cable subterráneo a la intersección De la Av. 6 de Diciembre con la Río Coca llega hasta la Av. Gaspar de Villaroel recorriendo el sector de la Calle París.
- **Alimentador A, Subestación 18**, recorrido: parte de la Subestación 18 ubicada en la Av. General Eloy Alfaro y De los Eucaliptos recorriendo por los sectores de la California Alta y llegando a Collaloma.
- **Alimentador D, Subestación 18**, recorrido: parte de la Subestación 18 ubicada en la Av. General Eloy Alfaro y De los Eucaliptos recorriendo por los sectores de El Carmen, Carapungo y llegando a la Población de Calderón.
- **Alimentador E, Subestación 18**, recorrido parte: de la Subestación 18 ubicada en la Av. General Eloy Alfaro y De los Eucaliptos recorriendo por los sectores de Carretas (Panamericana Norte llegando a Carapungo) y el Sector de Marianitas entre Carapungo y Calderón.
- **Alimentador A, Subestación 21**, recorrido: parte de la Subestación 21 ubicada en la Av. Pedro Vicente Maldonado, calle A y pasaje A, en el sector de Guajalo alimentando a los sectores de San Bartolo, El Calzado y llegando a la calle Joaquín Gutiérrez en el sector de El Recreo.

- **Alimentador B, Subestación 21**, recorrido: parte de la Subestación 21 ubicada en la Av. Pedro Vicente Maldonado, calle A y pasaje A, en el sector de Guajalo alimentando a los sectores de Solanda, Turubamba y Santa Rita.
- **Alimentador C, Subestación 21**, recorrido: parte de la Subestación 21 ubicada en la Av. Pedro Vicente Maldonado, calle A y pasaje A, en el sector de Guajalo alimentando a los sectores de Unión Popular, pasando por la Calle Morán Valverde y llegando en la Panamericana Sur hasta el Sector de la Ecuatoriana.
- **Alimentador D, Subestación 21**, recorrido: parte de la Subestación 21 ubicada en la Av. Pedro Vicente Maldonado, calle A y pasaje A, en el sector de Guajalo alimentando a los sectores de Guajalo, Yerba Buena y Argelia.

De todos estos alimentadores considerados el que cumplía con las características anotadas anteriormente fue el Alimentador A de la Subestación 16 que de aquí en adelante será conocido como alimentador 16 A, de la Subestación Río Coca (Subestación 16).

Estas son las características por las cuales fue elegido el Alimentador 16 A:

- *De los datos de capacidad instalada en transformadores se determino que predominaban los Clientes industriales).*
- *El recorrido del alimentador era de alrededor de 2 Km.*
- *Se tiene una gran cantidad fabricas Textiles en el alimentador.*

- *Del total de Clientes industriales casi un 60% disponían de contadores de energía electrónicos para registros de datos para la obtención de las curvas de carga.*

### **1.6.1 CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION 16**

La subestación 16 esta ubicada dentro del área urbana del distrito metropolitano de la ciudad de Quito, entre las calles Av. Río Coca y de las Hiedras cuenta con dos niveles de voltaje el de Alta Tensión de 46 KV alimentado desde la Subestación Norte con un recorrido de 3.6 Km y un conductor de 477 MCM de ACSR que llega a una estructura metálica en la cual se han dispuesto un juego de pararrayos y seccionadores tripolares, a través de un disyuntor se energizan dos transformadores de Fuerza de 15/20 MVA conectados en Delta – Estrella con el neutro puesto sólidamente a tierra.

El voltaje que nos entrega el secundario del transformador de Fuerza es de 6.3 KV, adicionalmente tiene dos alimentadores con disyuntores y barras individuales a 6.3 KV alojados en tableros metálicos autoprotegidos tipo metalclad (encapsulados), la conexión se realiza en forma subterránea y cable aislado para energizar un total de 9 alimentadores primarios a 6.3 KV y un banco de capacitores, los primeros 8 alimentadores se han codificado desde la letra A hasta la H el último se denomina TR; el banco de capacitores es de potencia 3.0 MVar. El primer alimentador denominado A es motivo del presente estudio.

En el Anexo No. 2 se presenta detalle del diagrama unifilar de la EEQSA y detalles de la Subestación No. 16

### **1.6.2 CARACTERISTICAS DEL ALIMENTADOR 16 A**

El alimentador arranca en la Subestación Río Coca ver Anexo No. 2 ubicada en la Av. Del mismo nombre y la calle De las Hiedras con un cable tripolar

subterráneo aislado para 8 KV, apareciendo en la Av. 6 de Diciembre acera izquierda en sentido norte – sur, este cable termina en un bote terminal tripolar y de allí tiene una estructura de seccionamiento de 600 A, con seccionadores tipo abierto de 600 A iniciando su recorrido como una línea trifásica de Alta Tensión de 6300 Voltios y de Sección de conductor de 477 MCM de aluminio con alma de acero ACSR, este alimentador aéreo cruza a la acera opuesta a la altura de la calle Louvre siguiendo su recorrido en sentido sur – norte por la Av. 6 de Diciembre cruzando la Av. Tomás de Berlanga a la altura de la intersección con la Avenida De los Granados se produce una derivación hacia el este de esta calle y otra que continua por la Av. 6 de Diciembre terminando el recorrido en la acera derecha sentido sur- norte antes del redondel de la Av. Gaspar de Villaroel.

En el alimentador 16 A predomina la industria textil, fábricas que fueron instaladas en la década de los años sesenta, este alimentador fue escogido en razón de su corto recorrido (menor a 2 Km), además se caracteriza por no ser un sector comercial sino más bien del tipo industrial, tenía dos clientes comerciales importantes uno era el SUPERMAXI ubicado en la 6 de Diciembre y Tomás de Berlanga y el otro era la Clínica El Batán diagonal al SUPERMAXI. Además alimenta a una serie de transformadores tipo residencial que tienen acometidas de baja tensión subterráneas así como el alimentador de alta tensión para los transformadores es también parte del 16 A en una derivación subterránea que parte de la cámara de transformación del Edificio de la Clínica El Batán recorriendo por la acera derecha sentido este – oeste de la Av. Tomás de Berlanga llegando hasta la calle París donde alimenta a clientes residenciales tanto en el sentido norte como en el sur.

Conocidos los parámetros del alimentador, su recorrido, los clientes industriales conectados al mismo podemos decir que se tiene totalmente identificada el área piloto para poder desarrollar la metodología antes propuesta.



## **CAPITULO 2**

### **RECOPILOCIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE CARGA**

#### **2.1 DEFINICIÓN GENERAL DE PARÁMETROS**

Previo a la presentación de la información recopilada dentro de la metodología adoptada y detallada en el Capítulo I, es necesario que se definan ciertos conceptos que serán utilizados en esta tesis:

##### **2.1.1 DEMANDA ELECTRICA.**

La demanda eléctrica de una instalación o de un sistema, se define como la potencia eléctrica medida en los terminales de recepción del cliente promediada sobre un intervalo de tiempo (Intervalo de Demanda).

La variable a ser considerada es la potencia eléctrica y esta puede ser expresada en kilovatios, kilovars, kilovatios amperios (KVA), o en otra unidad aplicable a la variable carga.

### **2.1.2 INTERVALO DE DEMANDA ELECTRICA.**

Este intervalo es el espacio de tiempo sobre el cual se promedia la potencia eléctrica para obtener el parámetro demanda eléctrica, los períodos más comunes sobre los que se promedia la carga son de 15, 30 o 60 minutos.

En este trabajo se ha tomado como intervalos de mediciones para determinar las curvas de carga de los clientes industriales así como el del alimentador 16 A, el intervalo de 15 minutos. Para la obtención de la curva de carga promedio y del día de demanda máxima se obtuvo datos entregados por el Departamento de Planificación y Tarifas de la EEQSA en el intervalo de 1 hora, y que se presentan en el Anexo No. 10.

### **2.1.3 DEMANDA MÁXIMA.**

La demanda máxima de una instalación o un sistema es la mayor de todas las demandas que han ocurrido durante un período determinado de tiempo, pudiendo ser estas diarias, semanales, mensuales, o anuales. Se ha tomado como períodos para obtener las demandas máximas los siguientes intervalos:

- Demanda Máxima Diaria (24 horas)
- Demanda Máxima Mensual (30 días)
- Demanda Máxima Anual (12 meses)
- Demanda Media (Promedio de las Demandas Máximas de los datos históricos proporcionados por la EEQ).

#### **2.1.4 DEMANDA DIVERSIFICADA O COINCIDENTE.**

Demanda diversificada es la demanda simultánea de un grupo promediada sobre un intervalo de tiempo particular, también se puede definir como la suma de las demandas de cada una de las cargas particulares sobre el intervalo de tiempo particular, para un momento dado.

#### **2.1.5 DEMANDA NO COINCIDENTE.**

Esta demanda es la suma de las demandas no simultaneas de un grupo de cargas sin restricciones de intervalo al cual cada demanda se aplica.

Las demandas que se consideran usualmente son las demandas máximas individuales, por lo tanto se hace referencia a la demanda máxima no coincidente. Como esto es aplicable a un número particular de cargas, la máxima demanda no coincidente es un indicativo del promedio de la máxima demanda individual y no del grupo.

#### **2.1.6 DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL.**

La demanda máxima individual es la mayor de todas las demandas individuales que ha ocurrido en un período determinado de tiempo.

#### **2.1.7 FACTOR DE DEMANDA.**

El factor de demanda se define como la relación entre la demanda máxima de un sistema y la carga total conectada al mismo (Carga instalada). El factor de demanda indica el porcentaje de la carga conectada que está operando simultáneamente, se puede expresar mediante la siguiente fórmula:

$$F_{\text{dem}} = \frac{\text{Maxima demanda}}{\text{Carga instalada}}$$

### 2.1.8 FACTOR DE CARGA.

El factor de carga se define como la razón entre la demanda media promediada en un determinado período de tiempo y la demanda máxima que ocurre en dicho período.

Básicamente el factor de carga indica el grado con el cual el pico de carga esta sustentando durante un período. Matemáticamente se puede expresar:

$$F_{\text{car}} = \frac{\text{Demanda media}}{\text{Demanda maxima}}$$

## 2.2 CURVAS DE CARGA.

Para realizar un programa de AD & UREE es necesario conocer como se comporta la carga eléctrica en el transcurso del tiempo, para lo cual se utiliza el estudio de la curva de carga que se define como una curva que gráfica la relación Potencia contra el tiempo, que muestra el valor de una carga específica para cada unidad del período cubierto, pudiéndose obtener la energía consumida por el sistema que se determina como el área bajo la curva y viene expresada en Kilovatios – hora (KWh)<sup>(14)</sup>.

La curva de carga es una representación gráfica de la potencia eléctrica solicitada por el consumidor eléctrico en función del tiempo, esta debe tener valores característicos y que no se alejen de los valores promedios de consumo.

El área bajo la curva de carga representa la *energía eléctrica* consumida por el cliente durante ese período y viene expresada en KiloVatios hora (KWH), existen zonas de la curva más pronunciadas o puntas a las que se denominan "**picos**" (en las que el requerimiento de generación de potencia eléctrica es mayor) y otras depresiones denominadas "**valles**" en los cuales el consumo de energía es menor.

El objetivo de la obtención de la curva de carga es modularla, es decir, una curva de carga modulada es una curva en la que tratamos de desplazar los "picos" hacia los "valles" de modo de volverla horizontal y evitar las "Horas Pico", y en consecuencia disminuir el consumo de energía eléctrica de generación durante ciertas horas del día.

Para el presente trabajo se han definido tres tipos de bandas u "horas tipo" dentro de la curva diaria de carga y que son:

- "Horas bajas"                      De 21:00    a        8:00
- "Horas medias"                    De 8:00     a        18:00
- "Horas Pico"                      De 18:00    a        21:00

### 2.2.1 CURVA DE CARGA INDIVIDUAL

*"Una curva de carga individual es el resultado de la forma de utilizar la energía eléctrica por parte del individuo. Una definición correcta del concepto de curva de carga debe indicar el intervalo para el cual se integra así como el período de tiempo para el cual se la considera"* <sup>(14)</sup>.



### 2.2.2 CURVA DE CARGA DIVERSIFICADA.

*"Las características de los equipos que sirven a un grupo de cargas individuales se determinan a partir de los valores de máximas demandas diversificadas. Debido a que una curva de carga diversificada refleja el comportamiento del grupo de abonados individuales, cada una significa un paso en la determinación de las características del sistema"* <sup>(14)</sup>.

Según sea del caso se puede obtener curvas de carga promedio por días típicos de la semana, días laborables, días festivos, etc.

Las curvas de carga definidas para el presente trabajo son diarias, promediadas por día de la semana, definidas de la siguiente manera:

|        |                |
|--------|----------------|
| Tipo 1 | Día lunes      |
| Tipo 2 | Día Martes     |
| Tipo 3 | Día miércoles. |
| Tipo 4 | Día jueves     |
| Tipo 5 | Día viernes    |
| Tipo 6 | Día sábado     |
| Tipo 7 | Día domingo    |

Las curvas de carga del tipo1 al tipo 5 son también conocidas como días laborables, y las del tipo 6 y 7 como de días festivos, sin esto querer decir que se pudiese intercambiar el comportamiento ya sea por el tipo de operación y turnos de las industrias o por el hecho de que realmente se produzcan fechas cívicas o festivas. *En el procesamiento de la información se incorporo los días festivos a los días Domingos.*

### **2.2.3 CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR.**

Aquí se define la curva de carga del alimentador primario de la subestación Río Coca designado como 16 - A. En esta curva de carga diversificada se presenta la carga total del alimentador, la misma que esta compuesta por la demanda coincidente de los sectores industrial, comercial, residencial, alumbrado público y pérdidas tanto técnicas como negras. Esta curva de carga permitirá observar el comportamiento de la carga, lo que a su vez determinará el tipo de carga que predomina en el alimentador primario que estamos estudiando de acuerdo con su influencia de cada uno de ellos.

### **2.2.4 CURVA DE CARGA DE LA EEQSA**

En esta curva de carga diversificada se presenta la carga total del sistema eléctrico Quito, la misma que se estableció de los datos proporcionados por el CENACE de la entrega de energía en la Subestación Eléctrica Santa Rosa, y de la suma de la generación hidráulica y térmica propia de la Empresa Eléctrica Quito.

Esta curva de carga permitirá observar el comportamiento de la carga, lo que a su vez determinará el tipo de carga que predomina en el Sistema Quito.

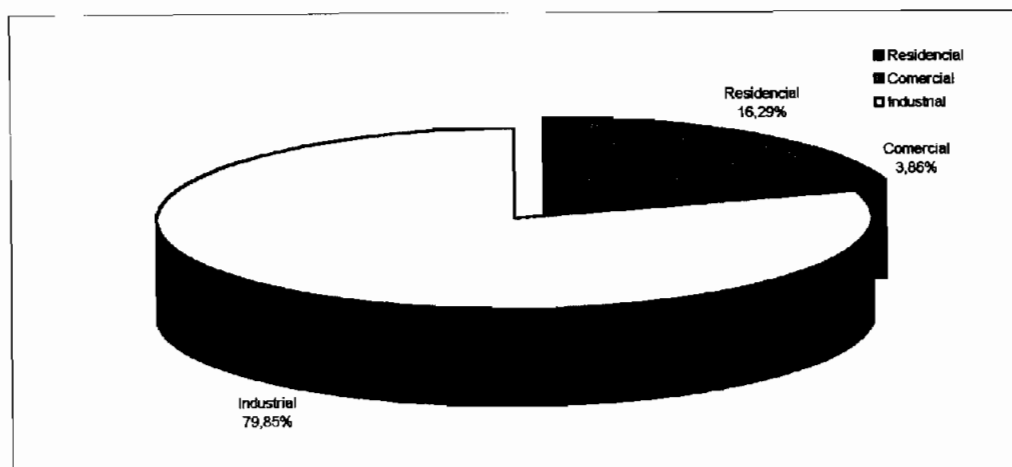
### **2.2.5 INVENTARIO DE CLIENTES CONECTADOS AL ALIMENTADOR.**

Los datos obtenidos de parte de la EEQSA del departamento Programa de Inventarios y Avalúos (PIA), se procedieron a verificarlos en el campo, para lo cual se realizó el respectivo recorrido del alimentador primario y su actualización, a nivel de centros de transformación, lo que permitió identificar el tipo de cliente que esta servido del mencionado centro de transformación, sean estos, transformador en torre o en cámara de transformación.

En el recorrido realizado para identificar los clientes conectados al Alimentador Primario 16 - A, se constato que el alimentador sale de la Subestación Río Coca en forma subterránea hasta la esquina Sur occidental de la Av. Seis de Diciembre y Río Coca, dirigiéndose hacia el Sur hasta la Av. Tomás de Berlanga, teniendo ramificaciones hacia el Occidente ramal en el cual se verificó la existencia de una red subterránea que sirve a urbanizaciones residenciales, según se puede ver en el plano del Gráfico No. 1.17

En el Cuadro No. 2.1 se presenta la dirección del centro de transformación, sea este en cámara de transformación o transformador en torre, así, como la potencia instalada en transformadores, y el tipo de cliente al cual está sirviendo dicho transformador. La codificación utilizada para identificar al tipo de cliente según el transformador es Comercial (C), Industrial (I) y Residencial (R).

**Gráfico No. 2.1**  
**RESUMEN POR SECTOR DE CAPACIDAD INSTALADA**  
**EN TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR 16 A**  
**DE LA SUBESTACION RIO COCA**





Del Cuadro No. 2.2 se observa que de los 8.026 KVA de capacidad instalada en transformadores de distribución, 6.409 KVA., corresponden a clientes industriales que equivale al 79.85%, mientras 1.308 KVA que es el 16.29% corresponde a residenciales, quedando tan solo 310 KVA igual al 3.86% a clientes comerciales. Lo anteriormente anotado nos demuestra que el alimentador tiene una característica de tipo industrial de casi el 80 % de la capacidad instalada.

#### **2.2.6 HISTORIA DE CONSUMOS DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES CONECTADOS AL ALIMENTADOR.**

De parte de la Empresa Eléctrica Quito, se ha obtenido información de consumo para los clientes Industriales a partir de diciembre de 1991 hasta octubre de 1999 con excepción del cliente denominado Jabonerías Wilson No. 4, de la cual solamente se tiene consumos a partir de Abril de 1994.

Con esta información se podrá observar la tendencia del consumo de energía promedio mensual de cada una de los clientes industriales conectados al alimentador primario 16 A, y determinar si existe un consumo uniforme o existe periodicidad durante el año que produzca un diferente comportamiento, ya sea por temporadas o estaciones, etc., lo que permitirá aplicar posteriormente medidas de AD & UREE.

Al ser una serie temporal el conjunto de datos de consumo eléctrico, es decir, un conjunto de datos ordenados en función del tiempo el estudio de los mismos es un instrumento extremadamente poderoso para el conocimiento del mercado eléctrico y cualquier persona dedicada a la planificación del sistema eléctrico puede obtener grandes beneficios de un conocimiento de las técnicas de análisis de las series temporales. Los objetivos del procesamiento de las series temporales y específicamente del consumo eléctrico son:

**Cuadro No. 2.1**  
**CENTROS DE TRANSFORMACION DEL ALIMENTADOR 16 A DE LA**  
**SUBESTACION RIO COCA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.**

| TIPO | CENTROS DE TRANSFORMACION   | DIRECCION            |     |                      | POTENCIA |
|------|-----------------------------|----------------------|-----|----------------------|----------|
|      |                             |                      |     |                      |          |
| I    | DELLTEX (1)                 | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | DE LAS PALMERAS      | 710      |
| I    | WILSON (1)                  | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 300      |
| I    | WILSON (2)                  | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 630      |
| I    | WILSON (3)                  | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | AV. 6 DICIEMBRE      | 75       |
| I    | WILSON (4)                  | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | AV. 6 DICIEMBRE      | 45       |
| I    | LANAFIT (1)                 | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | TOMAS DE BERLANGA    | 700      |
| I    | SINTOFIL (1)                | GASPAR DE VILLAROEEL | S/N | AV. 6 DICIEMBRE      | 400      |
| I    | TENASA (1)                  | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 576      |
| I    | TENASA (2)                  | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 613      |
| I    | TENASA (3)                  | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 1800     |
| I    | TEXTIL LA EUROPEA           | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | GASPAR DE VILLAROEEL | 500      |
| I    | DAMASCO Y MOANPLAST         | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | AV. 6 DICIEMBRE      | 60       |
| C    | SUPERMAXI PLAZA EL INCA     | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | TOMAS DE BERLANGA    | 160      |
| C    | CLINICA EL BATAN            | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | TOMAS DE BERLANGA    | 75       |
| C    | T. 15682                    | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N |                      | 75       |
| R    | URB. 6 DE DICIEMBRE         | PARIS                | S/N | LAUVRE               | 45       |
| R    | URB. 6 DE DICIEMBRE         | PARIS                | S/N | MURTINE              | 45       |
| R    | URB. 6 DE DICIEMBRE         | VICTOR HUGO          | S/N | PARIS                | 75       |
| R    | MARIO CEVALLOS              | AV. RIO COCA Y PARIS | S/N | PARIS                | 75       |
| R    | URB. BECDACH                | LOUVRE               | 318 | ISLA PIZON           | 75       |
| R    | URB. 6 DE DICIEMBRE         | ISLA PINZON          | S/N | LOUVRE               | 45       |
| R    | URB. BECDACH                | CLAUDEL              | S/N | ISLA PIZON           | 45       |
| R    | S/N                         | TOMAS DE BERLANGA    | S/N | ISLA PIZON           | 45       |
| R    | S/N                         | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | TOMAS DE BERLANGA    | 45       |
| R    | TORRES GRANADA (SAN ISIDRO) | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | TOMAS DE BERLANGA    | 500      |
| R    | T. 28329                    | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | PARIS                | 38       |
| R    | T. 51544                    | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | PARIS                | 50       |
| R    | T. 3833                     | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | PARIS                | 75       |
| R    | T. 12375                    | AV. DE LOS GRANADOS  | S/N | PARIS                | 90       |
| R    | T. 1329                     | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N |                      | 45       |
| R    | T. 1332                     | AV. 6 DICIEMBRE      | S/N | AV. DE LOS GRANADOS  | 15       |

**Cuadro No. 2.2**  
**RESUMEN POR SECTOR DE CAPACIDAD INSTALADA**  
**EN TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR 16 A**  
**DE LA SUBESTACION RIO COCA**

|                            | %      | KVA  |
|----------------------------|--------|------|
| TOTAL KVA INDUSTRIALES     | 79,85  | 6409 |
| TOTAL KVA RESIDENCIALES    | 16,29  | 1308 |
| TOTAL KVA COMERCIALES      | 3,86   | 310  |
| TOTAL KVA ALIMENTADOR 16 A | 100,00 | 8026 |

1. Crear un modelo del fenómeno observado que permita describir la variabilidad del mismo, para su posterior control en el caso del consumo eléctrico permite la elaboración de modelos de despacho de cargas y dimensionamiento de las instalaciones (disponibilidad de potencia).
2. Extraer conclusiones estadísticas sobre el fenómeno, principalmente en términos de repetición del fenómeno observado.
3. Realizar previsiones respecto a posibles comportamientos futuros.

#### **2.2.6.1 Las series temporales en el consumo eléctrico**

La observación del consumo eléctrico desde el punto de vista de las series temporales tiene como objetivo los siguiente puntos:

1. Obtención de valores de carga o de demanda máxima de los transformadores de distribución
2. Obtención de demandas máximas por consumidor y por grupo de consumidores
3. Obtención de demandas máximas por usos finales
4. Realizar proyecciones de consumo y de la demanda futuros

Para el procesamiento de la información con las series de consumo eléctrico el primer problema encontrado es el de estabilidad, de hecho la facturación a pesar de ser realizada en intervalos mensuales, presenta desvíos bastante grandes en la lectura, y de cualquier forma el intervalo mensual del calendario gregoriano es en realidad un intervalo que varía de un mínimo de 28 días a un máximo de 31 días, por tanto, también la lectura mensual, si ocurriese

puntualmente en el mismo del mes presentaría una variación de 31/28, o 10.7% entre enero, febrero y marzo que son meses críticos. Por otro lado, existiendo en los diferentes meses días festivos no es viable la repetición de la lectura en el mismo día del mes.

Para el caso de la EEQSA la lectura de los medidores lo trata de realizar el mismo día cada mes presentándose las variaciones antes anotadas, esto se lo realiza ya que dispone de un sistema computacional de facturación que trata de repetir las lecturas el mismo día de cada mes, cuando no se produce la lectura el programa realiza un cálculo estimativo en base a los doce meses anteriores de consumo y por tanto se produce una facturación estimada.

El conjunto de estos problemas, y otros que pueden ocurrir, crean un disturbio en la serie de datos temporales que los especialistas en teoría de las comunicaciones acostumbran a llamar "*ruido blanco*", ruido ya que es una señal falsa, no verdadera, y blanco porque sus distribución se manifiesta en todas las frecuencias.

Para evitar este tipo de distorsiones se utiliza el método no paramétrico de medias móviles, ya que el consumo eléctrico se presenta en general confuso y ambiguo. El ruido blanco ocasionado por los errores en el levantamiento o hasta de la propia naturaleza de los eventos, dificulta la interpretación, que es aún más complicada por el hecho de que muchas veces los valores envueltos pueden parecer sin significado. Mediante los métodos no paramétricos se utilizan una serie de herramientas para evidenciar el fenómeno investigado o para verificar hipótesis sobre el comportamiento de la serie.

El procedimiento básico de depuración de los datos consiste en la utilización de filtros, transformando la serie original, con un operador de media móvil donde:

$$X_{mn} = \frac{(X_{n-m} + X_{n-m+1} + X_n + \dots + X_{n+m-1} + X_{n+m})}{m}$$

donde:

$X_{mn}$  = La media móvil del n elemento;  
 m = Número entero que indica el número de elementos de la media móvil, cuyo paso será determinado de  $2m+1$ , siempre impar siendo 3, 5, 7 .....

Así obtenemos una nueva serie, que tendrá  $2m$  elementos menos que la serie original, y el ruido blanco habrá sido retirado, más la integral de sus elementos (serie nueva) será igual a la integral de los valores originarios.

La elección del paso de la media dependerá de la finalidad del análisis o del tipo de ruido blanco que se quiere retirar. En el caso que nos ocupa estamos tratando de aislar un fenómeno a nivel mensual como lo es la estacionalidad del consumo eléctrico de los clientes industriales del alimentador 16 – A, por lo que el paso deberá ser lo suficientemente estrecho para garantizar la autenticidad del fenómeno ya que si la media móvil fuese igual al número de meses de la estacionalidad este será diluido o en ciertos casos hasta anulado.

Dado que los procedimientos de lectura de la EEQSA están bien organizados podemos utilizar una media móvil de 3 elementos, que es suficiente para eliminar el efecto gregoriano de la variación del número de días entre meses, y eventuales desvíos de la lectura.

De los datos proporcionados por la EEQSA se procedió a calcular la nueva serie a partir de la media móvil de tres elementos de los consumos históricos promedios (distribución normal) para ajustar los consumos debido a que los valores de medición realizados por la empresa no se lo realiza exactamente cada

mes, lo que ocasiona que en ciertos meses se tenga lecturas de más de treinta días, mientras que en otros es menor.

Los consumos históricos de los clientes industriales del alimentador primario 16 A, curvas de consumo históricos, curvas promedio de consumo, evolución de demanda individual facturada, evolución de la demanda máxima facturada, se encuentran en el Anexo No 5.

### **2.3 MEDICIONES PARA DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE CARGA.**

En esta parte del capítulo se determinará los parámetros que permitan obtener las curvas de carga tanto del alimentador primario 16 - A., como también, las curvas de carga de los clientes industriales conectados al alimentador, aclarando que esto se puede aplicar a cualquier clase de cliente, alimentador primario, subestación, que se desee analizar.

Las mediciones se las realizó tanto en la subestación como en los clientes en el mismo período de tiempo, comprendido entre el 25 de marzo de 1996, fecha en que se comenzó con la campaña de medición hasta el 12 de Agosto de 1997 y una nueva campaña para la revalidación de datos se la hizo en el mes de septiembre de 1999 y en el mes de marzo del 2000, para aquellas industrias en las cuales los consumo históricos nos indicaban cambio en sus consumos, instalaciones nuevas o corrección del factor de potencia.

La campaña de medición consistió en la instalación de medidores electrónicos proporcionados por la Dirección de Planificación y Tarifas del ex - INECCEL, en las industrias en las cuales la EEQSA. no disponía de estos registradores y el procesamiento de datos o "baja" de los mismos en los ya existentes, posterior a la instalación, se procedió a la verificación de la

programación de los registradores tanto de los equipos de propiedad de la EEQSA, como los instalados en este proceso de obtención de datos, constatar su correcto funcionamiento, reprogramar en algunos casos, extracción de la información, retiro de los medidores de propiedad del ex - INECEL, y procesamiento de la información.

Las mediciones realizadas a nivel de cámara de transformación se la realizó en Alta Tensión, para lo cual se utilizó transformadores de potencial y transformadores de corriente existentes en las mismas, el diagrama de conexiones utilizadas para la instalación de los medidores electrónicos se describe en el Anexo No.6. El levantamiento de los datos se los realizo con la utilización de un interfase serial óptico que se lo conectaba al medidor QUAD-4 que dispone de un pórtico serial especial para dicho elemento y el otro terminal era un terminal de tipo serial normal que se conectaba al computador portátil proporcionado por el ex - INECEL.

Este proceso ha permitido tener las curvas de carga individuales de cada uno de los clientes, así como la curva de carga diversificada del alimentador primario 16 - A, definidas para un mismo intervalo de tiempo y para un mismo período, lo que posteriormente servirá para analizar la influencia de cada uno de clientes participantes en la curva de carga total del alimentador primario.

Dada la característica del alimentador primario 16 - A, por ser pequeño tanto en recorrido como en número de usuarios Industriales servidos por el mismo, las mediciones se las realizo en todos los clientes Industriales, lo que permitió trabajar con curvas de carga reales de cada uno de los participantes.

### **2.3.1 MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR PRIMARIO.**

En el alimentador primario 16 A. de la Empresa Eléctrica Quito, se obtiene los datos a través de un medidor electrónico de demanda del mismo tipo que para los clientes, es decir, un QUAD-4, que registra potencia activa y reactiva trifásica, las convenciones de cuadrantes se encuentran también en el Anexo No. 6, el medidor almacena en memoria conjuntamente con el período de tiempo en el cual fue realizado.

Estos parámetros fueron medidos a la salida del alimentador primario de la subestación, con un voltaje de 6.000 Voltios, los parámetros a medirse fueron potencia activa y reactiva cada quince minutos, dicha información es almacenada en el Medidor con memoria electrónica para luego ser descargada a un computador para ser procesada. La conexión fue realizada en los terminales de los transformadores de corriente y potencial que dispone los tableros de control de la subestación.

De la información obtenida fue necesario realizar una depuración de tal manera de que esta, sea para las industrias y el alimentador primario obtenida para el mismo período de tiempo.

La información obtenida de estos registradores es:

- Potencia activa positiva, que corresponde a la potencia que entrega la EEQSA.
- Potencia Activa negativa, que corresponde a la potencia que la EEQSA compra a cualquiera de sus abonados por generación propia del cliente.



- Potencia reactiva de primer cuadrante, registra la potencia reactiva cuando la carga eléctrica tiene características inductivas.
- Potencia reactiva de cuarto cuadrante, registra la potencia reactiva cuando la carga eléctrica tiene características capacitivas.

Con estos parámetros se puede calcular tanto el factor de potencia, energía y se puede graficar las curvas de carga que permita visualizar el comportamiento de la misma en el transcurso día, semana, mes, etc. de acuerdo a los requerimientos.

### **2.3.2 MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA DETERMINAR LA CURVA DE CARGA DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES**

En este caso igual que en el del alimentador primario se utilizará un medidor electrónico QUAD-4 con memoria que almacene las medidas de potencia activa y reactiva en el transcurso del tiempo, esto se hará de acuerdo a la configuración de cada uno de los clientes, en este caso se hicieron dos tipos de mediciones unas en AT y otras en BT a nivel de salida del transformador o cámara de transformación, lo que permitirá obtener la curva de carga de cada uno de los clientes industriales participantes en el estudio, dado el caso que cada uno de ellos tenga al menos su cámara de transformación o transformador propio.

Las curvas de carga promedio de cada día de los clientes industriales y del Alimentador Primario 16 - A, se presentan en el Anexo No. 10, en estos gráficos se incorpora los valores máximos, mínimos y medios de potencia activa, reactiva, factor de potencia y la desviación normal. Cabe resaltar el hecho de que los datos fueron procesados en la hoja electrónica de MICROSOFT EXCEL y que así mismo los gráficos fueron obtenidos de los datos procesados. Para la descarga de los datos registrados en la memoria del computador se utilizó el programa de computación **LIM Plus 6.0** que es un programa que "baja" los datos almacenados

por el registrador electrónico QUAD-4. El LIM es un Módulo Interrogador Local y "está garantizado para leer datos tipo pulso" esto permite que el programa funcione como una estación central de recolección de datos pese a estar cargado en un computador portátil. Este programa como ya dijimos utiliza un interfase óptico para recolectar los datos, este *crea un archivo ASCII* que contiene los parámetros de operación que han sido registrados en el medidor electrónico QUAD-4.

## **2.4 ENCUESTA AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA AD & UREE.**

Dada la diversidad de usos, que se puede dar a la energía eléctrica en el sector industrial, se requiere determinar cuales son estos requerimientos y de esta manera descomponer la curva de carga obtenida mediante la medición, de acuerdo a los usos finales que se da a esta energía.

Para el programa de Utilización Racional de la Energía Eléctrica se realizó una Auditoría Energética Detallada con el cliente más representativo del alimentador que fue la industria textil TENASA por las razones que se exponen más adelante en este estudio en el capítulo IV.

### **2.4.1 FORMULARIOS DE ENCUESTA**

Con las curvas de carga individuales se puede ver la influencia de cada uno de los usos finales, y en cuales permiten manejar la carga que es uno de los objetivos de esta tesis.

Con el cliente participante se realizó la auditoría energética detallada (AED) en base del software MARK IV, para lo cual se utilizaron sus formularios,

los manuales de ingeniería (base teórica sobre la cual se desarrollo el programa, iluminación, motores, transformadores, calderos, aire acondicionado, etc.) y de campo (metodología para el levantamiento de la información en la auditoría energética detallada).

#### **2.4.1.1 Formularios y términos de referencia para la realización de las encuestas**

Las encuestas deben proporcionar la información necesaria para la graficación de las curvas de carga con la mayor precisión, por lo que se tomará como base los formularios del programa de ahorro energético MARK IV, en las cuales una será de identificación de la industria, las siguiente permitirán determinar los usos finales de la energía, el tiempo de uso de iluminación, motores y máquinas eléctricas, otros equipos eléctricos como tableros, conductores relés, breakers, transformadores, calderos, aire acondicionado, datos importantes de producción, planillas eléctricas, etc.

La información fue solicitada al responsable de la sección de producción o persona que tenga conocimiento del desenvolvimiento del sitio encuestado, de tal manera que los datos sean confiables y no se tenga distorsión con las curvas obtenidas de las mediciones.

En el proceso de elaboración de las encuestas fue necesario realizar varias pruebas, para ver la facilidad para obtener la información y que esta no sea cansada para el encuestado.

Los formularios utilizados constan en el Anexo No. 3

## 2.5 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Se realizó un cronograma con la Dirección de Planificación y Tarifas del ex - INECEL (DIPLAT) para la colocación de medidores faltantes en las plantas industriales que no disponían de este tipo de medidor, esto demoró alrededor de un mes y medio, ya que el personal del ex - INECEL debía cumplir con otros trabajos, una vez instalados los medidores en las industrias se procedió a la colocación del medidor del alimentador 16 A en la subestación Río Coca para lo cual se contó con la ayuda del departamento de Subestaciones de la EEQ que nos indicaron cual era el sitio adecuado para la instalación del medidor en especial de los terminales de los transformadores de corriente y de tensión propios de los tableros de control de la subestación donde fue instalado un medidor QUAD-4.

Terminada la instalación de medidores se programó los mismos para tener una uniformidad en los datos a ser procesados esto tomó un período de cuatro semanas ya que se tenía la necesidad de contar no solamente con personal de la DIPLAT encabezado por el Ing. Nelson Suárez sino también la necesidad de personal del departamento de Operación y Mantenimiento de la EEQ que disponen de las llaves para el ingreso en las cámaras de transformación de las plantas industriales.

Pasado un período de tiempo de un mes y medio se programó una toma de datos inicial para verificar que los medidores estaban funcionando de una manera normal de acuerdo a la programación realizada por el Ing. Suárez, al realizar esta toma de datos de los medidores nos encontramos con novedades ya que el departamento de Grandes Clientes de la EEQ había realizado una nueva programación la cual no contemplaba algunos de los parámetros necesitados por nosotros, por lo que se conversó con el jefe del Departamento y se procedió a realizar una nueva programación. A dos semanas de esta última programación hicimos una nueva verificación en los medidores instalados en los cuales se

encontró que algunos no habían tomado mediciones por lo que se procedió a su reprogramación. En la validación realizada en el mes de septiembre se volvió a descargar los datos almacenados en los medidores electrónicos y a procesar las curvas de carga comparándolas con las que ya se había obtenido con anterioridad, luego de esto se proceso en una hoja electrónica y se gráfico las curvas de carga en la misma herramienta de software.

Dado el tiempo transcurrido se revalido en el mes de septiembre de 1999 y en el mes de septiembre del 2000 los datos procesados en el 98, esto se lo realizo en contando con la participación del Departamento de Grandes Clientes de la EEQSA, quienes realizaron la toma de datos de los clientes que para esta fecha ya disponían de los medidores electrónicos, cabe resaltar el hecho de que previo a esto se procedió a realizar una programación de los medidores para obtener los parámetros eléctricos que nosotros necesitamos para el presente estudio.

Con los datos recolectados se proceso y se obtuvo las curvas de carga, comparándolas con las obtenidas en la campaña de mediciones y llegando a graficar las curvas definitivas que se presentan en el Anexo No. 10 que son las que se utilizaron en este estudio para obtener los resultados definitivos.

## **CAPITULO 3**

### **METODOLOGÍA A UTILIZARSE EN LA AUDITORIA ENERGÉTICA ORIENTADA A LA AD & UREE EN EL SECTOR INDUSTRIAL.**

#### **3.1 GENERALIDADES**

Este Capítulo tiene por objetivo orientar al usuario en cuanto a la aplicación de la metodología del Programa de AD & UREE, que pretende identificar y cuantificar los potenciales de ahorro energético en el sector industrial, indicando las medidas a ser adoptadas.

Al enmarcarse esta tesis dentro de un plan piloto auspiciado por la Empresa Eléctrica Quito, los objetivos planteados son:

- Promover el entrenamiento del personal de la empresa y de los profesionales en general, envuelto con los diagnósticos, capacitándolos para evaluar los potenciales de conservación de energía y prestar orientación técnica a los clientes;

- Definir ramos de actividades, preferidos por el Estado Ecuatoriano, teniendo por base la participación de los mismos en el mercado;
- Identificación del potencial de conservación de energía para esas actividades;
- Formar un banco de datos sobre usos finales de energía, teniendo como finalidad básica el tomar acciones para la implementación de programas de conservación de energía en el área de influencia de la empresa;
- Priorizar la elaboración de Estudios de Optimización Energética individuales y sectoriales, a partir de un software específico en nuestro caso el MARK IV, capaz de analizar los datos levantados a través de los diagnósticos energéticos.

A partir del programa computacional MARK IV, el objetivo principal del plan piloto es orientar al consumidor para la adopción de medidas de ahorro de energía de efecto inmediato, creando también un banco de datos valioso para el sector eléctrico, permitiendo el direccionamiento de programas de ahorro de energía y la atención al cliente.

Una visión inicial y simplificada de conservación de energía fue substituida por una visión amplia de administración energética, de forma de obtener resultados que interesen directamente a los objetivos de la EEQ, en lo que se refiere a la disminución de costos y de inversiones, al aumento de la rentabilidad y la mayor competitividad en el mercado.

La metodología utilizada tanto por la OLADE como por el ex - INECEL, dan a entender que el estudio de caracterización de la carga determina la contribución de cada uso final de la energía eléctrica por cada sector (en nuestro caso el sector industrial) tanto en la demanda máxima como en el consumo de la energía eléctrica como el fundamento para la identificación de

las medidas de AD & UREE, por tanto este es el origen de su ulterior selección y priorización.

En la determinación e identificación de la composición de la curva de carga por usos finales vamos a utilizar los dos estudios y adicionalmente la metodología de la CEMIG a través del software MARK IV para ahorro energético, para obtener una metodología propia que nos permitirá el desarrollar el programa de AD & UREE.

Para la obtención de la curva de carga se realizó una campaña de mediciones y la auditoria energética como ya se dijo en base del programa MARK IV.

Para comprender la metodología a utilizarse en la auditoria energética orientada a la AD & UREE es necesario comprender los patrones o modelos de la estructura de consumo por usos finales que se pueden adoptar en las aplicaciones de la energía en los procesos industriales, y por tanto la composición del consumo de energía eléctrica en el sector industrial en general.

Así dichas aplicaciones se las agrupará dentro de categorías por usos finales de aplicación en el sector industrial de acuerdo al estudio del ex - INECEL para poder comparar con los datos obtenidos en esta tesis, estas categorías se muestran en los Cuadros No. 3.1 y 3.2, así como en los Gráficos No. 3.1 y 3.2.



**Cuadro No. 3.1**

**RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN  
DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGION : SIERRA**

| SECTOR INDUSTRIAL<br>USOS FINALES | Industria c/demanda I<br>tarifa C1 (EEQSA G2) | Industria c/demanda II<br>tarifa C2 (EEQSA G4) |
|-----------------------------------|---|--|
| Iluminación                       | 10,00   | 10,00  |
| Fuerza Motriz                     | 90,00   | 90,00  |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>100,00</b>                                 | <b>100,00</b>                                  |

**Cuadro No. 3.2**

**RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN  
DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN EL SECTOR INDUSTRIAL REGION : SIERRA**

| SECTOR<br>USOS FINALES           | Industria c/demanda I<br>tarifa C1 (EEQSA G2) | Industria c/demanda II<br>tarifa C2 (EEQSA G4) |
|----------------------------------|---|--|
| Iluminación                      | 45,00   | 10,00  |
| Calentamiento de Agua            | 15,00   | 1,00   |
| Cocción/preparación de alimentos | 2,00  |  |
| Fuerza Motriz                    | 20,00   | 85,00  |
| Calor/producción de vapor        | 1,00  | 2,00   |
| Otros                            | 17,00   | 2,00   |
| <b>TOTAL</b>                     | <b>100,00</b>                                 | <b>100,00</b>                                  |

El objetivo es presentar el manual del proyecto de Auditoría Energética para ahorro y disminución de costos, y que sirva como un método básico para buscar el uso económico y eficiente de la energía.

El desarrollo del método aplicado fue considerado sobre la base del software MARK IV, y el mismo se basa en la eficiencia energética, que presenta un enfoque más amplio de lo que es la conservación de energía, puesto que engloba también la administración de la carga (manejando la modulación de demanda de potencia), así como aspectos económicos, y no necesariamente involucrando la conservación de energía, más si, con medidas de ahorro, recomendaciones para reducir los costos de mantenimiento de los equipos; para el aumento de la vida útil de los mismos.

Gráfico No. 3.1

RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL. REGIÓN: SIERRA TARIFA C1 Y C2 (G2 Y G4 EEQSA)

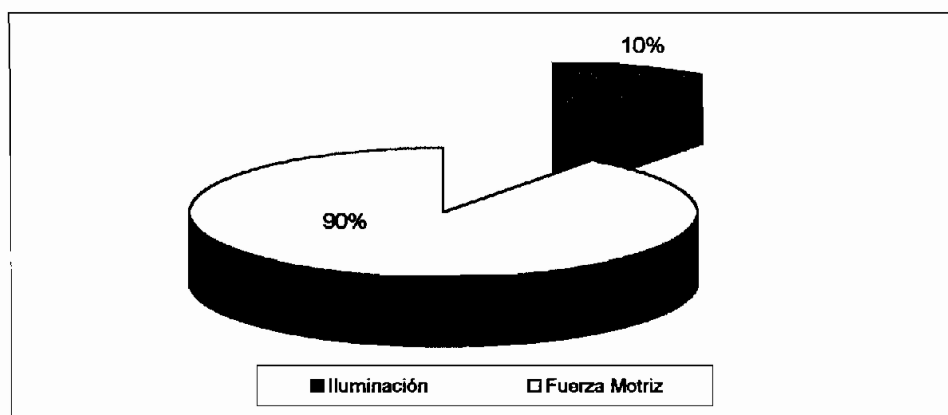


Gráfico No. 3.2

RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL. REGIÓN: SIERRA TARIFA C1 (G2 EEQSA)

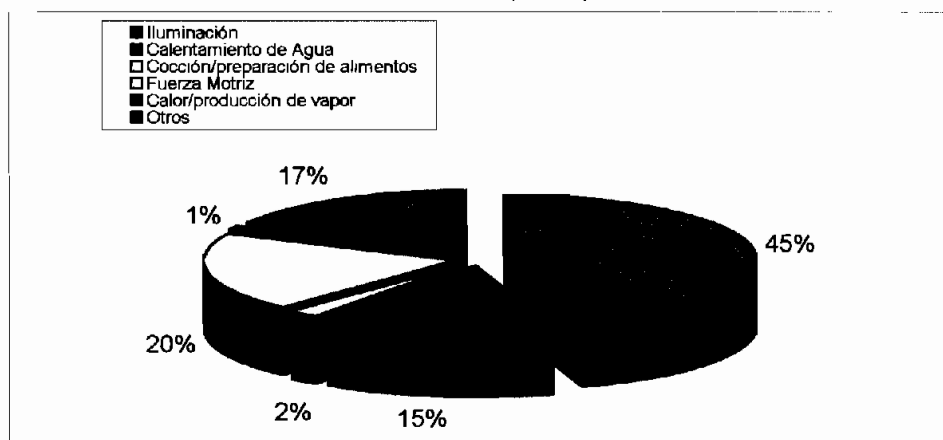
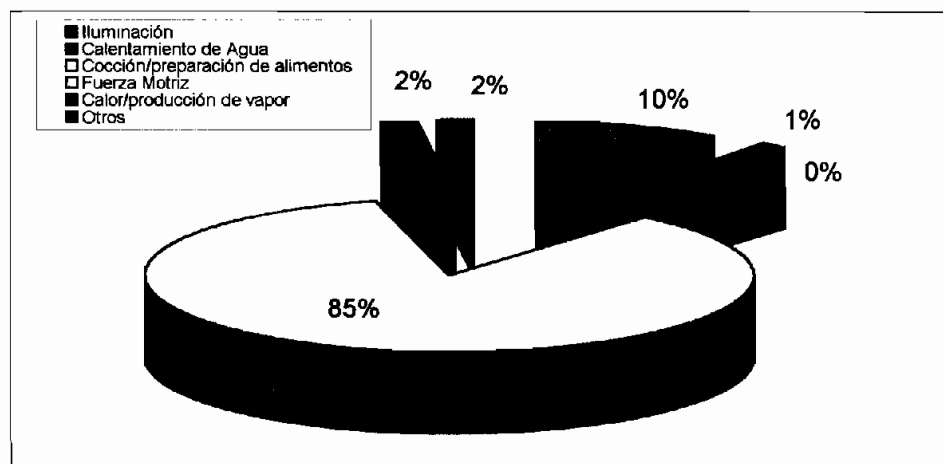


Gráfico No. 3.3

RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL. REGIÓN: SIERRA TARIFA C2 (G4 EEQSA)



Así mismo el mejoramiento de la continuidad de la producción (evitándose interrupciones o paralizaciones de la producción, provocadas por instalaciones inadecuadas o en estado precario de conservación) e, inclusive, sobre la seguridad. Resaltándose que en el control energético está siendo abordado no solamente la energía eléctrica, más si, incluye también otros energéticos.

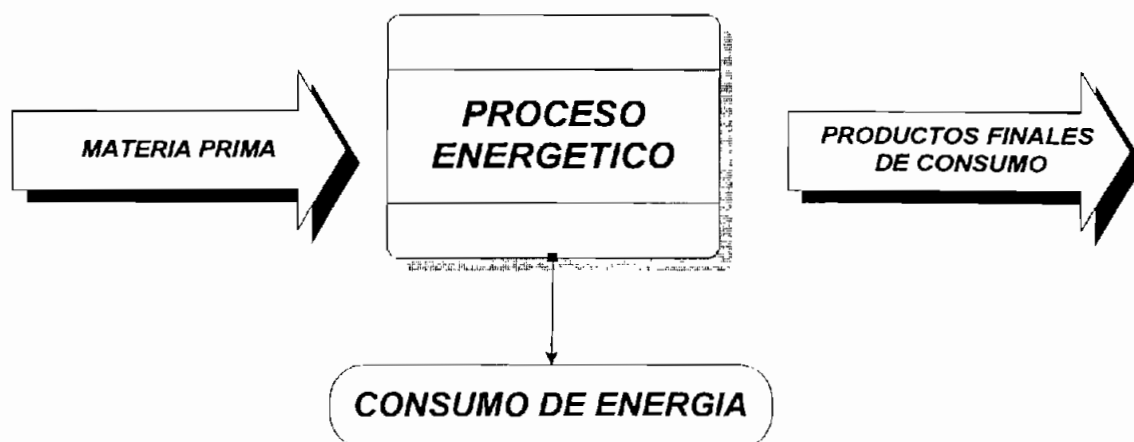
Es necesario aclarar que la metodología que utiliza el MARK IV se ha usado varios parámetros de referencia, tales como, los precios y la vida útil de los equipos, etc., pertenecientes al banco de datos del programa los mismos que fueron actualizados para este estudio.

La caracterización de la carga pese a usarse el software MARK IV, se lo hará sobre la base de usos finales determinados por el ex - INECEL para tener este estudio como base para cualquier comparación a realizarse en este trabajo. La clasificación de usos finales se lo trata más profundamente en el numeral 3.3 de este mismo capítulo.

### **3.1.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.**

La utilización racional de la energía, es decir, el ahorro energético no se lo puede iniciar sino se conoce como y dónde esta siendo usada, por tanto es conveniente el tratar de escoger un patrón de usos energéticos para poder identificar sus usos finales.

A las industrias se las puede modelar como sistemas en los cuales existe una transformación de energía, al ingresar materias primas por conversión de las mismas mediante procesos energéticos estas se transforman en productos finales de consumo, cualquier proceso requiere de un mínimo de consumo de energía como se esquematiza en el Gráfico No. 3.4<sup>(17)</sup>.

**Gráfico No. 3.4**

Como mencionamos anteriormente se ha dividido en categorías las aplicaciones de la energía en general en el sector industrial y estas a su vez tienen subdivisiones como nos indica el Gráfico No. 3.5.

### **3.1.2 MÉTODOS DE AHORRO DE ENERGÍA.**

Existen varios métodos que se pueden emplear en el ahorro de energía en el sector industrial, como expusimos anteriormente la energía no puede ser ahorrada mientras se desconozca donde y como es usada la misma, así mismo debemos conocer dónde y cuando esta puede ser usada eficientemente. Nosotros hemos dividido en cuatro grandes categorías en las cuales el consumo de energía puede ser reducido, a continuación se presenta esta división.

1. *Medidas de mantenimiento en la industria*
2. *Modificaciones en los equipos y procesos industriales*
3. *Mejor utilización del equipamiento*
4. *Reducción de pérdidas en las instalaciones físicas de la planta industrial*

### **3.1.2.1 Medidas de Mantenimiento en la Industria.**

Esta categoría se fundamenta en la eficiencia o el mejoramiento del mantenimiento y de la operación de los sistemas energéticos industriales, por lo tanto involucra en especial al personal de la industria que es el que está llamado a mejorar los mismos. Esta medida incluye el apagar el equipo no usado, la mejor administración o administración de la demanda, la reducción de consumos en la calefacción y el aire acondicionado, apagado de luces no utilizadas, y la eliminación de fugas de vapor, aire comprimido y calor.

### **3.1.2.2 Modificaciones en los Equipos y Procesos Industriales.**

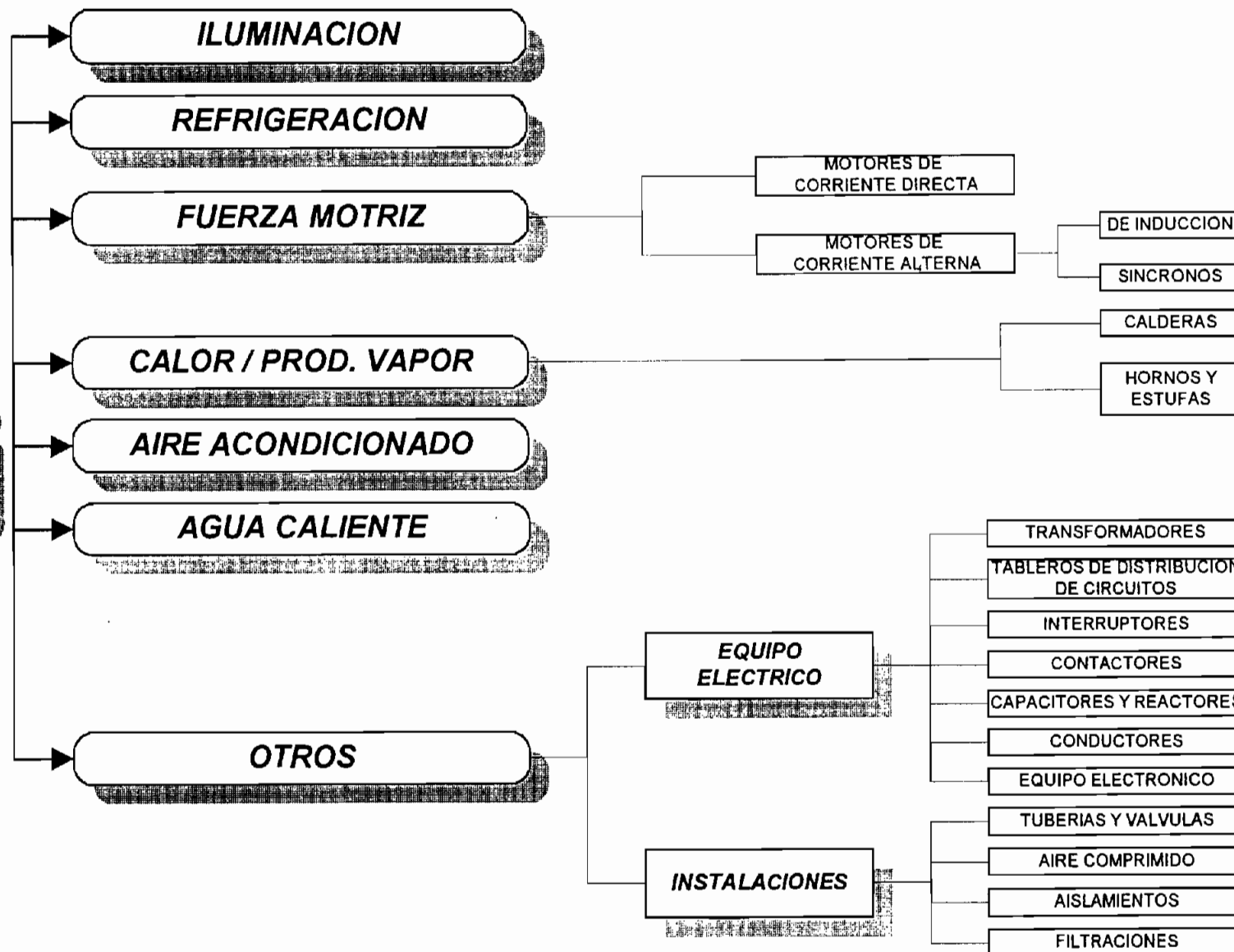
En cuanto tiene que ver con los equipos estos deben ser del tamaño y del modelo correcto, esta medida puede aplicarse tanto al equipo existente o será incorporada al diseño de nuevos equipos, esto significa que se deberá incluir el uso de componentes más durables y más eficientes. En cuanto tiene que ver con los procesos el uso o la implementación de nuevas tecnologías, novedosas; así como de conceptos de diseño más eficientes, o el reemplazo de un proceso por otro que utilice menor cantidad de energía.

### **3.1.2.3 Mejor Utilización del Equipamiento.**

Al realizar un análisis minucioso de los procesos industriales de producción, los horarios y los hábitos de operación se puede alcanzar una mejor utilización del equipamiento. Es necesario el obtener datos sobre horas de trabajo, ritmo de producción, averías técnicas, etc.

Gráfico No. 3.5

**ENERGIA**  
USOS FINALES  
EN LA INDUSTRIA



En muchas de las plantas industriales estas son instalaciones multiunidad, multiproducto lo cual involucra el desarrollo o cambio de una serie de operaciones independientes con un mínimo de consideraciones sobre la eficiencia energética de toda la planta. Adicionalmente a esto se debe tener muy en cuenta las pérdidas de energía producidas durante los períodos de arranque y parada de la planta.

El incremento de la productividad con el mejoramiento de la eficiencia de la planta puede alcanzarse completamente con una adecuada secuencia de procesos de operación; uno de estos puede ser el cambio o modificación de horarios o itinerarios y de futuros eventos en la utilización del equipamiento en los procesos para períodos de operación continua, con el objeto de minimizar las pérdidas asociadas con el arranque y parada de la planta, con horarios de las operaciones de los procesos durante períodos fuera del pico de demanda de la energía eléctrica y la conservación del uso de energía durante los períodos de picos de demanda.

#### **3.1.2.4 Reducción de Pérdidas en las Instalaciones Físicas de la Planta Industrial.**

Es necesario recordar que una de las principales aplicaciones de la energía es la calefacción, ventilación y el aire acondicionado. En el caso de la calefacción la pérdida de calor y por consiguiente el mayor uso de la energía eléctrica puede ser evitada mediante el uso aislamientos adecuados, el mantener puertas bien cerradas, la reducción de fugas y por la utilización de procesos que utilicen calor.

En las plantas industriales uno de los problemas más comunes es la pérdida energética en las líneas de producción de vapor, calor, agua caliente, aire comprimido, etc., así como filtraciones, es decir, en general se reduce a malas instalaciones o instalaciones deterioradas.

### 3.2 ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE UREE.

Sobre la base de la metodología utilizada por OLADE y el ex - INECEL, y en especial del software MARK IV que se ha utilizado en la presente tesis se presenta la organización del Programa de UREE.

Organizar es establecer relaciones efectivas de comportamiento entre las personas, de manera que puedan trabajar juntas con eficiencia y obtengan satisfacción personal al hacer tareas seleccionadas bajo condiciones ambientales dadas para el propósito de realizar alguna meta u objetivo.

A cualquier nivel de la estructura organizacional de las industrias debe existir incentivos y motivaciones de parte de la Gerencia General de la empresa para la organización de cualquier programa y en especial en nuestro caso del programa de ahorro energético.

Para cumplir con el propósito indicado, es menester contar con un organismo (comité), esta es la entidad encargada de llevar a cabo el programa. En esta entidad se deberá tener un ingeniero con conocimientos de ahorro energético (ingeniero auditor) y deberán estar personas de todos los niveles organizacionales de la empresa y aquellas que toman las decisiones en la empresa (gerentes, directorios), éstas últimas deberán ser las primeras que deban tener en claro los beneficios del programa de UREE antes de que el mismo tenga éxito.

El ingeniero auditor deberá tener en claro los canales adecuados y conocer muy bien la planta para convencer a los directivos de la empresa de la creación de un **Comité Interno de Conservación de Energía (CICE)** con líneas definidas de autoridad y responsabilidad, este deberá ser un comité de tipo



gerencial para poder tomar en el momento oportuno y adecuado las decisiones que sean menester.

Cuando dos o más personas trabajan en conjunto y tienen un objetivo común, la relación e interacción entre ellas deben hallarse definidas, por lo mismo, la organización procede a establecer el ámbito de acción de cada una de las partes, quién decide qué asunto, a quién le corresponde realizar un señalado trabajo y que acción debe emprenderse cuando se dan o existen ciertas condiciones, por lo tanto se hace indispensable, dotarle de una base estructural que le permita ir desarrollándose de acuerdo a los cambios constantes que se dan dentro del sector industrial con miras a un futuro cercano si tomamos en cuenta la forma como el sector industrial va evolucionando.

Existen factores críticos en la organización de un programa de UREE, como la creación del **Comité Interno de Conservación de Energía (CICE)**, el obtener miembros para el comité, definir un canal de comunicación, cambiar o modificar la estructura organizacional y definir los medios de monitoreo y control del programa de ahorro energético; cada uno de ellos debe tener sus características para que puedan ser superados.

### **3.2.1 OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE UREE**

El desenvolvimiento eficaz y efectivo del Control Energético debe fundamentarse en los siguientes objetivos:

- Conocer con precisión el consumo de energía, de modo de acompañar su evolución y establecer prioridades en la ejecución de acciones, buscando la obtención de ahorro, en su utilización.

- Manejar el uso de la electricidad en función de los horarios del día y épocas del año, procurando adecuarlo, siempre que sea posible, al sistema tarifario en vigor.
- Obtener ahorro inmediato por medio de acciones que no exijan inversiones apreciables, identificando la existencia de oportunidades para ahorro de energía;
- Obtención de ahorro con retorno de las inversiones, en plazos compatibles con los practicados en el mercado financiero;
- Demostrar la viabilidad de economizar energía, sin criticar ineficiencias o incapacidades en el manejo del uso racional de energía.

### **3.2.2 ETAPAS QUE DEBE ABARCAR LA METODOLOGÍA DEL PROGRAMA DE UREE POR PARTE DE LA EEQ**

En síntesis, la metodología adoptada para la realización del Control Energético abarca las siguientes etapas:

- Selección de las Empresas Industriales, en función de la representatividad del consumo de energía y de otros factores.
- Contactos preliminares con la Empresa, para información en cuanto a los beneficios y obtención de aceptación para la realización del Control Energético en sus instalaciones.
- Levantamiento de Campo y ejecución de mediciones, recolección de datos etc., que posibilitarán la realización del Control.
- Formación de un Banco de Datos, con las informaciones recolectadas en el campo.

- Levantamiento de las posibilidades de ahorro de energía, a través de la aplicación de un software específico, en nuestro caso utilizaremos el MARK IV.
- Presentación de los resultados a la Empresa Industrial, a través de cartas e informes, que indiquen los valores relativos de ahorro que serán obtenidos, las decisiones a ser tomadas y las inversiones a ser hechas necesariamente.
- Acciones conjuntas entre la EEQ y la Empresa Industrial para que desarrolle programas internos, permanentes, de ahorro de energía, para mantenimiento y ampliación del trabajo inicialmente implantado.

### 3.2.3 CREACIÓN DEL COMITÉ INTERNO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA (CICE)

Para planear, implantar y mantener el Control Energético es recomendable la creación del **Comité Interno de Conservación de Energía (CICE)** en cada Empresa.

El inicio de las actividades de este organismo debe ser comunicado a todo el personal de la planta, este debe tener una comunicación muy clara y activa con todos los niveles de la empresa en términos de palabras y acciones de tipo gerencial. Al mismo tiempo deberá contar con fondos y con dedicación de tiempo sino completo de medio tiempo para reducir el consumo energético, mientras se mantenga en funcionamiento la planta industrial.

Además de esto, **la EEQ**, dentro de su área, **deberá divulgar las ventajas de la implantación de medidas de UREE y de Control Energético**; así mismo **deberá obtener una adhesión de las empresas y de la comunidad en**

**general**, esta última recomendación es una de las más importantes ya que todas las instituciones gubernamentales de servicios en los últimos años en nuestro país han perdido credibilidad ya sea por causa de su ineficencia o de la corrupción que existe en todos los niveles de la sociedad ecuatoriana.

La implantación del programa de UREE y en general del Control Energético en las Empresas debe incluir entendimientos para que se cree el **CICE**, que tendrá el encargo de proponer, implementar y acompañar las medidas efectivas de racionalización, así como controlar y divulgar las informaciones mas relevantes.

### **3.2.3.1 Atribuciones del CICE**

La implementación y el manejo de un Programa Interno de Conservación de Energía, deben contemplar las siguientes atribuciones básicas:

- Promoción del análisis de las potencialidades de reducción de consumo de energía;
- En función de ese análisis, establecimiento de metas de reducción;
- En las planillas de facturación de energía eléctrica verificación del ahorro y divulgación de los resultados alcanzados, en función de las metas que fueren establecidas;
- Manejo del factor de carga de forma de obtener un mejor precio medio posible de la energía;
- Manejo del factor de potencia inductivo de la instalación, de forma que el mismo resulte en valores lo más próximos posibles a la unidad;

- Determinación de los departamentos responsables por compras y contratación de servicios generales para que apliquen las recomendaciones del CICE;
- Designación de coordinadores para actividades específicas, relativas a la conservación de energía;
- Establecimiento de índices comparativos, buscando subsidiar los estudios de conservación de energía;
- Establecimiento de gráficos e informes gerenciales, buscando ayudar al programa en la toma de decisiones.

### **3.2.3.2 Acciones que Debe Tomar el CICE**

De acuerdo con la estructura organizacional que debe tener el CICE deberá emprender las siguientes acciones:

- Control del consumo específico de energía por equipo;
- Control y evaluación de los programas de distribución, mantenimiento y recuperación de energía;
- Análisis de los resultados, tratando de aumentar la eficiencia
- Realización de cursos específicos, para entrenamiento y capacitación de todo el personal;
- Evaluación anual de los resultados y proposición del programa para el año subsecuente.

### 3.2.3.3 Estructura Organizacional del CICE

Podrá ser adoptada la siguiente estructura de funcionamiento, para el CICE:

➤ *Coordinación del CICE*

La coordinación del Comité deberá ser ejercida por un profesional que posea conocimientos de conservación de energía y deberá estar ligada funcionalmente a la gerencia general.

➤ *Unidad de Apoyo del CICE*

La Unidad de apoyo estará constituida por personal administrativo, para los servicios de mecanografía, copias, gráficos, archivos, etc.

➤ *Miembros del CICE*

Los miembros del CICE deben, preferentemente, representar cada área de la empresa y deberán reunirse periódicamente para analizar y sugerir la implementación de nuevas medidas, así como evaluar y depurar el desenvolvimiento de los programas y acciones en ejecución.

### 3.2.3.4 Factores Críticos en la Organización del CICE

El conseguir crear el Comité energético siempre vendrá acompañado de problemas que se deben superar, estos problemas básicos que se han determinado en experiencias obtenidas en industrias que han logrado conformar dicha estructura los exponemos a continuación.

- *Obtener la creación del Comité Interno de Conservación de Energía*, como habíamos dicho es muy difícil convencer a los gerentes y directorios de una empresa de los beneficios del control energético, muchas de las veces llegan a determinar que es necesario pero lo ubican dentro de la estructura como un departamento más de la empresa que tiene relación con el departamento de producción, lo que en realidad se convierte en un reto es darle al CICE características de tipo Gerencial, es decir, que se convierta en un asesor de gerencia y que las decisiones de compras, servicios, cambios en los procesos, etcétera, deban estar acompañados del informe favorable del CICE.
- *Obtención del personal idóneo para el Comité*, el personal involucrado o miembro del CICE debe pertenecer por lo menos una persona de cada nivel organizacional de la empresa y estar totalmente involucrados en el programa de ahorro energético. Al personal se le debe hacer entender porque es necesaria su ayuda y el grupo debería aprovechar al máximo las capacidades de cada uno. La planificación más exitosa de un programa puede convertirse en un fracaso por una sola persona que trate de perturbar el mismo.
- *Definir un canal de comunicación*, Se deberá buscar los medios más idóneos para reportar a la empresa los planes a seguir, las acciones a tomar, las responsabilidades de cada uno, los resultados obtenidos, recompensas, etcétera. Se deberá usar el canal para publicitar y fomentar la cooperación del personal.
- *Cambiar o modificar la organización administrativa*, Esto se deberá hacer para darle autoridad, poder de decisión y asignar responsabilidades para los esfuerzos de conservación y desarrollo del programa.

- *Definir el medio de monitoreo y control del programa*, esto servirá para evaluar y corregir cualquier error que se pudiese cometer en el transcurso de la implantación del programa.

Un programa basado en los criterios emitidos debería ser planificado y desarrollado sobre la base de la implantación y el monitoreo específico del programa de control energético.

La planificación debería también definir las responsabilidades del coordinador del CICE, describir un sistema de comunicación efectiva entre el coordinador y los niveles superiores de dirección de la empresa, departamentos, empleados; establecer una contabilidad de energía y un sistema de monitoreo, el medio para educar y motivar a los empleados.

El definir objetivos debe ser establecido tanto en cantidades como en tiempo para la obtención de dichos objetivos, los objetivos no deben estar cuantificados en forma de costos sino de energía lo que sí se debe tener en cuenta es el tiempo de disminución de los retornos.

El comité debe por lo menos consistir en representantes de cada uno de los departamentos más grandes, ingenieros, operadores, y un representante del sindicato de trabajadores. Otros miembros del comité podrían ser personal del departamento de adquisiciones, contabilidad y financiero. El comité debe tener la autoridad adecuada para investigar e implementar políticas y recomendaciones sobre el control energético de la empresa.

#### **3.2.4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE UREE**

El objetivo es orientar a los responsables en la ejecución del programa de UREE, en sus diversas fases. A continuación presentamos el diagrama de flujo



Gráfico No. 3.6 de los pasos a seguir para la implantación del programa de UREE en una empresa industrial.

#### 3.2.4.1 Levantamiento Y Conocimiento De Las Instalaciones Existentes

Previo a la iniciación de la auditoria energética el auditor debe conocer qué datos necesita analizar para llevar adelante un plan de acción, es decir, buscar la información requerida para una recolección de datos correcta para esto deberá conocer y si es el caso levantar las instalaciones existentes para que la auditoria sea provechosa.

Antes de iniciar el levantamiento, se recomienda una visita a la empresa, con el objetivo de conocer sus instalaciones. Durante la visita deben ser identificados los principales ambientes, máquinas - equipos que serán analizados, siguiendo criterios establecidos en este capítulo. Es necesario la presencia de un representante que conozca, con detalles, todo el proceso de producción y los ambientes que serán levantados.

El auditor deberá procurar conocer también los aspectos de seguridad industrial característicos de la empresa auditada y normas generales de seguridad industrial durante la auditoria energética.

Esta visita es importante para priorizar y agilizar los levantamientos de campo. Después de la visita de reconocimiento, debe hacerse un plano de ubicación de equipos, oficinas, etc., para posibilitar la realización de un levantamiento que retrate a la empresa como un todo. Este plano debe ser elaborado, de preferencia, en conjunto con los dirigentes o técnicos de la empresa. El levantamiento deberá relacionarse también con los **planos eléctricos** de la planta incluido el **diagrama unifilar**.

Gráfico No. 3.6

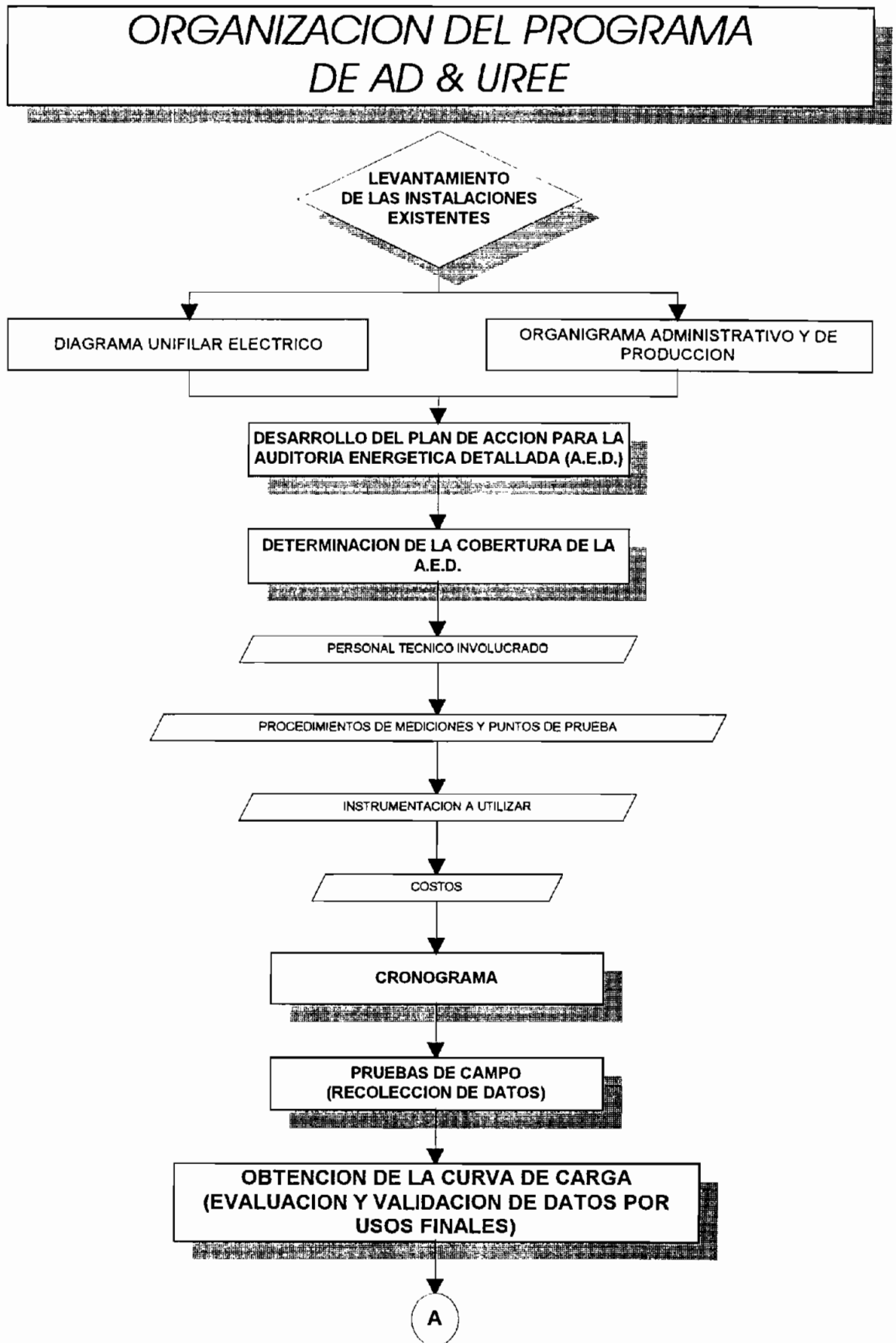
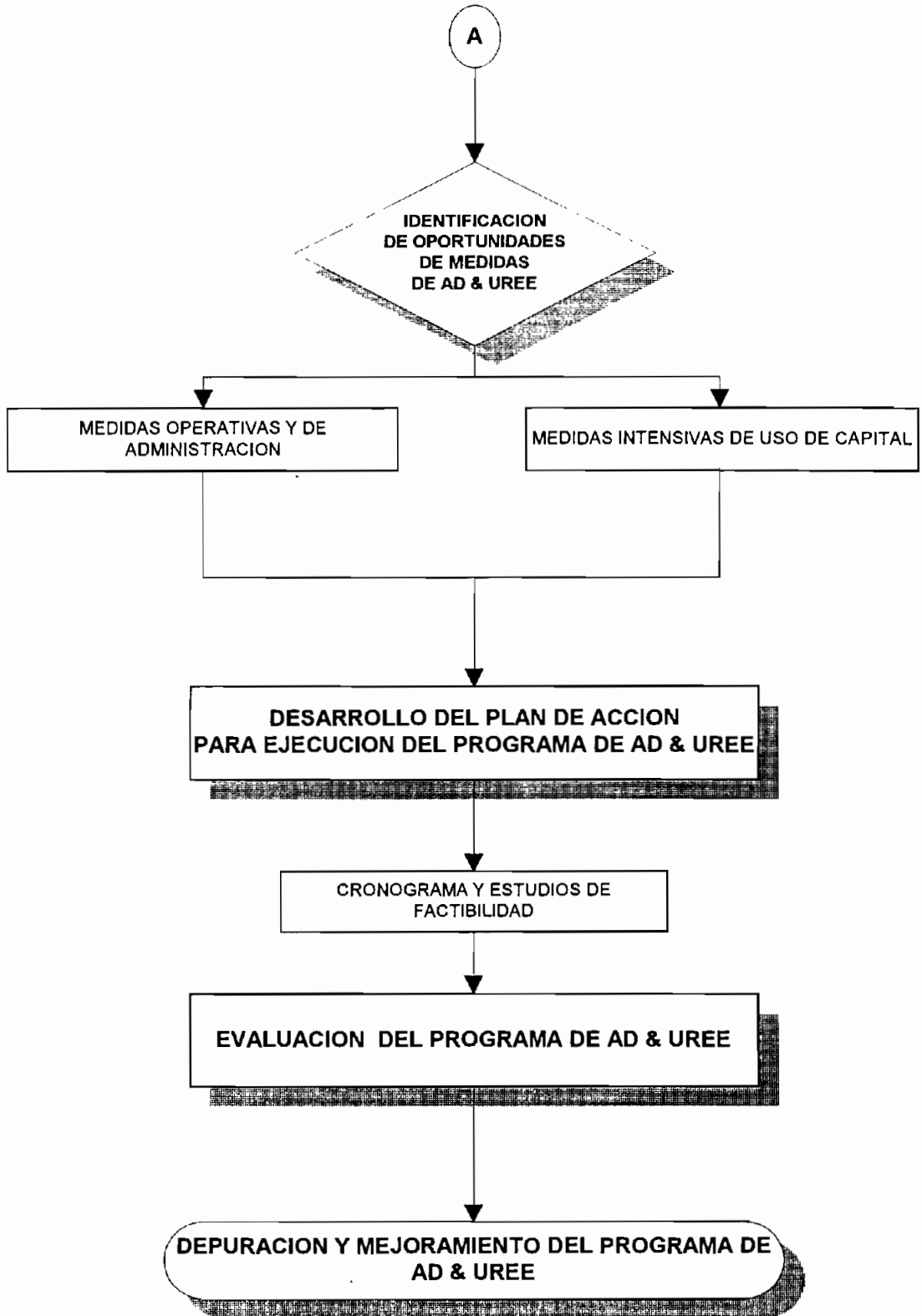


Gráfico No. 3.6  
Continuación

# ORGANIZACION DEL PROGRAMA DE AD & UREE



Deberá conocerse también el **organigrama administrativo y de producción**, consumos de energía, costos de las planillas eléctricas, tarifas eléctricas, horarios de operación, productos, localización, equipos eléctricos, sistema de producción (proceso) y medio ambiente, también se deberá informar sobre los criterios de toma de decisiones para tópicos relacionados con el consumo de energía (período de retorno máximo, tasa interna de retorno mínima) ya que esta información servirá para lograr un programa totalmente realista.

Otra información necesaria es el estado financiero de la empresa, la disponibilidad de recursos para implementar un programa de este tipo, el personal de planta y externo.

#### **3.2.4.2 Desarrollo De Un Plan De Acción, Incluyendo Una Auditoría Energética Detallada**

Sobre la base de los datos recolectados en el anterior paso el auditor deberá trazarse un plan de acción que necesariamente deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- Personal Técnico
- Procedimientos y puntos de pruebas
- Instrumentación
- Financiación

El personal técnico deberá seleccionarse sobre la base de la disponibilidad del personal tanto de la empresa como del auditor.

En cuanto a los procedimientos de pruebas estos se regirán básicamente en cuanto a la metodología y base científica utilizada en el programa computacional MARK IV.

Así mismo la instrumentación se la hará sobre la base del software anteriormente mencionado, se utilizarán en especial los siguientes equipos:

- Multímetro
- Pinza Amperimétrica
- Vatímetro
- Registrador de energía y de parámetros eléctricos importantes
- Luxómetro
- Tacómetro
- Manómetro
- Cascos
- Anteojos industriales
- Protector de ruidos
- Cinturón de seguridad
- Cinta de medición
- Herramientas manuales surtidas

Los puntos de prueba deberán ser seleccionados sobre la base la experiencia del auditor y de un profesional experto en el proceso de producción ya sea este externo o empleado de la empresa auditada.

El costo y financiación de una auditoria depende siempre de la instrumentación, del tamaño de la planta, de la experiencia del auditor, del personal si es propio del auditor o si existe ayuda de parte de la empresa, en realidad en nuestro país no existen parámetros para cobros de servicios profesionales de este tipo.

#### **3.2.4.3 Cronograma**

El cronograma de la recolección de datos para la auditoria energética deberá ser un punto a tomarse en cuenta ya que los equipos a ser probados no

deberán ser interferidos por la toma de mediciones o con el normal funcionamiento de la planta. Además los días seleccionados deberán ser representativos de un día normal de producción de la empresa.

#### **3.2.4.4 Pruebas de Campo y Recolección de Datos**

Las mediciones o pruebas en sí mismo representan la primera parte de este paso, estas se las realizara de acuerdo a las categorías definidas por usos finales que más adelante se detallarán, las pruebas sugeridas se especifican en cada uno de los usos finales.

La segunda parte consta de la recolección de datos en base de las hojas a ser llenadas para alimentar el programa MARK IV, se deberá tomar datos de operación de las diferentes máquinas preguntando a sus operadores las condiciones de funcionamiento.

#### **3.2.4.5 Obtención de la Curva de Carga**

Una vez levantados los datos de consumo eléctrico por usos finales se procederá a la obtención de la curva de carga caracterizada de acuerdo a los usos finales esto previo a una validación de los datos obtenidos para que sean representativos del funcionamiento normal de la empresa, con todos estos datos podremos conocer los porcentajes de influencia en la curva de carga característica de la industria.

#### **3.2.4.6 Identificación de Oportunidades de Medidas de AD & UREE**

El elemento clave en el manejo de un programa de control energético es la identificación y el análisis de las oportunidades de conservación de energía, esto involucra una gran cantidad de medidas a tomarse desde el sencillo apagar de

luces y equipos sin utilización hasta el cambio de maquinaria y de procesos por unos más eficientes.

Una vez recolectados y validados los datos procederemos a suministrar los datos obtenidos al programa MARK IV el cual procesará dichos datos y nos suministrará un informe completo de medidas a tomar y del estado en que se encuentra la operación y los equipos levantados durante la auditoria energética.

Todas estos resultados a su vez nosotros los clasificaremos en dos grandes grupos de medidas a ser adoptados aquellas que no requieren de inversión o de muy poca inversión y que son de tipo administrativo u operativo; y aquellas que si requieren de un uso intensivo de capital.

Las primeras tienen un retorno rápido sobre la inversión realizada normalmente presentan períodos de retorno de un año o menos.

Las de uso intensivo de capital requieren de grandes inversiones el tiempo de retorno de la inversión por lo general supera el año, estos son los que siempre tienden a ser dejados para una posterior aplicación por parte de los industriales dada la inversión a realizarse.

Para cada una de las medidas a ser tomadas se deberá seguir el siguiente procedimiento previo a la implantación de las mismas:

- Cálculo del ahorro anual de energía
- Costos de energía y cálculo en dólares del futuro ahorro
- Estimación del costo de la inversión incluyendo capital y gasto
- Evaluación de la inversión a partir de la tasa interna de retorno o el método del Beneficio — Costo
- Asignación de prioridades a las medidas

- Selección de las medidas para implantación y pedido de autorización para el uso de capitales.
- Implantación de la medida

Lo anteriormente descrito debe traducirse en un plan de acción para la ejecución del programa global de AD & UREE.

#### **3.2.4.7          Desarrollo del Plan de Acción para Ejecución del Programa de AD & UREE**

La aplicación del Programa de AD & UREE abarca una serie de actividades bastante complejas. Por esta razón, es indispensable efectuar la planificación (plan de acción) de las actividades a ser desarrolladas, para así obtener resultados que puedan ser considerados óptimos.

De un modo general, ese planeamiento deberá abarcar:

- *En el ámbito interno de la Empresa:*
  - ◆ Definir el órgano (CICE) que hará el gerenciamiento y la coordinación general de los trabajos.
  - ◆ Dentro del CICE, definición de las atribuciones individuales.
  - ◆ Identificar otros órganos, que estarán involucrados en el trabajo y definir sus atribuciones.
  - ◆ Establecer la interrelación entre las acciones de todos los órganos involucrados, de modo que estas acciones, además de ser complementaria, ocurran de forma secuencia y ordenada.



- ◆ Establecer un programa para entrenamiento y reciclaje del personal involucrado.
  
- ◆ Tomar en cuenta que las personas escogidas para los trabajos de campo deben tener buen nivel técnico y amplio conocimiento del asunto, para que puedan aplicar correctamente la metodología establecida y coleccionar datos e informaciones, sin errores.

Para que la metodología contenida en este trabajo sobre el programa de AD & UREE sea plenamente asimilada para su aplicación, es conveniente que sean adoptadas las siguientes medidas:

- Hacer que todas las personas involucradas efectúen la lectura del manual, obligatoriamente.
  
- Realizar una reunión inicial con esas personas para constatar si la lectura fue realmente hecha, si el asunto fue entendido, si hay dudas a ser esclarecidas y, principalmente, para formar un espíritu de cuerpo (un equipo), que permitirá la unificación de las acciones y la correcta aplicación de la metodología.
  
- Repetir esas reuniones periódicamente, para reciclar e intercambiar informaciones etc., siempre con el objetivo de mejorar la eficiencia del personal.
  
- Después de la reunión inicial, el personal deberá ser incentivado a utilizar permanentemente el manual, para confirmar procedimientos, esclarecer dudas, etc.

Para posibilitar esas consultas, el manual deberá permanecer en un lugar de fácil acceso, siempre a disposición de todos. Además del Manual completo, se deberá tener una publicación con los puntos relativos a los usos finales. Estos ejemplares deben ser considerados como herramientas de trabajo de los equipos y llevados al campo, para eventuales consultas, cada vez que fuere efectuado un levantamiento.

➤ *En el ámbito de la EEQ:*

- ◆ Determinar las ramas por actividad con mayor participación en el consumo de energía eléctrica.
- ◆ Dentro de estas ramas de actividades, seleccionar las empresas con mayor consumo de energía eléctrica.
- ◆ Para selección de las empresas, considerar también aquellas alimentadas por primarios que estén sobrecargados.
- ◆ Levantar, internamente los datos disponibles de las empresas seleccionadas.
- ◆ Establecer las prioridades para la aplicación del Programa de AD & UREE, mediante la elaboración de un cronograma a ser cumplido
- ◆ Tomar como regla prioritaria que la aplicación del Programa de AD & UREE en cada empresa debe ser precedida del planeamiento de las acciones, con el establecimiento de los procedimientos de trabajo y de seguridad, que permitirán alcanzar los resultados deseados.

- ◆ Visitar las empresas seleccionadas para aplicación del Programa de AD & UREE y establecer todas las aclaraciones necesarias para la plena aceptación del programa de ahorro energético.
  
- ◆ Si fuere conveniente, promover reuniones con la presencia de representantes de las empresas seleccionadas, a fin de debatir el asunto y obtener consensos en cuanto a la necesidad de implantación del Programa de AD & UREE.
  
- ◆ Dependiendo de los objetivos a ser alcanzados y de la extensión del programa, involucrar también a cámaras de la construcción, industriales, asociaciones comunitarias, ambientales, prensa y a la comunidad en general.
  
- ◆ En la planificación, considerar la conveniencia de participación de empresas prestadoras de servicio en los trabajos a ser realizados, así como de instituciones de enseñanza superior, colegios profesionales, fundaciones, centros tecnológicos y otros.

Es necesario comprender que una vez realizada la auditoria energética el auditor probablemente no tendrá la autoridad para implementar las medidas identificadas en especial si se requiere hacer inversiones de capital muy altas. Por lo tanto el auditor deberá entregar un informe completo de las medidas identificadas, con un cronograma de corto, mediano y largo plazo. En el caso de medidas de mediano y largo plazo algunas de ellas deberán contemplar estudios de factibilidad para la toma de decisiones de implantación por lo que el auditor deberá dejar términos de referencia para dichos estudios.

El auditor deberá presentar un marco referencial de tiempo indicativo de cuando los costos del ahorro energético empezarán a mostrar flujos de fondos

positivos. También se deberá usar el ahorro de medidas administrativas para la implementación de medidas de uso intensivo de capital.

#### **3.2.4.8 Evaluación Depuración y Mejoramiento del Programa de AD & UREE**

Un programa de AD & UREE no debe terminar con la auditoria energética sino más bien la empresa deberá empezar con lo que se conoce como "feedback", es decir, una retroalimentación en base de los logros o fracasos alcanzados redefinir políticas. Dado que casi ninguna compañía mantiene un adecuado sistema de procedimientos, las recomendaciones efectuadas anteriormente deberán ser realizadas periódicamente y mantener el CICE durante la vida de la empresa como tal.

Se debe evaluar periódicamente la eficiencia en el consumo de energía de la empresa ya sea que exista un aumento o disminución de la misma.

Las mejoras que se podrían realizar luego de una evaluación podrían consistir en:

- Mejoras de instrumentación
- Reportes periódicos de uso de energéticos
- Elaboración de índices de consumo de energía
- Desarrollo de modelos energéticos
- Metas óptimas de relación entre la producción y la energía
- Procedimientos de operación y mantenimiento

### **3.3 IDENTIFICACIÓN DE USOS Y PERDIDAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

De acuerdo con lo expresado anteriormente y sobre la base del estudio del ex - INECEL la caracterización de la carga por usos finales la hemos basado de

acuerdo al Gráfico No. 3.5, Estas categorías las vamos a desarrollar en este punto y están basadas en los conceptos utilizados para el desarrollo del programa MARK IV, toda la teoría ha sido tomada del manual de ingeniería del MARK IV.

En *iluminación*, se realizará un estudio completo, tomando en consideración la naturaleza y características de la luz, propiedades de reflexión, transmisión y absorción de la luz por los cuerpos, niveles de iluminación compatibles con el cuidado visual requeridos para el trabajo o actividad a desarrollar.

En cuanto a la *refrigeración*, esta forma de uso final de la energía eléctrica es de importancia significativa, principalmente en alguno de los ramos industriales y de servicios como por ejemplo, la industria alimenticia, industria del hielo, supermercados, heladerías, restaurantes, etc.

Uno de los principales usos de finales son **los motores eléctricos**. La conversión de energía eléctrica en mecánica representa una gran parte del consumo de electricidad en las industrias, llegándose en algunos casos, al 80%. De ahí la importancia de los motores, que están presentes en todos los segmentos del mercado de energía.

En el ámbito nacional el consumo de energía en los motores representa cerca del 33% de la demanda de energía eléctrica consumida en el País y corresponde al 87% de la demanda industrial. Los motores contemplados en este trabajo son los de inducción comunes, de un rango de potencia de 1 a 100 CV, por tanto, motores que presentan mayor frecuencia en las industrias.

La eficiencia del conjunto máquina / motor depende, principalmente, del dimensionamiento correcto del motor para el tipo de accionamiento a que esta

destinado, o sea, la potencia extraída por la carga debe estar próxima a la potencia nominal (de placa) del motor.

Esto se debe a las características del motor que es proyectado para obtener un mejor rendimiento en las condiciones nominales de operación, lo mismo ocurre con el factor de potencia.

El superdimensionamiento de motores es caso común, principalmente, por el desconocimiento de las características de la carga, obligando a los proyectistas a utilizar factores de seguridad elevados.

Otro factor que interfiere en la eficiencia de un accionamiento son las condiciones de acoplamiento entre motor y carga. El desalineamiento, falta de correas o la mala conservación contribuyen también para una sollicitación mayor del motor y consecuentemente para que este, en algunos casos, opere por encima de su capacidad nominal.

Las condiciones ambientales de temperatura y humedad influyen, también, de forma significativa, en el desempeño y la vida útil de los motores. La humedad contribuye para la aceleración del deterioramiento del aislamiento y la operación en temperaturas elevadas, en el peor de los casos, esto ocasiona la quema del motor.

De acuerdo a los factores expuestos, es fundamental que se tenga un programa de mantenimiento sistemático en los motores. La práctica de mantenimiento no debe simplemente ser restringida a la substitución y corrección de los equipamientos dañados, mas si, propiciar mejores condiciones ambientales y de operación. Esto es posible con un mantenimiento periódico, conforme al mayor o menor rigor de sollicitación al que el motor está sometido.

Los procedimientos normales de mantenimiento preventivo, incluyen inspecciones y pruebas de puntos relacionados con las partes mecánicas y eléctricas, tales como: verificación del estado de conservación y lubricación de los rodamientos o cojinetes; inspección del acoplamiento, transmisión y puntos de anclaje. En lo que tiene que ver a la parte eléctrica, pueden ser incluidas verificaciones de las conexiones de los cables de alimentación y aterramiento, medidas de resistencias de los arrollamientos estáticos para identificar desequilibrio entre fases y, si es posible, de la resistencia del aislamiento, entre otros. Estos procedimientos deben ser intensificados y la periodicidad de inspección abreviada para los motores instalados en locales húmedos o de temperatura elevada, y en atmósferas agresivas. Un programa de orientación al consumidor debe tomar en consideración esos procedimientos, por lo menos en parte. Esta es también la directriz adoptada para los desenvolvimientos de la metodología aquí expuesta, que procura abordar, dentro de una limitación de tiempo, los puntos principales arriba mencionados.

Otros factores que pueden determinar la eficiencia del motor, son: la característica de la carga, régimen de funcionamiento de los motores.

**El calor y la producción de vapor** es uno de los usos finales que también aportan en forma significativa a la composición del uso de la energía eléctrica en la industria y por tanto en la curva de carga de la misma. El programa MARK IV va a tomar aquellos equipos que producen calor

Para poder hacer una evaluación completa del funcionamiento de los calderos se deberán realizar mediciones de norma de  $\text{CO}_2$ , de norma de  $\text{O}_2$  y de temperatura de los gases de expulsión, para las calderas a combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, y que, combinado con observaciones sobre las características operacionales de los equipos, permite llegar a una evaluación de quema y de eficiencia térmica de las calderas.

El objetivo del ahorro energético se ha limitado a la optimización de operación del sistema existente, no se ha dedicado, evidentemente, a su redimensionamiento o a su sustitución. También, no se piensa aquí, evaluar todos los aspectos relacionados con el cálculo del rendimiento térmico, mas si presentar o que se de más relevancia a ello, con una evaluación satisfactoria.

Como base los datos levantados, se calcula la eficiencia energética aproximada del equipo, comparándolos con un valor patrón determinado para cada tipo de caldera, de forma de orientar al consumidor sobre la correcta utilización del equipo.

Además, y hecha una evaluación de las instalaciones de distribución y utilización de vapor y retorno del Condensado, para verificar las verdaderas condiciones operacionales del sistema.

Otro punto que determina la eficiencia del sistema de calor y producción de vapor, esta el tipo de caldero utilizados para la producción de vapor, así como, su funcionamiento y el estado de éste y las instalaciones de transporte de vapor, la factibilidad de utilización del calor del condensado, mantenimiento de calderos y accesorios de la red, tratamientos del agua utilizada en los calderos, calificación del personal encargado de manejar los equipos, descargas periódicas de fondo.

Los hornos y estufas constituyen un uso final importante en el mercado de energía. El estudio del consumo de energía eléctrica y de otros energéticos así como también la eficiencia térmica de estos equipos es fundamental para cualquier política de ahorro energético.

La evaluación del potencial de conservación en estos equipos y más importante la precisión de los datos relativos al consumo energético por equipo, así como de las características del material procesado, en relación a su cantidad



(expresada, por ejemplo, en toneladas / mes) y las temperaturas de entrada en el horno o estufa y de procesamientos, observados y/o medidas en el local.

El análisis de la metodología adoptada, y hecha a través del cociente entre la energía absorbida (útil) por material procesado y el consumo del energético, ambas dimensionadas en la misma unidad de medida (Gcal/mes).

Las definiciones básicas de estufas y hornos se dan a continuación.

- **Estufas**, Equipo similar a los hornos, destinados al procesamiento de materiales generalmente a bajas temperaturas (como secado, presecado, etc.), pudiendo haber quema o no de energéticos (por ejemplo: utilización de gases quemados de procesos, etc.).
- **Hornos**, equipo que tiene por finalidad el calentamiento y/o el recalentamiento de materiales a temperaturas determinadas, con la producción o no de transformaciones químicas en los materiales.

El **aire acondicionado** es uno de los usos finales de peso significativo en algunos segmentos del mercado de energía eléctrica, como por ejemplo, en los sectores de servicios (supermercados, escritorios institucionales, etc.) e inclusive en algunas industrias. Es por esto su importancia en la conservación de energía en esas industrias.

Las pérdidas eléctricas en transformadores serán cuantificadas analizando los datos de placa de estos equipos y de la información levantada en el campo, y se harán recomendaciones para minimizarlas.

En caso de ser verificada una situación posible de ahorro de energía, o si se identifica algún problema en la instalación así como en el funcionamiento del transformador, se indicará las medidas necesarias. La medida se cuantificará y el

cálculo de la economía resultante, será presentada en una tabla al final del informe de recomendaciones al cliente.

Las pérdidas en los bobinados son debidas a las corrientes que están circulando por los bobinados del primario y del secundario de un transformador con carga, la disipación, en las correspondientes resistencias, y una cierta potencia debido al efecto Joule. Estas también llamadas pérdidas en el cobre.

Las pérdidas en el hierro son aquellas asociadas con el flujo principal establecido en el circuito magnético, que es acompañado por dos efectos conocidos por histéresis y corrientes parásitas de Foucault. Estas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.

Para el cálculo de las pérdidas, es necesario, que los transformadores seleccionados sean los más adecuados a instalarse, debiendo ser calculadas también las pérdidas referentes a esos nuevos equipos. De la diferencia entre los valores de estas dos pérdidas, se determina el valor de las pérdidas recuperables.

Así estas evaluaciones sobre el aspecto económico-financiero y cuanto representan estas pérdidas para el cliente.

La cuantificación de los ahorros solamente en el caso de cambio del transformador se ha hecho para transformadores trifásicos en las potencias de 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000 y 1500 KVA. Solamente se ha considerado en los análisis, transformadores alimentados en Medio-Voltaje.

Para estos casos, y luego de un análisis económico, considerando la inversión y los ahorros resultantes.

En los transformadores se pueden presentar los siguientes casos que ameritan ser estudiados: análisis del desequilibrio de voltaje, análisis de desequilibrio de corriente, análisis de corriente de carga, transformador subdimensionado, transformador superdimensionado, transformador en vacío, análisis del nivel de voltaje.

En los tableros de distribución de circuitos TDC, se harán mediciones instantáneas de tensiones y de corriente, verificándose las condiciones de instalaciones y del ambiente donde están instalados los tableros.

No se harán simulaciones económico-financieras, pues las medidas propuestas para el consumidor, en la mayoría de las veces, pueden ser adoptadas con poca inversión.

Los datos obtenidos en los análisis de los Tableros de Distribución de Circuitos serán utilizados también en los análisis de todos los equipos eléctricos, ayudando a detectar puntos de desperdicio de energía.

Se levantarán características sobre el estado de conservación de las barras y sobre las conexiones y el aislamiento de los cables, si están en buenas condiciones o si en situación precaria.

La posición de los tableros es verificada, o sea, si un tablero de distribución está o no bien localizado en relación al centro de carga. Verificándose también si el tablero de distribución está bien instalado, o está sujeto a vibraciones, si está en buen estado de conservación y si la puesta a tierra es adecuada. Es necesario analizar el tipo de atmósfera del ambiente donde está instalado el Tablero de Distribución, si este está sujeto a polvo o humedad y si el mismo es adecuado para el ambiente en que se encuentra instalado.

Verificándose también si el tablero esta abierto o cerrado, y si la posición física con relación al diagrama eléctrico, o sea, de donde está viniendo la alimentación del TDC, si es de otro tablero o directamente del transformador.

Caso no sea identificado problema alguno en la instalación, con relación a los TDC se debe emitir la lista de resumen de los principales problemas que pudieran ocurrir, sus causas y algunas soluciones que podrían ayudarlo en el futuro.

Detectada la existencia del problema se identifica el TDC, el sector a que pertenece y el tipo de problema, también, presenta una tabla resumen, donde, para cada tipo de problema se informa la causa y las soluciones recomendadas.

### **3.4 MEDICIONES PARA LA AUDITORIA ENERGÉTICA**

La necesidad de realizar mediciones para evaluar el desarrollo y el status del sistema eléctrico se basa en tres razones:

- El recolectar datos para la auditoria energética
- El permitir el desarrollo adecuado del sistema eléctrico, el evaluar los costos del consumo eléctrico ya sea global de la planta industrial o dentro de la misma individual por departamentos con lecturas y mediciones periódicas.
- El suministrar datos históricos los cuales pueden ser evaluados contra patrones de los productos ofrecidos o de los servicios ofertados.

La base de cualquier auditoria energética es un muy buen sistema de medición el cual frecuentemente nos proporcionará oportunidades de ahorro

energético. Los resultados obtenidos de la auditoría normalmente están en directa relación con el esfuerzo desarrollado.

### **3.4.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL EN LA AUDITORIA ENERGÉTICA**

Uno de los aspectos relevantes en la toma de mediciones y la recolección de datos son los accidentes que se pudieren causar debido a cualquier acontecimiento no programado que puede interferir, negativamente, en la actividad productiva de la planta industrial.

Por esto se debe tener conceptos claros de las mediciones a realizar y de seguridad industrial, que son elementos básicos para el desarrollo del trabajo.

La seguridad industrial es parte del planeamiento, de la organización, del control y de la ejecución del trabajo, que tiene por objetivo reducir, permanentemente, las probabilidades de ocurrencia de accidentes. Por tanto será parte importante de la toma de mediciones el análisis de riesgos de accidentes y la adopción de medidas para evitarlos.

Para obtener márgenes confiables de seguridad industrial es indispensable la observancia de los siguientes principios:

- a) La seguridad es parte del trabajo.
- b) Los recursos humanos y materiales de la Empresa deben ser adecuadamente protegidos, para la obtención de eficiencia, y lo mismo acontece con los recursos de terceros, directa o indirectamente afectados.
- c) La seguridad industrial se alcanza a través del planeamiento, organización y enseñanza; del uso de equipos y métodos de trabajo

apropiados y evaluados con frecuencia; de supervisión competente y de actitudes correctas por parte de los empleados.

- d) Ningún trabajo puede ser ejecutado sin seguridad. Nada puede justificar la falta de seguridad en el trabajo. Los auditores deben planear muy bien las mediciones a ser ejecutadas, con solución previa de problemas potenciales y previsión de medidas contra accidentes.
- e) Cualquier empleado puede y debe alertar al jefe y los auditores, cuando las medidas de seguridad en el trabajo no estuvieren totalmente adecuadas a la ejecución de las mediciones.
- f) Recibida la alerta del empleado, el jefe y los auditores deben analizar el problema y solucionarlo, para no tornarse responsables por las consecuencias.
- g) Estos principios valen no solamente para la empresa, sino, también, para empresas contratadas para la ejecución de servicios.
- h) Es necesaria la permanencia de uno o mas técnicos de seguridad industrial en las áreas de riesgo con la finalidad de evitar accidentes no deseados.

La aplicación de los principios básicos, antes enumerados, en los levantamientos de campo conducen a los siguientes puntos a ser observados:

- Cada levantamiento debe ser planeado, con la inclusión de los procedimientos de trabajo y de los procedimientos de seguridad industrial. Una visita previa para así conocer el local del levantamiento es importante para la elaboración del planeamiento. Esta visita previa, cuando se realice

en ambientes que poseen riesgos, debe ser hecha con la utilización de los equipos básicos de seguridad.

- El grupo debe ser muy bien orientado sobre los procedimientos a ser adoptados para ejecución del trabajo, tal como fue planeado, incluyendo los aspectos de seguridad. Se debe hacer un análisis de riesgos para cada tarea.
- La orientación debe abarcar el desplazamiento hasta el local de trabajo y el medio de transporte a ser utilizado, los procedimientos, las herramientas, las condiciones locales, los equipos y las instalaciones que serán objeto del levantamiento, la postura del auditor y otros tópicos importantes, de servicio y seguridad, considerados en el planeamiento.
- Durante las mediciones, el jefe debe coordinar y controlar los trabajos, pues es la persona responsable por la ejecución y por la seguridad, conforme lo planeado.
- La empresa objeto del levantamiento deberá designar un empleado para acompañar al equipo de auditores de forma permanente, preferiblemente del área de seguridad industrial, a fin de aclarar dudas y orientar en cuanto a las reglas de seguridad de la propia Empresa.
- Cualquier accidente, por más insignificante que parezca, debe ser objeto de análisis, usando la corrección del error para evitar riesgos futuros.
- La capacitación permanente del equipo de auditores es esencial.
- La aceptación, por el jefe, de sugerencias presentadas por el equipo de auditores es también esencial.

- Debe ser instituido un sistema que haga a los empleados cumplir las reglas de seguridad, dentro de las normas de cada empresa.

### **3.4.2 AMBIENTE DE TRABAJO EN LAS EMPRESAS OBJETO DE LOS LEVANTAMIENTOS**

Los ambientes donde se desarrollara los levantamientos serán extremadamente diversificados (escritorios, fábricas, etc.). De esta forma, los riesgos también serán diversificados, debiendo el equipo enterarse de todas las instrucciones de seguridad emanadas del jefe, debiendo hacerse el análisis de riesgos, para cada tarea.

- Normalmente, es de esperar un ambiente de trabajo limpio, de fácil acceso, buena iluminación, etc. Más no siempre es así. A veces, las condiciones de los locales donde se sitúan motores, transformadores, central de aire, etc., son insalubres o peligrosas, acarreando, como consecuencia, la deterioración de las condiciones de seguridad.

Así, el equipo de auditores debe estar atento para:

- Verificar las condiciones de acceso a los puntos donde será hecho el levantamiento.
- Verificar las condiciones de la iluminación.
- Observar el estado físico de las cabinas, cuadros, cubículos.
- Obedecer las señalizaciones en placas o colores.



### 3.4.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS USADOS EN LOS LEVANTAMIENTOS DE CAMPO

Las herramientas y equipos básicos usados en los levantamientos de campo son los siguientes:

- pinza voltamperimétrica
  - escala 0 - 600 Voltios AC
  - escala 0 - 1300 Amperes AC
- pinza Kilo-watímetro
  - escala 0 - 600 Voltios
  - escala 0 - 200 Kw.
  - escala 0 - 200 Amperes,
- cronómetro,
- Luxómetro
  - escala 0 - 10000 lux,
- manómetro
  - escala 0 - 150 psi
- termómetro digital con sensores de contacto, superficie e inmersión
  - escala 400 a 1500 °C,
- brújula
- horómetro
- maletín de análisis de gases de combustión con:
  - analizador de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y de oxígeno (O<sub>2</sub>)
  - tirada
  - índice de hollín
  - termómetro bimetalito - escala de 0 a 5000°C
- para supervisión de cargas (demanda y consumo de energía), sean individuales o sectoriales, utilizar registradores electrónicos del tipo RDMT.
- cascos

- guantes de goma con aislamiento para 5 Kv.
- guantes de cuero
- lentes de seguridad
- botas
- cinturón de seguridad
- mascarillas

El listado no contempla la totalidad de herramientas y equipos, pudiendo ser determinado el uso de otros, durante el planeamiento de las acciones.

#### **3.4.4 REGLAS DE SEGURIDAD ESPECÍFICAS**

Los riesgos presentados en cada equipo no deben ser encarados como los únicos, pues, dependiendo de la situación, podrán surgir muchos otros. El planeamiento para la ejecución de cualquier tarea es imprescindible.

##### **3.4.4.1 Equipos Eléctricos**

Presentan riesgos de choque eléctrico e incendio, cuando son indebidamente instalados o usados.

Atención especial debe ser dada al sistema de aterramiento y las protecciones para las partes móviles (ejes, poleas, correas, engranajes, etc.); verificar conexiones y conectores, si están en buen estado y sin oxidaciones.

Para las mediciones, el equipo de auditores deberá usar casco, lentes, guantes aislantes clase 0, protegidas por los guantes de cuero y calzado de seguridad, cinto de seguridad.

#### **3.4.4.2 Aire Comprimido**

Producen aire sobre presión destinado a las varias etapas del proceso industrial.

Los riesgos en su producción asemejándose a los de los equipos eléctricos y, en parte, a los de Refrigeración. La descarga directa del chorro sobre el cuerpo humano podrá provocar perforaciones.

El auditor deberá observar las protecciones existentes en el sistema de poleas. No deberá usar ropas holgadas y estar debidamente calzado con botas con punta de acero. Deberá proceder como se recomendó para los equipos eléctricos.

#### **3.4.4.3 Transformadores**

Las mediciones en transformadores presentan riesgos de choque eléctrico y quemaduras provenientes de cortocircuitos.

Es importante observar las condiciones del local de instalación del transformador, para así evitar posturas forzadas del cuerpo, tropezones y caídas.

Los auditores deberán evaluar las condiciones de las conexiones del primario y del secundario. Deberá evitar aproximarse en demasía (menos de 65 cm) de los terminales (bushings) del primario, así como tocar o recostarse en la carcasa del transformador.

Para las mediciones, el auditor deberá usar casco, lentes de seguridad, cinturón de seguridad, guantes aislantes clase 2, protegidas por los guantes de cuero y calzados de seguridad.

Durante las mediciones el auditor no deberá usar adornos de metal y/o joyas tales como reloj, pulseras, anillos, pendientes, cadenas, etc.

#### 3.4.4.4 Hornos Y Estufas

Son equipos industriales concebidos para generar y aplicar calor de un modo controlado. El calor puede ser generado por la quema de un combustible (sólido, líquido o gaseoso), o por la utilización de la electricidad (resistencia o arco). En general los hornos funcionan en temperaturas mas elevadas que las estufas. Pueden ser del tipo intermitente o continuo.

Los hornos y estufas deben pasar por mantenimientos periódicos para asegurarse que una deteriorización progresiva, en algunas de sus partes, no tenga como resultado un fallo inesperado (accidente). El buen estado de conservación del equipo es indicativo de buen mantenimiento.

Los riesgos de accidentes semejantes a los pertinentes a las Calderas, dejando de esa forma, al auditor de las mediciones en el campo expuesto a quemaduras, choque eléctrico, caídas, radiación infrarroja, ruidos, disconformidad térmica, etc.

Deberán estar disponibles para el auditor de las mediciones los siguientes equipos de protección para uso constante o no:

- Casco - uso constante;
- Lentes de protección - uso constante;
- Guantes aislantes protegidos por los guantes de cuero - uso conforme o local;
- Calzado de seguridad - uso constante, y
- Atenuador de ruidos tipo concha - uso conforme o local.

#### 3.4.4.5 Calderas

Los riesgos de accidentes en calderas son caracterizados por grandes cantidades de variables, no solo de operación, así como también de fabricación y de conservación.

Dentro de esos riesgos, desatacase:

- *Quemaduras*, La producción de vapor a presión ocurre en temperaturas superiores a 100 grados centígrados. Contactos con el vapor producen serias quemaduras, una vez que están en juego altas temperaturas y la posibilidad de lesionar grandes superficies del cuerpo.

Más allá de las quemaduras térmicas por contacto con agua, vapor, aceites calientes, tuberías desprotegidas, también hay el riesgo de quemaduras por contacto con productos cáusticos, usados para neutralización del PH del agua (Hidróxido de sodio y otros).

- *Choques Eléctricos*, Los ventiladores, el quemador piloto y las bombas de agua son los principales elementos de una caldera que funcionan con energía eléctrica. Excepción hecha a las calderas que producen vapor por efecto Joule (calderas eléctricas a resistencias, electrodos inmersos o chorro de agua).

La manipulación de esos equipos, así como el manipuleo de la instalación eléctrica de la casa de la caldera requiere cuidados para que el cuerpo humano o parte de él no se torne parte del circuito eléctrico.

Los equipos eléctricos deben estar debidamente aterrados.

- *Caídas*, las caídas pueden ocurrir en razón de la presencia de aceite en el piso, en la casa de máquinas o en las calderas.

Pueden ocurrir también en razón de los diversos tamaños de caldera, haciéndose necesario el acceso a diversos niveles para la observación de visores de horno, de sistemas de alimentación, de válvulas, etc.

- *Postura*, el auditor de los levantamientos de campo podrá ser llevado a ejecutar esfuerzos desordenados y excesivos para observar visores de nivel mal colocados, manómetros instalados en ángulos inadecuados, reguladores de llama, que exigen operaciones interactivas, etc.
- *Ruidos*, la presencia de ruido de baja frecuencia de los quemadores y de alta frecuencia de caudal de vapor (accidentales o a propósito por la acción de las válvulas de seguridad) acarrearán sonidos peculiares y variables, a lo largo de la jornada de trabajo, que perjudican la audición.

Los dispositivos de control existentes (silenciadores para quemadores y válvulas de seguridad) sin embargo no tienen su empleo generalizado en función de sus dimensiones y condiciones de instalación.

- *Radiación Infrarroja*, podrá haber lesión en los ojos del auditor, por la observación de las operaciones de regulado de llama u observación prolongada de superficies incandescentes.

- *Otros*,

- Desarreglo térmico en las operaciones de las calderas es muy frecuente y de fácil constatación, pueden ser por sobrecarga térmica, para ser identificada exige análisis de cada caso en particular, siendo necesarias, no solo las evaluaciones con

termómetros de bulbo húmedo y de globo, sino exámenes y acompañamiento médico individual.

- Humo, gases y vapores expelidos por la chimenea representan, en ciertas condiciones, riesgos de intoxicación por monóxido de carbono no solo en el área de la caldera, sino también en la comunidad.
- Calderas movidas a carbón, leña, bagazo de caña, biomasa y otros energéticos presentan riesgos inherentes al manoseo, almacenaje y procesamiento del combustible.
- *Prevención de los Riesgos*, para los levantamientos de campo, el auditor deberá disponer de los siguientes equipos de protección, para uso constante o no:
  - Casco - uso constante
  - Atenuador de ruidos tipo concha - uso conforme o local
  - Lentes de protección - uso constante
  - Guantes aislantes protegidos por los guantes de cuero - uso conforme o local
  - Calzado de seguridad - uso constante
  - El uniforme de trabajo nunca debe ser constituido de material sintético, pues facilita la combustión de algodón (100%).
  - mascarillas

#### **3.4.4.6 Refrigeración / Aire Acondicionado**

Son equipos que procesan el retiro de calor de una sustancia. Están constituidos de compresor, condensador, evaporador y accesorios (filtro secador, visor de líquido y válvulas solenoide y termostato).

Para los aparatos domésticos (refrigeradores, congeladores y acondicionadores de aire) el sistema de compresión es hermético (compresor + motor encapsulados).

En los aparatos de gran capacidad (por encima de 31.000 BTU's) tiene el sistema de compresión dividido en semi - hermético y abierto (compresor + motor separados).

El sistema de evaporación puede ser estático (frío por contacto) o aire forzado (cámaras frigoríficas).

Los riesgos presentes en un sistema de refrigeración son: explosiones, choque eléctrico, quemaduras por contacto, cortocircuito y heridas diversas.

Generalmente las casas de máquinas están confinadas en poco espacio, mas deberá tener una buena toma de aire. Casas de máquinas con una temperatura ambiente desagradable pueden ser un indicativo de fallas en el sistema.

Componen el sistema de seguridad de los equipos de refrigeración el termostato, el presostáto y el termómetro.

Generalmente, los grandes sistemas de refrigeración exigen mantenimiento periódico que son registradas en "formularios" o "guías de servicio periódico".

Para las mediciones el auditor deberá:

- estar acompañado del responsable por los equipos



- solicitar las guías de servicios / formularios de mantenimiento periódico
- No recostarse o apoyarse en cualquier parte del sistema
- Usar los elementos apropiados: Casco, lentes de protección, guantes aislantes protegidos por los guantes de cuero y el calzado de seguridad
- Verificar señales de caudal y/o escapes, en una inspección de rutina, antes de iniciar cualquier actividad.

#### **3.4.4.7      Tableros de Distribución de Circuitos - TDC**

Presentan riesgos de choque eléctrico y quemaduras por cortocircuito. Verificar las condiciones de acceso, si están despejadas, para así evitar tropezones, resbalones y caídas.

Verificar las condiciones de conservación del cuadro (puertas caídas, herrumbre, corrosión, etc.).

Visualmente identificar los circuitos existentes, evaluando las condiciones de las conexiones (si están firmes). La existencia de calor indica malas conexiones y/o sobrecarga o sobrevoltaje.

Para las mediciones el auditor deberá usar casco, lentes de seguridad, guantes aislantes clase 0, protegidos por los guantes de cuero y calzado de seguridad.

El auditor no deberá estar usando objetos de metal, como anillos, relojes, cadenas, etc., ni tampoco ropas sintéticas. Verificar las condiciones de los disyuntores de las llaves de protección, si éstos no presentan señales de cortocircuito; verificar las condiciones de aterramiento.

Verificar la existencia de insectos (mariposas, abejas, avispas, etc.) y animales pequeños (araña, escorpiones, cobras, etc.).

#### **3.4.4.8 Consideraciones Especiales**

Durante la realización de los levantamientos, la empresa, generalmente, estará en pleno funcionamiento. Así, cualquier interrupción de máquinas y equipos, de forma intencional o accidental, provocará la interrupción del trabajo, con perjuicio para la empresa.

De esta forma, el equipo auditor de levantamiento deberá tener el máximo cuidado para no desconectar llaves, provocar cortocircuitos o cualquier otra acción que provoque la paralización de los servicios.

En caso de necesidad, deberá ser obtenida la autorización previa de la empresa, para hacer la interrupción de los servicios.

#### **3.4.5 PRINCIPALES PARÁMETROS A SER MEDIDOS**

Los principales parámetros a ser medidos en una auditoria energética detallada (AED) para la obtención del análisis cuantitativo del programa de AD & UREE son los siguientes:

- Mediciones Eléctricas, entre las cuales se encuentran Voltaje, intensidad de Corriente, Potencia, Factor de Potencia
- Niveles lumínicos
- Temperatura
- Presión
- Análisis de gases
- Análisis químicos, en especial de aguas residuales o de producción

De todos estas variables y de acuerdo con los formularios utilizados para la recolección de datos por el software "MARK IV" se deberá adoptar la metodología que a continuación se presenta para cada uno de los parámetros, cabe resaltar el hecho de que este trabajo está totalmente orientado al uso de la energía eléctrica por lo que no se han hecho mediciones que no tengan que ver con la electricidad o equipos que la utilizan.

#### 3.4.5.1 Mediciones Eléctricas

Se entiende por mediciones eléctricas a aquellas operaciones destinadas a comparar entre las unidades prácticas los efectos producidos por la corriente eléctrica. La medición de una cantidad en general se constituye en la comparación de la medida con una cantidad unitaria o patrón, o en su determinación como una función de cantidades de tipos diferentes cuyas unidades se relacionan con ella mediante leyes físicas conocidas.

Uno de los puntos claves en la medición es la precisión de la medida por lo que se deberá utilizar instrumentos de medida con valores de hasta un 2 % de error. Se deberá tener mucho cuidado con las escalas adoptadas para las mediciones previas a cualquier medición se deberá verificar que el instrumento este en la escala adecuada.

Existen ***cinco mediciones eléctricas*** importantes que son:

- ***Voltaje o tensión***, se define como el movimiento de electrones que requieren consumir energía, es el trabajo por unidad de carga (joules/coulomb) requerido para mover una carga desde un punto de referencia (voltaje cero) hasta el punto en cuestión. Su unidad es el voltio.

El instrumento que mide el voltaje se denomina voltímetro, este mide la diferencia de voltaje entre dos puntos cualesquiera de un circuito eléctrico. La

medición por tanto se la realiza conectando uno de los terminales (COM) a uno de los puntos a medir y el otro terminal (V) al otro punto la medición de voltaje en cualquier punto se la hace en paralelo a dicho punto, usando guantes apropiados y siguiendo las normas de seguridad ya anotadas para el caso de choque eléctrico.

- **Corriente o intensidad eléctrica**, se define como el flujo de partículas cargadas que circulan a través de una sección de conductor eléctrico, su unidad es el columbio por segundo (C/s) más conocido como Amperio.

El instrumento de medida es el amperímetro, hay varios tipos de amperímetro como son el análogo, el digital y el de pinzas. La medición se la realiza conectando el amperímetro en serie dentro del circuito eléctrico, dada esta circunstancia se debería desconectar los circuitos eléctricos para poder conectar este aparato de medición por lo que para el auditor energético el instrumento apropiado es el amperímetro de pinzas o más conocido como pinza-ampérimétrica que es un aparato portátil de medición.

Este instrumento tiene como principio básico el hecho de que no debe conectarse en serie ya que dispone de un transductor de corriente, la corriente que fluye en el conductor eléctrico forma ángulos rectos con el conductor al ser colocado el transductor "abrazando el conductor" es decir dentro del campo magnético que produce la corriente eléctrica se induce una corriente eléctrica en el transductor (toroide) esta es proporcional al campo magnético del conductor por lo que se produce la medición, hay que tener cuidado en la forma de realizar estas mediciones para que no se induzcan corrientes parásitas de otros conductores sino únicamente del que esta siendo probado.

- **Potencia eléctrica**, es la rapidez con respecto al tiempo del flujo de energía eléctrica, Cuando el voltaje y la corriente son funciones senoidales

del tiempo, el producto del valor rms del voltaje y el valor rms de la corriente se llama potencia aparente, su unidad es el Volta — amperio (VA); el producto del valor rms del voltaje y el valor rms de la componente en fase de la corriente se conoce como la potencia activa su unidad es el vatio o watt (W); y el producto del valor rms del voltaje y el valor rms de la componente en cuadratura de la corriente se llama potencia reactiva y su unidad es el volta — amperio reactivo (Var).

Los instrumentos para medir la potencia activa y la reactiva respectivamente son el vatímetro y el varímetro.

- **Factor de Potencia**, se define como la razón de potencia real en watts y la potencia aparente en voltamperios, obtenida como el producto del voltaje y la corriente. Cuando la forma de onda es senoidal (y sólo en ese caso) es también igual al coseno del ángulo de fase. En el caso de sistemas polifásicos cuando se presenta desbalances de corrientes deben hacerse mediciones adicionales al factor de potencia para cada fase. En un sistema trifásico se calcula mediante la siguiente expresión:
  
- **Energía Eléctrica**, esta se mide en watts — hora y es la energía consumida durante una hora cuando la potencia es de 1 vatio (watt), el medidor de esta magnitud eléctrica puede ser del tipo análogo o digital. Estos a su vez pueden tener el registro de otras magnitudes eléctricas importantes como son la demanda máxima, definida en el capítulo II de este trabajo.

#### 3.4.5.2 Medición del Nivel Lumínico

La iluminación de una superficie es la relación entre el flujo luminoso incidente en una superficie y su extensión.

La iluminación se representa por la letra E, siendo su unidad el lux. La ecuación que expresa la iluminación es:

Se deduce de la ecuación que, cuanto mayor sea el flujo luminoso incidente sobre una superficie, mayor será su iluminación, y que, para un mismo flujo luminoso incidente, la iluminación será tanto mayor en la medida en que disminuya la superficie.

El lux, unidad de iluminación, se define como la iluminación de una superficie de un metro cuadrado que recibe uniformemente distribuyendo un flujo luminoso de 1 lumen.

La medida de la iluminación es hecha por medio de un aparato especial denominado luxómetro, que consiste en una célula fotoeléctrica que al incidir la luz sobre su superficie, genera una corriente eléctrica que aumenta en función de la luz incidente. Esta corriente se mide con un miliamperímetro calibrado directamente en lux.

Para el auditor energético deberá realizar varias mediciones en el ambiente calculando luego el promedio de las mismas, esto debe hacerse tanto para la medición de la luz natural, de la luz artificial y de ambas combinadas.

#### **3.4.5.3 Medición de Temperatura**

La medición de temperatura se la realizará con un termómetro del tipo termopar, mismo que consta de un par de conductores eléctricos distintos unidos, en dos puntos. Una de las uniones se mantiene a una temperatura de referencia  $t_0$  (por lo general el punto de fusión del hielo), en tanto que el otro estará a la temperatura desconocida  $t$ . La diferencia en temperatura produce una fem térmica que mide un potenciómetro o un voltímetro digital preciso.

#### **3.4.5.4 Medición de Presión**

La medición de presión se lo realiza mediante transductores, combinando eléctricamente mediciones simultáneas de momento de torsión y velocidad, esta conversión se convierte en dinamómetro de transmisión eléctrica. Se realizará entre tres y cuatro mediciones luego de lo cual se tomará el promedio de dichas mediciones.

#### **3.4.5.5 Análisis de Gases**

Los métodos eléctricos para el análisis de gases, aún cuando en su esencia son térmicos, son posibles sólo por la aplicación de principios eléctricos para determinar relaciones térmicas. Se deberá realizar mediciones de CO<sub>2</sub>, gases tóxicos.

#### **3.4.5.6 Análisis Químicos**

Los análisis químicos se los hará en laboratorio especializados, la toma de muestras de aguas residuales o de calentamiento será la fuente para los mismos, en el análisis deberán constar datos de PH del agua, metales pesados y bacterias.

### **3.5 IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Luego de la AED, es decir, de la toma de datos y mediciones sobre la base del programa MARK IV se alimentará el mismo con los datos obtenidos y este identificará las oportunidades de ahorro energético.

En caso de querer mayor información sobre el desarrollo tanto metodológico como técnico del programa se deberá consultar el manual de campo y el manual de ingeniería del programa MARK IV.

### **3.6 LA DEMANDA COMO UNA MEDIDA DEL PROGRAMA DE AD&UREE**

La Administración de la Demanda (AD) se lo ha considerado como una medida de Ahorro Energético debido al crecimiento del consumo eléctrico ya que este significa costos de construcción de nuevas plantas de generación, el mantenimiento y la operación de las mismas con el consiguiente costo. Adicionalmente del impacto ambiental producido por la construcción de nuevas plantas, es por eso que en general en el mundo se adoptó el término de la Demanda (DSM Demand Side Management) el término y el concepto fue utilizado en primera instancia por dos razones, la primera en respuesta a la necesidad de optimizar el suministro de energía en los procesos industriales y la segunda como una herramienta única de mercadeo.

Esto conllevó a que los planificadores tanto de las empresas suministradoras de energía eléctrica así como los consumidores de la misma, a considerar la demanda no como un parámetro fijo.

***El concepto de Administración de la Demanda (AD) se basa en la planificación e implementación de aquellas actividades diseñadas para influenciar en el consumidor final de la electricidad de manera que se produzca el deseo de cambiar la forma de utilización de la carga,*** tanto en el tiempo y la magnitud de esta utilización. En la práctica, la Administración de la Demanda ha conllevado el incremento en la eficiencia, la administración y conservación de la carga, todo con énfasis en la necesidad de reducir la capacidad de generación de la energía eléctrica. Las medidas no solamente se contabilizan en el aplazamiento de las inversiones en generación, transmisión y



distribución, sino en el costo evitado por el consumidor, por otro lado existe una pérdida en cuanto al consumo de energía para la empresa eléctrica pero los beneficios antes anotados mitigan esta pérdida.

La planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia no consideraba el concepto de Administración de la Demanda y la proyección de la Demanda se usaba únicamente los datos históricos de la tasa de crecimiento de la Demanda actualmente los planificadores de las empresas concesionarias cuentan con esta herramienta para la reducción de la proyección y el control de la Demanda eléctrica.

Históricamente las demandas máximas eran compensadas mediante la instalación de costosas plantas de generación para los picos de las curvas de carga o simplemente mediante la persuasión a grandes consumidores de diferir su demanda mediante incentivos económicos.

Una de las medidas para tales incentivos son las tarifas eléctricas las cuales en este estudio se tratan en el capítulo VI.

*La Administración de la Demanda consiste prácticamente en actuar sobre la curva de carga disminuyendo sus picos, para que esto ocurra el MD identifica dos posibilidades principales desplazar el consumo de los picos hacia los valles de la curva de carga o mejorar la eficiencia de los equipos y aparatos eléctricos. Así el MD debe actuar directamente sobre el usuario final tentado influenciarlo para utilizar la energía eléctrica de forma de producir los cambios deseados en el comportamiento de la curva de carga de la concesionaria (empresa eléctrica de distribución).*

Las acciones deben ser coordinadas a fin de obtener resultados coherentes. Sin embargo de que acciones individuales pueden producir disminución en el consumo de energía eléctrica o la modificación de la curva de

carga, globalmente ellas pueden no representar una operación más económica y más eficiente para el sector eléctrico como un todo. *Las acciones por tanto no pueden ser aisladas ni para la concesionaria del servicio eléctrico ni para el consumidor o por iniciativas de grupos independientes*

### 3.6.1 METODOS DE ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE LA CURVA DE CARGA

El análisis de la curva de carga del consumidor como ya hemos mencionado anteriormente está basada en el comportamiento por usos finales de la energía eléctrica tal como lo hemos planteado en este capítulo. Existen varias formas de actuar sobre la curva de carga en el sector industrial a continuación vamos a describir algunas de ellas.

- *Recorte de las picos de la Curva de Carga (Peaking Clipping)* esto se lo puede realizar por **substitución**, por **interrupción** o por **desplazamiento** de cargas.
- *Desplazamiento de carga hacia los valles* esta se la puede realizar por **almacenamiento** o **desplazamiento** (*Load Shifting or Valley Filling*).
- **Conservación estratégica** se lo realiza por **conservación** (Strategic Conservation).
- **Crecimiento estratégico de la Carga**, crear picos en la curva de carga fuera de las horas de mayor consumo (*Strategic Load Growth*).

A continuación presentamos los conceptos de las diferentes formas de actuar sobre la carga. Una explicación gráfica se puede ver en el Gráfico No. 24. Conceptos básicos sobre las diferentes formas de actuar se presentan a continuación:

- **Conservación**, se lo realiza mediante la reducción de la demanda a través del control total sobre la curva diaria de carga en función del tiempo.
- **Substitución**, el método es el generar con otro tipo de combustible en las horas pico de la curva de carga.
- **Interrupción**, Las cargas que estrictamente no son necesarias se sacan mediante interruptores a distancia o de tiempo durante las horas pico del sistema.
- **Almacenamiento**, algunas cargas eléctricas previamente usadas a las horas pico se las usará fuera de estas.
- **Desplazamiento del pico**, cargas eléctricas que se usaban durante las horas pico del sistema se transfieren para su utilización en los "hombros" de la cresta de carga.
- **Adición fuera de pico**, energía adicional de crecimiento usada fuera de pico sin reducción de los picos originales, es decir, manteniéndolos.

Estos controles tienen las siguientes características de beneficios para la empresa concesionaria:

- Son usados para reducir los requerimientos en la capacidad de generación.
- Reducen costos de operación y mantenimiento.
- Diferir inversiones en Generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, y

- Además evita la dependencia en el uso de combustibles fósiles con el consiguiente impacto ambiental que estos producen por la contaminación.

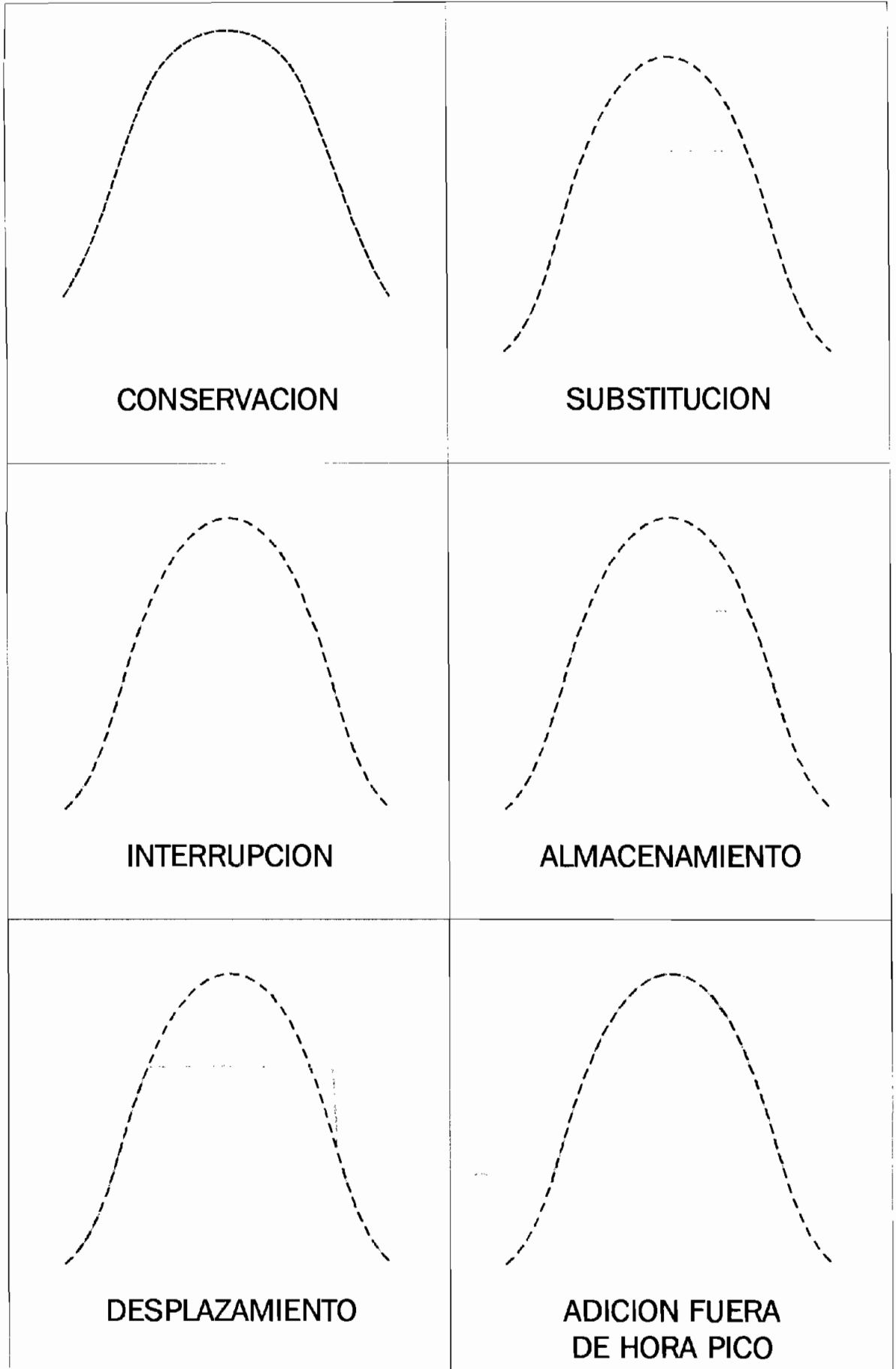
### **3.6.1.1 Administración de la Demanda Mediante el Recorte de Picos de la Curva de Carga**

La reducción de la carga eléctrica durante los períodos de mayor consumo se lo realiza como ya dijimos mediante la sustitución, interrupción o por desplazamiento de cargas. Se lo realiza por control directo del consumidor en este caso industrial ya sea en la generación eléctrica con equipos propios, en la interrupción de cargas o el desplazamiento de las mismas.

Los beneficios que obtiene el consumidor industrial por este tipo de MD en la mayoría de los casos son que se pueden acogerse a una tarifa de rango interrumpible, es decir a una tarificación especial que incentive este tipo de medida, en el caso de nuestro país no existe este tipo de tarificación por lo que en este estudio en el capítulo referente a tarifas toma en consideración este tipo de incentivo.

### **3.6.1.2 Administración de la Demanda Mediante Desplazamiento de Carga y Llenado de Valles de la Curva de Carga**

El llenado de valles o el traslado de carga de las horas pico hacia las horas no pico, lo que nos permite el hacer uso más eficiente de la capacidad instalada de generación. En algunos países que tienen tarifas variables en el tiempo o por tiempo de uso, el costo del consumo y el de la demanda es diferente entre las horas pico y las horas no pico en el caso que describimos sería particularmente deseable que el costo durante las horas declaradas no pico sea menor que el precio promedio de venta de la energía eléctrica y que exista un incentivo adicional por la reducción en la demanda máxima del consumidor



industrial: el mismo que para poder realizar este tipo de manejo deberá adicionar o desplazar las operaciones que se realizan en la mañana trasladarlas a la noche y madrugada.

### **3.6.1.3 Administración de la Demanda Mediante la Conservación Estratégica de la Carga**

Esta involucra la reducción en las ventas a menudo esto incluye cambios en los patrones de uso. El planificador y el auditor energético se ven involucrados y deberán considerar acciones tendientes a una ocurrencia natural y entonces evaluar el costo efectivo de los programas de UREE intentando el aceleramiento o la estimulación de las medidas de ahorro energético. Por otro lado el consumidor industrial deberá tender a la instalación y utilización de equipos y procesos más eficientes.

Es claro que para el consumidor la substitución de equipos por otros más eficientes es una acción más difícil de ser aceptada. Las inversiones para la adquisición de nuevos y más eficientes equipos eléctricos deberá ser incentivado por los beneficios que produce sobre la sociedad en forma global. Así programas de financiamiento subsidiado o la reducción de tasas y/o impuestos, deberían ser considerados y eventualmente proporcionados por el gobierno a través de la institución que regula la energía eléctrica para el caso de nuestro país el CONELEC y en el caso concreto de la EEQSA también deberá considerar este tipo de incentivos para a través de su departamento de pérdidas lograr la reducción de la curva de carga.

### **3.6.1.4 Administración de la demanda mediante el crecimiento estratégico de la carga**

El crecimiento de la carga en el sector industrial involucra el incremento del mercado de ventas del sector por lo que estas cargas deberán servirse con

combustibles eficientes en especial con energía de base como es la hidroeléctrica, por lo tanto se deberá tener en cuenta que este crecimiento no vaya a las horas pico sino más bien se creen nuevos picos en las horas de menor consumo eléctrico.

La automatización de procesos industriales, el calentamiento y la producción de vapor en especial estos últimos que eran realizados con combustibles como el gas licuado de petróleo han sido reemplazados con procesos que utilizan energía eléctrica.

### **3.7 PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE AD & UREE**

El programa de AD & UREE se lo hará sobre la base del punto 3.2 de este capítulo que nos indica lo siguiente:

- Bases de la conformación del CICE
- Levantamiento y conocimiento de las instalaciones
- Obtención del diagrama unifilar de la planta y de disposición de equipos de la planta actualizados (planos).
- Plan de acción para la Auditoría energética detallada
  - Personal Técnico
  - Procedimientos y puntos de pruebas
  - Instrumentación
- Desarrollo de la Auditoría energética (llenado de formularios de MARK IV)
- Ingreso de datos en el software MARK IV y validación de los mismos.

- Obtención de la Curva de carga característica y de composición por usos finales.
- Obtención de resultados e identificación de medidas de AD & UREE
- Implantación de medidas
- Evaluación de las medidas

Estos serían los pasos principales a realizar dentro del programa de AD & UREE en el sector industrial.



## **CAPITULO 4**

### **PLAN PILOTO DE AD & UREE CON LOS CLIENTES PARTICIPANTES DEL ALIMENTADOR**

#### **4.1 APLICACIÓN DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA A LAS INDUSTRIAS PARTICIPANTES DEL ALIMENTADOR ESCOGIDO EN EL PLAN PILOTO DE AD & UREE**

Para la aplicación de la AED en las industrias del alimentador se procedió a procesar los datos de la campaña de mediciones, es decir, los consumos medidos, así como también los datos históricos de consumos proporcionados por el Departamento de Grandes Clientes de la EEQ gracias a la colaboración del Ing. Néstor Duque, que fueron procesados en esta tesis en el Anexo No. 5 y los datos de la capacidad instalada detallados en el Capítulo II; con estos resultados se llegó a determinar que la Empresa Textiles Nacionales S.A. (TENASA) tiene 2988.5 KVA, es decir, un 46.63 % de la potencia instalada en transformadores sobre el total de la potencia que es de 6409 KVA correspondientes al sector industrial del alimentador 16 A, así mismo los datos de consumo nos dicen que TENASA consume en promedio 1'184.074 KWH que corresponden al 60,21% del

consumo total del sector industrial del alimentador. Todos estos datos se los puede visualizar mejor en los Cuadros No. 4.1, 4.2 y 4.3, y en los Gráficos No. 4.1 y 4.2 que a continuación se presentan. Con estos antecedentes se decidió realizar la Auditoria Energética Detallada (AED) en la empresa Textiles Nacionales S.A. por ser la más representativa en el alimentador 16 A motivo de este estudio.

Es necesario resaltar el hecho de que los datos anteriormente procesados, se lo ha hecho sobre la base de los clientes industriales del alimentador, se escogió TENASA para la segunda parte del trabajo, es decir, para el programa de AD & UREE debido a que con una sola empresa conseguimos tener un porcentaje realmente representativo del alimentador. En el caso de que se hubiese escogido ya sea Wilson, Delltex o Sintofil no alcanzaríamos a obtener un porcentaje que represente en forma adecuada al sector industrial en el alimentador 16 A.

En el año 1996 y 1997 se realiza un estudio<sup>13</sup> de las curvas de carga del sector de Grandes Clientes ( Grandes Consumidores ya sea industriales, comerciales o residenciales con consumos superiores a 50.000 KWH/mes), cabe anotar que en el estudio se determina al sector Textil como el sector más importante dentro de los Grandes Clientes como los clasifica la EEQSA, no sólo por el número de empresas que es de 190 y al volumen de energía consumida que es de 20.33% con respecto al sector Grandes Clientes. En el mismo estudio señalado anteriormente se estratifica al sector textil en cuatro estratos de acuerdo al consumo registrado.

Cuadro No. 4.1

| <b>POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR 16 A</b> |                       |                           |
|--|-----------------------|---------------------------|
| <b>INDUSTRIA</b>   | <b>PORCENTAJE (%)</b> | <b>POTENCIA INSTALADA</b> |
| DELLTEX INDUSTRIAL S.A.  | 11,08                 | 710                       |
| JABONERIA WILSON   | 16,38                 | 1.050                     |
| LANAFIT  | 10,92                 | 700                       |
| SINTOFIL   | 6,24                  | 400                       |
| <b>TENASA</b>  | <b>46,63</b>          | <b>2.988,5</b>            |
| TEXTIL LA EUROPEA  | 7,80                  | 500                       |
| DAMASCO Y MOANPLAST  | 0,94                  | 60                        |
| <b>TOTAL</b>   | <b>100,00</b>         | <b>6.409</b>              |

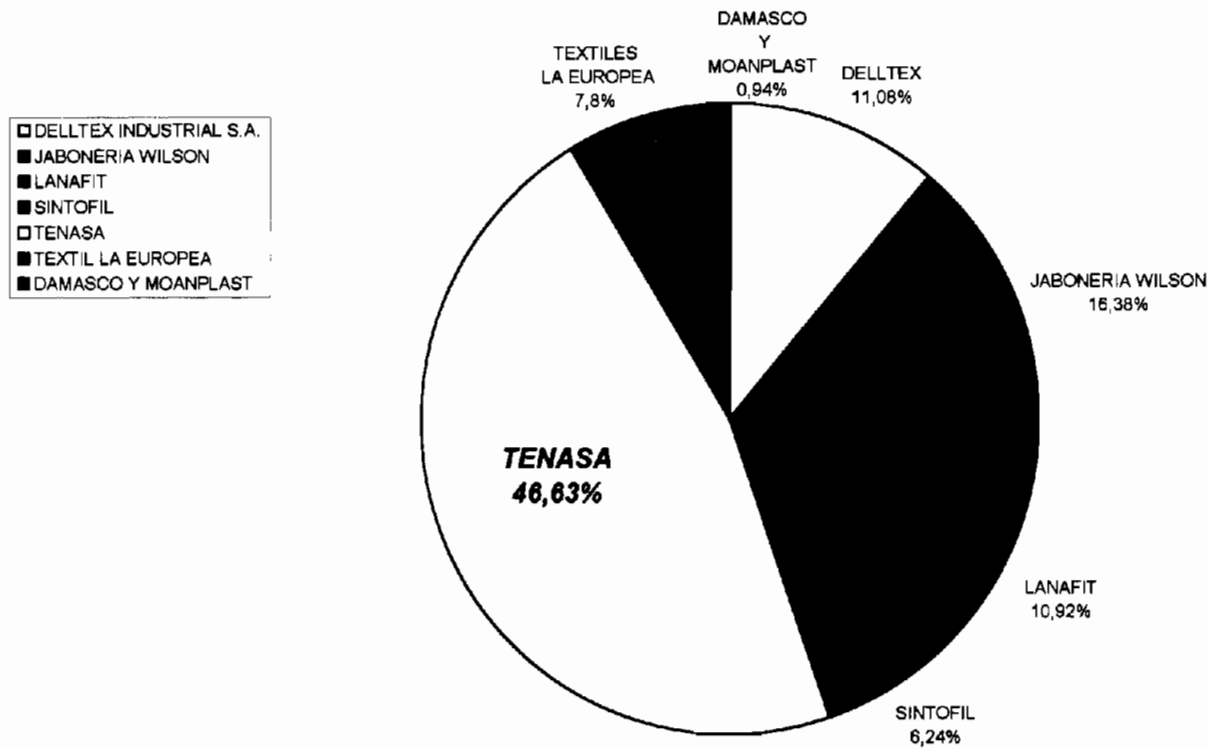
Cuadro No. 4.2

| <b>PROMEDIOS DE LOS CONSUMOS HISTORICOS DEL ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACION RIO COCA</b> |               |                               |
|---|---------------|-------------------------------|
| <b>DIRECCION</b>  | <b>NOMBRE</b> | <b>CONSUMOS PROMEDIOS KWH</b> |
| Av. De los Granados   | DELLTEX       | 262.501                       |
| París   | WILSON (1)    | 76.375                        |
| Av. De los Granados   | WILSON (2)    | 38.538                        |
| Av. De los Granados   | WILSON (3)    | 1.911                         |
| Av. De los Granados   | WILSON (4)    | 400                           |
| Av. 6 Diciembre   | LANAFIT       | 179.428                       |
| Gaspar de Villaroel   | SINTOFIL (1)  | 133.691                       |
| Av. 6 Diciembre   | TENASA (1)    | 222.108                       |
| Av. 6 Diciembre   | TENASA (2)    | 173.272                       |
| Av. 6 Diciembre   | TENASA (3)    | 788.695                       |
| Av. 6 Diciembre   | EUROPEA       | 88.457                        |
| Av. De los Granados   | DAMASCO       | 453                           |
| Av. De los Granados   | MOANPLAST     | 866                           |
| <b>CONSUMO PROMEDIO TOTAL DEL ALIMENTADOR SECTOR INDUSTRIAL</b>                             |               | <b>1.966.693</b>              |

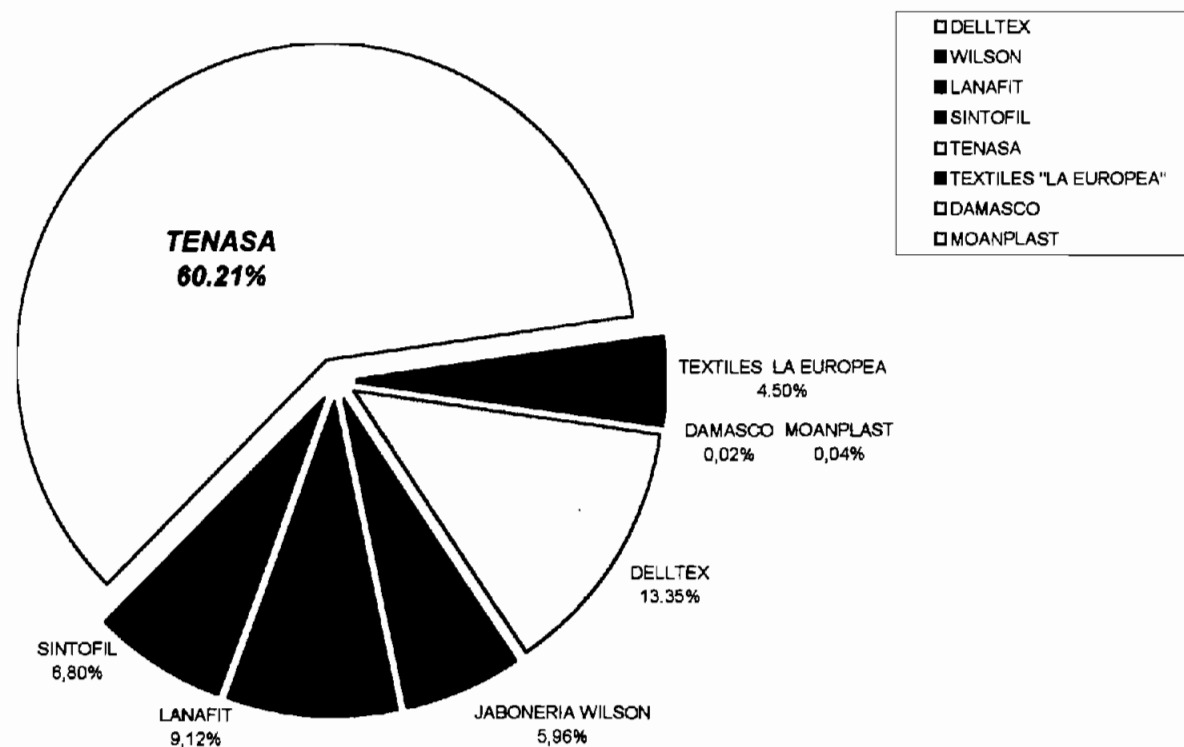
Cuadro No. 4.3

| <b>TOTALES DE CONSUMOS PROMEDIOS POR INDUSTRIA</b> |                     |                       |
|--|---------------------|-----------------------|
| <b>INDUSTRIAS</b>                                  | <b>CONSUMOS KWH</b> | <b>PORCENTAJE (%)</b> |
| DELLTEX  | 262.501             | 13,35                 |
| WILSON   | 117.224             | 5,96                  |
| LANAFIT  | 179.428             | 9,12                  |
| SINTOFIL   | 133.691             | 6,80                  |
| TENASA   | 1.184.074           | 60,21                 |
| TEXTILES "LA EUROPEA"                              | 88.457              | 4,50                  |
| DAMASCO  | 453                 | 0,02                  |
| MOANPLAST  | 865,78              | 0,04                  |
| <b>TOTAL</b>                                       | <b>1.966.693</b>    | <b>100,00</b>         |

**Gráfico No. 4.1**  
**POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS CLIENTES**  
**INDUSTRIALES DEL ALIMENTADOR 16 A**



**Gráfico No. 4.2**  
**PORCENTAJES DE INCIDENCIA EN EL CONSUMO ELECTRICO DE LAS INDUSTRIAS EN**  
**EL ALIMENTADOR 16 A DE LA SUBESTACION RIO COCA**



*SECTOR TEXTIL*

|                 |                                  |
|-----------------|----------------------------------|
| PRIMER ESTRATO  | De 0 a 50.000 KWH / mes          |
| SEGUNDO ESTRATO | De 50.001 a 100.000 KWH / mes    |
| TERCER ESTRATO  | De 100.001 a 200.000 KWH / mes   |
| CUARTO ESTRATO  | De 200.001 KWH / mes en adelante |

Ubicándose TENASA 3 Y TENASA 1 en el cuarto estrato mientras que TENASA 2 en el tercer estrato, TENASA 3 es responsable del 7% del consumo de energía eléctrica en el sector textil y se lo ha clasificado como cliente especial dentro de los grandes clientes siendo la segunda de mayor consumo dentro de los clientes especiales después de ADELCA (fabrica del sector metálico de acuerdo al estudio antes mencionado).

Todos estos datos corroboran el hecho de que se escogiera a TENASA para el programa de AD & UREE con lo que se tendrá también una buena referencia respecto de la composición de la curva de carga del sector Textil de la EEQSA por usos finales.

#### **4.1.1 DATOS GENERALES DE LA INDUSTRIA TEXTILES NACIONALES S.A. (TENASA)**

La industria textil TENASA es una industria que está ubicada entre las Avenidas 6 de Diciembre 5919 y De los Granados, colinda con las instalaciones de la Policía Nacional en la Av. 6 de Diciembre al norte y con la industria de jabones Wilson hacia el sur, al este tiene una salida por la calle París, tiene una extensión de alrededor de 25.000 m<sup>2</sup>, en esta planta funcionan dos empresas correlacionadas con TENASA que son VAMATEX S.A. y SANITEX S.A., cabe resaltar que pese a existir estas dos empresas adicionales el consumo eléctrico no tiene medidores eléctricos específicos de cada una de estas empresas.

La planta tiene un total de 16.400 m<sup>2</sup> de construcción, dividida en cuatro galpones donde se aloja la maquinaria industrial, oficinas administrativas, dos secciones de bodegas y servicios para los empleados.

El número de empleados total es de alrededor de 660 de los cuales 555 pertenecen al departamento de producción, 60 a la sección administrativa de la empresa y 45 son del departamento de servicios.

La empresa dentro de sus parámetros de costos tiene calculado que en promedio la influencia del consumo eléctrico en el costo final de los productos terminados es de alrededor de un 20%.

La empresa trabaja en 3 turnos y su ciclo de trabajo es de casi 365 días de trabajo anuales, dejando 35 días para vacaciones que inician a mediados del mes de Diciembre de cada año y finalizan a mediados del mes de enero, pese a eso la planta no deja de producir en ciertas áreas durante ese período.

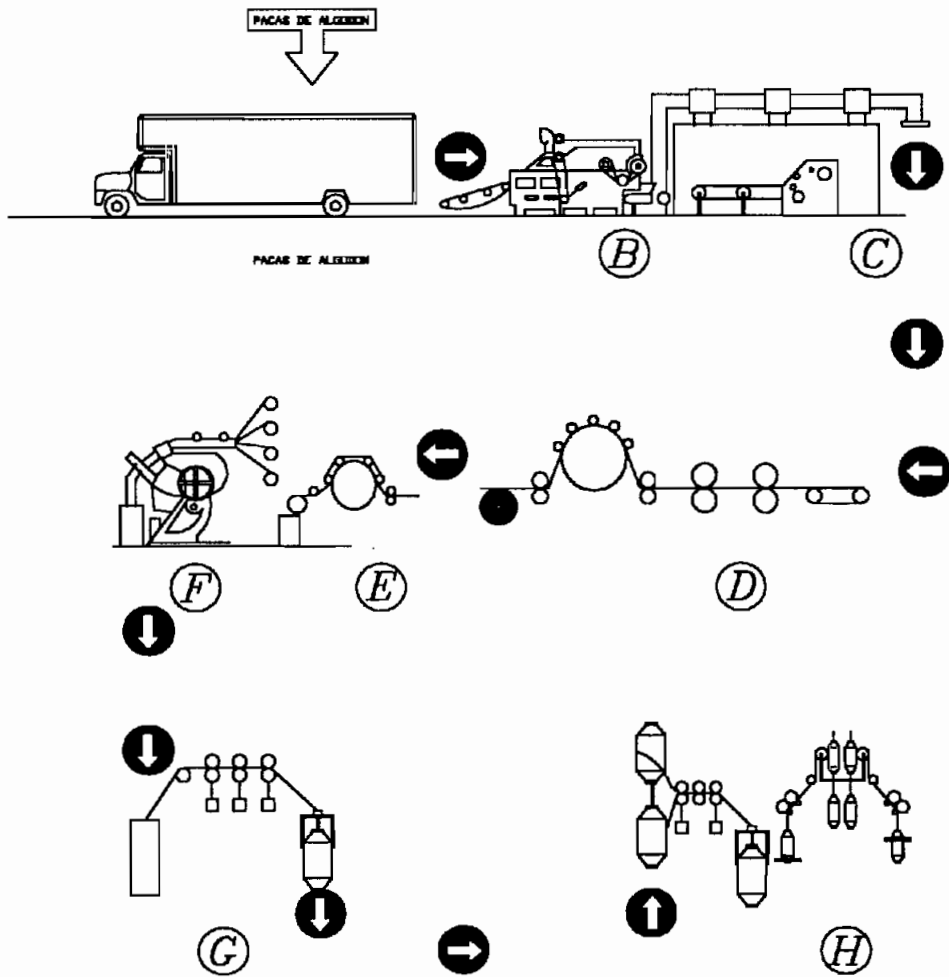
La empresa tiene variaciones cíclicas en su producción esto se deduce de los consumos históricos comentados en el Capítulo V, el proceso de producción es un proceso continuo, cuando se hizo consultas respecto de que cargas podrían ser desconectadas en la hora pico se nos indico que ninguna.

La planta en la parte técnica cuenta con un departamento de mantenimiento eléctrico y otro mecánico (taller). La rama de actividad industrial de acuerdo a la clasificación CIU es la 3211<sup>13</sup>, es decir, es una industria de "*Hilado, tejido y acabado de textiles*". Esta rama es reconocida por la Cámara de Industriales de Pichincha.

En TENASA se prepara las fibras de algodón para hilarlas mediante procesos como el desmonte, enriado, macerado, limpieza; cardado, peinado y

carbonizado; molinaje; hilado, tejido, blanqueo y teñido; estampado y acabado de hilados y tejidos. Un detalle del proceso se presenta en el Gráfico No. 4.3.

Adicionalmente se presenta en el Gráfico 4.4 y 4.5 los procesos de producción de TENASA, VAMATEX y SANITEX.

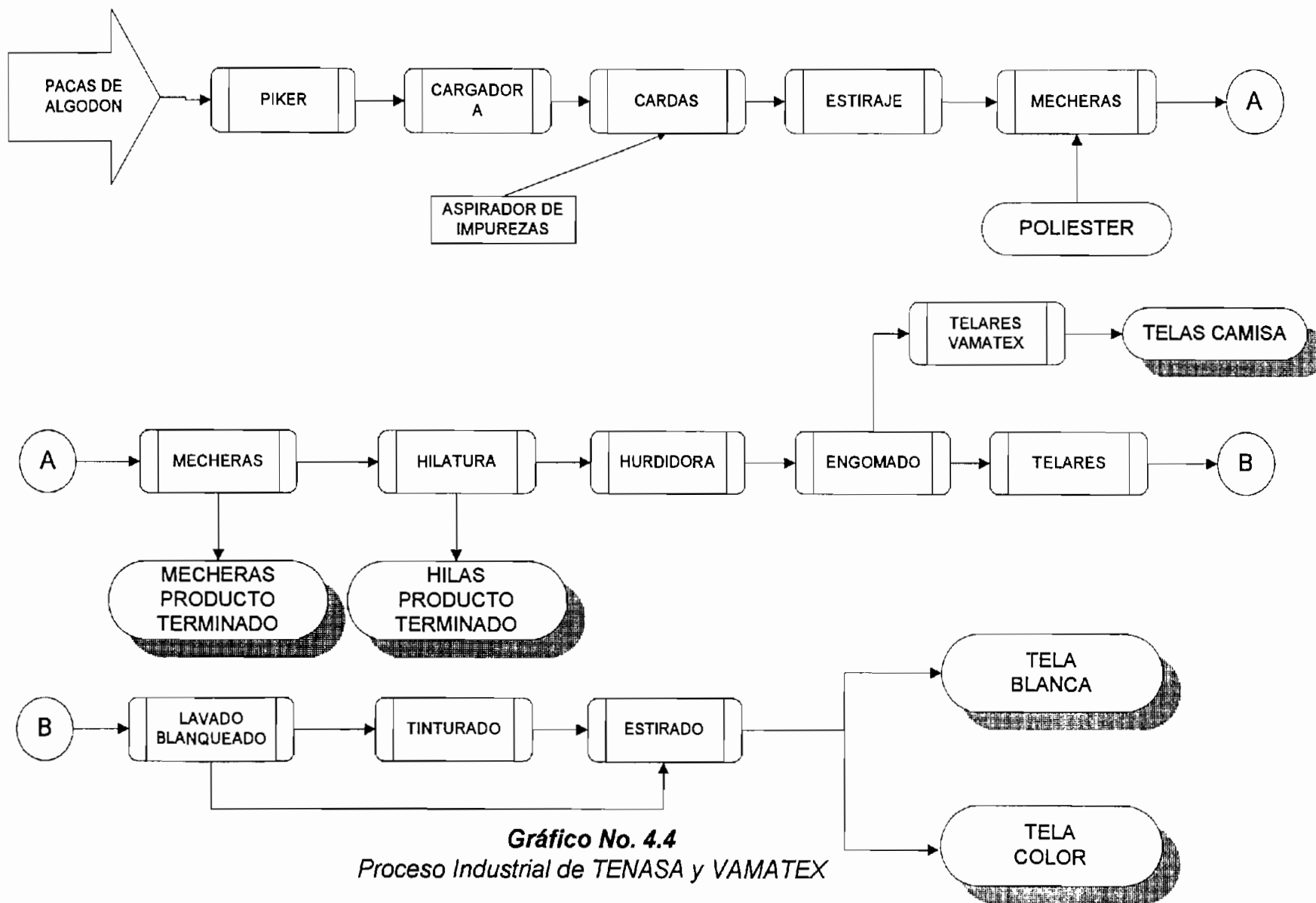


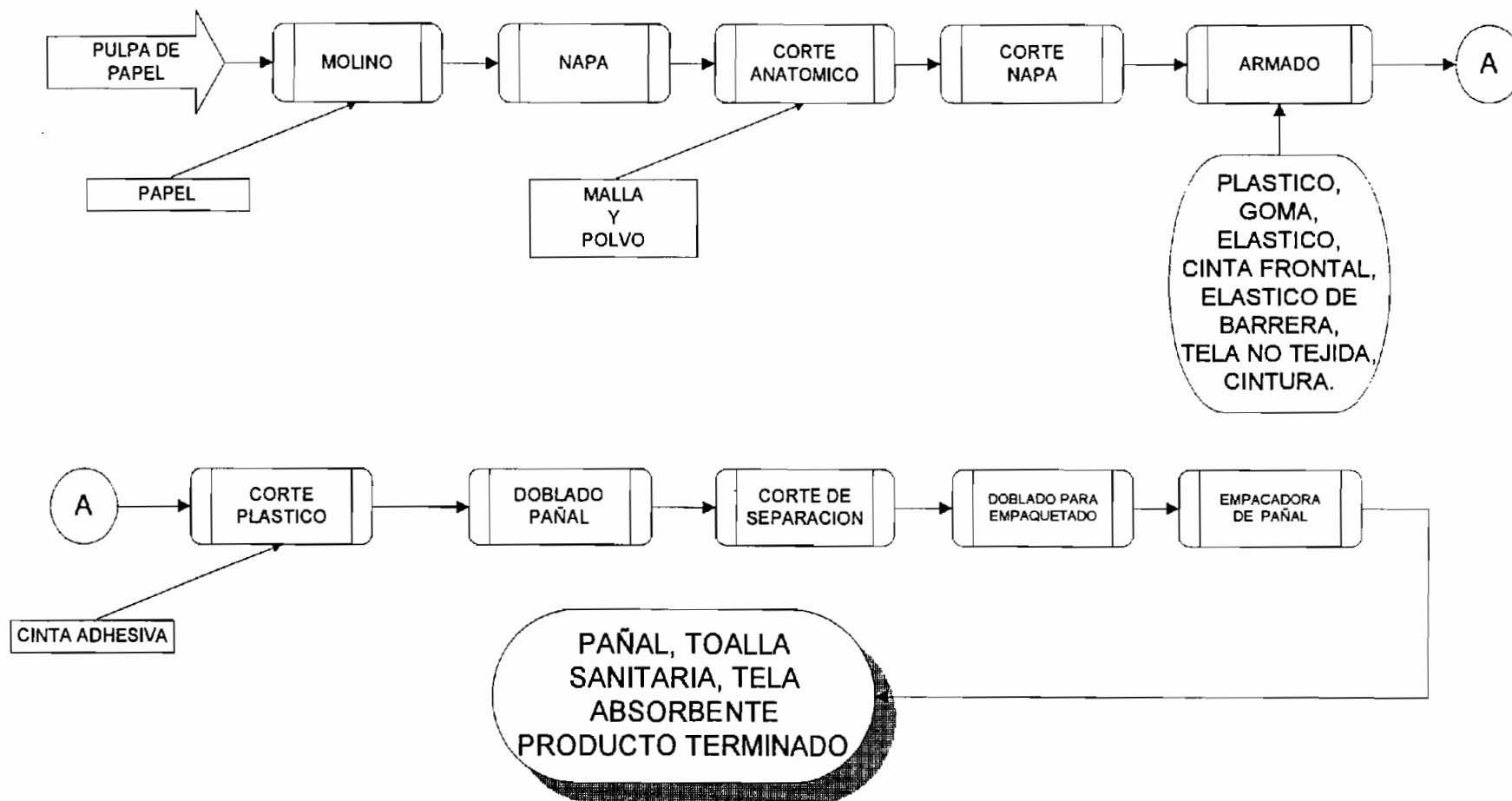
**Gráfico No. 4.3**

*Proceso Industrial Textil*

A.-Provisión de materia Prima, Pajas de Algodón B.-Abridora de bolas de Algodón C.-Mezclado D.- Batanes  
E.- Cardas F.- Torcido del Hilo G.- Mecheras H.- Continuas de anillas







**Gráfico No. 4.5**  
*Proceso Industrial de SANITEX*

El suministro eléctrico de la Empresa viene del alimentador aéreo 16 A de la subestación Río Coca, este mediante botes terminales ingresa a dos cámaras de transformación y la tercera tiene una instalación con una acometida aérea en la cual se ha hecho una especie de embarrado (barras tipo subestación) con el mismo conductor de Aluminio a modo de subestación, esta cámara es la más antigua el nivel de voltaje de las cámaras en Alta Tensión es de 6300 Voltios y en Baja tensión la empresa dispone de un voltaje no muy usual para industrias que es de 550 Voltios, así mismo dispone de transformadores internos en aceite y tipo seco que transforman el voltaje de 550 Voltios a 220 Voltios ya sean trifásicos, y 220 - 120 voltios monofásicos (dos fases y neutro, ó fase y neutro).

Cada cámara de transformación cuenta con un tablero de distribución principal conocido en TENASA como cabinas, asignando la cabina No. 1 a la cámara de transformación más antigua que tiene tres unidades de transformadores monofásicos conectados en Delta - Estrella estos transformadores son de una potencia de 167 KVA, el banco de transformadores General Electric tiene sus respectivas protecciones como son seccionadores y pararrayos, así mismo cuentan con un tablero de transferencia automática para la conexión del generador de emergencia. En la misma cámara de transformación existe otro transformador de marca UNIAO brasileño, trifásico tipo convencional de 75 KVA y de voltaje nominal 6300 V en el lado de alta tensión y de 210/121 V en el lado de baja tensión.. En la cabina No. 1 (cuarto de tableros principales) existe dos tableros principales uno de voltaje nominal 550 V trifásicos, y el otro de 210/121 Voltios. Cabe resaltar que los tableros no disponen de puesta a tierra independiente de la malla de tierra propia de la cámara de transformación, es decir, existe solamente el neutro que es utilizado tanto como aterramiento así como cumple las funciones de neutro.

La cámara de transformación No. 2 aloja dos transformadores el uno de 500 KVA tipo convencional de relación de voltaje 6300 V en el lado de alta

tensión y de 550 V, el otro transformador es de 112.5 KVA el voltaje primario también es de 6300 V y el del secundario es de 210/121 V. En la cabina No. 2 (cuarto de tableros principales) existe así mismo dos tableros principales uno de voltaje nominal 550 V trifásicos, y el otro de 210/121 Voltios

La cámara de transformación No. 3 es la más grande de todas las anteriores y tiene dos transformadores el uno de 1.500 KVA tipo convencional de relación de voltaje 6300 V en el lado de alta tensión y de 550 V, el otro transformador es de 300 KVA el voltaje primario también es de 6300 V y el del secundario es de 210/121 V. En la cabina No. 3 (cuarto de tableros principales) existen dos tableros principales uno de voltaje nominal 550 V trifásicos, y el otro de 210/121 Voltios

La medición de la energía eléctrica se realiza por parte de la Empresa Eléctrica Quito en el lado de alta tensión de cada cámara de transformación disponiendo para el caso de transformadores de voltaje y de corriente; y de medidores electrónicos del tipo QUAD-4 SIEMENS.

Los principales productos que produce TENASA en esta planta son:

- Hilas San Georgio, Hilas Sabio
- Tela cruda para tinturado
- Tela absorbente
- Tela tipo pana
- Franela
- Tela para camisas
- Pañales desechables
- Toallas Sanitarias
- Hoja absorbente para productos alimenticios

De los productos antes mencionados los más importantes y de los cuales presentamos un detalle de producción del mes de Noviembre de 1999 al de octubre del 2000 son la tela cruda y el hilo.

**Cuadro No. 4.4**

**PRODUCCIÓN DE TELA CRUDA**

| <b>TEXTILES NACIONALES S.A.</b> |                  |                  |
|---------------------------------|------------------|------------------|
| MES                             | TELA<br>(YARDAS) | TELA<br>(LIBRAS) |
| Nov-99                          | 851.456          | 429.685          |
| Dic-99                          | 825.677          | 405.903          |
| Ene-00                          | 801.847          | 407.265          |
| Feb-00                          | 800.820          | 407.248          |
| Mar-00                          | 1.191.310        | 559.916          |
| Abr-00                          | 999.722          | 465.382          |
| May-00                          | 998.113          | 460.054          |
| Jun-00                          | 1.224.772        | 543.521          |
| Jul-00                          | 973.494          | 414.446          |
| Ago-00                          | 945.006          | 404.354          |
| Sep-00                          | 1.323.038        | 575.748          |
| Oct-00                          | 1.061.677        | 473.320          |
| TOTAL                           | 11.996.932       | 5.546.842        |

**Cuadro No. 4.5**

**PRODUCCIÓN DE HILO**

| <b>TEXTILES NACIONALES S.A.</b> |                  |
|---------------------------------|------------------|
| MES                             | HILO<br>(LIBRAS) |
| Sep-99                          | 166.867          |
| Oct-99                          | 180.322          |
| Nov-99                          | 107.359          |
| Dic-99                          | 179.139          |
| Ene-00                          | 153.841          |
| Feb-00                          | 173.125          |
| Mar-00                          | 245.573          |
| Abr-00                          | 197.275          |
| May-00                          | 215.055          |
| Jun-00                          | 162.652          |
| Jul-00                          | 146.256          |
| Ago-00                          | 154.533          |
| Sep-00                          | 155.450          |
| Oct-00                          | 70.488           |
| TOTAL                           | 2.307.935        |

Para la realización de la AED se realizaron varios acercamientos a los directivos de la empresa con los cuales se mantuvo conversaciones y luego de la presentación de los datos procesados de la campaña de mediciones y de un

informe bastante completo indicando los trabajos a realizar se llegó a un acuerdo para la realización de la auditoría energética.

#### 4.1.2 ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE

Aplicando la metodología desarrollada en el Capítulo III de este trabajo se planteará los siguientes puntos principales dentro de la industria TENASA:

1. *Bases de la conformación del CICE*
2. *Levantamiento y conocimiento de las instalaciones*
3. *Obtención del diagrama unifilar de la planta y de disposición de equipos de la planta (planos actualizados).*
4. *Plan de acción para la Auditoría energética detallada*
  - Personal Técnico
  - Procedimientos y puntos de pruebas
  - Instrumentación
5. *Desarrollo de la Auditoría energética (llenado de formularios de MARK IV y mediciones eléctricas)*
6. *Ingreso de datos en el software MARK IV y validación de los mismos.*
7. *Obtención de resultados.*
8. *Identificación de medidas de AD & UREE.*
9. *Implantación de medidas de AD & UREE.*
10. *Evaluación de las medidas de AD & UREE.*

Dado que este estudio es un plan piloto nosotros ejecutaremos el mismo hasta el punto número 8 que es identificar las medidas de AD & UREE para que tanto la empresa TENASA así como la EEQSA serán las encargadas de continuar con el programa.

#### **4.1.3 USOS Y PERDIDAS**

El uso de la energía eléctrica en la industria y en especial en Textiles Nacionales (TENASA), según lo expuesto en el capítulo III de esta tesis se han clasificado por usos finales en: Iluminación, refrigeración, fuerza motriz, producción de calor y vapor, producción de aire acondicionado, producción de agua caliente y otros, en los que se encuentran equipos eléctricos, equipos electrónicos, producción de aire comprimido, etc.

Dentro de esta clasificación de usos finales de la energía eléctrica se puede realizar una evaluación de las pérdidas de para cada uno de los usos finales.

Indicando que en los procesos industriales existe otro tipo de fuentes de energía, en la cual no se realizará ningún tipo de evaluación

#### **4.1.4 MEDICIONES PARA LA AUDITORIA ENERGÉTICA**

Para la realización de la auditoría energética se requiere realizar algunas mediciones de magnitudes eléctricas que se requiere para llenar los formularios del MARK IV los mismos que servirán para realizar el dimensionamiento óptimo de equipo y calculo de pérdidas y oportunidades de ahorro, las magnitudes eléctricas entre las que se menciona: energía (Kwh), voltaje (V), corriente (A), nivel de iluminación (lux).

## 4.2 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE AD&UREE

### 4.2.1 BASES PARA LA CONFORMACIÓN DEL CICE EN TENASA.

La estructura organizacional de TENASA tiene como cabeza a un gerente general y básicamente después se tiene un administrador general que cumple varias funciones, es decir, no existe una jerarquía o definición de responsabilidades para cada jefe de área sino que existe un coordinador general, en cuanto tiene que ver con la parte de producción tiene así mismo una cabeza que responde a varias funciones de tipo administrativo. En el área de mantenimiento existen dos departamentos uno de mantenimiento eléctrico y otro mecánico.

Cuando se presenta dentro de la metodología de AD & UREE la cual estipula la creación de un **Comité Interno de Conservación de Energía (CICE)** con capacidad de tomar decisiones de tipo gerencial, debemos en primer término realizar las siguientes puntualizaciones:

Al no existir una estructura organizacional adecuada, se debería empezar por definir funciones de cada jefe, y luego después tomar los criterios vertidos en el punto 3.2.3 del capítulo III de este trabajo, es decir, para planear, implantar y mantener el Control Energético es recomendable la creación del **Comité Interno de Conservación de Energía (CICE)**.

Dado que este es un plan piloto auspiciado por la EEQSA, esta deberá dar el asesoramiento correspondiente en la creación del CICE. El inicio de actividades de este organismo debe ser comunicado a todo el personal de TENASA, deberá establecer mecanismos de comunicación muy clara y activa con todos los niveles en términos de tipo gerencial. Al mismo tiempo deberá contar con fondos y con dedicación de tiempo para la reducción del consumo energético.



Al crear el comité se deberá contar con la participación de los siguientes miembros:

- Gerente General
- Jefe del Dpto. Financiero
- Jefe del Dpto. de Producción
- Jefe del Dpto. de Adquisiciones
- Jefe del Dpto. de Mantenimiento
- Auditor Energético (Asesor de Gerencia, profesional con experiencia en Conservación Energética).
- Delegado del Dpto. de Control de Pérdidas de la EEQSA
- Delegado del comité de obreros con conocimiento del campo eléctrico y del proceso de producción (sindicato)

De estos miembros la coordinación del CICE deberá ser ejercida por el Auditor Energético, se deberá contar con personal administrativo auxiliar como mínimo una secretaria y un tecnólogo en sistemas computacionales para la realización de informes y gráficos. El CICE se deberá reunir por lo menos una vez al mes para evaluar los resultados obtenidos en dicho período.

La implantación del programa de AD & UREE a través del **CICE**, *el que tendrá a cargo proponer, implementar y acompañar las medidas efectivas de racionalización, así como controlar y divulgar las informaciones más relevantes, que son las siguientes:*

1. En base de la auditoria energética realizada en esta tesis, realizar una promoción de las potencialidades de ahorro energético.
2. Establecer metas de ahorro energético en corto, mediano y largo plazo.

3. Verificación del ahorro y divulgación de los resultados alcanzados, en función del punto anterior.
4. Al obtenerse factores de carga mensuales promedio de 0,78 en la cámara No.1, 0.69 en la No. 2 y de 0.76 No.3 significa que la demanda media a la demanda máxima esta bastante bien controlada, en promedio se obtiene un factor de carga total de TENASA de 0.75. Estos valores fueron obtenidos en el Anexo No. 5.
5. Los factores de potencia promedio de las tres cámaras de transformación son de 0.96, 0.94 y 0.96 en las cámaras No. 1, 2 y 3 respectivamente, esto nos da una indicación principalmente en la cámara No. 2 se deberá mejorar el control del tablero de los bancos de capacitores que compensan el factor de potencia de dicha cámara para evitar en ciertos meses a la aplicación de la penalización por bajo factor de potencia, cabe notar que regulaciones recientes del CONELEC elevaron el factor de potencia a 0.92 como mínimo por lo que las Empresas Eléctricas y en este caso concreto la EEQSA empezará a exigir a sus clientes industriales el mejorar el factor de potencia para no penalizarlos en las planillas de consumo de acuerdo con su pliego tarifario.
6. Determinar los responsables de compras y contratación de servicios electromecánicos para que apliquen las recomendaciones del CICE bajo los criterios de AD & UREE.
7. Designar coordinadores para actividades específicas de AD & UREE.
8. Establecer índices comparativos.
9. Realización de informes tipo gerencial, buscando el sumar esfuerzos para el programa de ahorro energético.

Actualmente los factores críticos para la implementación del programa de AD & UREE son los siguientes:

- Desconocimiento de los conceptos de AD & UREE por parte del personal directivo y en general de TENASA
- Falta de incentivos tarifarios
- Falta de incentivos financieros
- La crisis que afecta al sector productivo y al país en general

#### **4.2.2 LEVANTAMIENTO Y CONOCIMIENTO DE LAS INSTALACIONES**

Al iniciar el conocimiento de las instalaciones se noto que no se contaba con planos eléctricos de implantación de las instalaciones, ni tampoco con un diagrama unifilar eléctrico de la planta.

Por lo que procedimos a levantar en primer término las instalaciones existentes y al mismo tiempo a obtener los diagramas unifilares, planos eléctricos (iluminación y fuerza) de la empresa que se los presenta en el Anexo No. 7. Este trabajo se lo realizo bajo la supervisión del Departamento de mantenimiento eléctrico de TENASA, el jefe de dicho Departamento Ing. Patricio Cortéz quien asignaba un electricista con conocimiento de la planta para los recorridos diarios.

Cabe resaltar el hecho de que la obtención de los diagramas unifilares fue un proceso largo ya que muchas de las instalaciones datan de hace 30 años y algunos alimentadores eléctricos no estaban en uso o no se sabía con precisión su ubicación.

Los diagramas unifilares obtenidos se entregó al Ing. Cortéz para su aprobación y recomendaciones, luego de lo cual se realizaron los definitivos.

Como ya dijimos TENASA cuenta con tres cámaras de transformación algunas cargas importantes tienen alimentadores en dos cámaras en caso de contingencia para evitar el que la planta se tenga que parar.

#### **4.2.3 PLAN DE ACCIÓN PARA LA AUDITORÍA ENERGÉTICA DETALLADA**

Se presento como dijimos un informe completo a los directivos de la empresa para la realización de los trabajos, una vez obtenido los diagramas unifilares y los planos eléctricos definitivos se planifico seguir los mismos para la realización de la AED de acuerdo con la metodología que utiliza el software MARK IV y el ingreso de datos en el programa de ahorro energético MARK IV.

Se tomo como base los manuales de ingeniería y de campo del programa MARK IV para lo cual se tradujo los mismos del portugués al español para tenerlos como herramientas auxiliares en la AED, se los leyó varias veces muy minuciosamente.

El personal técnico con el que se contó fue siempre un técnico electricista del departamento eléctrico con total conocimiento de la planta, el cual era la persona encargada de definir puntos de prueba y los procedimientos de medición los determinamos nosotros sobre la base de las recomendaciones del manual de campo de MARK IV, con el cual al mismo tiempo se realizaba el llenado de los formularios. En muchos de los casos se preguntaba a los operadores de las diferentes máquinas que tienen un conocimiento total del funcionamiento de cada máquina para el llenado de dichos formularios.

La instrumentación utilizada para los levantamientos de campo fueron detallados en el Capítulo I de este trabajo, y en especial se utilizó el registrador de carga CODAM 603 en las cargas más importantes como por ejemplo los

compresores, bombas de agua, etc. Para los demás equipos se utilizó un multímetro y una pinza Amperimétrica, para la medición de iluminación un Luxómetro.

Se hizo las mediciones de voltajes y corrientes de línea en todo equipo de acuerdo con los formularios de MARK IV que pueden ser revisados en el Anexo No. 3 y que se entregan en esta tesis en medios magnéticos generados por el software MARK IV luego de haber introducido dichos datos en el mismo.

#### **4.2.4 DESARROLLO DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA (LLENADO DE FORMULARIOS DE MARK IV Y MEDICIONES ELÉCTRICAS)**

Por la gran cantidad de equipo eléctrico existente en TENASA alrededor de 698 motores eléctricos de diversas potencias y voltajes de acuerdo con la carga levantada y que se presenta en el Anexo No. 15, en primer término no se pudo estructurar un cronograma específico para la AED por motivos de tiempo ocupacional nuestro y también de la Empresa, que como dijimos nos asignaba un técnico para la realización del trabajo y a veces debido a contingencias propias de la planta no nos podían atender.

Por otro lado el tamaño del trabajo no nos permitió realizar las mediciones sobre todos los equipos, pero podríamos decir que en equipos que no estaban repetidos se les dio un trato individual, en casos como son los telares se tomo mediciones al muestreo de cada 10 telares se tomo mediciones en 3 de ellos, pero si verificamos el estado de cada uno de los motores en el caso de protecciones, conductores, transmisiones, etc., excepto la medición por la dificultad de tiempo que ya mencionamos anteriormente.

Se lleno cerca de 546 formularios en la AED todos bajo los parámetros del manual de campo del MARK IV. Tomamos como base las reglas de seguridad industrial del MARK IV, así como las disposiciones dadas por el personal de TENASA, en algunos casos se debió esperar la suspensión en la

actividad de ciertos equipos para no interrumpir el proceso continuo de producción para la toma de mediciones.

Algunos de los pasos básicos que se dio para la realización de la AED fueron los siguientes:

- Se hizo un conocimiento total de los principales equipos y aparatos eléctricos de las instalaciones de TENASA.
- Se efectuó la lectura completa del manual de campo y de ingeniería del MARK IV, y las dudas fueron consultadas con personal de TENASA, la EEQSA, el ex - INECEL y la EPN.
- Al ser realizadas mediciones con el registrador CODAM 603 se tuvo que aprender la forma de conexión del mismo y los parámetros que media, así como los datos procesados por el mismo una breve descripción del mismo se encuentra en el Anexo No. 11.
- Las mediciones y el llenado fueron realizados siguiendo como ya dijimos los diagramas unifilares y planos eléctricos obtenidos anteriormente en este estudio y las informaciones proporcionadas por el personal de TENASA.

#### **4.2.5 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE MARK IV Y VALIDACIÓN DE LOS MISMOS.**

Una vez terminada la AED se procedió al ingreso de datos en el programa de ahorro energético MARK IV, el cual en caso de controversias o de datos inconsistentes emite mensajes específicos.

El proceso de traslado de datos de los formularios al software fue muy cuidadoso ya que cualquier error podría conducir a mayores errores y por tanto a la obtención de resultados no satisfactorios.

*Para el uso del software específico MARK IV realizamos un curso con el auspicio de la EEQ que fue dictado por el Ing. Eduardo Carvalhaes Nobre de la División de Utilización de Energía de la CEMIG y que contó con la participación de personal relacionado con este tema del ex - INECEL, EEQ y Escuela Politécnica Nacional.*

Específicamente se realizó en este curso una Auditoria Energética Preliminar (AEP) a la industria ENKADOR ubicada en el sector de Sangolquí y en ECASA en el sector sur de la ciudad de Quito, como aporte de la forma de utilización de este programa dentro del convenio de asesoramiento que mantiene la CEMIG con la EEQSA.

Lo cual nos permitió familiarizarnos con la metodología utilizada por el software, para poderlo aplicar posteriormente en este trabajo. Una descripción del programa MARK IV se la tiene en el Anexo No. 3, cabe resaltar que el mismo permite familiarizarse muy rápido a una persona que tenga conocimientos de ahorro energético y procesos eléctricos muy rápidamente. La instalación del mismo es muy fácil y permite su rápida utilización.

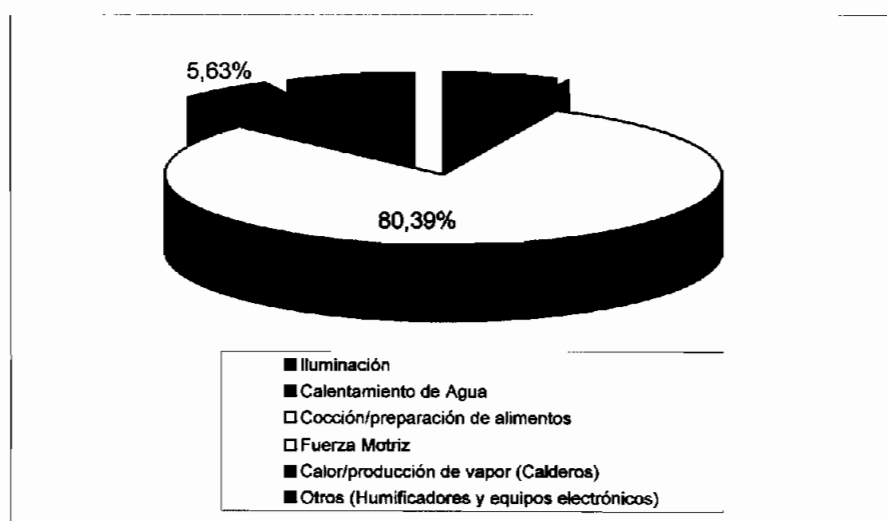
#### **4.2.6 OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA DE TENASA**

Sobre la base de los datos levantados con los voltajes, corrientes, potencias y factor de potencia obtenidos se procedió a procesarlos y graficarlos en hojas electrónicas detalle que se presenta en el Anexo No.10.2, con lo cual se obtuvo una curva de carga por usos finales de la industria TENASA, la cual se la presenta en la siguiente hoja Gráfico No. 4.7. Cabe resaltar el hecho de que la curva se ve influenciada totalmente por el uso final fuerza motriz en un 80,39%, a continuación el uso final otros con el 7.44%, la

iluminación con 6.54%, y por último el calor y la producción de vapor (calderos) con 5.63% como podemos ver del Gráfico No. 4.6.

**Gráfico No. 4.6**

**RESPONSABILIDAD DE LOS USOS FINALES EN LA COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA TENASA TARIFA C2 (G4 EEQSA)**

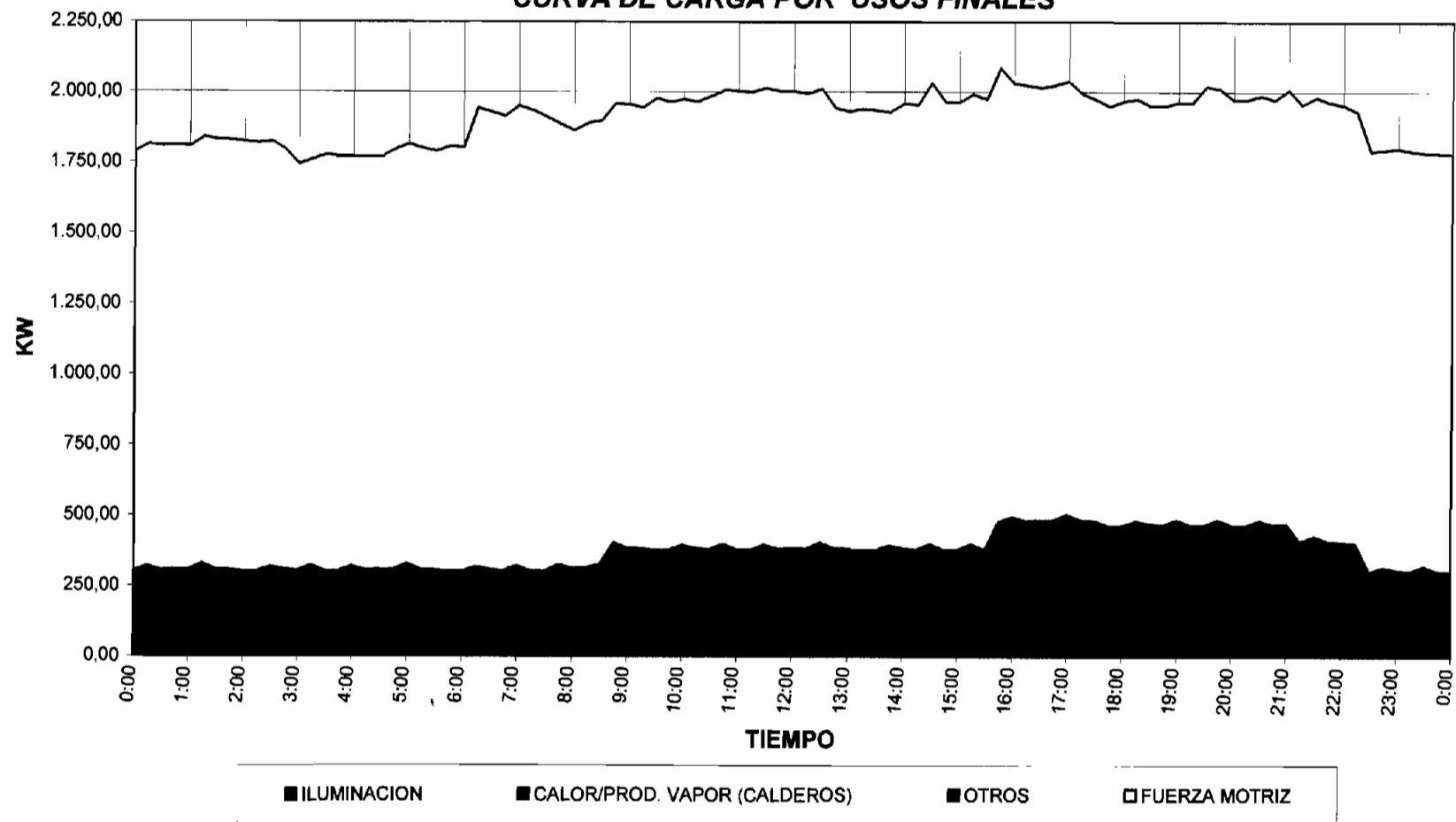


**4.2.7 OBTENCIÓN DE RESULTADOS.**

Una vez ingresado y validado los datos de la AED se ejecuto el programa MARK IV y se obtuvieron los resultados, los mismos que fueron entregados a TENASA y a la EEQSA para el conocimiento del consumo eléctrico y el potencial de ahorro energético y económico. Esperamos que este trabajo tenga un efecto multiplicador facilitando este tipo de trabajos en otras empresas industriales.



**Gráfico No. 4.7**  
**TENASA**  
**CURVA DE CARGA POR USOS FINALES**



Así TENASA podrá utilizar este material para estudios más profundos, así como para adoptar medidas de carácter permanente para acompañar el programa de AD & UREE canalizado a través del CICE que deberá ser creado para tal efecto, en caso de que ellos decidan acogerse a las medidas de ahorro identificadas en este estudio.

#### **4.2.8 IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA**

El presente informe fue elaborado con base en los levantamientos de campo e informaciones obtenidas, a partir del mes de Febrero del 2000. Su contenido comprende una síntesis de los análisis efectuados con la metodología del Programa Computacional de Control Energético para Reducción de Costos - MARK IV, el único uso final no analizado con el software MARK IV es iluminación, este uso final ha sido analizado sobre la base de la metodología del MARK IV pero utilizando como herramienta la hoja electrónica EXCEL.

El trabajo de recolección de datos y las mediciones se realizaron procurando abarcar el mayor número posible de usos de energía eléctrica, cabe resaltar que los valores presentados se basan en informaciones proporcionadas en la planta textil por el personal, como también, en mediciones instantáneas ejecutadas durante los levantamientos, y que confieren el carácter de orientación y sugerencia a las medidas de conservación, en virtud de que eventualmente éstas hubieren sido tomadas en períodos atípicos de funcionamiento de la planta, es necesario aclarar que por ser un estudio sobre una planta industrial muy grande en ciertos casos solo se tomo el criterio del operador que se encontraba en ese instante, pero al tener tres turnos en la planta se tiene tres operadores para cada máquina por lo que hubiese sido interesante conocer el criterio de los otros dos operadores.

Los datos que fueron utilizados en el cálculo de inversiones vinculados a las alternativas de conservación de energía y los precios medios utilizados en el

mercado a la época de la emisión de este informe y corregidos de acuerdo con la variación cambiaria del dólar americano con el real (moneda oficial del Brasil, ya que el software MARK IV fue desarrollado en dicho país) fueron obtenidos de la página WEB del Banco Central.

De esta forma la implantación de las medidas aquí propuestas, contiene el análisis técnico - económico más exacto, buscando cuantificar y definir, con mayor precisión los valores a ser invertidos.

La síntesis del Ahorro mensual, de la inversión necesaria y de las ganancias líquidas anuales posibles de ser obtenidas con la implementación de las medidas propuestas de conservación de energía eléctrica se encuentran en el Cuadro No. 4.8, el cual se lo realizó de transformar los resultados obtenidos de iluminación y los demás usos finales.

En el caso del uso final iluminación se presenta los datos de ahorro en el Cuadro No. 4.7 y los demás usos finales fueron analizados por el Mark IV y dichos datos pueden ser observados en el Cuadro No. 4.6

Los gastos referentes a las medidas administrativas no fueron considerados en el análisis económico, en virtud de que estos ya estaban considerados en el costo operacional.

Las medidas de Administración de la Demanda AD, aplicables a la planta industrial TENASA sugeridas para la disminución de la demanda en las horas pico de la EEQSA de 18:00 h a 21:00 h, se plantea para el proceso de producción de aire comprimido y en el pulverizado de pulpa de papel. La interrupción manual de carga en estas horas como en el caso del aire comprimido se justifica por cuanto existen 5 compresores que se encuentran funcionando las veinte y cuatro horas del día, pero el requerimiento de aire comprimido puede ser cubierto en este período por los cuatro compresores restantes y manteniendo las reservas del mismo llenas para utilizar la reserva de los tanques neumáticos. Por

otro lado el motor para pulverizar el papel (molino) se pararía manualmente en las horas pico de la EEQSA, programando adecuadamente el almacenamiento del material previamente molido. Con la aplicación de estas medidas administrativas se estima disminuir 1.224,87 kW de potencia en las horas pico y en consecuencia 26.184,6 kWh al mes por consumo de energía, estos datos se encuentran en el cuadro No. 4.8.

Las ganancias líquidas anuales indican el monto que será percibido, después de la implantación de las medidas de conservación sugeridas, ya descontadas de las amortizaciones referentes a los gastos realizados (inversiones). Puede ser entendida como que fuera la ganancia adicional, o sea, el lucro que será obtenido, en consecuencia al pleno aprovechamiento de las "oportunidades de negocio" en conservación energética.

Cuadro No. 4.6

| <b>SINTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSION NECESARIA<br/>EN LA INDUSTRIA TENASA (EXCEPTO USO FINAL ILUMINACION)</b> |               |                 |           |
|---|---------------|-----------------|-----------|
| MEDIDAS   | MEDIDAS       |                 | TOTAL     |
|   | CON INVERSION | ADMINISTRATIVAS |           |
| 1.- Ahorro Mensual  |               |                 |           |
| 1,1. Energía (KWh)  | 33.103,00     | -               | 33.103,00 |
| 1,2.- Monto (\$ dólares americanos)   | 1.044,93      | -               | 1.044,93  |
| 1,3.- % de ahorro mensual respecto de la planilla eléctrica   | 2,78          | -               | 2,78      |
| 2.- Inversión necesaria (\$ dólares americanos)   | 53.291,54     | -               | 53.291,54 |
| 3.- Ganancia Anual Líquida (\$ dólares americanos)  | 8.359,46      | NULO            | 8.359,46  |
| 4.- Tiempo de Retorno de la Inversión (meses)   | 44,00         | -               | 44,00     |
| 5.- Ahorro en demanda mensual (kW)  | 45,98         | -               | 45,98     |

Cuadro No. 4.7

| <b>SINTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSION NECESARIA<br/>EN LA INDUSTRIA TENASA USO FINAL ILUMINACION<br/>(utilizando el método del Valor uniforme líquido)</b> |               |                 |           |
|---|---------------|-----------------|-----------|
| MEDIDAS   | MEDIDAS       |                 | TOTAL     |
|   | CON INVERSION | ADMINISTRATIVAS |           |
| 1.- Ahorro Mensual  |               |                 |           |
| 1,1. Energía (KWh)  | 76.283,34     | -               | 76.283,34 |
| 1,2.- Monto (\$ dólares americanos)   | 1.295,56      | -               | 1.295,56  |
| 2.- Inversión necesaria (\$ dólares americanos)   | 24.975,94     | -               | 24.975,94 |
| 3.- Ganancia Anual Líquida (\$ dólares americanos)  | 13.919,45     | -               | 13.919,45 |
| 4.- Tiempo de Retorno de la Inversión (meses)   | 41,00         | -               | 41,00     |
| 5.- Ahorro en demanda mensual (kW)  | 105,95        | -               | 105,95    |

Cuadro No. 4.8

| <b>SINTESIS DEL AHORRO MENSUAL POR DEMANDA<br/>AL DISMINUIR CARGAS DE LA HORA PICO (18:00 - 21:00) EN TENASA</b> |               |                 |           |
|--|---------------|-----------------|-----------|
| MEDIDAS  | MEDIDAS       |                 | TOTAL     |
|  | CON INVERSION | ADMINISTRATIVAS |           |
| 1.- Ahorro Mensual   |               |                 |           |
| 1,1. Energia (KWh)   | -             | 26.184,60       | 26.184,60 |
| 1,2.- Monto (\$ dólares americanos)  | -             | 1.832,92        | 1.832,92  |
| 2.- Inversión necesaria (\$ dólares americanos)  | -             | -               | 0,00      |
| 3.- Ganancia Anual Liquida por energia(US\$)   | -             | 20.848,59       | 20.848,59 |
| 4.- Ahorro en demanda mensual (kW) [DpromF =2215.56 KW <sup>(1)</sup> ]  | -             | 290,94          | 290,94    |
| 5.- Factor de corrección de acuerdo con pliego tarifario   | -             | 0,87            | 0,87      |
| 6.- Ahorro en demanda mensual (US\$)   | -             | 1.234,87        | 41,00     |
| 7.- Ganancia Anual Liquida por demanda(US\$)   | -             | 14.045,99       | 14.045,99 |

(1) Dato del Anexo No. 4 Demanda Promedio TENASA TOTAL

Cuadro No. 4.9

| <b>SINTESIS DEL AHORRO MENSUAL, GANANCIAS LIQUIDAS E INVERSION NECESARIA<br/>EN LA INDUSTRIA TENASA TODOS LOS USOS FINALES</b> |               |                 |            |
|--|---------------|-----------------|------------|
| MEDIDAS  | MEDIDAS       |                 | TOTAL      |
|  | CON INVERSION | ADMINISTRATIVAS |            |
| 1.- Ahorro Mensual   |               |                 |            |
| 1,1. Energia (KWh)   | 109.386,34    | 26.184,60       | 135.570,94 |
| 1,2.- Monto (\$ dólares americanos)  | 2.340,49      | 1.832,92        | 4.173,41   |
| 2.- Inversión necesaria (\$ dólares americanos)  | 78.267,48     | -               | 78.267,48  |
| 3.- Ganancia Anual Liquida por energia(US\$)   | 23.431,67     | 20.848,59       | 44.280,25  |
| 4.- Tiempo de Retorno de la Inversión (meses)  | 44,00         | INMEDIATO       | 44,00      |
| 5.- Ahorro en demanda mensual (kW)*  | 151,93        | 290,94          | 442,87     |
| 6.- Ganancia Anual Liquida por demanda(US\$)   | 6.695,15      | 14.045,99       | 20.741,14  |
| 7.- Ganancia Anual Liquida por energia y demanda(US\$)   | 30.126,82     | 34.894,58       | 65.021,39  |

\* Total en horas pico

En la determinación de estos valores, fueron considerados los siguientes parámetros.

- Pliego Tarifario vigente a Octubre del 2001 de la Empresa Eléctrica Quito S.A. presentado en el Capítulo VII
- Tasa de cambio comercial entre el Real que es la moneda Brasileña que utiliza el programa MARK IV y los dólares americanos que es de 1.91 reales por cada dólar.
- Tasa mínima de atractividad se la ha estimado en un 10% anual .

#### **4.2.8.1 Metodología Adoptada**

La Metodología de Control Energético para Reducción de Costos - MARK IV se encuentra basada en dos premisas:

- I. El análisis técnico de los usos finales de interés, identificando y sugiriendo medidas de conservación;
- II. Y comprendiendo la evaluación económica de esas sugerencias, determinando su competitividad con relación a las aplicaciones financieras ofertadas por el mercado.

#### **4.2.8.2 Evaluación Técnica**

Los levantamientos necesarios para la elaboración de la evaluación técnica tienen como objeto de atención, el sistema de transformación y distribución de energía eléctrica, así como también los diversos equipos vinculados a cada uso final considerado.

El sistema de transformación y distribución de energía abarca transformadores, tableros de distribución de circuitos y equipos vinculados.

Los diferentes equipos analizados en TENASA comprenden:

- Transformadores
- Tableros de Distribución de Circuitos
- Motores
- Equipos Eléctricos
- Iluminación
- Calderos
- Sistema de Aire Comprimido

Tales análisis fueron efectuados a partir de las informaciones y entrevistas con personal de la empresa, de la serie de mediciones instantáneas efectuadas, del levantamiento de datos de los principales equipos existentes, del periodo declarado de funcionamiento y de observaciones locales, resultado de ello tenemos los datos que se recolectaron en los diversos formatos específicos que tiene el software MARK IV.

Esas informaciones fueron digitadas y procesadas en el microcomputador, utilizándose el software desarrollado para ese fin MARK IV, esta información se encuentra en medio magnético (Disco compacto CD) adjunto a este trabajo en el archivo CONS0001.LIS bajo el subdirectorio MARK IVRELATO.

Con base en comparaciones de uso, normas de instalación y características de los equipos operando en las condiciones declaradas y de los valores encontrados, se pudo estimar diferencias de rendimiento y, consecuentemente de consumo de energía eléctrica.

Tales diferencias constituyen el potencial de conservación de energía. Este procedimiento permite cuantificar el monto de energía eléctrica consumida innecesariamente en la producción de un bien o servicio. Esto significa que los niveles de producción podrán ser mantenidos, mediante el uso más eficiente de la energía sin repercusiones en la productividad.

Paralelamente, se considero eventuales alteraciones o substituciones de equipos existentes, buscando su adecuación al proceso productivo con ganancias reales en el consumo de electricidad, se ha determinado el monto de recursos financieros necesarios en la obtención de los resultados propuestos.

Así a partir de los valores calculados para el potencial de energía posible de conservación y de los valores financieros involucrados, se procede a realizar

una evaluación económica de alternativas de carácter orientador para la toma de decisiones a nivel gerencial.

#### **4.2.8.3 Evaluación Económica**

En esta evaluación se ha empleado el concepto de series uniformes, el cual es el método más adecuado cuando se considera la gran diversidad de vidas útiles de las medidas de conservación sugeridas, por lo cual no se ha utilizado el método de la Tasa interna de retorno.

Esto nos permite determinar las ganancias líquidas anuales, el cual se define como el monto que será percibido después de la implantación de las medidas de conservación sugeridas descontando las amortizaciones referentes a las inversiones realizadas.

En otras palabras, puede ser entendida como la ganancia adicional (lucro) que será obtenida por TENASA, en consecuencia al pleno aprovechamiento de las "oportunidades de negocio" en conservación energética. En la determinación de este parámetro se han considerado el valor de gasto de cada medida de conservación, su vida útil y el valor de salvamento (cuando existiere), de acuerdo con el uso considerado.

Los flujos financieros utilizados para el cálculo de las ganancias líquidas anuales son ajustados para cada uso final considerado. El valor de los ahorros (amortizaciones) calculados a partir del precio medio pagado por la electricidad en las planillas de energía.

El valor del precio medio empleado del Kilovatio hora fue de \$ 0.07 por kWh, y fue determinado con base en la tarifa de energía eléctrica establecida por la Empresa Eléctrica Quito S.A. vigente hasta el mes de Octubre de 2001, utilizándose el histórico de consumo y demanda de la empresa TENASA de Octubre de 1999 a Agosto de 2001.



Todos los montos referentes a los gastos, amortizaciones y precio medio de la electricidad se han traducido a una misma base monetaria, en este caso el Real (moneda brasileña) en función de la existencia de inflación en la moneda utilizada y por la incertidumbre del cambio frente al dólar por la crisis financiera que vive Latinoamérica.

La opción utilizada de fijar el dólar como moneda de referencia, a la cual fueron convertidos todos los montos de acuerdo con la tasa de cambio comercial publicada por el Banco Central Brasileño en el valor de R\$1.91 reales por cada dólar (US\$ 1.00).

La tasa mínima de atraktividad empleada en el proceso de evaluación económico fue de 10.0 % que es el promedio entre la tasa activa y la pasiva del BCE, descontando la inflación, permitiendo su comparación con las demás aplicaciones financieras existentes en el mercado.

#### 4.2.9 POTENCIAL DE CONSERVACIÓN POR USO FINAL

Se presentan a continuación las síntesis de los análisis efectuados para los diversos usos finales significativos, identificados en las instalaciones visitadas.

| <b>Cuadro No. 4.10</b>                                    |                            |                  |
|---|----------------------------|------------------|
| <b>POTENCIAL DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA POR USO FINAL</b> |                            |                  |
| <b>MEDIDAS</b>  | <b>MEDIDAS<br/>Kwh/mes</b> | <b>TOTAL</b>     |
| Transformadores   | 129                        | 129,00           |
| Tableros de Distribución                                  | -                          | 0,00             |
| Motores Eléctricos  | 32.974,00                  | 32.974,00        |
| Iluminación   | 76.283,34                  | 76.283,34        |
| <b>TOTAL</b>  |                            | <b>109.386,3</b> |

#### 4.2.9.1 Transformadores

A continuación se presentan los principales problemas identificados en los transformadores con algunas sugerencias para solucionarlos.

1. AEG. /81886 300. kVA - TRANSFORMADOR EN VACIO
2. TRAN.ELEC.15633C 112.5 kVA - TRANSFORMADOR EN VACIO
3. UNIAO S,A, 75.0 kVA DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE POTENCIA SUGERIDA 15 KV; UNIAO S,A, 75.0 kVA TRANSFORMADOR SUPERDIMENSIONADO POTENCIA SUGERIDA 15 kVA

Para el tercer caso del transformador de 75 kVA UNIAO se deberá hacer un estudio detallado para verificar la posibilidad de cambio del transformador instalado por otro, conforme lo sugerido.

#### TRANSFORMADOR CON DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE

En los transformadores relacionados, fue verificada, a través de mediciones instantáneas, la existencia de desequilibrio de carga superior a 20%. Este tipo de fenómeno tiene su origen normalmente en la mala distribución de cargas, pudiendo provocar un desequilibrio de tensión, comprometiendo el funcionamiento de los motores y otros equipos de la empresa. Para evitar mayores daños se debe hacer las debidas correcciones.

#### TRANSFORMADOR SUPERDIMENSIONADO

En los transformadores relacionados en el cuadro de resumen, fue detectado un sobredimensionamiento, es decir, un transformador con carga inferior al 25% de su potencia normal. En esta situación, el transformador tiene el factor de potencia muy bajo, pudiendo estar operando la multa por bajo factor de

potencia. Además cuanto mayor el transformador, mayores son las pérdidas de energía, siendo recomendable, por lo tanto, un estudio para su redimensionamiento, que podrá indicar su cambio o redistribución de carga.

## TRANSFORMADOR FUNCIONANDO EN VACIO

Se ha verificado que existen transformadores funcionando en vacío, con una condición de carga por debajo de la recomendada. En esta situación habrá un bajo factor de potencia que influye en la generación de reactivos capacitivos para su compensación. Verificar la posibilidad de utilizar, temporalmente, un transformador de menor potencia o, en caso que la empresa tenga transformadores en paralelo, redistribuir circuitos, pues es mejor un transformador a plena carga que tener dos o más transformadores en vacío.

### 4.2.9.2 Tableros y Subtableros de Distribución Eléctricos

Los principales problemas identificados en los tableros y subtableros de Distribución de Circuitos investigados se presentan en el Cuadro No. 4.11, una relación de los problemas habituales, sus causas y respectivas soluciones. En cada uno se especifica el número de circuito, si es de fuerza F, de iluminación L, general G y su ubicación así como su voltaje nominal.

Las recomendaciones indicadas deberán ser ejecutadas por personal calificado, exigiendo el uso de equipos adecuados y la observación de las normas de seguridad.

**Cuadro No. 4.11**  
**TABLEROS Y SUBTABLEROS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICOS**  
**PRINCIPALES PROBLEMAS IDENTIFICADOS**

| Código | Área                              | Tablero Abierto | Tablero expuesto a atmósfera agresiva | Cable en estado precario | Falta de puesta a tierra | Conservación precaria | Fuera centro de carga | Vibración | Corrientes desequilibradas | Fijación inadecuada |
|--------|-----------------------------------|-----------------|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------|----------------------------|---------------------|
| 1 QF   | Cabina hilatura 550 V.            | x               | x                                     |                          |                          |                       |                       |           |                            |                     |
| 1 QFL  | Sala calderos tintorería          | x               | x                                     | x                        | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 11 QF  | Bombas compresores                | x               | x                                     |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 12 QF  | Torre de enfriamiento             | x               | x                                     |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 13 QF  | Telares RUTI (1)                  |                 | x                                     | x                        | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 14 QF  | Telares RUTI (2)                  |                 | x                                     | x                        | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 15 QF  | Telares RUTI (3)                  |                 | x                                     | x                        | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 16 QF  | Telares RUTI (4)                  |                 | x                                     | x                        | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 17 QLF | Revisoras                         |                 | x                                     |                          | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 18 QF  | Línea continua                    |                 | x                                     |                          |                          |                       |                       |           |                            |                     |
| 19 QF  | Secadora de 27 tambores           |                 | x                                     |                          |                          |                       |                       |           |                            |                     |
| 1 QLF  | Cabina hilatura 220 V.            |                 | x                                     |                          |                          |                       | x                     |           |                            |                     |
| 2 QF   | Cabina hilatura transferencia     | x               | x                                     |                          | x                        | x                     |                       | x         |                            |                     |
| 3QLF   | Sala calderos tintorería 550 V    | x               | x                                     | x                        | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 20 QF  | Rama metal mecánica               |                 | x                                     |                          |                          |                       |                       |           |                            |                     |
| 21 QF  | Rama BRUCNER (1)                  |                 | x                                     |                          |                          |                       |                       |           | x                          |                     |
| 22 QF  | Rama BRUCNER (2)                  | x               | x                                     |                          | x                        |                       |                       | x         |                            |                     |
| 23 QF  | Estampadora rama BRUCNER          |                 | x                                     |                          |                          |                       |                       |           |                            |                     |
| 24 QF  | Caldero hilatura                  |                 |                                       |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 25 QF  | Caldero rama BRUCNER              |                 |                                       |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 26 QF  | Vamatex                           |                 | x                                     |                          | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 27 QF  | Engomadora                        |                 | x                                     |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 28 QF  | Engomadora                        |                 | x                                     |                          | x                        | x                     |                       |           |                            |                     |
| 29 QF  | Taller eléctrico                  |                 |                                       |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 2 QLF  | Cabina vieja telares 220 V        | x               | x                                     |                          | x                        | x                     | x                     | x         |                            |                     |
| 4 QF   | Cabina hilatura capacitores 550 V |                 | x                                     |                          | x                        | x                     |                       | x         | x                          |                     |
| 30 QLF | Taller mecánico                   | x               |                                       |                          | x                        | x                     |                       |           | x                          | x                   |
| 31 QF  | Taller mecánico                   | x               |                                       |                          | x                        | x                     |                       |           |                            | x                   |
| 32 QF  | Urdidoras                         |                 | x                                     |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 33 QF  | Cisternas                         |                 |                                       |                          | x                        |                       |                       |           |                            |                     |
| 5 QF   | Cabina vieja transferencia 550 V  | x               | x                                     |                          | x                        | x                     |                       | x         |                            |                     |
| 6 QF   | Cabina vieja 550 V                | x               | x                                     |                          | x                        | x                     |                       | x         |                            |                     |
| 7 QF   | Cabina vieja capacitores 550 V    | x               | x                                     |                          | x                        | x                     |                       | x         |                            |                     |
| 8 QF   | Cabina nueva Condensadores 550 V. | x               |                                       |                          |                          |                       |                       | x         |                            |                     |
| 9 QF   | Cabina nueva Condensadores 220 V. | x               |                                       |                          |                          |                       |                       | x         |                            |                     |

#### 4.2.9.3 Motores

A continuación se presenta los principales problemas detectados para este uso final, así como las soluciones y el potencial de economía posible a ser obtenido con la adopción de estas soluciones. Es conveniente resaltar que los resultados están basados en informaciones obtenidas de la empresa y mediciones instantáneas realizadas durante el estudio de campo, lo que confiere al trabajo un carácter orientador, ya que los valores estipulados pueden no corresponder al régimen normal de funcionamiento de las maquinas y equipos estudiados.

Los datos recolectados en la investigación de campo se encuentran en archivo magnético en el Anexo No. 9.

#### *MOTORES SUBDIMENSIONADOS*

Durante las mediciones se verifico que existe sobrecarga en motores instalados en TENASA. Este hecho es debido a la inadecuada carga de los motores en relación a las máquinas a ellos acoplados, problemas de mantenimiento mecánico o la máquina no esta siendo operada conforme las recomendaciones del fabricante.

Se recomienda que se realice un análisis criterioso en los equipos, por técnicos habilitados para evaluar el motor al accionamiento del sistema motor-carga, así como las condiciones en que la máquina esta siendo operada.

A continuación se presentan los motores que están subdimensionados.

**Cuadro No. 4.12**  
**MOTORES SUBDIMENSIONADOS**

| ITEM | IDENTIFICACION                           | SECTOR     | PCV   |
|------|--|------------|-------|
| 3    | TORCEDORA 1 WHITIN MACHINE WORKS TWISTE  | HILATURA   | 3,00  |
| 4    | TORCEDORA 2 WHITIN MACHINE WORKS TWISTE  | HILATURA   | 3,00  |
| 105  | CARGADORA CARDA 1 TRANSP. MATERIAL       | HILATURA   | 3,00  |
| 149  | CARGADORA CARDA C300 TRANS. MATERIAL     | PIKER      | 3,00  |
| 517  | ENROLLADOR SECADORA 30 TAMBORES          | TINTORERIA | 7,50  |
| 520  | MOTOR PRINCIPAL (1) SECADORA 27 TAMBOR.  | TINTORERIA | 7,50  |
| 521  | MOTOR PRINCIPAL (3) SECADORA 27 TAMBOR.  | TINTORERIA | 5,00  |
| 523  | MOTOR PRINCIPAL (5) SECADORA 27 TAMBOR.  | TINTORERIA | 5,00  |
| 529  | MOTOR PRINCIPAL BRAZOLI                  | TINTORERIA | 7,50  |
| 589  | VENTILADOR EXTRACTOR CALOR RAMA BRUCKNER | TINTORERIA | 5,00  |
| 590  | VENTILADOR EXTRACTOR RAMA BRUCKNER (1)   | TINTORERIA | 3,00  |
| 591  | VENTILADOR EXTRACTOR RAMA BRUCKNER (2)   | TINTORERIA | 3,00  |
| 598  | ESTAMPADORA JOHNNES ZINMER M. PRINCIPAL  | TINTORERIA | 10,00 |
| 608  | URDIDORA (2)                             | URDIDORAS  | 10,00 |
| 684  | VENTILADOR COMPRESOR SANITEX             | SANITEX    | 3,00  |

#### *MOTORES SOBREDIMENSIONADOS*

De acuerdo con la investigación de campo, se verificó que las pérdidas ocurridas en los motores eléctricos analizados totalizan un valor de 209.192,90 kWh. Parte de estas pérdidas corresponden al sobredimensionamiento de los motores en relación a las cargas accionadas, lo que puede demostrar que estos motores no están acordes a las maquinas que están acopladas a ellos, o que el conjunto esta con problemas de mantenimiento mecánico, o que la maquina no esta siendo operada de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

Se recomienda que se haga un análisis en los equipos por técnicos habilitados para evaluar la adecuación del motor al accionamiento del sistema de transmisión motor – carga, bien como las condiciones en que la maquina esta siendo operada.

Se presenta una relación de los motores donde los datos levantados indican la posibilidad de que los mismos estén sobredimensionados en relación a las cargas respectivas, indicando la potencia actual y la potencia necesaria (nueva) en el Anexo No. 15.1. Por pérdidas recuperables (PER.REC.) se

entiende la cantidad de pérdidas de energía que dejaran de ocurrir si se adopta la nueva potencia sugerida.

### *PROBLEMAS DE TRANSMISIÓN EN LOS MOTORES*

De acuerdo con el levantamiento realizado, existen sistemas de transmisión con problemas que pueden ocasionar pérdidas significativas de energía. El listado se presenta en el Anexo No. 15.2 y los problemas mas comunes, en este caso, pueden ser:

- Tensionamiento excesivo en las correas
- Correas con fuga
- Correas dañadas
- Calentamiento excesivo de la transmisión
- Desalineación de las poleas
- Falta de correas
- Correas no adecuadas

### *VOLTAJE DE OPERACION DE LOS MOTORES*

En los siguientes motores se detecto que el voltaje de alimentación es inferior al de la placa. Esto significa que estas máquinas están operando en condiciones anormales, ocasionando perdidas de energía. Dado que el voltaje nominal de la instalación corresponda al valor indicado en la placa del motor, estaría ocurriendo una caída de tensión. Es recomendable tomar providencias inmediatas para corregir este problema a través del redimensionamiento de los conductores y/o redistribución de cargas (en caso haya desequilibrio entre fases). El listado se presenta en el Anexo No. 15.3.

## *FUNCIONAMIENTO EN EL HORARIO DE PUNTA*

Los equipos que se encuentran en el Anexo No. 15.4 funcionan en el periodo de 18:00 a las 21:00 (horario de punta del sistema eléctrico de la EEQSA).

Hay posibilidad de reducción del costo medio de la energía eléctrica a través de un desplazamiento de estas cargas para el horario fuera de punta. Evitando el arranque y la operación simultánea de motores, sobre todo los de mediana y gran capacidad, para disminuir el valor máximo de la demanda en el horario de punta y así poder reducir los costos de la tarifa eléctrica por demanda.

## PROTECCIÓN MAL DIMENSIONADA

Fueron identificados equipos y motores cuya protección es inadecuada y/o esta fuera de las normas. Los principales dispositivos utilizados son los disyuntores termomagnéticos, fusibles y relés térmicos. Recomendamos ajustar las protecciones de los equipos que se encuentran en el Anexo No. 15.3 de los diferentes sitios de trabajo.

### **4.2.9.4 Iluminación**

En Textiles Nacionales (TENASA) para la iluminación tanto de la planta industrial como de las oficinas, se han venido utilizando luminarias con lámparas fluorescentes 2x40 W del tipo convencional con balastos magnéticos, que de acuerdo con las mediciones de los niveles de iluminación en las diferentes áreas se determinó que no tenían ni siquiera los niveles mínimos de iluminación recomendados por las normas.

Entre las alternativas planteadas para el cambio de iluminación se ha contemplado la utilización de luminarias y lámparas de mayor rendimiento lumínico con menor consumo de energía eléctrica y con menores pérdidas en lo



que corresponde a pérdidas en el balasto, contactos y lámparas. Los tipos de luminarias considerados son luminarias de ahorro tipo fluorescente 2x32 W para las oficinas y para la planta industrial han sido consideradas además de las fluorescentes de ahorro 2x32 W luminarias tipo industrial de 250 W del tipo metal halide. Las características de las luminarias y de las lámparas utilizadas se presentan a continuación:

**Gráfico No. 4.13**

**CARACTERÍSTICAS DE LAS LUMINARIAS Y LÁMPARAS**

| Descripción                                 | FLUORESCENTE<br>2 x 40 W. | FLUORESCENTE<br>2 x 32 W. | METAL HALIDE<br>250 W. |
|---|---------------------------|---------------------------|------------------------|
| <b>DATOS ECONÓMICOS</b>                     |                           |                           |                        |
| Luminaria, contactos y balasto (costo) US\$ | 27                        | 58                        | 109                    |
| Lámpara (costo) US \$                       | 1,3                       | 2,35                      | 30                     |
| Costo luminaria completa con IVA. US \$     | 33,152                    | 70,224                    | 155,68                 |
| <b>DATOS TÉCNICOS</b>                       |                           |                           |                        |
| Pérdidas totales de la luminaria (W)        | 34                        | 7                         | 25                     |
| Corriente nominal (A)                       | 0,8                       | 0,49                      | 1,32                   |
| Voltaje nominal (V)                         | 120                       | 120                       | 220                    |
| Potencia aparente (VA)                      | 96                        | 58,8                      | 290,4                  |
| Factor de potencia                          | 0,9                       | 0,97                      | 0,9                    |
| Potencia del balasto                        | 86,4                      | 57,036                    | 261,36                 |
| Pérdidas en contactos y conductor           | 8                         | 4                         | 10                     |
| Pérdidas en la lámpara                      | 20                        | 9,6                       |                        |
| <b>Potencia total de consumo en W</b>       | <b>114</b>                | <b>71</b>                 | <b>271</b>             |
| Vida útil luminaria (años)                  | 7                         | 20                        | 20                     |
| Vida útil promedio del bombillo (horas)     | 12000,00                  | 20000,00                  | 70000,00               |
| Flujo luminoso por lámpara (lúmenes)        | 2850,00                   | 3000,00                   | 26000,00               |

El método utilizado para el cálculo de iluminación es el Método del flujo luminoso o de los lúmenes, para el caso del análisis económico se ha utilizado el método del valor uniforme líquido ya que las alternativas de inversión tienen diferentes vidas útiles lo que no permite realizar un análisis comparativo si utilizáramos el método de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

En el cuadro No. 4.14 se presenta los cálculos del Análisis Técnico - Económico en la Iluminación de las instalaciones de planta de TENASA con luminarias tipo fluorescentes 2 x 32 w, se tienen los niveles recomendados de

iluminación, costos, número de luminarias, inversión inicial, consumo de cada tipo y el ahorro generado en consumo por las diferentes alternativas.

Del cuadro se desprende que las luminarias 2 x 32 W fluorescentes generan mayor cantidad de ahorro en consumo eléctrico pero del análisis económico se desprende que la inversión inicial y la recuperación del mismo al utilizar luminarias del tipo metal halide tipo industrial de 250 W éstas son las que se presentan como mejor alternativa de inversión.

El cuadro No. 4.15 que contiene el Análisis Económico en la iluminación de las oficinas de TENASA con luminarias tipo fluorescentes 2 x 32 w, donde se encuentra niveles mínimos recomendados de iluminación para cada una de las oficinas, cantidad de luminarias, inversión inicial, consumo de energía y ahorro al cambiar la iluminación existente.

El cuadro No. 4.16 se ha realizado el cálculo económico de iluminación de TENASA por el método del valor uniforme líquido que se utilizó como ya dijimos por la gran cantidad de vidas útiles de los equipos y maquinarias existentes en la industria motivo de este análisis. A pesar de que la vida útil de las luminarias es mayor al tiempo de recuperación calculado por el programa MARK IV es necesario resaltar que el método utilizado de análisis económico no evalúa la rentabilidad de las diferentes alternativas de inversión sino más bien verifica en que tiempo se recupera la inversión y cual es el lucro en ese lapso de tiempo. Como se puede apreciar se ha tomado como tiempo de recuperación 44 meses de la inversión en iluminación, el mismo del análisis realizado por el MARK IV para lograr un análisis final conjunto de los usos finales; pese a eso existen sitios en los cuales el tiempo de retorno de la inversión estaba dentro de la vida útil de las luminarias y pueden generar ahorro energético pero no han sido tomados en cuenta por lo antes expresado.

## **CAPITULO 5**

### **PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION PARA LA DETERMINACION DE LAS CURVAS DE CARGA.**

#### **5.1 DETERMINACION DE LAS CURVAS DE CARGA**

Las curvas de carga fueron levantadas gracias a la colaboración de la Dirección de Planificación y Tarifas del ex - INECEL (DIPLAT) como ya se explico en el numeral 1.3.1.2 del Capítulo 1, terminada la campaña de mediciones se procedió a "bajar" los archivos de extensión tipo \*. PRN que son entregados por el software LINK, luego de extraer la información de los medidores electrónicos QUAD 4, dicho archivo puede ser abierto en una hoja electrónica para luego proceder a su procesamiento.

Así mismo los consumos históricos y los datos de Demanda Máxima fueron proporcionados por el Departamento de Grandes Clientes y luego procesados con una media móvil de tres elementos método descrito (series temporales) en el Capítulo II de este estudio, en una hoja electrónica se obtuvo los promedios nuevos de dichos datos, eliminando el posible ruido blanco del calendario

gregoriano así como posibles desvíos en la lectura para la facturación del consumo.

### 5.1.1 CURVAS DE CARGA DEL ALIMENTADOR 16 A

Para la obtención de los datos que permitan graficar la curva de carga se colocó un medidor electrónico en la salida del alimentador primario de la subestación 16 A, éstas mediciones fueron tomadas igualmente en la campaña de medición en la que se realizó la lectura de todos los medidores electrónicos de los industriales servidos desde el primario mencionado y objeto del estudio.

Con los datos obtenidos de la campaña de mediciones se obtuvo la curva de carga de los clientes industriales de la EEQSA. servidos desde el alimentador 16 A de la subestación Río Coca. Se ha realizado los gráficos de la curva de carga diaria en la cual se ha determinado y calculado los siguientes parámetros:

- La demanda máxima de potencia activa.
- La demanda media de potencia activa.
- La demanda mínima de potencia activa.
- La demanda máxima de potencia reactiva.
- La demanda media de potencia reactiva.
- La demanda mínima de potencia reactiva.
- Factor de potencia máximo.
- Factor de potencia medio.
- Factor de potencia mínimo.
- Desviación estándar máxima.
- Desviación estándar media.
- Desviación estándar mínima.

Los valores máximos de la demanda, potencia aparente y reactiva, factor de potencia, se refiere al máximo valor de los registrados cada quince minutos durante las veinte y cuatro horas del día. Los valores medios de demanda,

potencia aparente y reactiva, se calcula realizando el promedio entre los valores registrados cada quince minutos durante las veinte y cuatro horas del día.

El porcentaje de desviación estándar o típica de los valores de potencia aparente se calcula con respecto al promedio de los valores registrados para el mismo día y en el mismo período de tiempo de quince minutos.

De las curvas de carga diarias del alimentador primario 16 A de la subestación Río Coca vemos que presentan crecimientos y decrecimientos de demanda por lapsos de tiempo considerables, no presentando picos de consumo en lapsos de tiempo pequeños, lo que nos da la idea del tipo de consumo estable en el alimentador.

El alimentador tiene una carga predominantemente industrial, algunas de las industrias desarrollan sus labores en forma continua durante todos los días de la semana, mientras que otras operan solamente durante los días laborables de la semana, de lunes a viernes. A continuación se describe el comportamiento de las curvas de carga del alimentador

La curva de carga característica del alimentador se puede decir que está compuesta por la curva característica de los días lunes promedio, la de los días martes, miércoles, jueves, y viernes promedio como una sola, la de sábado promedio y la de domingo promedio, donde se puede observar la influencia de la carga industrial que predomina en este alimentador. El alimentador primario tiene un buen factor de potencia a pesar de servir a una carga predominantemente industrial en la que no se aprecia picos de demanda en las horas críticas o pico del sistema, entre las 18:00 y 21:00 h.

En el cuadro No. 5.1 se presenta un resumen de las demandas de potencia activa máxima y mínima, así como el porcentaje de diferencia entre el máximo y el mínimo con respecto al valor promedio registrado de acuerdo con el día de la semana.

**Cuadro No. 5.1****DEMANDA DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A**

| <b>DIA</b>                  | <b>Dem.<br/>Máxima<br/>(kW)</b> | <b>Dem.<br/>Mínima<br/>(kW)</b> | <b>Dem.<br/>Promedio<br/>(kW)</b> | <b>Diferencia<br/>%</b> |
|-----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Lunes                       | 3.976                           | 2.443                           | 3.393                             | 45,18%                  |
| Martes                      | 4.157                           | 3.249                           | 3.773                             | 24,06%                  |
| Miércoles                   | 4.085                           | 3.261                           | 3.728                             | 22,10%                  |
| Jueves                      | 4.022                           | 3.255                           | 3.651                             | 21,00%                  |
| Viernes                     | 3.921                           | 3.142                           | 3.563                             | 21,86%                  |
| Sábado                      | 3.297                           | 2.617                           | 2.860                             | 23,77%                  |
| Domingo                     | 2.775                           | 2.398                           | 2.572                             | 14,65%                  |
| Promedio<br>Lunes a Viernes | 4.029                           | 3.242                           | 3.679                             | 21,39%                  |

De acuerdo con los datos presentados en el cuadro anterior la máxima demanda registrada se presenta en el día martes y la mínima demanda ocurre el día domingo. A continuación se hace un análisis de cada una de las curvas representativas del alimentador.

**5.1.1.1 Curva de Carga Lunes Promedio del alimentador 16 A**

La curva de carga se encuentra en el Anexo No. 10.1 y el gráfico corresponde es el 10.1.1; desde las 00:00 h hasta las 06:00 h se presenta una demanda uniforme con pequeñas variaciones que fluctúan entre 2.580 kW y 2.443 kW; en el período comprendido entre las 06:00 y las 21:00 h la demanda del alimentador presenta un incremento prácticamente lineal durante dos horas de tal manera que a partir de las 08:00 h la demanda registrada es de 3.694 kW, existiendo en este período fluctuaciones de demanda comprendidas entre 3.976 kW y 2.443 kW; desde las 21:00 h hasta las 24:00 h se presenta un descenso de la demanda durante aproximadamente una hora y que posterior a este descenso

se mantiene una tendencia estable con variaciones entre los 3.339 kW y los 3.400 kW. La demanda máxima para este día es de 3.976 kW a las 20:45 h; la demanda mínima es de 2.443 kW a las 03:00 h y una demanda promedio de 3.393 kW; el factor de potencia oscila entre 96,3% y 91,3% .

#### **5.1.1.2 Curva de Carga día Martes, Miércoles, Jueves, Viernes Promedio del alimentador 16 A**

La curva de carga para los días martes, miércoles, jueves y viernes están en el gráfico 10.1.8 del Anexo 10.1 que se obtuvo de procesar las gráficas 10.1.2, 10.1.3, 10.1.4 y 10.1.5. Esta curva de carga tiene la misma forma que la del día lunes con pequeñas diferencias, pero la tendencia es similar. Durante el período de 00:00 h hasta las 06:00 h presenta una demanda comprendida entre 3.242 kW y 3.652 kW; para el período de 06:00 y las 21:00 h, la curva de carga al inicio de este período presenta un incremento de la demanda hasta las 09:30 h en el cual llega al valor máximo de 4.029 kW, posteriormente se presenta una demanda estable con pequeñas fluctuaciones en las cuales se puede observar la existencia de tres valles que ocurren a las 06:00 h, 14:00 h y 18:00 h, siendo la demanda mínima del período 3.242 kW. En el período comprendido entre las 21:00 h y 24:00 h, la curva de carga presenta al inicio del mismo un descenso de la demanda desde el máximo valor del período que ocurre a las 21:00 h con una potencia de 3.829 kW que en una hora llega al valor de 3.397 kW, manteniéndose con pequeñas variaciones hasta el final del período y del día. La demanda para este grupo de días se encuentra entre el máximo valor registrado que ocurre a las 09:30 con un valor de 4.029 kW, una demanda mínima de 3.242 kW que se presenta a las 06:00 h, siendo la demanda promedio de 3.679 kW y el factor de potencia fluctúa entre 95% y 93%.

#### **5.1.1.3 Curva de Carga día Sábado Promedio del alimentador 16 A.**

La curva de carga de día sábado promedio tiene características diferentes a las anteriores, según se observa en el gráfico 10.1.6 del Anexo 10.1, la

demanda tiene un comportamiento estable en el período comprendido entre las 00:00 h y las 06:00 h, variando entre 3.297 kW que es la demanda máxima del día y 3.083 kW, solamente al final del período se observa un descenso de la demanda durante los últimos 30 minutos de este período en el cual se presenta un valle en la curva de carga que llega a 2.894 kW a las 06:00 h; en el período comprendido entre las 06:00 h y las 21:00 h se observa un comportamiento más estable en el cual la variación de la demanda se encuentra entre los 2.930 kW y los 2.617 kW, en este período también se observa la presencia de valles en la curva de carga. En el período de 21:00 h a las 24:00 h, se presenta un descenso en la curva de carga a partir de las 21:00 que tiene una duración de una hora llegando a un valor de 2.623 kW, valor en el cual se mantiene con pequeñas fluctuaciones, los valores de demanda para este período está comprendida entre 2.629 kW y 2.623 kW La demanda máxima para este grupo de días está en 3.297 kW, la demanda mínima se encuentra en 2.617 kW, siendo el valor medio de 2.860 kW El factor de potencia registrado en el transcurso del día varía entre el 96% y el 93%.

#### **5.1.1.4 Curva de Carga día Domingo del alimentador 16 A.**

La curva de carga para el día domingo que se presenta en el gráfico 10.1.7 del Anexo 10.1, es muy homogénea y estable, presentando únicamente pequeños valles a las 06:00 h, 14:00 h y 22:00 h teniendo su máximo valor a las 20:00 h con una demanda de 2.775 kW y un mínimo a las 06:00 h con una demanda de 2.398 kW, el factor de potencia varía entre el máximo de 96,56% y el mínimo de 94,73%

#### **5.1.2 CONSUMOS HISTÓRICOS DEL ALIMENTADOR 16 A**

La curva de los consumos y demanda históricos del alimentador fue obtenida al sumar los consumos históricos de todos los clientes industriales conectados a este alimentador primario, tomando en consideración que los clientes comerciales y residenciales representan un bajo porcentaje de la carga



total de este alimentador, los mismos que no fueron considerados para la elaboración de la curva

La curva de consumos históricos de los clientes industriales conectados al alimentador primario 16 A, mostrado en el gráfico 5.1.1 del Anexo No. 5, tiene un comportamiento estacional dándose el período de máximo consumo de energía eléctrica entre los meses de Agosto a Noviembre, mientras que el período de mínimo consumo se presenta entre los meses de Enero a Marzo, con un leve repunte entre los meses de Abril y Mayo, el mismo que se repite anualmente con pequeñas variaciones pero se mantienen las tendencias en los consumos.

El máximo consumo de energía eléctrica se presenta en Noviembre de 1998 con un valor de 2'472.635.33 kWh, mientras que el mínimo en Enero de 1994 con un consumo de 1'399.960 kWh, que si se considera al 100% el máximo consumo, dentro del período de análisis, el consumo mínimo representa el 54,19%.

El gráfico de la demanda del alimentador es el 5.1.2 y se encuentra en el Anexo No. 5, la demanda máxima es de 4.733,67 kW y se produjo en el mes de Octubre de 1998, la demanda mínima medida ocurre en septiembre de 1992 con un valor de 2.819 kW, siendo el promedio de las demandas medidas de 3.070 kW según datos proporcionados por la E.E.Q.S.A. y que se encuentran en el Anexo No. 4.

A través del tiempo se puede observar que no ha existido un crecimiento constante en el consumo de energía eléctrica producto de los diferentes problemas socio económicos, políticos y bélicos que se han presentados en los últimos años en el País.

Como se puede observar de la curva de consumos históricos gráfico 5.1.1 (Anexo No. 5), realizando una comparación anual, que a partir de Enero de 1992 se presenta un consumo de 1'741.102 kWh, dándose un incremento de éste con

pequeñas variaciones hasta llegar al máximo valor del año que ocurre en el mes de septiembre con un valor de 2'224.018 kWh para luego descender hasta llegar a Diciembre de 1992 con un valor 1'800.186 kWh

Para el año 1993, los consumos de energía eléctrica inician en Enero con un valor de 1'765.622 kWh, incrementándose hasta llegar al máximo valor del año que ocurre en Agosto con un valor de 2'063.239 kWh, para posteriormente disminuir de tal manera que en Diciembre se presenta el mínimo consumo con un valor de 1'656.150 kWh

Para el año de 1994, el consumo de energía eléctrica difiere de los dos años anteriores según se observa en la curva de consumos históricos, que inicia en Enero con un valor de 1'414.089 kWh valor inferior al presentado en los años anteriores y en lugar de existir una recuperación en el consumo, continua descendiendo hasta llegar en Febrero con un valor de 1'399.960 kWh que es el menor consumo ocurrido entre los años de 1982 y el 2000 según datos proporcionados por la EEQSA, para posteriormente dar un incremento continuo hasta Septiembre en el que llega a un valor de 2'018.850 kWh, en Mayo se presentan descenso y una recuperación en Noviembre para luego en Diciembre descender hasta un valor de 1'797.468 kWh

En el año 1995, se inicia con un consumo de energía eléctrica en Enero de 1'771.940 kWh, descendiendo en Febrero hasta 1'732.011 kWh, en Marzo crece hasta un valor de 1'992.850 kWh, a partir de Marzo se observa un consumo fluctuante entre 1'985.387 kWh y 1'834.595 kWh mensualmente llegando a Diciembre donde se registra 1'882.386 kWh

En el año 1996, en Enero continua el descenso que viene desde Diciembre del año anterior el mismo que termina en Febrero con un valor de 1'750.870 kWh para luego incrementarse linealmente hasta llegar a un consumo de 2'213.344 kWh en Agosto para posteriormente continuar el descenso hasta llegar en

Diciembre a 1'962.730 kWh, existiendo una estabilidad entre los meses de Septiembre y Noviembre.

Para el año 1997, a partir de Enero disminuye el consumo de energía eléctrica hasta febrero en donde se presenta el valor más bajo en el consumo anual con un valor de 1'567.529 kWh, luego se incrementa casi linealmente hasta Agosto con un valor de 2'421.547 kWh luego de lo cual se presenta un descenso hasta 2'065.168 kWh Dándose una recuperación el mes de Diciembre y terminar el año con 2'094.251 kWh de consumo.

En el año de 1998, en Enero se inicia con un consumo inferior al del mes de Diciembre del año anterior con un valor de 1'804.952 kWh, incrementando el consumo entre los meses de Enero a Abril en donde se presenta uno de los picos de consumos del año, luego de lo cual ocurre un descenso del consumo de energía eléctrica entre el período comprendido entre los meses de Abril y Junio llegando a 1'808.640 kWh; posteriormente se incrementa el consumo hasta que en el mes de Septiembre en que se llega a 2'313.093 kWh, para posteriormente en el mes de Octubre presentarse un descenso que nuevamente en Noviembre se da un nuevo incremento, llegando a 2'472.635 kWh, que es el máximo valor registrado en los consumos históricos del primario 16 A entre el período de Enero 1982 y Diciembre 2000; finalmente disminuye el consumo en Diciembre a 2'319.206 kWh

Para el año de 1999, en el período entre Enero y Marzo continua decreciendo el consumo de energía eléctrica del mes de Diciembre del año anterior llegando a un valor de 1'882.800 kWh, en el período desde Marzo a Agosto se presenta un incremento en el consumo de energía en una forma fluctuante que llegar a 2'103.706 kWh en Agosto, para luego descender en forma lineal hasta Diciembre donde el consumo es 1'793.194 kWh,

En Enero del 2000, continua el descenso de consumo registrado en Diciembre del año anterior hasta 1'626.425 kWh y posteriormente presenta un

incremento de consumo entre el período comprendido entre los meses de Enero a Junio llegando al valor máximo de 2'254.704 kWh para descender nuevamente entre el período de Junio a Diciembre hasta 1'871.380 kWh

Del análisis realizado anteriormente se puede determinar que el consumo de energía eléctrica del alimentador primario 16 A tiene un comportamiento periódico anual.

Contrario a lo que se sucede en otros países, debería haber un incremento del consumo de energía eléctrica con el transcurrir del tiempo, con los datos registrados se observa que ocurre todo lo contrario por cuanto los dos últimos años existe una disminución de consumo de energía eléctrica, producto de los problemas políticos, sociales, económicos y limítrofes que se presentaron en estos.

El período en el cual se presenta el menor consumo esta comprendido entre el mes de Diciembre y Marzo, y el período de mayor consumo ocurre entre Junio y Noviembre.

En el Anexo No. 5, en el cual se presenta las curvas de demanda medida y facturada de los clientes industriales del alimentador primario 16 A, se observa que entre Enero 92 hasta marzo de 1999 la demanda facturada es mayor a la medida y a partir de esta fecha la demanda facturada y medida coinciden por la instalación de medidores electrónicos en las industrias.

La demanda máxima facturada ocurre en Noviembre de 1998 con un valor de 4.784 kW, mientras que la mínima demanda ocurre en noviembre de 1992 con un valor de 2.897 kW Con una demanda promedio de 4.085,61 kW

## **5.2 CURVA DE CARGA Y DE CONSUMOS HISTORICOS DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES DEL ESTUDIO**

Como se explico anteriormente, de las industrias servidas por el Alimentador primario 16 A de la subestación Río Coca para el presente estudio se ha seleccionado a TENASA, la misma que esta compuesta por tres cámaras de transformación, las que representan el 46,63% de la carga instalada en capacidad de transformación con un consumo promedio de 60.21% del consumo del mencionado alimentador primario.

En los Anexos No. 10.2.1., 10.2.2 y 10.2.3, se presentan las curvas de carga diarias de cada una de las cámaras de transformación, así como las curvas de carga diaria total de la industria.

Para la elaboración de las curvas de carga diaria de cada una de las cámaras se procedió a procesar los datos proporcionado por los medidores electrónicos en archivos tipo \*.PRN, utilizando una hoja electrónica, se sumó las demandas correspondientes a cada día y a las fracciones de hora respectiva, para luego realizar el respectivo promedio.

### **5.2.1 CURVA DE CARGA DE TENASA 1**

#### **5.2.1.1 Curva de Carga Promedio del día Lunes de TENASA 1**

Como se puede observar del grafico No. 10.2.1.1 (Anexo No. 10.2.1) el comportamiento de la carga es irregular desde el inicio a las 00:00 h hasta las 06:00, período en el cual se aprecia un valle pronunciado, posterior a esto fluctúa la carga entre las 06:00 h y 15:15 h luego de este período se estabiliza . La demanda para el día lunes promedio varia entre el máximo valor registrado de 386.17 kW que ocurre a las 22:00 h y el mínimo de 260.83 kW a las 11:15 h. En este día se presentan los valles en la curva de carga a las 03:30 h, 11:15 h y

14:15 h, los valores de los picos se presentan a las 09:45 h., 15:15 h y 21:45 h con valores correspondientes de 353 kW, 369 kW, y 386.kW.

Los valores máximos y mínimos entre los cuales varía la demanda para el día lunes son respectivamente: 386 kW y 260 kW con una demanda promedio de 334.95 kW y el factor de potencia varía entre el 97,9% y el 95.8 % con un valor promedio de 96.9%.

#### **5.2.1.2 Curva de Carga Promedio del día Martes de TENASA 1**

Del gráfico 10.2.1.2 (Anexo No. 10.2.1) en el período de 00:00 h a las 06:00 h presenta un comportamiento irregular en el cual se observa un pico que a las 02:15 h con una demanda de 358 kW, luego un valle con un mínimo de 287 kW En el período de las 06:00 h hasta las 24:00 h, el comportamiento de la curva de carga es estable con una demanda fluctuante entre el máximo con un valor de 343 kW que se presenta a las 06:00 y el valor mínimo de 294 kW el mismo que ocurre a las 24:00 h, En general el comportamiento de la curva de carga presenta dos períodos definidos el uno desde las 00:00 h y las 06:00H y el otro desde las 06:00 h hasta las 24:00 h. En el gráfico se puede observar la presencia de los valles que se presenta por efecto del cambio de turno de trabajo del personal de la planta industrial los que ocurren a las 06:15 h, 14:15 h y 22:15 h. La curva de carga para el día martes, varía entre la máxima potencia registrada a las 16:00 h de 222 kW y el mínimo de 152 kW teniendo un valor promedio de 198 kW para el día martes, los valores de factor de potencia registrados fluctúan entre 97.7% y 95.5%.

#### **5.2.1.3 Curva de Carga Promedio del día Miércoles de TENASA 1**

En el gráfico 10.2.1.3 (Anexo No. 10.2.1) la curva inicia a las 00:00 h con una demanda de 295 kW, se observa cambios en los cuales se aprecia a las 02:15 h un decrecimiento de la curva de carga cuyo mínimo ocurre a las 03:45 h, con un valor de 242 kW, siendo este valor el mínimo del promedio del día miércoles, en esta curva no se observa claramente el descenso de la demanda en

las horas que se realiza el cambio de turno en la jornada de trabajo, el pico de la curva de carga se presenta a las 21:45 h cuyo valor máximo es de 392 kW. En las horas pico del sistema de la EEQSA se observa un valle cuyo valor mínimo se presenta a las 18:00 h, siendo este 359 kW. En datos generales los valores máximos y mínimos entre los que varía la demanda son respectivamente 392 kW y 242 kW con un valor promedio de demanda para el día miércoles de 345 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son respectivamente 97.6% y 95.6%.

#### **5.2.1.4 Curva de Carga Promedio del día Jueves de TENASA 1.**

En el gráfico 10.2.1.4 (Anexo No. 10.2.1), la curva presenta un valle cuyo mínimo llega a 283 kW, que se presenta a las 03:15h, en esta curva no se puede ver claramente el descenso de la carga en las horas de cambio de turno por cuanto la misma presenta una fluctuación continua a lo largo del día. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son respectivamente 97.8% y 96.2%, el valor de demanda máxima es de 391 kW que ocurre a las 22:00 h, el mínimo valor registrado para el día es de 283 kW, y el valor promedio de demanda es 191 kW.

#### **5.2.1.5 Curva de Carga Promedio del día Viernes de TENASA 1.**

En el gráfico 10.2.1.5 (Anexo No. 10.2.1) en la curva se observa la presencia de dos valle que se producen en el período 00:00 h a las 06:30 h, cuyos mínimos valores son 303 kW y 292 kW que ocurren respectivamente a las 03:15 h y 06:30 h, siendo este último el mínimo valor de la demanda para el día viernes en esta curva de carga se observa un comportamiento con leves variaciones entre las cuales se distingue el efecto que produce el cambio de turno en la jornada de trabajo la máxima demanda se presenta a las 02:00 h con un valor de 369 kW, el máximo y mínimo valor de factor de potencia de promedio del día viernes son respectivamente 97.5% y 95.5%.

### **5.2.1.6 Curva de Carga Promedio del día Sábado de TENASA 1.**

En el gráfico 10.2.1.6 (Anexo No. 10.2.1) se observa la presencia de un valle en el período comprendido entre las 02:00 h y las 05:15 h, cuyo valor mínimo es 250 kW, siendo este el valor mínimo de la curva de carga promedio para el día sábado, el máximo valor de la demanda es de 382 kW y que ocurre a las 03:30 h, en esta curva de carga también se puede observar la disminución de demanda de energía eléctrica durante los cambios de turno, la demanda promedio del día es 325 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son respectivamente 97.8 % y 96.2%.

### **5.2.1.7 Curva de Carga Promedio del día Domingo de TENASA 1.**

En esta curva de carga expresada en el gráfico No. 10.2.1.7 (Anexo No. 10.2.1), también se presenta el valle en el período comprendido entre las 02:00 h y las 05:00 h, siendo este valor 296 kW y ocurre a las 03:45 h, el máximo valor de demanda se presenta a las 06:15 h, con 366 kW, se visualiza el efecto de los cambios de turno, la curva de demanda presenta durante el día un comportamiento estable sin mayores variaciones salvo el valle mencionado anteriormente; el mínimo valor de demanda es 273 kW a las 24:00 h, la demanda promedio del día es 332 kW. El máximo y mínimo factor de potencia de la curva de demanda promedio para el día domingo son respectivamente, 96.16% y 92.40%.

De lo observado de las curvas de demanda promedio diaria, el comportamiento de TENASA 1 durante todos los días de la semana presenta un comportamiento similar y continuo, la demanda máxima registrada es 392 kW, y el valor mínimo registrado es de 242 kW, el factor de potencia oscila entre 98,4% y el 95,5% valores que se encuentran dentro de los requeridos por la EEQSA.



## **5.2.2 CURVAS DE CARGA TENASA 2**

### **5.2.2.1 Curva de Carga Promedio día Lunes de TENASA 2.**

Según se expresa en el gráfico No. 10.2.2.1 (Anexo No. 10.2.2), la curva de carga para el día lunes promedio tiene un comportamiento estable en el cual se observa la presencia de tres valles cuyos valores mínimos ocurren a las 06:15 h, 14:15 h y las 22:15 h; estos descensos de la demanda en estos valles se dan a la hora de los cambio de turno de la jornada de trabajo, las fluctuaciones de la demanda para este día están comprendidas entre el máximo valor registrado de 360 kW a las 21:30 h y el mínimo valor de 227 kW que ocurre a las 06:15h, la demanda media calculada para el día es de 306 kW. El factor de potencia varía entre el máximo de 97,7% y el mínimo valor de 92.0%.

### **5.2.2.2 Curva de Carga Promedio día Martes TENASA 2.**

En esta curva de carga que se encuentra en el gráfico 10.2.2.2 (Anexo No. 10.2.2) se observa la existencia de tres valles los mismos que se presentan entre las 06:15 h, 14:15 h y las 22:15 h en el cual llegan a valores mínimos de 245 kW, 268 kW y 257 kW ; el valor máximo de demanda este día es 348 kW y ocurre a las 04:00 h, en esta curva se advierte la influencia en la demanda de potencia eléctrica los cambio de turno de la jornada de trabajo, la demanda de este día es prácticamente constante teniendo pequeñas variaciones entre el máximo valor 348 kW y el mínimo de 245 kW el valor promedio de demanda calculado es de 318 kW Los valores máximos y mínimos de factor de potencia son respectivamente 96.6% y 93.8%.

### **5.2.2.3 Curva de Carga Promedio día Miércoles de TENASA 2.**

El gráfico No. 10.2.2.3 (Anexo No. 10.2.2) presenta un comportamiento estable en el cual no se presenta mayores variaciones de demanda, la máxima demanda para el día miércoles es de 369 kW que se presenta a las 21:30 h,

mientras que el mínimo valor de demanda corresponde a las 06:15 h con un valor de 263 KVA coincidiendo esta con el cambio de turno de la jornada de trabajo, la demanda de este día permite identificar claramente el efecto de cambio de turno el valor de demanda promedio del día es 334 kW. Los valores de factor de potencia máximo y mínimo respectivamente son 95.9% y 94.4%.

#### **5.2.2.4 Curva de Carga Promedio día Jueves de TENASA 2.**

El gráfico No. 10.2.2.4 (Anexo No. 10.2.2) presenta una demanda prácticamente constante con pequeñas fluctuaciones donde se puede observar el efecto del cambio de turno de la jornada laboral que se producen a las 06:00 h, a las 14:00 h y las 22:00 h que coincide con el cambio de turno, la máxima demanda se presenta a las 05:15 h con un valor de 358 kW y el mínimo valor registrado para el día jueves se produce quince minutos después del cambio de turno de las 06:15 h con un valor de 259 kW, la demanda media calculado es 332 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son 96.6% y 94.5%.

#### **5.2.2.5 Curva de Carga Promedio día Viernes de TENASA 2.**

En el gráfico 10.2.2.5 (Anexo No. 10.2.2), en esta curva de carga tiene una característica uniforme durante las 24 horas del día, presentándose pequeñas fluctuaciones dentro de la demanda, donde se puede observar el efecto de los cambios de turno, el valor máximo de demanda ocurre a las 04:15 h con un valor de 354 kW y la mínima de demanda se presenta a las 22:15 h con un valor de 232 kW, la demanda media calculada para el día viernes es 310.46 kW Los valores máximos y mínimos de factor de potencia para el día viernes son 96,1% y 93,8% respectivamente.

#### **5.2.2.6 Curva de Carga Promedio día Sábado de TENASA 2.**

En el gráfico No. 10.2.2.6 (Anexo No. 10.2.2) la demanda del día sábado tiene un comportamiento regular con pequeñas variaciones, en las que se puede

visualizar el efecto producido por el cambio de turno en la jornada de trabajo, esta curva varía entre el máximo valor de demanda 349 kW a las 12:45 h y el mínimo que se produce en los cambios de turno a las 6:15 h con un valor 233 kW, el valor de demanda promedio calculado es 316 kW, el factor de potencia para la curva de carga promedio del día sábado tiene como máximo y mínimo respectivamente los valores de 96.4% y 94.1%. De acuerdo con lo observado al comportamiento de la carga para este día es similar al del resto de la semana lo cual se refleja al trabajo continuo durante toda la semana.

#### **5.2.2.7 Curva de Carga Promedio día Domingo TENASA 2.**

En el gráfico No. 10.2.2.7 (Anexo No. 10.2.2), se presenta un comportamiento regular durante las 24 horas del día, donde se puede apreciar la disminución de la demanda de potencia eléctrica en el momento de producirse el cambio de turno en la jornada laboral, el valor máximo de demanda se presenta a las 03:15 h con un valor de 343 kW, a las 6:15 h en el momento que se realiza el cambio de turno se produce la mínima demanda 218 kW, la demanda promedio calculada es 287 kW, el máximo y mínimo valor de factor de potencia promedio de los días domingo son respectivamente 97.5% y 95.8%.

La curva de carga para TENASA 2 tiene una característica uniforme de consumo durante los 7 días de la semana teniendo su máxima demanda en el promedio de los días miércoles a las 21:30 h, siendo este valor de 369 kW, y el valor mínimo se presenta el día domingo 06:15 h con un valor de 218 kW. Para la cámara de transformación correspondiente a TENASA 2 los valores de factor de potencia máximos y mínimos durante la semana son respectivamente 97.7% y 92.0%; de las curvas de carga promedio permite visualizar claramente el efecto que produce en la misma los cambios de turno ocurridos a las 06:00 h, 14:00 h y 22:00 h.

### **5.2.3 CURVAS DE CARGA DE TENASA 3.**

#### **5.2.3.1 Curva de Carga Promedio día Lunes de TENASA 3.**

En el gráfico No. 10.2.3.1 (Anexo No. 10.2.3) esta curva a las 00:00 h inicia con una demanda de 982 kW, la misma que se mantiene prácticamente constante hasta las 06:00 h, en la cual se visualiza un incremento de la demanda que a las 08:30 h llega al valor de 1.250 kW valor del cual permanece estable durante una hora quince minutos posteriormente decrece en forma fluctuante hasta 911.17 kW que es el valor mínimo del día lunes a las 11:15 h; en el período desde las 11:15 hasta las 15:15 h la curva crece con fluctuaciones en las cuales se puede visualizar la disminución de la demanda por el cambio de turno a las 14:15 h y el posterior crecimiento que al final del período llega al valor de 1.304 kW; en el período de 15:15 h a las 22:00 h, la demanda permanece constante con pequeñas fluctuaciones que varían entre 1.265 kW y 1.334 kW, a partir de las 22:00 h se observa una disminución de la demanda producto del cambio de turno en la jornada de trabajo. La variación de la curva de carga está entre 1.334 kW y 911 kW que ocurre a las 16:15 h y 11:15 h respectivamente con una demanda promedio calculada de 1134 kW. El factor de potencia oscila entre 96.6% y 95.7%.

#### **5.2.3.2 Curva de Carga Promedio día Martes de TENASA 3.**

La curva de carga expresada en el gráfico 10.2.3.2 (Anexo No. 10.2.3) tiene un comportamiento estable durante las veinte y cuatro horas del día donde se puede observar el efecto de los cambio de turno en la jornada laboral que se efectúan a las 06:00 h, 14:00 h y 22:00 h, la demanda cambia entre 1.173 kW y 861 kW que ocurre a las 13:45 h y las 22:15 h respectivamente; la demanda promedio calculada para el día martes es de 1103 kW. El factor de potencia fluctúa entre 97.5% y 94.5%.

### **5.2.3.3 Curva de Carga Promedio día Miércoles de TENASA 3.**

En el gráfico No. 10.2.3.3 (Anexo No. 10.2.3), se observa que la curva de carga promedio del día miércoles presenta tres etapas la una que comienza a las 00:00 h y termina a las 06:00 h período en el cual la demanda permanece prácticamente constante en un valor aproximado de 913 kW, la segunda etapa se presenta desde las 06:00 h hasta 22:00 h, en la que existe un crecimiento rápido de la demanda a partir del período anterior, estabilizándose entre a las 06:30 hasta las 22:00 h variando la demanda entre 1.210 kW y 1.308 kW; y un tercer período de las 22:00 h y las 24:00 h en el cual existe un descenso marcado a las 22:00 h hora a la que se produce el último cambio de turno laboral. La demanda en este día cambia entre la máxima demanda de 1.308 kW y la mínima de 890 kW que ocurre entre las 13:30 h y 02:45 h respectivamente; el valor de demanda promedio calculado es 1.146 kW. Los valores de factor de potencia se encuentran entre 96.1% y 95.1%.

### **5.2.3.4 Curva de Carga Promedio día Jueves de TENASA 3.**

En esta curva de carga del gráfico No. 10.2.3.4 (Anexo No. 10), se puede observar que la curva de demanda es estable la misma que fluctúa entre 1.334 kW y 1.069 kW que se presenta a las 13:45 h y las 01:30 h, en esta curva se aprecia el efecto que produce el cambio de turno en la jornada de trabajo que se producen a las 06:00 h , 14:00 h y 22:00 h, la demanda promedio calculada es 1.218 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son respectivamente 96.35% y 92.38%.

### **5.2.3.5 Curva De Carga Promedio Día Viernes de TENASA 3.**

La curva de demanda promedio del día viernes, gráfico 10.2.3.5 (Anexo No. 10.2.3), se observa un consumo uniforme durante las veinte y cuatro horas del día, evidenciándose el efecto del cambio de turno de las jornada de trabajo, la máxima demanda del día viernes ocurre a las 05:15 h con un valor de 1.161 kW,

la mínima demanda sucede a las 22:15 h con un valor de 898 kW. La curva presenta tres valles que se presentan en el horario del cambio de turno en la jornada de trabajo, la demanda promedio calculada es 1.092 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia registrados son respectivamente 98.1% y 95,2%.

#### **5.2.3.6 Curva de Carga Promedio día Sábado de TENASA 3.**

En el gráfico 10.2.3.6 (Anexo No. 10), la curva presenta un comportamiento uniforme en la demanda a partir de las 00:00 h hasta la 06:00 h período en el cual se puede observar la presencia de fluctuaciones mínimas con un valor promedio de 990 kW, en el período de 06:00 h a las 14:00 h se presenta un incremento de la demanda que permanece constante durante el período, la demanda fluctúa entre 1.232 kW y 970 kW. En el siguiente período desde las 14:00 h a las 24:00 h la demanda es uniforme con pequeñas fluctuaciones siendo la demandas promedio para el período de 1.090 kW los valores máximos y mínimos de demanda para el día viernes son respectivamente 1.232 kW y 958 kW, en esta curva se puede visualizar claramente el efecto que produce el cambio de turno en la demanda de energía eléctrica, el valor de demanda media calculado es de 1.089 kW. Los valores máximos y mínimos de factor de potencia son respectivamente 98.3% y 95.7%.

#### **5.2.3.7 Curva de Carga Promedio día Domingo de TENASA 3.**

En el gráfico No. 10.2.3.7 (Anexo No. 10) en el que se representa la curva de demanda del día domingo se observa un comportamiento constante de la demanda en la cual los mínimos valor ocurre a las 06:00, 14:00 h y 22:00 h y 24:00 h siendo el menor de ellos el que corresponde a las 24:00 con 844 kW, mientras que el máximo se produce a las 05:15 h con 1.1 kW, los valores mínimos coinciden en las horas en las que se realiza el cambio de turno en la jornada laboral, la demanda media calculada para el día domingo es 1.033 kW. Los valores máximo y mínimo de factor de potencia son 99.2% y 97.7%.

De forma general se puede observar que la cámara de transformación correspondiente a TENASA 3, presenta curvas de carga a lo largo de la semana que pueden ser divididas como curvas características de los días lunes, otra como característica de los días martes a viernes, y la curva característica de fin de semana que comprende sábado y domingo.

La máxima demanda de energía en esta cámara de transformación se produce el día jueves a las 13:45 h con un valor de 1.334 kW y el mínimo se presenta el día domingo a las 24:00 h con una demanda de 844 kW. El valor de factor de potencia fluctúa entre 99.2% y 94.5% como valores máximo y mínimo respectivamente.

Los cambios de turno que se efectúan a las 06:00 h, 14:00 h y 22:00 h, se ven reflejados en la curva de carga promedio diaria con una disminución en la demanda de energía.

Las curvas de carga de TENASA 3, presentan un comportamiento de demanda característico de consumo industrial por cuanto no se presentan los picos de demanda en las horas pico de la EEQSA.

La demanda máxima de potencia en esta cámara de transformación es menor a la capacidad de transformación de la misma en un 20%.

#### **5.2.4 CURVA DE CARGA TOTAL PROMEDIO DE TENASA**

Para la elaboración de la curva de carga promedio total de TENASA, se procedió a sumar las demandas de cada una de las cámaras correspondientes a la fecha-hora, para luego realizar el promedio respectivo y obtener la curva de carga diaria característica.

Según los gráficos presentados en el Anexo No. 10.2.4 en los gráficos del 10.2.4.1 al 10.2.4.9, se puede agrupar en tres curvas características la del día lunes, la de los días martes, miércoles, jueves y viernes que son días en los cuales la demanda de energía eléctrica presenta un comportamiento similar y la de los días sábado, y domingo.

#### **5.2.4.1 Curva de carga total promedio de TENASA día lunes.**

La curva de carga característica de los días lunes expresada en el grafico No. 10.2.4.1 (Anexo No. 10.2.4), presenta un comportamiento algo irregular por cuanto en el transcurso del día claramente se puede apreciar un valle muy marcado que se presenta en el transcurso de 10:00 h a 15:15 h , el pico máximo de demanda ocurre a las 16:15 h con 2.057 kW y el mínimo a las 11:15 h con un valor de 1.417 kW, el valor de demanda promedio calculado para el día es 1.776 kW. El factor de potencia global de TENASA para el día lunes, fluctúa entre los valores máximo y mínimo que son respectivamente 98.1% y 95.3%.

#### **5.2.4.2 Curva de carga total promedio de TENASA días martes a viernes.**

Según el gráfico No. 10.2.4.8 (Anexo No. 10.2.4), esta curva presenta un comportamiento regular durante las veinte y cuatro horas del día, en esta curva se puede visualizar los valles que se producen en el cambio de turno en la jornada laboral de la planta industrial que se dan a las 06:00 h, 14:00 h y 22:00 h. La demanda varía entre el máximo valor que se presenta a las 05:45 h con una demanda de 1.931 kW, la mínima demanda registrada para este día es 1.577 kW, a las 22:15 h, la demanda media calculada para la curva de carga de los días martes a viernes es de 1.800 kW. El factor de potencia oscila entre el 97.3% y 95.6%.



### 5.2.4.3 Curva de carga total promedio de TENASA días sábado y domingo.

De las curvas de demanda diarias para los días sábado y domingo expresada en el gráfico No. 10.2.4.9 (Anexo No. 10.2.4), se ha obtenido la curva de demanda promedio de los dos días por cuanto tanto la forma de las curvas como los valores máximos y mínimos son muy parecidos.

En esta curva se observa un comportamiento regular durante las 24 horas del día apreciándose claramente el efecto del cambio de turno, los valores máximo y mínimo de potencia activa son respectivamente 1.823 kW y 1.552 kW que ocurren a las 12:30 h y 06:15 h, la demanda media calculada para los días sábado y domingo es 1.692 kW. El factor de potencia del promedio fluctúa entre 98.2% y 96.7%.

Para la empresa TENASA en forma global se observa que la máxima demanda registrada es de 2.060 kW que ocurre a las 13:45 h del día jueves, mientras que la mínima demanda se obtiene para el día domingo a las 24:00 h con un valor de 1.363 kW El promedio de demanda es de 1800.82 kW de la curva de demanda de los días martes a viernes gráfico No. 10.2.4.8 (nexo 10.2.4).

En la forma de la curva de carga para los días lunes a viernes se observa la influencia de los cambios de turno en la jornada laboral con la presencia de valles producto de la disminución de la demanda a las 06:00 h, 14:00 h y las 22:00 h.

TEXTILES NACIONALES S.A. **TENASA**, según la curva de carga, podemos deducir que el funcionamiento de la industria tiene una base fija durante las veinte y cuatro horas del día, y partiendo de esto se observa el efecto que produce el ingreso del personal que laboran con horario de oficina reflejándose en la curva de carga con un escalón en la demanda de energía eléctrica que dura desde las 07:30 h hasta las 17:30 h.

#### 5.2.4.4 Curva de consumos históricos de TENASA total.

De acuerdo con la curva de consumos históricos presentados en el gráfico No. 5.2.4.1 (Anexo No. 5), el mismo que ha sido elaborado basándose en los datos proporcionados por la EEQ para cada uno de los tres medidores electrónicos instalados en TENASA se determina que tiene un comportamiento estacional en el transcurso del año, el mismo que se repite desde Enero de 1992 hasta Diciembre del 2000. Período en el cual se puede observar que el período de mayor consumo se encuentra entre los meses de Agosto a Noviembre, los mínimos valores registrados se encuentran entre los meses de Enero y Febrero, existiendo repuntes entre los meses de Abril y Junio, la excepción se marca en el período comprendido entre febrero de 1995 hasta mayo de 1996 en el cual el consumo presenta pequeñas fluctuaciones de mes a mes con un consumo promedio de 1.200.000 kWh.

El máximo consumo de energía eléctrica se presenta en Noviembre de 1998 con 1.532.466 kWh, mientras que el mínimo consumo se presenta en Enero de 1994 con 823.278 kWh, la energía promedio calculada es de 1.184.074 kWh. El consumo de energía eléctrica en los dos últimos años del período de análisis presenta una disminución con respecto a los años anteriores

La energía reactiva medida varía entre 555.022 y 184.224 KVAR, valores que se presentan respectivamente en Noviembre de 1998 y Febrero de 1994, siendo el valor medio de potencia reactiva consumido en el período de estudio de 365.693 KVAR.

La curva de factor de potencia fluctúa entre 97,89% y 93,37%, y el factor de potencia medio calculado para el período de Enero de 1992 hasta Diciembre del 2000 es de 95,52%.

### **5.3 CURVA DE CARGA SECTOR INDUSTRIAL DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 16 A**

Las curvas de carga para el sector industrial se procesó a partir de los datos de demanda de cada uno de los clientes industriales conectados al alimentador primario A de la subestación 16.

#### **5.3.1 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA LUNES.**

Según el gráfico No. 10.4.1 (Anexo No. 10.4), se observa que el comportamiento presenta tres períodos en los cuales la carga del sector permanece estable, destacándose en el horario de las 00:00 h hasta las 06:15 h con una demanda promedio de 2.100 kW, a partir de aquí se da un incremento en forma lineal hasta llegar en una hora a 3078 kW, en el siguiente período comprendido entre las 07:15 hasta 22:00 h la demanda fluctúa entre 3.429 kW y 3.046 kW, en este período se presenta la máxima demanda del día, en el siguiente período comprendido entre las 22:00 h y las 24:00 h, se observa un decrecimiento de la demanda con respecto al período anterior variando la misma entre 2.918 kW y 3.019 kW.

Para el día lunes la demanda de potencia activa varía entre el máximo 3.429 kW. a las 13:15 h y el mínimo .1.991 kW a las 03:15 h, con una demanda media para el día de 2.866 kW. El factor de potencia oscila entre 98.0% y 94.3%.

#### **5.3.2 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA MARTES.**

La curva de carga para el día martes como se observa en el gráfico No. 10.4.2 (Anexo No. 10), tiene un comportamiento estable con muy pocas variaciones durante las veinte y cuatro horas del día, donde se puede identificar los valores máximos y mínimos dentro de los cuales varía la demanda, y que son

3.245 kW y 2.715 kW que se presentan respectivamente a las 09:30 h y 22:15 con un valor de demanda promedio de 3.050 kW. El factor de potencia fluctúa entre 98.2% y el 96.8%.

### **5.3.3 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA MIERCOLES.**

En la curva del gráfico No. 10.4.3 (Anexo No. 10), presenta un comportamiento irregular, entre las 06:00 h y las 10:00 h un pico en la demanda cuyo máximo valor llega a 3.446 kW a las 08:30 h, de las 15:00 h a las 21:30 se observa un comportamiento estable de la carga con una demanda que fluctúa entre 3.331 kW y 3.526 kW valor que es el máximo valor de demanda registrado para el día miércoles, entre las 10:00 h y las 15:00 h se presenta un descenso de la demanda, período en el cual se observa un valle cuyo valor mínimo de 2.808 kW ocurre a las 11:15 h. La demanda para el día miércoles varía entre el máximo valor de 3.526 kW y 2.751 kW, con una demanda promedio de 3.137 kW. El factor de potencia oscila entre 96.8% y 93.8%

### **5.3.4 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA JUEVES.**

La curva de demanda para este día según el gráfico No. 10.4.4 (Anexo No. 10), el comportamiento es estable y se puede visualizar tres etapas, la primera que inicia desde las 00:00 h hasta las 06:15 h, etapa en el cual la demanda varía entre el máximo 3.111 kW y el mínimo de 2.817 kW, en la siguiente etapa que va desde las 06:15 h hasta las 22:15 h, la demanda de potencia activa fluctúa entre 3.344 kW y 2.601 kW, la tercera etapa desde las 22:15 h hasta las 24:00 h período en el cual se presenta el mínimo valor de la demanda del día con 2.582 kW, y el máximo del período es de 3.008 kW. La demanda en este día fluctúa entre 3.344 kW y 2.582 kW valores que ocurren a las 09:45 h y 23:00 h respectivamente, el día tiene una demanda promedio de 3.099 kW. El factor de potencia oscila entre 96.3% y 93.5%.

### **5.3.5 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA VIERNES.**

La curva de demanda del día viernes al igual que la del día jueves presenta tres etapas como se aprecia en el gráfico No. 10.4.5 (Anexo No. 10), , iniciando la primera a las 00:00 h hasta las 06.15 h período en el cual la demanda varía entre 2.785 kW y 2.630 kW, la siguiente etapa desde las 06:15 h hasta 22:15 h se observa el incremento prácticamente lineal y a partir de las 07:30 h hasta las 21:45 h se comporta con pequeñas fluctuaciones que varían entre 3.039 kW y 3.228kW, a las 21:45 h hasta las 22:15 se produce un descenso lineal de la demanda llegando la misma a 2.851 kW, La tercera etapa, comprendida entre las 22:15 h y las 24:00 h la demanda fluctúa entre 3.008 kW y 2.835 kW. Para el día viernes la demanda oscila entre un máximo de 3.523 y un mínimo de 2.630 kW con una demanda media de 3.158kW. El factor de potencia varia entre 96.3% y 94.2%.

### **5.3.6 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA SABADO.**

La curva de demanda del día sábado difiere de las anteriores días como se observa en el gráfico No. 10.4.6 (Anexo No. 10), en este día la carga en el transcurso del día disminuye en etapas la primera etapa inicia a las 00:00 h hasta las 06:00 h donde la demanda fluctúa entre 3.036 kW y 2.683 kW, en el siguiente período existe un descenso de aproximadamente 25 kW desde las 06:00 h hasta las 07:00 h, posteriormente la demanda oscila entre 2.683 kW y 2.399 kW en el período de las 07:00 h hasta las 13:45 h, a partir de las 13:45 h se presenta un descenso de la demanda en forma fluctuante desde 2.668 kW hasta 2.324 kW en el transcurso de una hora, a partir de las 14:45 h hasta las 21:45 h la demanda varía entre 2.360 kW y 2.212 kW, a las 21:45 h se presenta el último descenso de demanda para posteriormente estabilizarse hasta finalizar el día.

La demanda en el día sábado oscila entre 3.036 kW y 2.057 kW valores registrados a la 01:15 h y 22:15 h, con una demanda media de 2.554 kW. El factor de potencia varía entre 97.9% y 94.8% como valores máximos y mínimos respectivamente.

### **5.3.7 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIA DOMINGO.**

La curva de demanda del gráfico 10.4.7 (Anexo No. 10), presenta un consumo constante durante las veinte y cuatro horas del día con pequeñas variaciones teniendo como valores máximos y mínimos registrados respectivamente 2.283 kW a las 12:00 h y 1917 kW a las 21.15 h, la demanda promedio para es 2.157 kW y el factor de potencia oscila entre el 98.4% y 96.7%.

### **5.3.8 CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO 16 A SECTOR INDUSTRIAL PROMEDIO DIAS MARTES A VIERNES**

De acuerdo con el comportamiento de la demanda durante los días de la semana analizados en los puntos anteriores, tanto por la tendencia o forma de la curva así como por los valor máximos y mínimos registrados, se grafica la curva promedio del sector industrial conectada a la subestación 16 primario A, el mismo que se presenta en el gráfico No. 10.4.8 (Anexo No. 10), esta curva es la representativa de la demanda para los días de martes a viernes, la que presenta un comportamiento estable durante las veinte y cuatro horas del día observándose que se produce a las 06:15 h un crecimiento de la demanda y a las 21:30 se produce un descenso de la misma, la curva de demanda fluctúa entre 3.371 kW y 2.769 kW con un valor promedio calculado de 3.111 kW y el factor de potencia calculado varia entre 96.8% y 94.8%

### **5.3.9 INFLUENCIA DE LA CURVA DE CARGA DEL SECTOR INDUSTRIAL EN EL ALIMENTADOS PRIMARIO 16 A**

De acuerdo con los gráficos de las curvas de carga de presentados en los gráficos No. 10.4.8 y 10.1.8 del Anexo 10, correspondientes a la demanda promedio de los días martes a viernes de sector industrial conectado al alimentador primario 16 A y la curva de demanda para los mismos días del alimentador primario 16 A respectivamente, se observa que las curvas tienen la misma forma diferenciándose en la cantidad de kW de demanda en cada uno de los casos. La demanda media del Alimentador primario es 3.679,19 kW con un consumo promedio de energía de 2'649.016,80 kWh y la demanda media del sector industrial es 3.111,76 kW, siendo el consumo promedio del sector industrial de 2'240467.20 kWh lo que representa un 84,56% tanto de la demanda media como del consumo medio del alimentador primario. La diferencia corresponde a consumidores del sector residencial, sector comercial alumbrado público y pérdidas en el alimentador. En las dos curvas de demanda se observa la poca influencia del sector residencial en la curva de demanda del alimentador primario, por cuanto no se evidencia la presencia del pico característico que se presenta entre las 18:00 y las 21:00 h.

De los datos entregados por la EEQSA se desprende que la demanda media del sector industrial es 4.028 kW, siendo el consumo promedio del sector industrial de 1'966.693 kWh entre el mes de enero de 1992 y Diciembre del 2000, para el mes de la última toma de mediciones que fue el mes de Junio del 2000 los datos que entrega la empresa eléctrica y que fueron procesados nos indica que la demanda del sector industrial es 4.514 kW, siendo el consumo del sector industrial de 2'254.704 kWh, habiendo una pequeña diferencia entre lo medido y lo facturado por la EEQSA en el consumo y en demanda una gran diiferencia dado que la EEQSA proporciono el dato de demanda medido igual al facturado desde el mes de marzo del año 1999 pese a que en las planillas de los clientes el valor de demanda es diferente al que nos entrego el departamento de Grandes Clientes de la EEQSA.

#### **5.4 COMPARACIÓN Y AJUSTE DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS MEDICIONES Y DE LAS ENCUESTAS.**

Se presenta un gráfico comparativo de las curvas de carga tanto la levantada como la medida en TENASA y que se presenta en el Anexo No. 8, por ser el único cliente participante del estudio de AD&UREE. Para la realización de este gráfico se ha tomado en consideración lo expuesto en el análisis de las curvas de carga de TENASA, se ha tomado como el día más representativo al día miércoles, por lo tanto, se ha utilizado los datos de la curva de carga medida para el día miércoles para compararlos con la curva de carga levantada.

En este gráfico se observa como las dos curvas de carga se encuentran la una muy cercana de la otra, y en algunos casos estas se cruzan, pero en la mayoría del tiempo la curva de carga medida es mayor que la curva de carga levantada, el máximo valor de potencia activa levantado es de 1.986 kW mientras que el máximo valor de potencia medido es 2.029 kW, existiendo una diferencia de 43 kW que representa el 2% del valor máximo del valor de potencia medido, mientras que el valor mínimo de potencia activa levantado es de 1.684 kW y el valor mínimo de potencia activa medida es 1.681 kW cuya diferencia es 4 kW y representa el 0.14% del valor máximo de la potencia activa medida.

La mayor diferencia que se observa entre las dos curvas de carga se presenta a las 08:00 h, en donde la diferencia de 168 kW, que representa el 8.28% con respecto al máximo valor de potencia activa medida, lo que justifica que no es necesario realizar un ajuste entre las dos curvas, este resultado se obtuvo debido al levantamiento realizado en aproximadamente el 100 % de la planta industrial, a la utilización del registrador de carga CODAM 603 en las áreas más representativas de consumo como son los motores más grandes y a la forma de operación continua durante las veinticuatro horas del día de esta industria.



## **5.5 ANÁLISIS DE LA CURVA DE CARGA CON EL PROGRAMA DE AD&UREE**

En el proceso de levantamiento realizado en la planta industrial de Textiles Nacionales, se determinó algunas deficiencias como se anotó en el capítulo 4 del presente trabajo, es necesario hacer énfasis en el hecho que la iluminación en toda la planta es deficiente, motivo por el cual para tener un buen ambiente de trabajo que brinde comodidad y seguridad al personal, se recomienda practicar un rediseño de la iluminación para mejorar los niveles lumínicos con los valores mínimos recomendados para las diferentes áreas, y hacer la comparación real entre los kW utilizados para iluminación con los niveles mínimos recomendados de iluminación.

Con lo expuesto anteriormente para poder llegar a tener niveles de iluminación mínimos recomendados con el mismo tipo de luminarias existentes es necesario incrementar 156 kW de carga instalada en luminarias con lámparas fluorescentes de 2x40 W, con una potencia de 114 W cada una debido a las pérdidas. Esto representa la instalación de 1.371 luminarias, con lo cual la nueva curva de carga por usos finales con iluminación adecuada se presenta en el gráfico No. 6.1, en el cual se aprecia el incremento de la carga eléctrica con un valor constante en la base de la curva, que representa un incremento del 7.11% del valor máximo de potencia activa medido total de la curva de carga.

A partir de esta curva de carga construida en base a los diferentes usos finales se aplicaron las recomendaciones del estudio de AD & UREE, cuyos resultados se obtuvieron en el capítulo anterior, lo cual se encuentra en el gráfico No. 5.2, en el que se puede observar la disminución en la demanda de potencia activa de TENASA al utilizar en la planta industrial iluminación con lámparas del tipo Metal Halide de 250 W de potencia nominal y cambiar los motores sobredimensionados con motores de menor potencia acorde con los requerimientos de los procesos y según recomendaciones del programa MARK IV, utilizado para este estudio.

## **5.6 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Después de identificar las oportunidades de ahorro de energía, las mismas influyen directamente en la curva de carga del cliente participante del estudio de AD & UREE disminuyendo el consumo y la demanda de energía eléctrica.

### **5.6.1 PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN TENASA**

En el caso del estudio realizado con el MARK IV, las oportunidades de ahorro se presentan en fuerza motriz y transformadores, se obtendrá un ahorro de 33,103 kWh/mes (Cuadro No. 4.6), representando un descenso de demanda de 45,98 kW (cuadro No. 4.6).

El otro uso final en el que se obtendrá ahorro energético es el uso final iluminación, tomando en consideración que la iluminación original de la planta industrial se encuentra por debajo de los niveles mínimos recomendados y en primer lugar es necesario mejorar la calidad de la iluminación para la seguridad, eficiencia y confort del personal de TENASA. Luego de lo cual se procedió a realizar el análisis para el reemplazo del tipo de luminarias por las de mayor eficiencia lumínica y que no distorsionen los colores, con esto se ha logrado obtener un ahorro de energía de 76,283.34 kWh/mes (Cuadro No. 4.7), representando un ahorro de demanda de 105.95 kW (Cuadro No. 4.7) en la curva de carga total de TENASA.

De las medidas de Administración de la Demanda se obtendría una disminución de la demanda de 290,94 kW y un ahorro en energía, producto solamente de ésta, 26.184,60 kWh mensuales, cuyos datos se encuentran en el Cuadro No. 4.8. Las medidas sugeridas para manejo de la demanda son de carácter administrativo sin inversión.

El ahorro global de energía es de 135,570.94 kWh/mes ( Cuadro No. 4.9), que comparado con los 1'184,074 kWh/mes (Cuadro No. 4.3) de energía

promedio que consume TENASA, representa el 11,45% de ahorro en el consumo de energía eléctrica como se puede ver en el Cuadro No. 5.2.

Se tiene un desplazamiento de la demanda de 442,87 kW (Cuadro No. 4.9) respecto de los 2.215,56 kW de demanda promedio de TENASA Anexo 4, corresponden a un ahorro del 19.99 % en demanda, El ahorro en energía monetizado corresponde a 44.280,25 US\$/año (Cuadro No. 4.9) con un costo del kWh de 7 centavos de dólar de acuerdo con el método del Valor uniforme líquido, este valor se obtiene descontando las inversiones a realizarse para obtener el ahorro en consumo de energía eléctrica; El ahorro de demanda aplicando el precio de 4,2444 US\$/kW por cada kW de demanda de acuerdo con el pliego tarifario vigente de la EEQSA a Octubre de 2001 representa un ahorro de US\$ 1879.72 US\$ mensuales, que transformado valor presente uniforme líquido nos da 20.741,14 US\$. El ahorro global con medidas de AD & UREE es de 65.021,39 US\$ por año en valor presente, todos estos cálculos se encuentran en el Cuadro No. 4.9.

#### **5.6.2 PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO SECTOR INDUSTRIAL**

La influencia de este ahorro de energía eléctrica de TENASA y considerando que el consumo de esta industria es representativo para el sector tanto industrial así como en la rama textil, la carga de la industria para el alimentador primario 16 A corresponde al 60.21% de la carga total de este alimentador (Cuadro No. 4.3), y que el ahorro una vez implementadas las medidas de ahorro energético y administración de la demanda, con respecto al consumo promedio calculado a partir de los consumos históricos del alimentador sector industrial es de 1'996.693 kWh/mes, (Cuadro No. 4.3). Extrapolando al sector industrial, el ahorro del mismo sería de 228.612,02 kWh/mes con un 11.45% (Cuadro No. 5.2), y que el desplazamiento de la demanda del alimentador 16 A sector industrial corresponde 609.81 kW, (Cuadro No. 5.2), que comparado con los 3.050,76 kW el valor promedio registrado en la curva de carga del día

**Cuadro No. 5.2  
PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE**

|   | Promedio Calculado*       |                          | Ahorro Calculado            |                          |                      |                      |
|---|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|
|   | Energía kWh/mes           | Demanda kW               | Energía kWh/mes             | Demanda kW               | % Energía            | % Demanda            |
| TENASA                                  | 1.184.074 <sup>(1)</sup>  | 2.215.56 <sup>(4)</sup>  | 135.570,94 <sup>(7)</sup>   | 442,87 <sup>(7)</sup>    | 11,45 <sup>(9)</sup> | 19,99 <sup>(9)</sup> |
| Sector Industrial del alimentador 16 A. | 1.996.693 <sup>(2)</sup>  | 3.050,76 <sup>(5)</sup>  | 228.612,02 <sup>(8)</sup>   | 609,81 <sup>(8)</sup>    |                      |                      |
| EEQSA Sector Industrial                 | 42.201.000 <sup>(3)</sup> | 57.480,86 <sup>(6)</sup> | 4.831.817,26 <sup>(8)</sup> | 11.489,78 <sup>(8)</sup> |                      |                      |

\* Datos procesados de información proporcionada por EEQSA.

(1) Cuadro No. 4.3 Total de consumos promedios por industria.

(2) Cuadro No. 4.2 promedio de consumos históricos alimentador 16 A de la subestación Río Coca.

(3) Cuadro No. 1.2 Energía facturada por sectores de la EEQ en MWh de 1998 transformado a meses

(4) Anexo No. 4 Historias de Consumos a Diciembre del 2000 de TENASA TOTAL

(5) Gráfico No. 10.4.2 Anexo 10.4 Subestación 16 Alimentador A Curva de demanda promedio día martes Sector Industrial

(6) Gráfico No. 1.1 Anexo 1 Curva de carga de la EEQSA. Multiplicado por el porcentaje correspondiente al sector industrial que es de 26,64% y transformado a meses

(7) Cuadro No. 4.9 Síntesis del ahorro mensual, ganancia líquida e inversión necesaria en la industria Textiles Nacionales S.A.

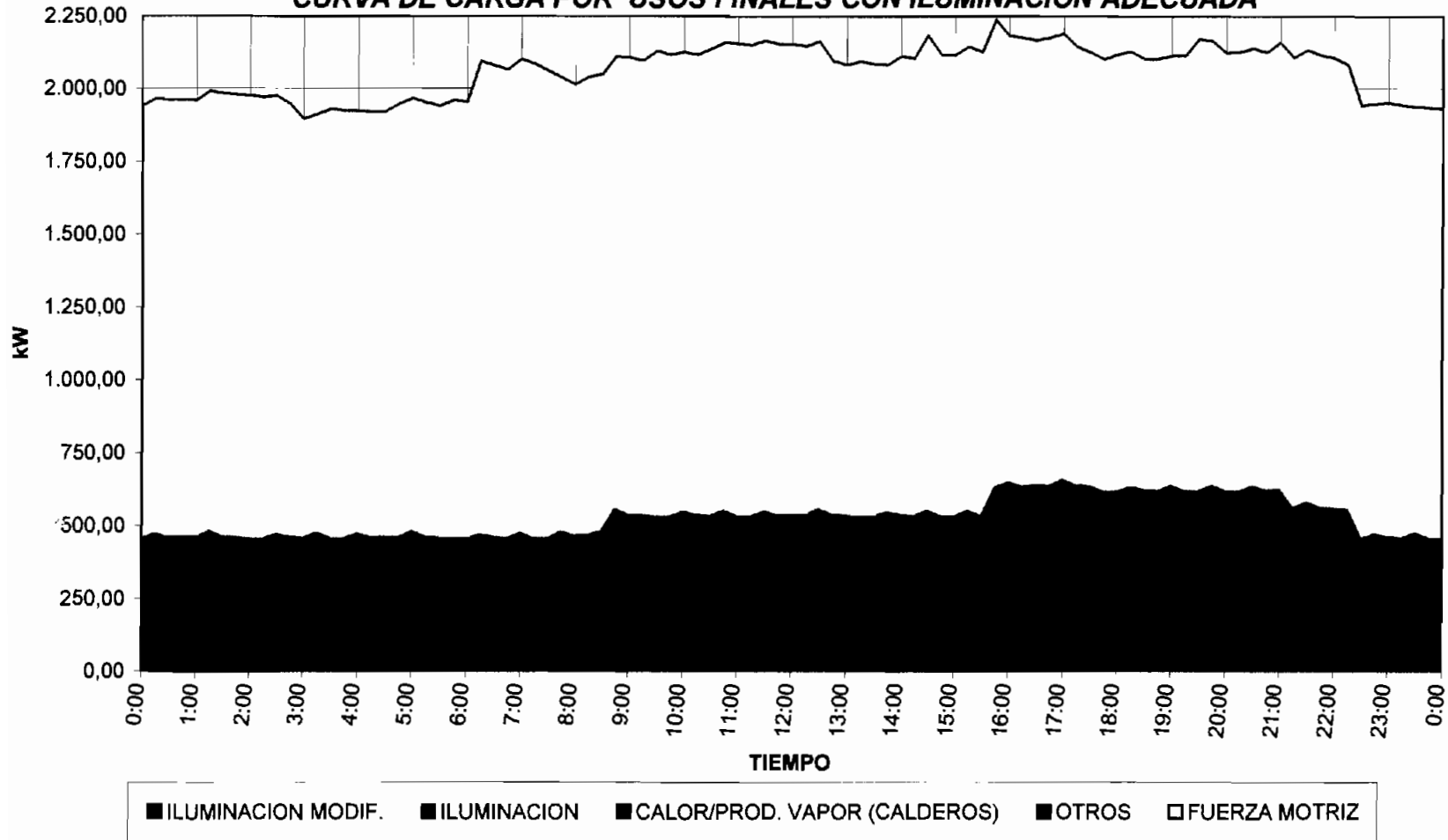
(8) Proyección del ahorro de energía en base a los porcentajes ahorrados en TENASA.

(9) Cálculo de en base a los datos de ahorro y promedios calculados con medidas de AD & UREE

**Gráfico No. 5.1**

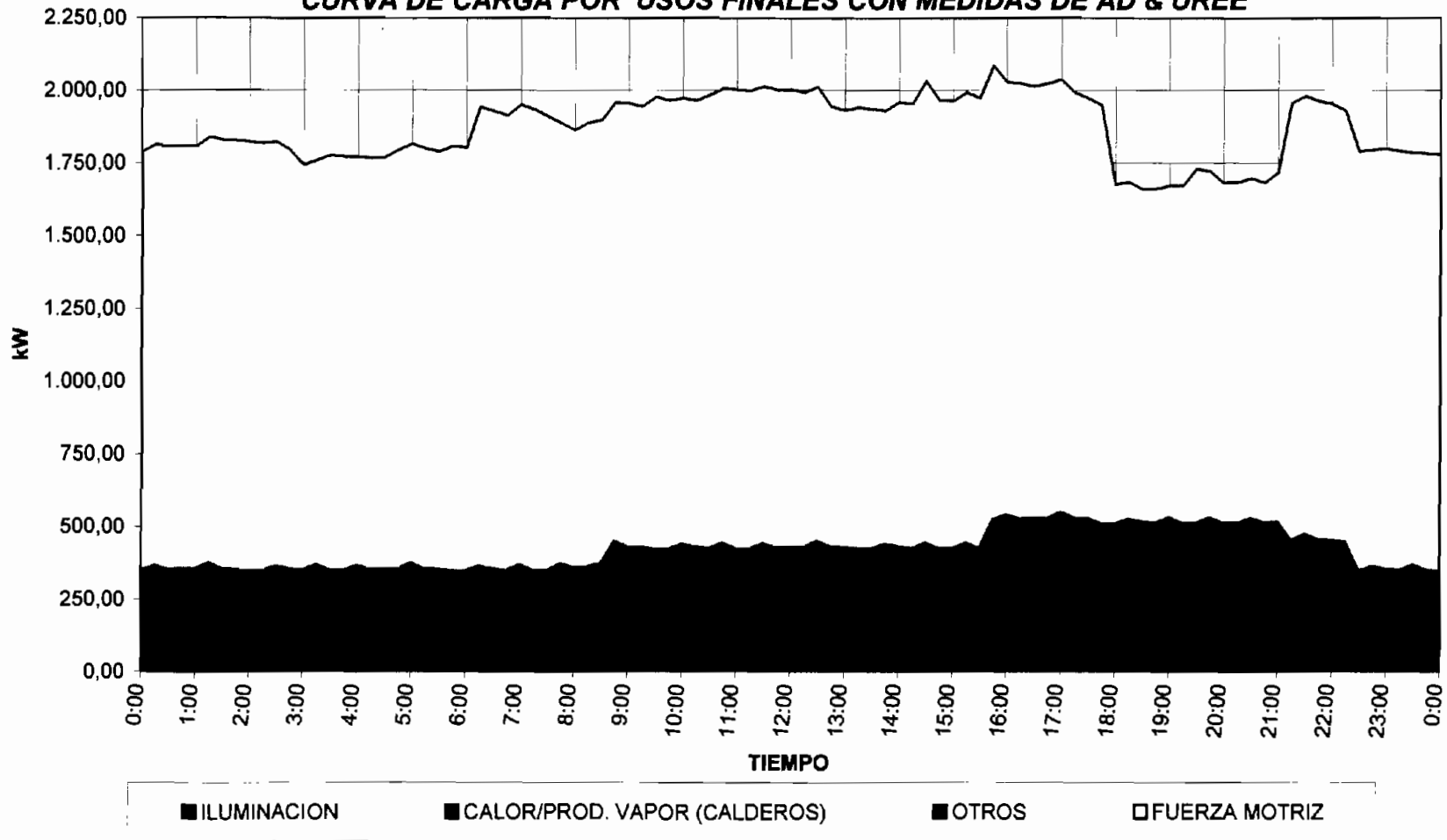
**TENASA**

**CURVA DE CARGA POR USOS FINALES CON ILUMINACION ADECUADA**



**Gráfico No. 5.2**  
**TENASA**

**CURVA DE CARGA POR USOS FINALES CON MEDIDAS DE AD & UREE**



martes del sector industrial del Alimentador (Anexo 10.4. gráfico 10.4.2), representa el 19.99%.

### 5.6.3 PROYECCIÓN DE LAS MEDIDAS DE AD&UREE EN LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

La proyección del ahorro de energía en el sector industrial producto de las medidas de conservación y uso racional de la energía eléctrica para la EEQSA. representaría tomando como referencia la energía promedio facturada por la misma en el año 1.998 en el sector industrial que corresponde a 506.412 MWh/año que transformados a mes tenemos 42'201.000 kWh/mes, ya que el sector industrial representa el 26.64% según dato calculado del cuadro No. 1.3 de la EEQ. Si el porcentaje de ahorro para el sector industrial es 11,45% que representa 4.831,81 MWh/año de ahorro para la EEQSA. y un desplazamiento en la curva de demanda de la EEQSA. de 11,49 MW.

El ahorro de energía expresado en dinero representa una economía de 2'688.121,01 US\$/año, este valor fue evaluado con el precio promedio de compra de energía eléctrica al MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA (CONELEC)<sup>(23)</sup>, que fue de 0.039 US\$/kWh, dato tomado de la página de Internet del CONELEC en su sección estadísticas del Mercado Eléctrico Mayorista.

**Cuadro No. 5.3**

| <b>BENEFICIO EEQSA</b>   |                     |
|--|---------------------|
| <b>Parámetros Económicos</b>   |                     |
| Costo kW de Demanda (US \$/kW-mes) de acuerdo con el costo del kW-mes fijo proporcionado por el CONELEC año 2000 <sup>(23)</sup> | 4,10868             |
| Costo kWh (US cent \$/kWh) Promedio entre costo kWh fijo y ocasional proporcionado por el CONELEC año 2000 <sup>(23)</sup>       | 3,9152              |
| <b>Costo evitado por Demanda (US\$)</b>  | <b>47.207,81</b>    |
| <b>Costo mensual evitado por consumo US\$</b>  | <b>189.175,31</b>   |
| <b>Total costos evitados mensualmente</b>  | <b>236.383,12</b>   |
| <b>Tasa interes ( mínima de atractividad TMA)</b>  | <b>10%</b>          |
| <b>Numero de periodos (meses)</b>  | <b>12</b>           |
| <b>Costo anual evitado por consumo y demanda Generadora US\$ en valor presente</b>   | <b>2.688.741,83</b> |

## *CAPITULO 6*

# **ANALISIS FINANCIERO DEL AHORRO DE DEMANDA Y ENERGIA ELECTRICA DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES EN EL PROGRAMA DE AD & UREE**

### **6.1 ANALISIS FINANCIERO**

La principal finalidad de cualquier empresa, en un sistema económico mundial donde predomina la libre iniciativa, consiste en obtener el mayor lucro monetario posible. O como se denomina en lenguaje económico: *la maximización de las ganancias a largo plazo.*

La persecución de esta finalidad lleva a una búsqueda constante de resultados eficaces, y dentro de este contexto, la AD & UREE puede enseñar al consumidor, principalmente aquel ligado a la actividad industrial a una reducción substancial del costo de producción de su producto con éste insumo. Esta



reducción, en la mayoría de las veces, exige del empresario nuevas inversiones incorporando las mismas de modo definitivo como un hecho de la vida económica de la empresa.

Por otro lado, siendo escasos los recursos existentes para inversiones, el proceso de toma de decisiones constituye una de las materias de mayor relevancia y debe consistir en la evaluación de caminos alternativos, teniendo como base la elección de opciones más interesantes desde el punto de vista económico, en función de la característica de irreversibilidad y de las consecuencias futuras que pueden conllevar el escoger una opción.

El reconocimiento de estos hechos y la necesidad de disponer por parte del consumidor de energía eléctrica de instrumentos que lo ayuden en el proceso de decisión, orientando a la misma, es lo que se va a discutir en este capítulo, en especial los métodos utilizados en la moderna teoría económica para análisis y evaluación de las alternativas de inversión que se presentan en el ahorro de energía.

Los elementos esenciales de ingeniería económica hasta la matriz de datos necesarios para la evaluación de las alternativas de inversión en la conservación de energía son parte de las herramientas que utiliza el programa MARK IV, conceptos de inversión y de los principales factores que influyen la toma de decisiones de invertir, dándose énfasis especial a la tasa de rendimiento y a la eficiencia marginal del capital.

El programa utiliza los conceptos básicos de los elementos esenciales de ingeniería económica, tales como: rendimientos, régimen de capitalización, valor del dinero en el tiempo, tasa efectiva y nominal, diagrama de flujo de caja, equivalencia, series uniformes, tasa mínima de atractividad, costo de oportunidad y factores de rendimientos compuestos.

Se toman los métodos más utilizados para la comparación entre alternativas de Inversiones: Método del Valor Presente Neto (VAN), Método del Valor Uniforme Líquido, Método de la Tasa Interna de Retorno y Método del Tiempo de Retorno de la Inversión, estableciéndose a través de la comparación entre estos métodos las bases para escoger el método más adecuado.

Las técnicas utilizadas para análisis de los resultados obtenidos con la aplicación de los métodos empleados por comparación entre alternativas de Inversión definidos con la utilización del Sistema de Control Energético para el ahorro energético.

#### **6.1.1 ANÁLISIS DEL PAGO DE CONSUMO DE ENERGÍA CON EL PROGRAMA DE AD&UREE DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES**

Es necesario proporcionar informaciones y establecer procedimientos, para los análisis de los datos y resultados obtenidos con los levantamientos de campo y procesamientos relativos a las cuentas de energía eléctrica de los clientes participantes en el programa de AD & UREE, dirigido a propiciar una orientación segura para el uso eficiente y económico de energía.

El análisis de los parámetros del consumo de energía es indispensable para una orientación adecuada al consumidor para el uso económico y eficiente de energía. Siendo la **Planilla Eléctrica** una síntesis de los parámetros de consumo, el análisis de ella tórnase en una herramienta importante para el consumidor con el fin de ejecutar un gerenciamiento energético en sus instalaciones.

La inclusión de la Optimización Tarifaria es considerada fundamental, pues, en muchos casos genera un ahorro para el consumidor, a través de la implantación de otras medidas rentables recomendadas en los demás capítulos de este estudio.

En la selección de consumidores para la aplicación de esta metodología, deberán ser evitados consumidores atípicos, tales como, consumidores estacionales (así mismo clasificados tarifariamente), aquellos con características estacionales, pueden no ser reconocidas por la legislación y aquellas en fases atípicas de funcionamiento. Es decir consumidores, con características o situaciones atípicas, necesitan ser estudiados específicamente, por que no se adaptan a aplicaciones de una metodología genérica y automatizada, como la propuesta aquí.

El análisis del pago de consumo de energía con el programa de AD&UREE de los clientes participantes se lo hará bajo cinco puntos esenciales que son parte del sistema tarifario industrial en nuestro país y que son:

1. Análisis del consumo específico de energía (CE)
2. Análisis del factor de carga/costo medio del KWH
3. Optimización de la Demanda de Potencia Eléctrica
4. Facturación en la Tarifa General G4
5. Corrección del Factor de Potencia

El programa MARK IV contempla los puntos anteriormente anotados en su evaluación de ahorro energético.

#### **6.1.1.1 Análisis del Consumo Específico de Energía (CE)**

El consumo específico de energía (CE) es un parámetro importante para saber si la instalación esta operando eficientemente, con relación a la energía eléctrica.

El CE se calcula por la siguiente fórmula:<sup>15</sup>

$$CE_i = \frac{CA_i}{QP_i}$$

donde:

CA<sub>i</sub> = consumo mensual de energía (kWh/mes)

QP<sub>i</sub> = cantidad producida (o servicio) en el mes

El levantamiento del CE será establecido en aquellas actividades en que hay un único producto o servicio, o para actividades con más de un producto o servicio, en que uno de ellos es predominante (mayor al 90% de la producción).

La metodología analizará el CE solamente para las actividades que se enmarquen en el criterio anterior.

A partir de los datos de producción mensual, puede ser determinado el consumo específico mínimo (CE<sub>m</sub>) que comparado con los consumos específicos mensuales, propiciará la determinación de un potencial de economía mensual dado por:<sup>(15)</sup>

$$PE = \frac{\sum_{i=1}^n [CE_i - CE_m] \times QP_i \times CM_i}{\text{num. de meses}}$$

donde:

CM<sub>i</sub> = costo medio del kWh (US\$/kWh) aproximado, dividiéndose el total de la cuenta de energía por el consumo de kWh verificado en el mes;

Ce<sub>i</sub> = consumo específico calculado para el mes.

Nota: CE<sub>m</sub> podrá también ser los consumos medios típicos (si hubiere) nacionales o internacionales, para el ramo de actividad.

Los cálculos son hechos considerándose, por lo menos, un período de 12 (doce) meses consecutivos de consumos históricos y producción.

El programa MARK IV calcula el valor de PE, emitiendo mensajes sobre potencial de ahorro energético con la reducción del consumo específico.

#### **6.1.1.2 Análisis del Factor de Carga/Costo Medio del kWh**

El costo medio del kWh (o costo unitario de la energía eléctrica) para el consumidor es una función del factor de carga de la planta industrial. Cuanto mayor sea el factor de carga, en principio, menor será el costo medio del kWh. El factor de carga es uno de los índices que muestran si la planta industrial que produce el consumo eléctrico esta o no siendo eficiente en la utilización de la energía eléctrica. Así mismo es fundamental conscientizar al consumidor de que el costo unitario depende fundamentalmente de la forma como se usa la energía.

Para evaluar el potencial de ahorro que la planta industrial presenta, el programa busca en los consumos históricos los factores de carga verificados mes a mes (período mínimo de 12 meses), identifica el factor de carga de valor máximo y presume que en aquel mes fue adoptada una sistemática que proporcione un uso más racional de la energía consumida.

Por tanto, admítase que sería posible repetir tal sistemática de modo de mantenerse el factor de carga elevado en los demás meses.

El análisis considera a las demás hipótesis de que la planta industrial esta encuadrada en la Tarifa General G4 definida más adelante en el capítulo VII, es decir, a los abonados Industriales, Comerciales, Entidades Oficiales, Bombeo de agua, Escenarios Deportivos, Abonados Especiales, con demanda, cuya carga instalada sea mayor a 10 kW.

Para obtener un factor de carga más elevado existen tres métodos:

1. Incremento del número de horas trabajadas (o sea, aumentándose el consumo de kWh), pero conservándose la demanda de potencia eléctrica;
2. Optimizar la demanda de potencia, conservándose el mismo nivel de consumo de kWh;
3. Procediendo simultáneamente en los dos parámetros arriba citados.

Tenemos las siguientes expresiones: <sup>(15)</sup>

$$FCi = \frac{CAi}{h \times Di}$$

donde:

FCi = factor de carga (global) del mes

CAi = consumo total de energía (kWh) en el mes

h = número medio de horas en el mes (720)

Di = demanda de potencia máxima en el mes

Para el cálculo del precio unitario del kWh, adoptase: <sup>(15)</sup>

$$PMi = \frac{\text{Total de planilla de energía eléctrica(US\$)}}{\text{Consumo mensual total de energía (kWh)}}$$

Adoptándose la premisa básica de que la planta industrial podrá operar con el factor de carga máximo, correspondiente al costo unitario mínimo (PMm), en los demás meses del período en análisis, obteniéndose el potencial de economía mensual media a partir de la expresión: <sup>(15)</sup>

$$PE = \frac{\sum [PMi - PMm] \times CAi}{n}$$

donde:

PE = potencial de economía mensual, en US\$;

$\sum [PMi - PMm]$  = sumatoria de la diferencia entre el costo unitario verificado en el mes y el costo unitario mínimo (ocurrido en el período de observación);

n = número de meses del período de observación;

CAi = consumo mensual total de energía en el respectivo mes.

En el cálculo del PMi y PMm no serán incluidos la Tasa de Iluminación Pública u otros cargos específicos, tales como, pago de bomberos, tasa de recolección de basura, seguros contra incendios, intereses de mora, débitos, efectivo que recibe, pagos por equipo de medición, etc.

### 6.1.1.3 Optimización de la Demanda de Potencia Eléctrica

El análisis de la demanda tiene por objetivo el establecer la suma adecuada de las reales necesidades de la planta industrial en el consumo eléctrico, es decir, las cargas eléctricas estrictamente necesarias de ser utilizadas para no entorpecer el proceso productivo.

Se analizarán las demandas de potencia contratada, registradas (o medidas) y las efectivamente facturadas. En el análisis se considero las hipótesis siguientes, la planta industrial esta encuadrada en la Tarifa General G4, el período de observación debe ser por lo menos igual o superior a 12 (doce) meses. Si la planta industrial tiene tiempo de conexión menor de 12 (doce) meses, se podrá utilizar el período disponible en el consumo histórico.

El criterio de analizar un período mínimo de 12 (doce) meses se lo ha hecho sobre el criterio de que el período es más representativo de la realidad y para evitar distorsiones, ocurrentes de las operaciones de ciertas industrias en estaciones. La metodología se aplica tanto a consumidores con demanda contratada así como aquellas sin contrato de abastecimiento de energía eléctrica.

La premisa básica adoptada en la metodología es la de procurar reducir, o eliminar, las ociosidades y el sobredimensionamiento de demanda. Así mismo, la planta industrial estará trabajando adecuadamente cuando los valores de demanda registrados, contratados y facturados tuvieren el mismo valor, o, por lo

menos, presentasen valores próximos, pues así el abonado estará pagando por aquello que realmente necesita y usa.

#### 6.1.1.4 Facturación en la Tarifa General G4

Si la planta industrial estuviere siendo facturada en la Tarifa general G4, se determinará la demanda inactiva y el respectivo potencial de optimización de la demanda, de la siguiente forma:

1. Se selecciona en los consumos históricos, los meses que presentan Demanda Registrada (DR) menor del que la Demanda Facturada (DF).

Para cada mes seleccionado se calcula el Potencial de Reducción (PR<sub>i</sub>), a través de la siguiente expresión: <sup>(15)</sup>

$$PR_i = DF_i - DR_i \text{ [kW]}$$

El potencial de reducción medio (PR) se calcula, sumándose los valores obtenidos en cada mes y dividiéndose el resultado por el número de meses del período de observación (n), conforme la expresión siguiente: <sup>(15)</sup>

$$PR = \frac{\sum [DF_i - DR_i]}{n} \text{ [kW/mes]}$$

Nota: están siendo consideradas las demandas facturadas, pues, el potencial de ahorro es independiente del consumidor en si tiene o no contrato de abastecimiento de energía.

El potencial medio de economía (PE), será: <sup>(15)</sup>

$$PE = \frac{\sum [DF_i - DR_i]}{n} \times T_d \text{ [US$/mes]}$$



donde: <sup>(15)</sup>

$T_d$  = tarifa de demanda de potencia, en US\$/kW

Al realizarse el calculo, y si  $PE > 0,05(\sum DFi)T_d/n$ , existirá potencial de economía con Optimización de la Demanda de Potencia en la Tarifa general G4.

Si se trata de una planta industrial con contrato de abastecimiento y si la Demanda de Contrato estuviera ociosa, el software calculará la Demanda Contratada Optimizada (DO), donde: <sup>(15)</sup>

$$\sum [DC - DR_i] = 0, \text{ o valor mínimo.}$$

y si  $DO < 0,95 DC$ , existirá potencial de ahorro con la optimización de la demanda contratada - Tarifa general G4.

#### 6.1.1.5 Corrección del Factor de Potencia

Algunos aparatos eléctricos, como los motores y transformadores, además de consumir energía activa, solicitan también energía reactiva necesaria para crear el flujo magnético que su funcionamiento exige. Con base en la relación entre la energía reactiva y activa, determinase el Factor de Potencia Inductiva Media (FP) en un determinado período.

Cuando el Factor de Potencia presenta un valor bajo, pueden surgir una serie de problemas tanto en la instalación de la planta industrial, como en el sistema eléctrico de la concesionaria de energía eléctrica en nuestro caso la EEQ.

De ahí la razón de que la legislación y el sistema de facturación de energía eléctrica prevé la cobranza del ajuste debido al Bajo Factor de Potencia para aquellas plantas industriales que presentan este factor inferior a un valor mínimo admisible que en el caso de la EEQ es de 0,92; la facturación mensual será cargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0.92 y el factor de potencia registrado de la industria.

Este ajuste gravará directamente a la cuenta de energía del respectivo mes de ocurrencia. Para evitar tal tributo en las cuentas de energía, el consumidor podrá tomar varias providencias para **augmentar o corregir el FP**, siendo la más común la colocación de capacitores en su instalación eléctrica interna.

Instalando y operando adecuadamente sus capacitores, el ajuste de FP deja inmediatamente de aparecer en las cuentas de energía.

#### 6.1.1.5.1 *Potencial de Economía Medio (Pe) Debido al Bajo Factor de Potencia*

El Potencial de economía medio (PE) puede ser obtenido con el fin del pago del Ajuste de FP y puede ser calculado por la siguiente expresión: <sup>(15)</sup>

$$PE = \frac{\sum A_{ji}}{n} \text{ [US$/mes]}$$

donde:

$n$  = número de meses del período de observación.

$A_{ji}$  = ajuste debido al bajo factor de potencia, en el mes, actualizado con los precios de las tarifas vigentes;

De acuerdo con el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Quito el Ajuste Debido al Bajo Factor de Potencia se calcula por la siguiente fórmula: <sup>(15)</sup>

$$A_j = \frac{0.92}{FP}$$

donde:

AJ = valor de ajuste

FP = factor de potencia verificado

### 6.1.1.5.2 Cálculo de la Corrección del FP

Como la corrección del FP exigirá inversión por parte del consumidor, en adquirir e instalar los capacitores, tornase necesario dimensionar tales capacitores y su protección.

De esta forma, se calcula la potencia estimada en capacitores capaz de elevar el FP hasta un poco encima del límite, considerándose el número de horas de funcionamiento mensual de la instalación, utilizándose la expresión: <sup>(15)</sup>

$$PC = \frac{CR - CA \times \operatorname{tg} \Phi_d - Dr \times (720 - h)}{h}$$

donde:

- PC = Potencia del capacitor (kVAr)  
 CR = Consumo de energía reactiva media del período  
 CA = Consumo de energía activa (kWh) media del período  
 $\operatorname{tg} \Phi_d$  = Tangente del ángulo del nuevo FP  
 h = Número de horas de funcionamiento mensual  
 Dr = Potencia reactiva inductiva media, en kVAr, que opera fuera del horario normal de producción o trabajo (por ejemplo, carga inductiva: de los transformadores, de la iluminación, de algunos motores que funcionan 24 horas por día, etc.)

Notas:

1. Si  $Dr > 0,2 CR/h$ , el número de horas de funcionamiento mensual considerado en el cálculo deberá ser:  $h = 720$  horas.
2. Serán adoptados los límites de  $PC \geq Dr$  (límite mínimo) y  $PC \leq 0,3 \times Dr$  (límite máximo), o sea, la potencia en capacitores no podrá sobrepasar el 30% del valor de Demanda de Potencia Registrada (activa), para evitar eventuales errores de estimación. Esto porque, cuando se tiene un dimensionamiento adecuado (y económico) de capacitores, muy raramente PC estará fuera de esos límites.

A partir de la potencia (PC) del capacitor, determinase la inversión necesaria para el conjunto: capacitor, conductores y protección.

Por lo tanto, fueron elaboradas las tablas 12.1,12.2,12.3 y 12.4, presentadas en el Anexo No. 12, las cuales fueran preparadas de forma de poseer para cada faja de PC y tensión nominal, el rango más económico del conjunto, considerando los valores encontrados en el comercio.

Se considero en la metodología la corrección del FP con la instalación de capacitores exclusivamente en Baja Tensión, por ser la solución que trae mayores beneficios al consumidor.

El software MARK IV fue preparado para escoger el valor de kVAr igual al calculado para PC, si coincidente, o el inmediatamente superior, si esto no acontece.

En el dimensionamiento de los conductores y protección fueron adoptados los siguientes criterios:

| ITEM              | CORRIENTE NOMINAL (MÍNIMO)A |
|-------------------|-----------------------------|
| Disyuntor         | 1,35 I <sub>c</sub>         |
| Llave de maniobra | 1,63 I <sub>c</sub>         |
| Conductores       | 1,35 I <sub>c</sub>         |
| Fusibles          | 1,65 I <sub>c</sub>         |

Obs.: I<sub>c</sub> = corriente nominal del capacitor, en amperios.

#### 6.1.1.6 Índices de ahorro energético por manejo de la demanda

En el cuadro No. 6.1 de la página siguiente presenta un resumen del cálculo de algunos índices citados en los numerales anteriores del presente

**Cuadro No. 6.1**

| DATOS DE ANALISIS PARA EL POTENCIAL DE ECONOMIA EN TENASA               |   |  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
|---|---|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|
| MESES ANALIZADOS  | Oct-98  | Nov-98   | Dic-98    | Ene-00    | Feb-00    | Mar-00    | Abr-00    | May-00    | Jun-00    | Jul-00    | Ago-00    | Sep-00    |          |
| CONSUMO kWh   | 1.165.972   | 1.062.223  | 1.036.308 | 958.726   | 1.044.380 | 1.120.343 | 1.270.070 | 1.269.591 | 1.299.691 | 1.240.734 | 1.248.337 | 1.202.221 |          |
| DEMANDA kW  | 2.333,67  | 2.334,00   | 2.367,33  | 2.359,67  | 2.338,00  | 2.306,33  | 2.308,33  | 2.288,33  | 2.328,67  | 2.303,67  | 2.290,00  | 2.240,00  |          |
| FACTURA POR CONSUMO US\$/kWh  | 19.943,25   | 19.390,40  | 17.319,84 | 20.490,33 | 17.617,54 | 23.327,60 | 25.220,15 | 25.456,35 | 23.177,14 | 49.531,11 | 46.355,76 | 50.586,59 |          |
| <b>ANALISIS DEL CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGIA</b>                       |   |  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| CEI   | CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGIA   | No se calcula por cuanto en TENASA NO EXISTE un producto que supere el 90% de la producción de la empresa. |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| PE  | POTENCIAL DE ECONOMIA POR ANALISIS DEL CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGIA                  | No se calcula por que depende de CeI   |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| <b>ANALISIS DEL DEL FACTOR DE CARGA/COSTO MEDIO DEL kWh</b>             |   |  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| Fcl   | FACTOR DE CARGA GLOBAL DEL MES  | 0,6939   | 0,6321    | 0,6080    | 0,5643    | 0,6204    | 0,6747    | 0,7642    | 0,7706    | 0,7752    | 0,7480    | 0,7571    | 0,7454   |
| Pmi   | PRECIO UNITARIO DEL KWH (US\$/kWh)  | 0,0171   | 0,0183    | 0,0167    | 0,0214    | 0,0168    | 0,0208    | 0,0199    | 0,0201    | 0,0178    | 0,0399    | 0,0371    | 0,0421   |
| PE  | POTENCIAL DE ECONOMIA MENSUAL US\$ EN FUNCION DEL FACTOR DE CARGA/COSTO MEDIO DEL kWh | 8.816,19   |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| <b>OPTIMIZACION DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA EN LA TARIFA G4</b> |   |  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| DR  | DEMANDA REGISTRADA  | 2.333,67   | 2.334,00  | 2.367,33  | 2.359,67  | 2.338,00  | 2.306,33  | 2.308,33  | 2.288,33  | 2.328,67  | 2.303,67  | 2.290,00  | 2.240,00 |
| DF  | DEMANDA FACTURADA   | 2.333,67   | 2.334,00  | 2.367,33  | 2.359,67  | 2.338,00  | 2.306,33  | 2.308,33  | 2.288,33  | 2.328,67  | 2.303,67  | 2.290,00  | 2.240,00 |
| PR  | POTENCIAL DE REDUCCION (kW)   | 0,00   |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| <b>CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA EN LA TARIFA G4</b>                |   |  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| FPM   | FACTOR DE POTENCIA MEDIDO   | 0,94   | 0,96      | 0,96      | 0,96      | 0,96      | 0,96      | 0,96      | 0,97      | 0,97      | 0,97      | 0,97      | 0,97     |
| FPR   | FACTOR DE POTENCIA REQUERIDO  | 0,92   |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |
| PE  | POTENCIAL DE ECONOMIA MEDIO POR CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA                      | NO EXISTE POTENCIAL DE ECONOMIA YA QUE EL FACTOR DE POTENCIA EN TODOS LOS CASOS ES MAYOR A 0,92            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |          |

capítulo, para el ahorro energético por manejo de la demanda, los cuales indica el potencial de ahorro para el cliente participante en el estudio.

Para el caso de TENASA, existe un potencial de economía mensual, expresada en dólares US\$, producto de mejorar el factor de carga mensual, El potencial de economía mensual por corrección de factor de potencia ( $P_e$ ), no es aplicable por cuanto la fábrica tiene un factor de potencia superior al mínimo requerido por la EEQ. El índice de reducción de la potencia demandada con respecto a la potencia registrada, no es aplicable por cuanto las dos son iguales a partir de marzo de 1999, de acuerdo con lo que se puede observar en los gráficos del Anexo No. 5.

#### 6.1.2.1 Motores

Para el análisis del desempeño del motor se ha utilizado el método del "circuito equivalente" y, para la determinación de los parámetros necesarios, deberán ser conocidos los siguientes datos:

|          |   |  |
|----------|---|--|
| $P_n$    | = | Potencia nominal del motor [cv]  |
| $N_n$    | = | Velocidad nominal del motor [rpm]  |
| $N_1$    | = | Velocidad síncrona del motor [rpm]   |
| $E_n$    | = | Rendimiento nominal del motor [%]  |
| $C_{fn}$ | = | Factor de potencia nominal del motor [pu]  |
| $U_n$    | = | Tensión fase-neutro nominal del motor [v]  |
| $I_n$    | = | Corriente nominal del motor [A]  |
| $I_p$    | = | Corriente de Arranque del motor [A]  |
| $Y$      | = | Relación entre las reactancias de dispersión del estator y de arranque del rotor |
| $M_p$    | = | Relación entre los conjugados de arranque y nominal del motor                    |
| $M_k$    | = | Relación entre los conjugados máximo y nominal del motor                         |

Tales parámetros son proporcionados por el programa a través del banco de datos de referencia.

En el caso de datos faltantes, se aplican los siguientes criterios:

- Falta Fabricante, el programa optara por consultar archivos de datos típicos.
- Falta Velocidad Síncrona, a falta de este dato, considerando que la ocurrencia mas común es la del motor de 4 polos (1800 rpm), serán aplicados los siguientes valores:

|      |      |
|------|------|
| cv   | rpm  |
| ≤ 10 | 1750 |
| > 10 | 1780 |

- Falta Tensión Medida, el programa tomará la Tensión nominal ( $U_n$ ), a falta de otros datos que implican evaluación de las pérdidas del motor, este dato dejara de ser calculado. Entretanto esto no impide que otros aspectos del levantamiento realizado, tales como, horario de funcionamiento, transmisión, etc., sean evaluados.

Utilizando el proceso numérico se busca, determinar una potencia  $P_m$  (potencia mecánica), con la cual se calcula: <sup>(15)</sup>

$$S = S_n \left[ C_m (C_m^2 - 1)^{0.5} \right] \times \left\{ C_m \times \frac{P_n}{P_m} \times kU^2 - \left[ \left( C_m \times \frac{P_n}{P_m} \right)^2 \times kU^2 - 1 \right]^{0.5} \right\}$$

donde:

- S - deslizamiento
- $S_n$  - deslizamiento nominal

Cm - Relación entre conjugado máximo y nominal

Pn - potencia nominal

Pm - potencia mecánica proporcionada

$kU = \frac{U}{U_n}$  - Relación entre Tensión y Tensión nominal fase-neutro

Justo entonces se calcula los parámetros auxiliares, conforme las ecuaciones mostradas en el Anexo No. 13, de forma de posibilitar el cálculo de:  
(15)

$$I = kU \times U_n \times \frac{D^2 + E^2}{(H^2 + L^2)^{0.5}}$$

I - Corriente calculada en función del deslizamiento

D, E, H e L - parámetros auxiliares.

Comparando esta corriente calculada con la corriente medida y siendo una aproximación aceptable (errores menores que 0,005), calculase entonces el factor de potencia (FP), y el rendimiento del motor (REND) así como las pérdidas (PÉRDIDAS):<sup>(15)</sup>

$$FP = \frac{H}{(H^2 + L^2)^{0.5}}$$

$$REND = \frac{P_n}{3 \times kU \times U_n \times I \times FP}$$

$$PÉRDIDAS = \frac{P_m}{REND} - P_m$$



En el caso que la aproximación no sea aceptable (errores mayores que 0,005), un nuevo valor de potencia  $P_m$  será probado, hasta que se obtengan los resultados deseados.

Finalizado el proceso de cálculo de las pérdidas actuales de la instalación y en función de la potencia  $P_m$  establecida, se busca un motor con una potencia próxima a la de la carga, siendo entonces calculadas las pérdidas de la nueva instalación, en función de la potencia nominal del motor escogido: <sup>(15)</sup>

$$P_{nuevas} = \frac{P_{nn}}{REND_n} - P_{nn}$$

donde:

- $P_{nuevas}$  - pérdidas del motor nuevo
- $P_{nn}$  - potencia nominal del motor nuevo
- $REND_n$  - rendimiento del motor nuevo

Podrán ser entonces calculadas las pérdidas aprovechables ( $P_{aprov}$ ) de la instalación haciendo el siguientes análisis: <sup>(15)</sup>

$$P_{aprov} = \text{PÉRDIDAS} - P_{nuevas}$$

$$\text{Ahorro (\$)} = P_{aprov} \times (\text{Costo unitario de cada KWh})$$

#### 6.1.2.2 Transformadores

Las pérdidas eléctricas en transformadores serán cuantificadas analizando los datos de placa de estos equipos y de la información levantada en el campo, y se harán recomendaciones para minimizarlas, el software MARK IV en caso de comprobarse una situación posible de ahorro de energía, o si se identifica algún problema en la instalación así como en el funcionamiento del transformador, indicará las medidas a tomarse. La medida se cuantificará y el

cálculo de la economía resultante, se presentara en una tabla al final del informe de recomendaciones al cliente.

#### 6.1.2.2.1 *Perdidas en el Bobinado (Perdidas Joule)*

Las pérdidas en el(los) bobinado(s) son debidas a las corrientes que están circulando por los bobinados del primario y del secundario de un transformador con carga, la disipación, en las correspondientes resistencias, y una cierta potencia debido al efecto Joule. Estas también llamadas pérdidas en el cobre, cuya expresión básica es:<sup>(15)</sup>

$$P = I^2R \text{ [Watts]}$$

donde:

- I = corriente en amperios;
- R = resistencia en ohms.

#### 6.1.2.2.2 *Perdidas en el Hierro (Histeresis y Foucault)*

Las pérdidas en el hierro son aquellas asociadas con el flujo principal establecido en el circuito magnético, que es acompañado por dos efectos conocidos por histéresis y corrientes parásitas de Foucault. Estas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.

#### 6.1.2.2.3 *Verificación de las Pérdidas Aprovechables y Análisis Económico*

Para el cálculo de las pérdidas, es necesario, que los transformadores seleccionados sean los mas adecuados a instalarse, debiendo ser calculadas también las pérdidas referentes a esos nuevos equipos. De la diferencia entre los valores de estas dos pérdidas, se determina el valor de las pérdidas recuperables.

Así estas evaluaciones sobre el aspecto económico-financiero y cuanto representan estas pérdidas para el cliente.

La cuantificación de los ahorros solamente en el caso de cambio del transformador se ha hecho para transformadores trifásicos en las potencias de 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000 y 1500 kVA. Solamente se ha considerado en los análisis, transformadores alimentados en Medio-Voltaje.

Para estos casos, y luego de un análisis económico, considerando la inversión y los ahorros resultantes.

Los resultados de este análisis son presentados al final del informe de recomendaciones al cliente.

#### 6.1.2.2.4 *Cuantificación de Pérdidas*

Para el cálculo de las pérdidas en transformadores se utiliza la siguiente expresión: <sup>(15)</sup>

$$\text{PERDIDAS} = \frac{R\%}{100} \times \frac{V_n^2}{10^3 \times P_n} \times (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) + \text{PFN} \times \left( \frac{\text{VMED FF}}{V_n} \right)^2$$

Donde:

|  |   |
|--|---|
| R%   | Resistencia porcentual del transformador      |
| V <sub>n</sub>                                   | Voltaje nominal (placa) entre fases, en Volts |
| VMED FF  | Voltaje entre fases, medida, en Volts         |
| P <sub>n</sub>                                   | Potencia nominal, en KVA                      |
| I <sub>A</sub> ; I <sub>B</sub> ; I <sub>C</sub> | Corrientes de fases, medidas, en Amperios     |
| PFN  | Pérdidas en el núcleo, nominales              |

Para la determinación de la resistencia porcentual, así como de las pérdidas en el núcleo, se ha utilizado valores típicos.

Para la cuantificación de la cantidad aprovechable de las pérdidas es necesario seguir los siguientes pasos: <sup>(15)</sup>

- Cálculo de la Media de las Corrientes Medidas ( $I_m$ )

$$I_m = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$$

- Determinación de la Potencia Utilizada Actual ( $P_u$ )

$$P_u = 1,732 \times V_n \times I_m$$

- Determinación de la Potencia del Transformador

Para lo que se toma la potencia comercial normalizada inmediatamente superior a aquella que se cálculo ( $P_u$ ), y consecuentemente, los valores de R% y PFN relacionados.

- Cálculo de las Pérdidas del Nuevo Transformador

Se calcula, entonces, las pérdidas para el nuevo transformador, operando en condiciones nominales, conforme a la siguiente ecuación: <sup>(15)</sup>

$$\text{PERDIDAS(nuevas)} = 3 \times \frac{R\%}{100} \times \frac{V_n^2}{10^3 \times P_u} \times I_m^2 + \text{PFN}$$

- Cálculo de las Pérdidas Recuperables

Pudiendo, entonces, cuantificar las pérdidas recuperables (PRECUP):

$$\text{PRECUP} = \text{PERDIDAS} - \text{PERDIDAS(nuevas)}$$

$$\text{Ahorro (\$)} = \text{PRECUP} * (\text{Costo unitario de cada KWh})$$

Se puede identificar posibles errores de medición de corriente.

Para esto utiliza la corriente en vacío ( $I_v$ ), que es determinada con base en la corriente nominal ( $I_n$ ) del transformador por la siguiente expresión: <sup>(15)</sup>

$$I_v = \frac{I_n \times I_o\%}{100}$$

Donde:

$I_o\%$  = corriente en vacío, porcentual, obtenida con base en valores típicos.

Si  $I_v \leq I_m \rightarrow$  el programa ejecutara normalmente toda la rutina de cálculos.

Si  $I_v > I_m \rightarrow$  el programa informara que hay un posible error.

### 6.1.2.3 Pérdidas en Iluminación

Para que las lámparas de descarga funcionen correctamente es necesario, en la mayoría de los casos, la presencia de elementos auxiliares entre ellos los cebadores, balastos, cables y contactos.

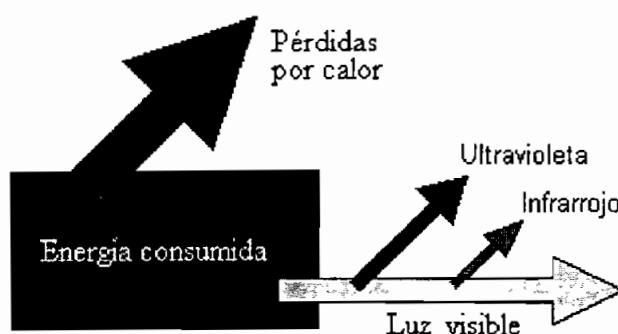
Los cebadores o ignitores son dispositivos que suministran un breve pico de tensión entre los electrodos del tubo, necesario para iniciar la descarga y vencer así la resistencia inicial del gas a la corriente eléctrica. Tras el encendido, continua un periodo transitorio durante el cual el gas se estabiliza y que se caracteriza por un consumo de potencia superior al nominal. Los balastos, por contra, son dispositivos que sirven para limitar la corriente que atraviesa la lámpara y evitar así un exceso de electrones circulando por el gas que aumentaría el valor de la corriente hasta producir la destrucción de la lámpara. Los cables y los contactos también son dispositivos necesarios para el funcionamiento de la lámpara. En todos los

elementos descritos anteriormente se producen pérdidas, las cuales han sido cuantificadas con mediciones, es por eso que pese a que la luminaria tiene una potencia nominal en la realidad el consumo de energía de la misma es mayor debido a las pérdidas eléctricas que se producen tanto en los cables, contactos, balastos magnéticos e ignitores en el caso de las lámparas de descarga.

En el cuadro No.4.12 se presento datos de las luminarias y sus pérdidas de acuerdo con los datos proporcionados por fabricantes y de mediciones realizadas con luminarias del tipo utilizado aquí para el estudio de ahorro energético. Al establecer la eficacia de este tipo de lámparas hay que diferenciar entre la eficacia de la fuente de luz y la de los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento que depende del fabricante. En las lámparas, las pérdidas se centran en dos aspectos: las pérdidas por calor y las pérdidas por radiaciones no visibles (ultravioleta e infrarrojo). El porcentaje de cada tipo dependerá de la clase de lámpara con que trabajemos.

**Gráfico 6.1**

**Balance energético de una lámpara de descarga**



La eficacia de las lámparas oscila entre los 19-28 lm/W de las lámparas de luz de mezcla y los 100-183 lm/W de las de sodio a baja presión.

**Cuadro No. 6.2**

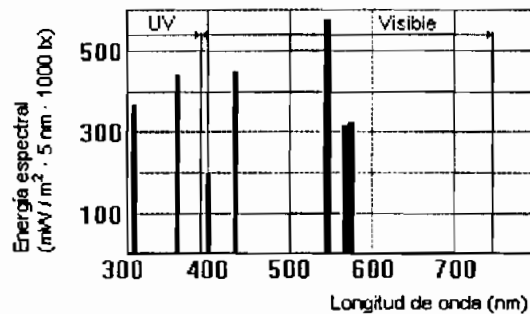
| Tipo de lámpara         | Eficacia sin balasto (lm/W) |
|-------------------------|-----------------------------|
| Fluorescentes           | 38-91                       |
| Luz de mezcla           | 19-28                       |
| Mercurio a alta presión | 40-63                       |
| Halogenuros metálicos   | 75-95                       |
| Sodio a baja presión    | 100-183                     |
| Sodio a alta presión    | 70-130                      |

### *Características cromáticas*

Debido a la forma discontinua del espectro de estas lámparas, la luz emitida es una mezcla de unas pocas radiaciones monocromáticas; en su mayor parte en la zona ultravioleta (UV) o visible del espectro. Esto hace que la reproducción del color no sea muy buena y su rendimiento en color.

**Gráfico No. 6.2**

### **Ejemplo de espectro de una lámpara de descarga**



Para solucionar este problema podemos tratar de completar el espectro con radiaciones de longitudes de onda distintas a las de la lámpara. La primera opción es combinar en una misma lámpara dos fuentes

de luz con espectros que se complementen como ocurre en las lámparas de luz de mezcla (incandescencia y descarga). También podemos aumentar la presión del gas. De esta manera se consigue aumentar la anchura de las líneas del espectro de manera que formen bandas anchas y más próximas entre sí.

Otra solución es añadir sustancias sólidas al gas, que al vaporizarse emitan radiaciones monocromáticas complementarias. Por último, podemos recubrir la pared interna del tubo con una sustancia fluorescente que conviertan los rayos ultravioletas en radiaciones visibles.

#### *Características de duración*

Hay dos aspectos básicos que afectan a la duración de las lámparas. El primero es la depreciación del flujo. Este se produce por ennegrecimiento de la superficie de la superficie del tubo donde se va depositando el material emisor de electrones que recubre los electrodos. En aquellas lámparas que usan sustancias fluorescentes otro factor es la pérdida gradual de la eficacia de estas sustancias. El segundo es el deterioro de los componentes de la lámpara que se debe a la degradación de los electrodos por agotamiento del material emisor que los recubre. Otras causas son un cambio gradual de la composición del gas de relleno y las fugas de gas en lámparas a alta presión.

#### *Factores externos que influyen en el funcionamiento*

Los factores externos que más influyen en el funcionamiento de la lámpara son la temperatura ambiente y la influencia del número de encendidos. Las lámparas de descarga son, en general, sensibles a las temperaturas exteriores. Dependiendo de sus características de construcción (tubo desnudo, ampolla exterior...) se verán más o menos



afectadas en diferente medida. Las lámparas a alta presión, por ejemplo, son sensibles a las bajas temperaturas con las que tienen problemas de arranque.

**Cuadro No. 6.3**  
**VIDAS UTILES DE LAS LAMPARAS**

| <b>Tipo de lámpara</b>  | <b>Vida promedio (h)</b> |
|-------------------------|--------------------------|
| Fluorescente estándar   | 12500                    |
| Luz de mezcla           | 9000                     |
| Mercurio a alta presión | 25000                    |
| Halogenuros metálicos   | 11000                    |
| Sodio a baja presión    | 23000                    |
| Sodio a alta presión    | 23000                    |

Por contra, la temperatura de trabajo estará limitada por las características térmicas de los componentes (200° C para el casquillo y entre 350° y 520° C para la ampolla según el material y tipo de lámpara). La influencia del número de encendidos es muy importante para establecer la duración de una lámpara de descarga ya que el deterioro de la sustancia emisora de los electrodos depende en gran medida de este factor.

### **6.1.3           CAPITALES DE INVERSIÓN PARA LA INICIACIÓN DEL PROGRAMA DE AD & UREE EN LOS CLIENTES PARTICIPANTES**

La limitación de recursos financieros, la recesión debido al sistema fiscal y arancelario, y a la crisis económica – financiera en especial debido a la dolarización que vivió nuestro país durante el año de 1999 son varias de las limitaciones que tiene el desarrollo de programas de AD&UREE. Pese a que el

sistema tarifario implementado por el CONELEC (Consejo Nacional de Electrificación) pretendía lograr durante el transcurso del año de 1999 lograr establecer un pliego tarifario eléctrico real este se vio afectado por la devaluación producida en el primer trimestre del año 1999 y la posterior dolarización a finales del mismo año lo que ha hecho que las Empresas Distribuidoras de Energía presenten un déficit del ejercicio fiscal .

La EEQ con los pocos recursos disponibles los invertirá en ejecutar los programas inmediatos. En consecuencia los programas de mediano y largo plazo deberán ser financiados con recursos de otras fuentes. Lo cual conllevará el buscar entes financieros dispuestos a prestar los recursos necesarios con ventajas para la Empresa para lo cual la misma deberá diseñar una estrategia de negociación de préstamos, preparar paquetes de proyectos debidamente documentados y que demuestren la rentabilidad de este tipo de programas tanto en el ahorro energético, financiero así como en la disminución de la polución sobre el medio ambiente.

Se recomienda la necesidad de disponer de personal propio de la empresa eléctrica con conocimientos técnico – financieros para poderse desenvolver con los organismos internacionales y financieros sean estos nacionales o extranjeros para así poder acelerar la obtención de estos recursos.

La EEQ debería iniciar un contacto más estrecho a través de su Departamento de Manejo de la Demanda y Control de Pérdidas con la Cámara de la Construcción, las Asociaciones de Industriales de Pichincha, Colegio de Ingenieros Civiles, Arquitectos e Ingenieros eléctricos, suministradores de bienes y servicios de ahorro energético para inmiscuirlos en estos programas ya sea en el conocimiento de nuevas metodologías de ahorro energético, equipos y materiales utilizados en el ahorro energético.

Es necesario contar con los clientes industriales, como parte integrante y fundamental del programa de AD&UREE ya que ellos serán finalmente una parte muy importante que recibirá el beneficio del ahorro energético. Es necesario iniciar un programa con ellos haciéndoles conocer las medidas propuestas, sus costos y beneficios, y la alternativa de financiamiento e implantación de las medidas propuestas.

El sector industrial es un sector un poco más abierto desde el punto de vista que conoce los sistemas eléctricos y maneja los conceptos financieros, pero es renuente desde el punto de vista que le significa inversión, dado que nuestros industriales manejan un concepto un poco atrasado “ahorrar hasta el último centavo” y que los convierte en industrias poco eficientes en el manejo energético. Por ejemplo, la utilización de lámparas fluorescentes compactas de ahorro energético es todavía muy difícil de que las industrias del país lo utilicen dado que su alta inversión inicial no es cuantificada, tanto por el ahorro energético como económico que significa el uso de las mismas; más aún ahora que el pliego tarifario ha significado un aumento considerable en el pago de la planilla de energía eléctrica.

El industrial deberá sentirse parte integrante del proyecto de AD & UREE tanto en el diseño como en la ejecución del mismo para lo cual el acercamiento por parte de la Empresa Eléctrica Quito hacia ese sector debe ser inmediato, ya sea con visitas y reuniones para comunicar las perspectivas de implantación de un proyecto de AD&UREE y los beneficios que este puede significar para la industria no sólo en el pago de la planilla eléctrica de consumo sino en el costo final del producto que la empresa elabora.

#### **6.1.3.1 Recursos Propios**

Una vez que se ha realizado la AED y se ha cuantificado la cantidad de pérdidas de energía eléctrica recuperables se debe calcular el ahorro monetario

a realizarse ya que este puede servir como capital propio para la implantación de las medidas identificadas de AD&UREE, al final de la estimación de la recuperación del capital invertido se deberá hacer una evaluación de las medidas.

### **6.1.3.2 Recursos Externos**

Dado que el dinero cuantificado de ahorro no está disponible de inmediato se deberá buscar un ente financiero, presentar el estudio técnico – económico de la medida a ser implementada utilizando las herramientas de ingeniería económica que a continuación presentamos.

### **6.1.3.3 Conceptos Básicos de Ingeniería Económica**

#### **6.1.3.3.1 *Inversión***

La inversión se define como el gasto en dinero para compra de bienes de capital, en la expectativa de obtener rendimientos satisfactorios, durante determinado período de tiempo. La Inversión así definida incluye, por tanto, el aumento del equipamiento productivo, que consiste en capital fijo, bajo la forma de máquinas o de nuevas tecnologías.

Para que se entienda la motivación y la actividad de la inversión privada, tornase necesario conocer la naturaleza de la búsqueda de bienes de capital, desde el punto de vista de los empresarios. En este particular, la teoría de la eficiencia marginal del capital de Keynes, considera una explicación realista. Según él la actividad de inversión depende de dos variables que son: la tasa de lucro esperada (eficiencia marginal del capital) y la tasa de interés.

#### 6.1.3.3.2 *Eficiencia Marginal del Capital*

La eficiencia marginal del capital y la tasa de descuento que aplicada a la serie de anualidades constituidas por las rentas probables de ese capital, durante toda su existencia, tornarían el valor presente de esas anualidades igual al precio de oferta del capital; entendiéndose por precio de oferta, el costo original de la Inversión.

Así, el comportamiento empresarial puede ser más extensamente entendido mostrándose como la tendencia privada para invertir en bienes de capital que depende, fundamentalmente, de una comparación racional entre la eficiencia marginal del capital y la tasa de interés.

Cuando un individuo se dispone a invertir una cierta cantidad, se confronta con una opción entre una oportunidad de usarlo como empresario efectuando una inversión real o como un financista, efectuando una Inversión financiera.

Esa opción se hace teniendo en vista las ventajas relativas de estas oportunidades de Inversión, pensando en la eficiencia marginal del capital (EMC) y en la tasa de interés ( $i$ ), de tal modo que si  $EMC = i$ , y el efecto en el encaje para invertir es neutro, o sea, para el empresario es indiferente efectuar una Inversión real o una Inversión financiera. Por otro lado, cuando  $EMC > i$ , este efecto es favorable a la inversión real y cuando  $EMC < i$  el efecto en el encaje para invertir es desfavorable a la Inversión real. Por tanto, para inducir Inversiones nuevas la eficiencia marginal del capital debe ser superior a la tasa de interés.

#### 6.1.3.3.3 *Interés*

Se define al interés como la recompensa de la renuncia a liquidez por un período determinado o, de forma más amplia, como siendo el precio mediante el

cual el deseo de mantener la riqueza bajo la forma líquida se concilia con la cantidad de dinero disponible. De este concepto, se desprende que la existencia del interés depende:

- De las preferencias psicológicas temporales de los individuos;
- De la cantidad de dinero disponible.

Las preferencias psicológicas temporales de los individuos dependen por un lado de la propensión a consumir, que determina, que parte de la renta será consumida por los individuos y que parte será ahorrada, bajo alguna forma de poder adquisitivo, para consumo futuro y de otro lado del "grado de preferencia por la liquidez". Las fuerzas que determinan el grado de la preferencia por la liquidez dividen la busca de dinero en dos búsquedas principales, que son:

- Búsqueda de dinero como medio de intercambio;
- Búsqueda de dinero como medio de acumular riqueza.

En el primer caso, el grado de preferencia por la liquidez es motivado por las necesidades de "transacciones" y "precaución", en cuanto a la búsqueda de dinero como medio de mantener la riqueza y estimulada por la "especulación". La razón que determina la búsqueda de dinero por el motivo transaccional y aquella que viene de la necesidad de mantener el poder adquisitivo bajo la forma líquida e inmediata para las operaciones corrientes de intercambio.

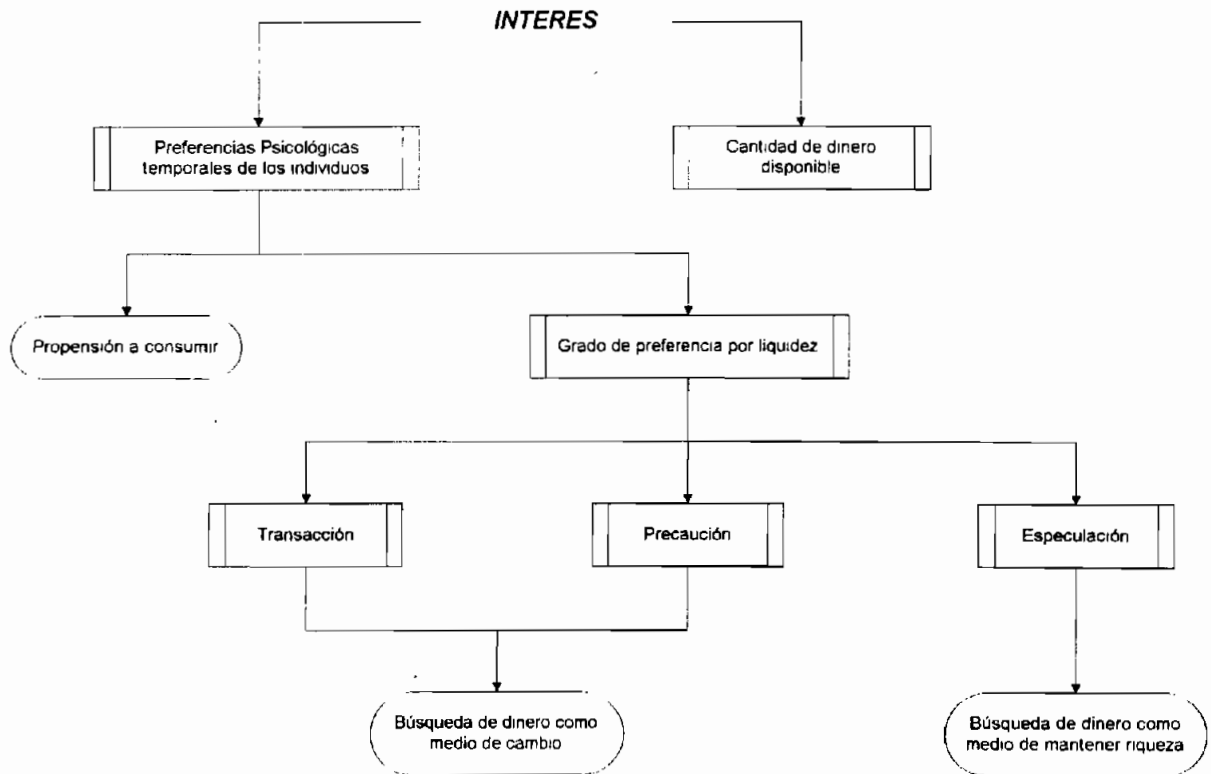
Otra razón que determina la búsqueda de dinero y aquella motivada por la precaución viene de la necesidad de estar preparado para enfrentar gastos imprevistos. Finalmente, la última razón que motiva la búsqueda de dinero y la especulación, esto es, el propósito de conseguir ganancias por saber mejor lo que el mercado "en el futuro traerá consigo".

El Gráfico No. 6.4 se resume de forma esquemática los motivos que determinan la búsqueda de dinero son los elementos responsables por la

existencia de los intereses. En la práctica, el interés es expresado mediante una tasa en relación a períodos de tiempo, bajo la forma porcentual y simbólicamente representado por la letra "i".

**Gráfico No. 6.3**

**FACTORES DETERMINANTES DE LOS INTERESES Y DE LA BUSQUEDA DE DINERO**



**6.1.3.3.4 Régimen de Capitalización**

Denominase régimen de capitalización al proceso de formación de interés, el cual puede ocurrir a "interés simple", esto es, cuando solamente el capital inicial, denominado "principal" rinde intereses y a "interés compuesto", cuando

los intereses de cada período son incorporados al principal, pasando también a producir intereses en los períodos siguientes.

La metodología de análisis de inversiones, por una cuestión de realismo, toma por base los intereses compuestos para establecer patrones de comparación, el mismo caso en que no existe reinversión pueden ser tratados como tal a tasa nula. El Software MARK IV fue desarrollado con base en los principios del régimen de capitalización a intereses compuestos.

#### 6.1.3.3.5 *Valor del Dinero en el Tiempo*

El concepto de valor del dinero en el tiempo traduce los diferentes valores que una determinada cuantía de dinero tiene en diferentes instantes de tiempo, debido a la ganancia en términos de interés cuando una cuantía de dinero es recibida anticipadamente en relación a otra fecha.

#### 6.1.3.3.6 *Tasa Efectiva y Nominal*

Tasa efectiva de interés es aquella que proporciona la formación de un monto cuyo valor es equivalente a aquel obtenido a través de una tasa que fuese compuesta de una sola vez por período.

De este modo, una tasa de interés  $i_e$ , relativa al período  $n_e$ , equivale a otra tasa "i", referente a un período  $n = n_e/m$ , si el principal "P" entregado a una de esas tasas, producirá en el fin de cierto plazo el mismo monto que resultaría, en caso estuviese aplicado a otra tasa. En el final de determinado tiempo correspondiente a un período de aplicación, la tasa  $i_e$ , este monto sería: <sup>(16)</sup>

$$S = P (1 + i_e)$$



Para producir el mismo monto, el principal "P" entregado por este mismo plazo a una tasa "i" debería ser compuesto durante "m" intervalos de tiempo tal que: <sup>(16)</sup>

$$S = P (1 + i)^m$$

De las expresiones de arriba resulta que la equivalencia entre esas tasas está dada por:

$$(1 + i_e) = (1 + i)^m$$

$$i_e = (1 + i)^m - 1$$

Por otro lado, la tasa nominal, se define como aquella resultante de la aplicación de la tasa "i", durante el período en el tiempo, o sea:

$$i_n = m \times i$$

$$i = \frac{i_n}{m}$$

Finalmente, la relación entre las tasas efectiva y nominal es determinada substituyendo "i" en la ecuación que expresa a equivalencia entre estas tasas, por su valor en la ecuación de arriba:

$$i_e = \left(1 + \frac{i_n}{m}\right)^m - 1$$

Cuando "m" es mayor que 1, el valor de la tasa nominal es inferior a la tasa efectiva y cuando "m" es menor que el valor de la tasa nominal es mayor que el de la tasa efectiva.

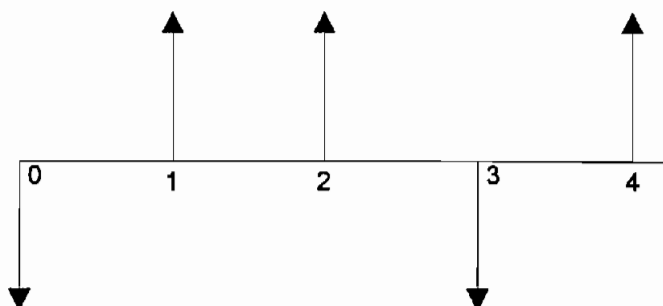
La distinción entre tasa efectiva y nominal es de mayor importancia, pues en situaciones que envuelven préstamos y financiamientos, la tasa generalmente expresada en los contratos es la nominal que no puede ser utilizada en los análisis de Evaluación de alternativas de Inversión.

#### 6.1.3.3.7 *Diagrama De Flujo De Caja*

Un diagrama de flujo de caja es la representación gráfica de las variaciones de caja que ocurren en instantes de tiempo diversos.

Según convención consagrada entre aquellos que pelean con el análisis de alternativas de inversión, el eje horizontal de un diagrama de flujo de caja representa el tiempo, donde de la izquierda para la derecha son marcados los períodos (meses, semestres, años) en orden creciente. Los vectores orientados para arriba representan efectivo que recibe identificándolos como valores positivos de caja, al paso que los vectores volteados hacia bajo significan desembolsos. Este acuerdo aunque la inversión hecha en el instante cero (0) y los efectivos que recibe y desembolsos ocurren siempre en el fin de los períodos considerados. El Gráfico No. 6.4, presenta un ejemplo de un diagrama de flujo de caja.

**Gráfico No. 6.4**  
**DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA**



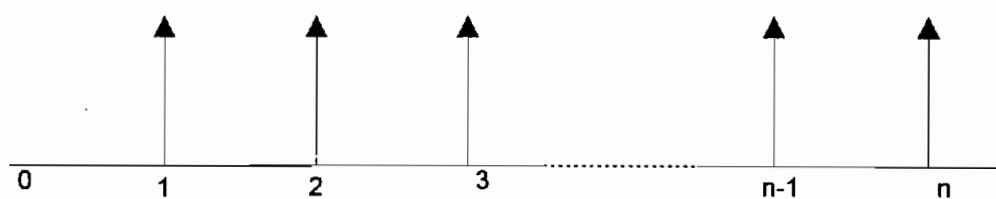
#### 6.1.3.3.8 *Equivalencia*

El concepto de equivalencia de capitales es un corolario de la definición del valor del dinero en el tiempo, esto es, un monto de dinero es considerado equivalente a otro monto diverso, en instantes diferentes de tiempo bajo ciertas condiciones específicas, cuando es indiferente se opta por la selección de otro monto. Este concepto es por demás relevante debido al hecho de las alternativas de inversión involucrando entradas y salidas de caja en diferentes instantes de tiempo.

#### 6.1.3.3.9 *Series Uniformes*

Denominase serie uniforme, a una secuencia de entradas o salidas de caja, del mismo valor ocurridas en intervalos regulares de tiempo, dentro de un período considerado. El gráfico No. 6.5, presenta una serie uniforme de efectivo que recibe representada por un diagrama de flujo de caja.

**Gráfico No. 6.5**  
**FLUJO DE CAJA DE UNA SERIE UNIFORME**



#### 6.1.3.3.10 *Tasa Mínima de Atractividad*

Tasa mínima de atractividad es aquella que representa la rentabilidad mínima aceptable de una inversión, y que es utilizada como base para su

aceptación o rechazo cuando es comparada con la tasa de rentabilidad de la inversión. El comportamiento empresarial depende fundamentalmente de una comparación racional entre la eficiencia marginal del capital (tasa de rentabilidad de la inversión) y la tasa de interés practicada por el mercado, que generalmente es adoptada como tasa mínima de atractividad.

Para inducir nuevas inversiones la eficiencia marginal del capital debe ser, pues, superior a la tasa mínima de atractividad. La tasa mínima de atractividad presenta, por tanto, un fuerte grado de subjetividad y no debe llevarse, única y exclusivamente al valor de la tasa de interés, sin embargo será esta su más fuerte determinante, pudiendo diferir de la semejanza o grado de riesgo ofrecido por la inversión, o capital disponible para invertir, el costo del capital y la estructura del capital de la empresa.

#### *6.1.3.3.11 Costo de Oportunidad*

El costo de oportunidad se define como el costo que se paga o incurre por no preferir una determinada alternativa de inversión. Este costo ocurre casi siempre, del análisis de riesgo e incertidumbre a que las alternativas de inversión están sujetas, en vista que en determinadas situaciones los análisis de las alternativas de inversión pueden apuntar a una opción que presente menor rentabilidad, pero con alto grado de seguridad, la otra alternativa que implique un elevado grado de riesgo e incertidumbre, sin embargo presenta rentabilidad superior a la electa.

A diferencia de los valores entre dos tasas de rentabilidad resultante de las alternativas diversas de inversión constituye para la alternativa aceptada y de menor valor un costo de oportunidad.

### 6.1.3.3.12 Factores de Interés Compuestos

Como se dijo anteriormente, la comparación de flujos de caja necesita siempre su transformación en flujos equivalentes. Para procederse a esta conversión se utiliza las fórmulas y factores de interés compuestos a continuación descrita. Los diversos factores presentados dirigidos a facilitar la manipulación de los flujos de caja comúnmente encontrados no presentan novedades de naturaleza conceptual, al tiempo en que constituyen la base de los métodos de evaluación de alternativas de inversión.

#### 1. Factor de Valor Futuro de un Pago Único

El Factor de valor futuro de un pago único, también conocido como factor de acumulación de capital, permite determinar el valor futuro equivalente a una cantidad actual, es posible conocer el monto o capital al fin de un período "n", conociéndose el valor principal. La expresión que permite este cálculo es:<sup>(16)</sup>

$$S = P (1 + i)^n$$

El factor  $(1 + i)^n$  denominado factor de valor futuro de un pago único o factor de acumulación de capital es representado por  $FAC' (i, n)$  y establece la equivalencia entre S y P.

#### 2. Factor de Valor Actual de un Pago Único

Este factor permite determinar el valor actual equivalente a una determinada suma futura, o sea, posibilita calcular el valor principal cuando se conoce el valor del monto. Su expresión matemática es:<sup>(16)</sup>

$$P = S \left[ \frac{1}{(1+i)^n} \right]$$

El factor  $1 / (1+i)^n$  denominado factor de valor actual de un pago único es representado por FVA' (i,n) y establece la equivalencia entre P y S.

### 3. *Factor de Valor Futuro de una Anualidad - Serie Uniforme*

El factor de valor futuro de una anualidad, también conocido como factor de acumulación de capital de una serie uniforme, permite determinar el valor futuro equivalente a una serie uniforme de pagos o cuotas. La expresión matemática utilizada para este cálculo es: <sup>(16)</sup>

$$S = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$$

El factor  $[(1 + i)^n - 1] / i$ , denominado factor de valor futuro de una anualidad o factor de acumulación de capital de una serie uniforme es representado por FAC (i,n), establece la equivalencia entre S y R.

### 4. *Factor de Valor Actual de una Anualidad - Serie Uniforme*

Este factor permite determinar el valor actual equivalente de una serie uniforme, o sea, posibilita calcular el valor principal que debe ser aplicado, y que equivale a una serie de depósitos o pagos uniformes durante un período "n" de tiempo. Su expresión matemática está dada por: <sup>(16)</sup>

$$P = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

El factor  $[(1 + i)^n - 1] / [i (1 + i)^n]$ , denominado factor de valor actual de una serie uniforme y representado por FVA (i,n) establece la equivalencia entre P y R.

### 5. *Factor de Formación de Capital - Serie Uniforme*

El factor de formación de capital - serie uniforme, o factor de fondo de amortización, permite encontrar el valor de una serie uniforme de pagos o depósitos equivalentes a determinado valor futuro. Su expresión matemática es: <sup>(16)</sup>

$$R = S \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

El factor  $i / (1 + i)^n - 1$ , denominado factor de formación de capital es representado por  $FFC(i,n)$ , y establece la equivalencia entre R y S

### 6. *Factor de Recuperación de Capital - Serie Uniforme*

Este factor permite determinar el valor de la serie uniforme que equivale al valor de una suma actual, esto posibilita calcular el valor que debe ser retirado en cada período para que se recupere el valor actual aplicado. La expresión matemática que permite este cálculo es: <sup>(16)</sup>

$$R = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

El factor  $[i (1 + i)^n] / [(1 + i)^n - 1]$  denominado factor de recuperación de capital representado por  $FRC (i,n)$  establece la equivalencia entre R y P.

El cuadro 6.4 presenta un resumen de los factores de interés compuestos descritos arriba.

## CUADRO No. 6.4

## RESUMEN DE LOS FACTORES INTERÉSES COMPUESTOS

| NOMBRE DEL FACTOR   | FÓRMULA   | FACTOR  | FÓRMULA MNEMÓTECNICA |
|---|---|---|----------------------|
| 1. Factor de Valor futuro de un pago único                  | $S = P (1+i)^n$                                     | $(1+i)^n$                                     | FAC' (i,n)           |
| 2. Factor de valor actual de un pago único                  | $P = S \left[ \frac{1}{(1+i)^n} \right]$            | $\frac{1}{(1+i)^n}$                           | FVA' (i,n)           |
| 3. Factor de valor futuro de una anualidad (serie uniforme) | $S = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$        | $\frac{(1+i)^n - 1}{i}$                       | FAC (i,n)            |
| 4. Factor de valor actual de una anualidad (serie uniforme) | $P = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$ | $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$                | FVA (i,n)            |
| 5. Factor de formación de capital (serie uniforme)          | $R = S \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$        | $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$                       | FFC (i,n)            |
| 6. Factor de recuperación de capital (serie uniforme)       | $R = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$ | $\left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$ | FRC (i,n)            |

#### 6.1.4 MÉTODOS PARA COMPARACIÓN ENTRE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN

La escasez de recursos disponibles para inversión imposibilita el aprovechamiento de todas las oportunidades existentes para aplicación de capital. De este modo el problema central del empresario es:

***"Decidirse por una de entre las varias alternativas de inversión disponibles a fin de obtener la maximización de las ganancias a largo plazo".***



El proceso utilizado para solución de este problema, consiste en la Evaluación a través de métodos propios, de los caminos alternativos, con la finalidad de escoger la opción de inversión más atractiva, o sea, aquella que proporciona mayor rentabilidad, durante su vida útil, aliada a un pequeño grado de riesgo e incertidumbre.

Muchos son los métodos usados para Evaluación de alternativas de inversión, desde los más simples hasta aquellos que involucran sofisticados modelos matemáticos, no obstante obedecen, todos ellos, a un mismo principio: la equivalencia de los flujos de caja, utilizando una tasa de descuento denominada Tasa Mínima de Atractividad.

En este conjunto de instrumentos decisorios, tres métodos se destacan y son de uso corriente en la ingeniería económica:

1. ***Método del Valor Presente Líquido***
2. ***Método del Valor Uniforme Líquido***
3. ***Método de la Tasa Interna de Retorno***

Siendo estos métodos los más utilizados por todos aquellos que se dedican al estudio de la ingeniería económica, como los instrumentos más correctos para Evaluación de alternativas de Inversión, los tres métodos son en la mayoría de las veces, marginados en detrimento de procesos rudimentarios de análisis, que no siempre permiten conclusiones correctas bajo el aspecto Económico.

De entre esos métodos destacase el de Pay-back, también denominado:

4. ***Método del Tiempo de Retorno de la Inversión o Pay-Back***

Su inclusión en este trabajo se debe sobretodo a la difusión de su uso en el medio empresarial, su simplicidad de cálculo, facilidad de utilización y

entendimiento, restringiéndose su aplicación apenas a casos excepcionales, como se vera más adelante en detalle.

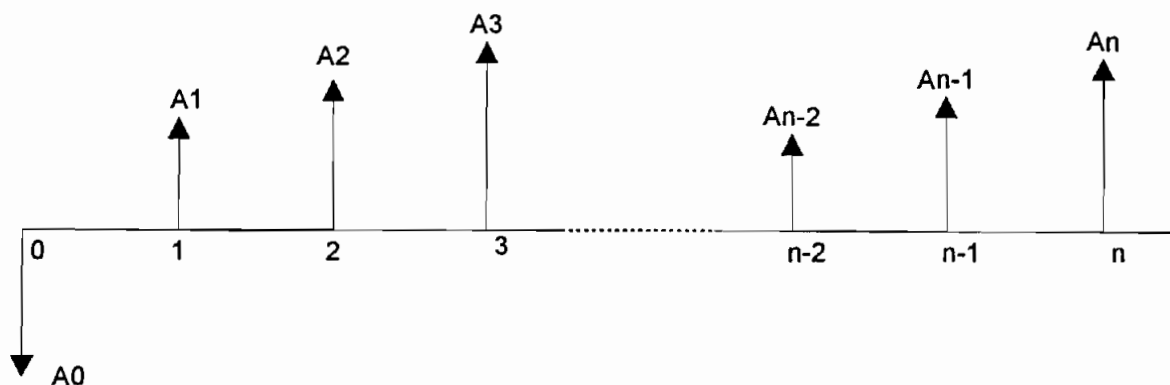
La discusión que se sigue focaliza el desarrollo y aplicación de cada uno de estos métodos, enfocando los casos más simples, esto es, aquellos en que la vida útil de los proyectos de Inversiones son iguales en todas las alternativas. Los casos más complejos, en que las alternativas de Inversión presentan flujos de caja no convencionales, serán tratados más adelante.

#### 6.1.4.1 Método del Valor Presente Líquido

El método del valor presente líquido, conocido también, como método del valor actual o neto, consiste en determinar el valor presente líquido (neto), en el instante considerado inicial, de todas las variaciones de caja (depósitos y/o desembolsos) descontados a una tasa mínima de atractividad. De esta forma, el valor actual líquido de una serie  $A_j$  de depósitos y desembolsos, representada por el diagrama de flujo de caja del gráfico No. 6.6, descontados a una tasa mínima de atractividad "i" en el período "n" y dada por: <sup>(16)</sup>

**Gráfico No. 6.6**

#### **DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE INVERSIÓN**



$$VPL = \frac{A_0}{(1+i)^0} + \frac{A_1}{(1+i)^1} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \frac{A_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{A_{n-2}}{(1+i)^{n-2}} + \frac{A_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{A_n}{(1+i)^n}$$

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}$$

por tanto, el valor presente líquido de una serie  $A_j$  de depósitos y desembolsos y la suma algebraica de los varios valores presentes de los términos de esta serie.

Por consiguiente, un valor presente líquido positivo significa que la alternativa de Inversión es económicamente interesante a la tasa mínima de atraktividad considerada, tornándose tanto más atractiva cuanto mayor sea su valor presente líquido.

Por otro lado, un valor presente líquido negativo revela que la alternativa de inversión es económicamente no viable a la tasa mínima de atraktividad considerada, no permitiendo siquiera la recuperación del capital entregado, una vez que el sumatorio de los valores presentes de los depósitos es menor que el sumatorio de los valores presentes de los desembolsos, resultando en un valor presente líquido menor que cero.

Finalmente, cuando el valor presente líquido es nulo, significa que el retorno proporcionado por la alternativa de inversión a la tasa mínima de atraktividad considerada es igual al capital invertido, siendo por tanto, indiferente desde el punto de vista Económico a realizarse o no la inversión.

De lo expuesto, se concluye que:

- a) El método del valor presente líquido permite comparar alternativas de Inversión que tienen la misma tasa mínima de atraktividad;

- b) Que al comparar, a través de este método, más de una alternativa de Inversión, aquella de mayor valor presente líquido debe ser siempre la preferida bajo el punto de vista Económico.

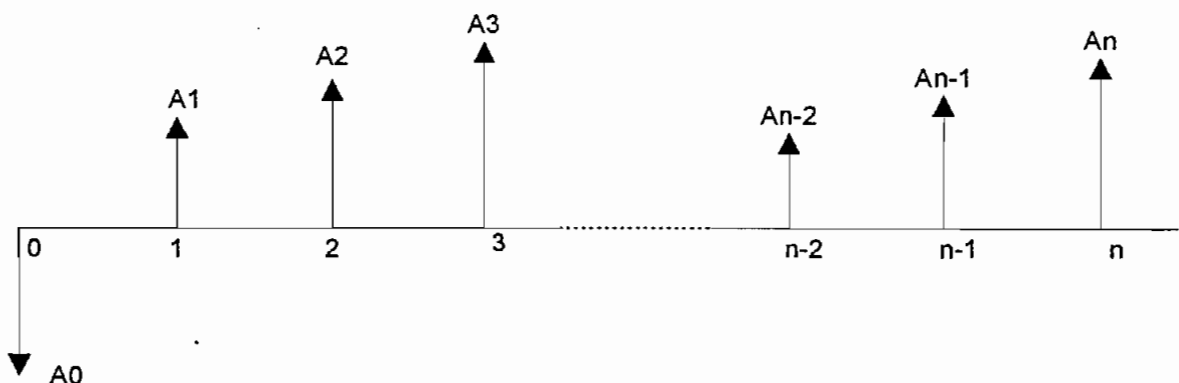
#### 6.1.4.2 Método del Valor Uniforme Líquido

El método del valor uniforme líquido, consiste en la transformación de todos los valores del flujo de caja de una alternativa de Inversión, en una serie uniforme equivalente. El valor uniforme líquido de este flujo de caja es dado por la suma algébrica de los valores uniformes de los depósitos y desembolsos.

De este modo, la expresión matemática del valor uniforme líquido de una serie  $A_j$  de depósitos y desembolsos, representada por el diagrama de flujo de caja de la gráfico No. 6.7, descontados a la tasa mínima de atractividad " $i$ " en el período " $n$ " puede ser obtenida a partir de la expresión del Factor de recuperación de capital (serie uniforme) representando como una función del valor presente líquido. <sup>(16)</sup>

**Gráfico No. 6.7**

#### DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE INVERSIÓN



$$VUL = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Por otro lado el valor presente líquido de un flujo de caja está dado por:

$$P = VPL = \sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}$$

Sustituyéndose en el Factor de recuperación de capital (serie uniforme) P, por su valor en la expresión de arriba se tiene:

$$VUL = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \times \sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}$$

Por lo tanto, un valor uniforme líquido positivo significa que la alternativa de Inversión es económicamente interesante a la tasa mínima de atraktividad considerada, tornándose tanto más atractiva cuanto mayor sea su valor uniforme líquido, a la vez que, en estos casos el valor uniforme de los depósitos es superior al valor uniforme de los desembolsos.

Por otro lado, un valor uniforme líquido negativo, significa que el valor uniforme de los desembolsos supera el valor uniforme de los depósitos, revelando, en este caso, que la alternativa de Inversión es económicamente no viable a la tasa mínima de atraktividad considerada.

Finalmente, cuando el valor uniforme líquido es nulo, significa que hay una igualdad entre el valor uniforme de los depósitos es el valor uniforme de los desembolsos, ambos obtenidos con la aplicación de una tasa mínima de atraktividad, tornando la alternativa de inversión indiferente desde el punto de vista Económico.

Así se concluye que:

- a) El método del valor uniforme líquido permite comparar alternativas de Inversión que tienen la misma tasa mínima de atractividad;
- b) Que si se compara, por este método, más de una alternativa de inversión, aquella de mayor valor uniforme líquido debe ser siempre la preferida bajo el punto de vista Económico.

Este método es muy utilizado como criterio selectivo entre alternativas de inversión que presentan pequeñas variaciones de costos (desembolsos) manteniéndose inalterados los pagos en todas las alternativas, razón por la cual es denominado por algunos autores como Método del Costo Anual Uniforme. En este caso al ser comparadas varias alternativas de Inversión, en que si existen variaciones de costos, aquella que presenta el menor costo anual uniforme debe ser la escogida entre todas las alternativas analizadas.

#### **6.1.4.3 Método de la Tasa Interna de Retorno**

El método de la tasa interna de retorno consiste en determinar la tasa de interés "i" que torna nulo el valor presente líquido de una alternativa de Inversión.

De esta forma, la Tasa Interna de Retorno - TIR, o Eficiencia Marginal del Capital - EMC, como fue denominada originalmente por Keynes, y la tasa de descuento que aplicada a una serie  $A_j$  de depósitos y/o desembolsos, representada por el diagrama de flujo de caja del gráfico No. 6.8, tornaría el valor presente líquido de las anualidades igual al proceso de oferta del capital, entendiéndose por proceso de oferta el costo original de la Inversión.<sup>(18)</sup>

Como se observa, el grado de esta ecuación es función de la vida útil de la alternativa de inversión, el que implica, en la mayoría de las veces, tener que

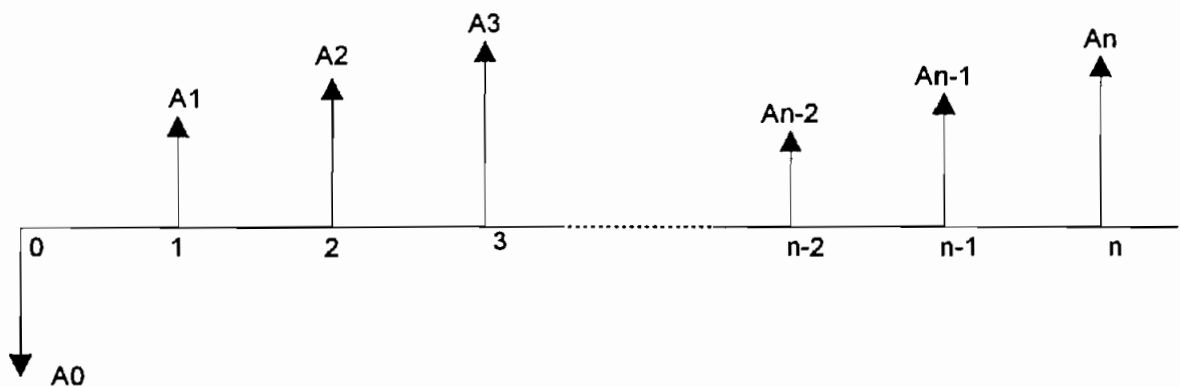
trabajar con ecuaciones de grado  $j > 2$ , que requieren soluciones algébricas extremadamente complejas.

Entretanto, la práctica tiene demostrado que los resultados obtenidos, en la solución de estas ecuaciones a través del proceso de tentativa el error no proporciona diferencias significativas al punto de no viabilizar su utilización.

Este proceso parte del supuesto que el valor presente líquido es una función decreciente de la tasa de interés, desde que la alternativa de Inversión presente apenas una inversión de señal, resultando en una única raíz real que es la tasa interna de retorno buscada.

Gráfico No. 6.8

DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE INVERSIÓN

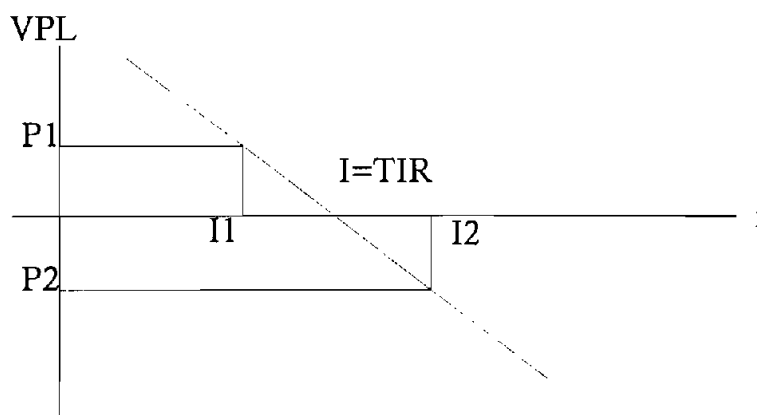


$$\sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}$$

Así, a partir de dos tasas que forman valores presentes líquidos próximos de cero, podrán, dar señales opuestas, se puede por interpolación, determinar la tasa interna de retorno, conforme a la demostración a seguir: <sup>(16)</sup>

Gráfico No. 6.9

## VALOR PRESENTE LÍQUIDO x TASA INTERNA DE RETORNO



$$\frac{(i - i_1)}{P_1} = \frac{(i_2 - i)}{P_2}$$

$$(P_2 \times i) - (P_2 \times i_1) = (P_1 \times i_2) - (P_1 \times i)$$

$$(P_2 \times i) + (P_1 \times i) = (P_1 \times i_2) + (P_2 \times i_1)$$

$$i(P_2 + P_1) = (P_1 \times i_2) + (P_2 \times i_1)$$

$$i = \frac{(P_1 \times i_2) + (P_2 \times i_1)}{P_2 + P_1}$$

Determinada, así, la tasa interna de retorno, cumple confrontándola con la tasa mínima de atraktividad, para determinar la aceptación o no de una alternativa de inversión. Siempre que la TIR sea igual o superior a la tasa mínima de atraktividad, la alternativa de inversión es económicamente viable, volviéndose tanto más interesante cuando mayor fuere la diferencia entre estas dos tasas. Consecuentemente, cuando la tasa interna de retorno sea inferior a la tasa mínima de atraktividad la alternativa de Inversión es no viable desde el punto de vista económico, debiendo ser reajustada.



Diferentemente de los métodos del "Valor Presente Líquido" y del "Valor Uniforme Líquido", la comparación directa entre dos alternativas de inversión por el Método de la Tasa Interna de Retorno solo es válida si ellas tuvieran la misma inversión inicial. En ese caso, la alternativa que presente el mayor TIR debe ser la escogida.

Este hecho se desprende de:

- La selección de la mejor alternativa no se fundamenta en la confrontación entre las tasas internas de retorno, mas en la comparación de valores presentes líquidos, calculados a la tasa mínima de atraktividad; y
- La tasa interna de retorno será una medida de rentabilidad expresada en términos relativos, en cuanto que el valor presente líquido expresa el lucro máximo en términos absolutos, y como fue dicho anteriormente el objetivo principal del empresario, en un sistema de libre iniciativa, es la maximización de sus ganancias, que necesariamente no implica en maximizar la rentabilidad.

Sin embargo se puede determinar rápidamente la viabilidad económica de proyectos de inversión, que tienen duraciones iguales, mas que presenten inversiones iniciales diferentes, bastando por lo tanto comparar la tasa interna de retorno, de cada uno de ellos, con la tasa mínima de atraktividad, lo mismo no se puede decir, cuando se desea elegir la mejor alternativa.

Esto ocurre porque los valores presentes líquidos calculados a determinada tasa mínima de atraktividad no siempre guardan relación de orden con los valores del TIR, en la eventual existencia de un punto de equilibrio (intersección de las curvas representativas de los flujos de caja) donde las alternativas se tornan iguales y a partir del cual los valores presentes líquidos tienen su orden alterado. De ahí la selección de la mejor propuesta de inversión

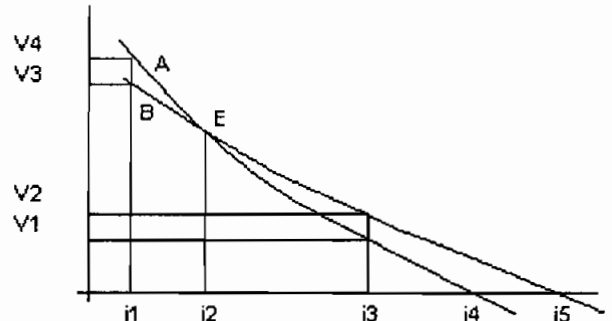
depende de la localización de la tasa mínima de atractividad en relación a la tasa correspondiente al punto de equilibrio.

El gráfico No. 6.10 permite un mejor entendimiento de este concepto.

Si por ejemplo la tasa mínima de atractividad para  $i_1$ , ambas alternativas de inversión son viables bajo el aspecto económico, pues las tasas internas de retorno  $i_4$  (para la alternativa A) e  $i_5$  (para la alternativa B) son superiores a la tasa mínima de atractividad ( $i_5 > i_4 > i_1$ ), pueden, a esta tasa mínima de atractividad ( $i_1$ ) la alternativa A es la mejor, por poseer mayor valor presente líquido que la alternativa B ( $V_4 > V_3$ ).

**Gráfico No. 6.10**

**VALOR PRESENTE LÍQUIDO x TASA INTERNA DE RETORNO**



Por otro lado, si a TMA para  $i_3$ , la alternativa B es la mejor porque a esta tasa mínima de atractividad su valor presente líquido es mayor que el de la alternativa A ( $V_2 > V_1$ ).

Finalmente, si la tasa mínima de atractividad estuviere situada en el punto E ( $i_2$ ) las dos alternativas son iguales pudiendo cualquiera de ellas ser seleccionada.

La selección de la mejor alternativa en el caso de proyectos con la misma duración e inversiones iniciales diferentes, se efectúa a través del proceso denominado del Análisis Incremental o Diferencial, utilizándose la metodología desarrollada por Henrique Hirschfeld, que consiste en:

- a) Método Utilizado en la Resolución - Establecimiento del método (Valor Presente Líquido o Valor Uniforme Líquido) que determinará el valor para comparación entre las alternativas de inversión.
- b) Análisis de la TIR de cada Proyecto - Determinación de la tasa interna de retorno de cada proyecto para efecto de comparación con la tasa mínima de atractividad. Si la tasa interna de retorno de cada proyecto aisladamente es igual o superior a la tasa mínima de atractividad, los proyectos de Inversión son viables y el análisis para seleccionar la mejor alternativa debe proseguir. Caso la TIR de alguna de las alternativas sea inferior a la tasa mínima de atractividad, esta alternativa debe ser excluida del análisis.
- c) Escoger del Minuendo y Substraendo - Determinación de los valores de cada alternativa de Inversión a través del método establecido en "a" la tasa de 0%. La alternativa de mayor valor, a esta tasa, es considerada como minuendo (m) y la de menor valor como substraendo (s), en la ecuación incremental.
- d) Ecuación Incremental - Esta ecuación determinada por la expresión: <sup>(16)</sup>

$$\Delta VPL = [VPLm] - [VPLs]$$

o

$$\Delta VUL = [VULm] - [VULs]$$

Conforme sea escogido el método del valor presente líquido o del valor uniforme líquido para la determinación del valor de comparación entre las alternativas de Inversiones. La ecuación incremental se expresa en función de la tasa interna incremental de retorno(d TIR).

Cuando:

$$\Delta VPL = [VPLm] - [VPLs] = 0$$

o

$$\Delta VUL = [VULm] - [VULs] = 0$$

estando determinado el valor de la tasa interna incremental de retorno, correspondiente al punto de equilibrio, en el cual:

$$[VPLm] = [VPLs]$$

o

$$[VULm] = [VULs]$$

- e) Comparación de la  $\Delta TIR$  con la TMA - Cuando  $\Delta TIR > TMA$  la alternativa de Inversión seleccionada debe ser aquella que figura como minuendo.

Si  $\Delta TIR < TMA$ , la alternativa de Inversión seleccionada debe ser aquella que figura como substraendo.

Finalmente, si  $\Delta TIR = TMA$  las dos alternativas de Inversión tienen condiciones idénticas.

- f) Gráfico - Opcionalmente se puede construir un gráfico donde en el eje de las ordenadas se representan los varios valores presentes líquidos o valores uniformes líquidos, conforme el caso, y en la abcisa las varias tasas.

#### 6.1.4.4 Método del Tiempo de Retorno de la Inversión

El Método del Tiempo de Retorno de la Inversión, también conocido como Método de Pay-back, es definido como el número de períodos de tiempo necesarios para ser recuperado el capital invertido. O sea, el espacio de tiempo suficiente para que el sumatorio de los depósitos (R) sea igual a la Inversión inicial o a los desembolsos (D).

$$E R = E D$$

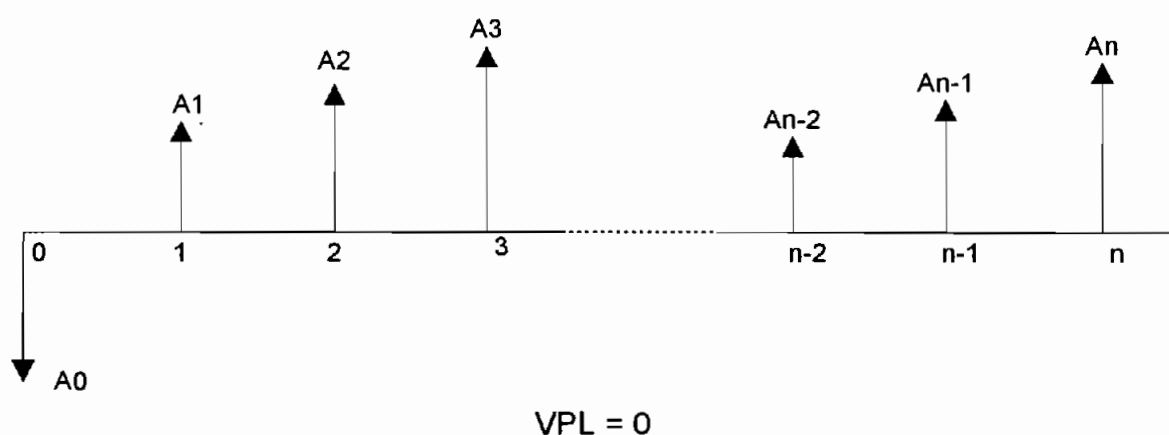
$$- E D + E R = 0$$

La expresión  $- E D + E R = 0$  equivale a igualar a cero el valor presente líquido (VPL) de una serie de depósitos y desembolsos descontados a una tasa mínima de atractividad nula, cuando el instante de tiempo considerado para Evaluación por el inicial.

De esta manera el plazo de retorno de una alternativa de Inversión, evaluada en el instante inicial, se representa por una serie  $A_j$  de depósitos y desembolsos, corresponde a un período de tiempo "k", que torna el valor líquido de esa alternativa igual a cero.

**Gráfico No. 6.11**

#### DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE INVERSIÓN



$$VPL = -A_0 + \sum_{j=1}^n A_j \left[ \frac{1}{(1+i)^j} \right] - A_0 + \sum_{j=1}^n A_j \left[ \frac{1}{(1+i)^j} \right] = 0$$

Por definición, cuando  $i = 0$ , el período de tiempo que torna nulo el valor presente líquido es igual a "k", de modo que;

$$\frac{1}{(1+i)^k} = \frac{1}{(1+0)^k} = \frac{1}{1} = 1$$

Luego:

$$-A_0 + \sum_{j=1}^k A_j = 0$$

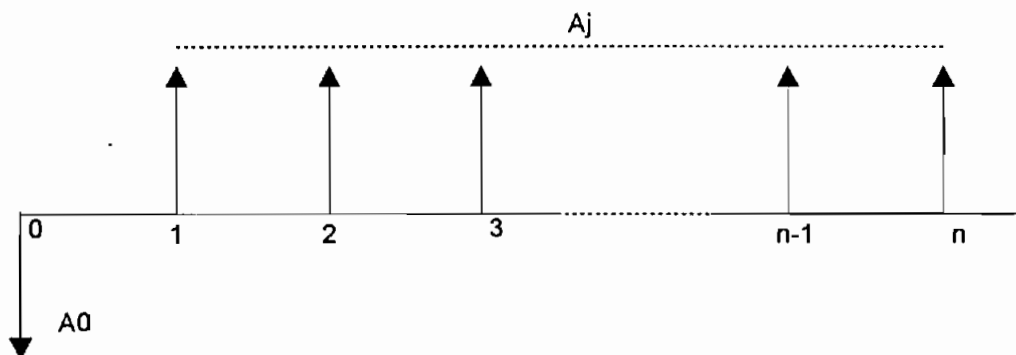
o

$$VPL = -A_0 + \sum_{j=1}^k A_j = 0$$

Por otro lado, si el flujo de caja representativo de la alternativa de Inversión, evaluado en el instante inicial, se ha formado por depósitos uniformes se tiene:

**Gráfico No. 6.12**

**DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DE UNA ALTERNATIVA DE INVERSIÓN**



$$VPL = -A_0 + A_j \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = 0$$

$(1+i)^n - 1 / i (1+i)^n$  que corresponde al Factor de valor actual de una serie uniforme - FVA (i,n) - que establece la equivalencia entre P y R, como fue visto anteriormente y, la expresión de la suma de los términos de una progresión geométrica, en que el primer término es la razón justo iguales a: <sup>(16)</sup>

$$\frac{1}{1+i}, \text{ así}$$

$$\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = \frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n}$$

Luego:

$$-A_0 + A_j \left[ \frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} \right] = 0$$

Cuando la tasa mínima de atractividad es  $i = 0$ , el período de tiempo que torna nulo el valor presente líquido es "k", de modo que:

$$-A_0 + A_j \left[ \frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^k} \right] = 0$$

E como  $i = 0$  la suma de los términos de la expresión

$$\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^k} = k$$

por tratarse de una adición de fracciones con el mismo denominador, en la cual la suma de los numeradores es igual al número de términos, o sea,  $k$ .

Luego:

$$-A_0 + A_j \times k = 0$$

$$k = \frac{A_0}{A_j}$$

Determinado, así, el tiempo de retorno de la Inversión, cumple confrontarlo con los patrones de tiempo para recuperar el capital previamente establecido. Siempre que el Pay-back sea igual o inferior a este patrón el proyecto puede ser aceptado, en caso contrario el proyecto puede ser negado. Al comparar, a través de este proceso, más de una alternativa de Inversión, aquella de menor Pay-back debe ser la seleccionada.

Este método presenta algunas deficiencias que pueden implicar decisiones incorrectas a mediano y largo plazo o que el retorno no sea el recomendado, excepto en los casos en que es utilizado para dar informaciones adicionales a aquellas generadas por los métodos anteriormente discutidos.

Las principales deficiencias de este método son:

- a) El método Pay-back no considera el valor del dinero en el tiempo y al desconocer la existencia de los intereses, este método, atribuye a flujos de caja que ocurren en diferentes instantes en el tiempo, al mismo peso.
- b) Este método ignora las consecuencias de la Inversión además del final del plazo de recuperación del capital invertido, desplazando variables que tienen influencia directa sobre su retorno, tales como, eventuales recetas



y/o dispensas ocurridas después de aquel período y la posible existencia del valor residual.

#### **6.1.4.5 Comparación de las Alternativas de Inversión Bajo Circunstancias Especiales**

Al comparar alternativas de Inversión bajo ciertas condiciones especiales, es necesario se adopte algunas hipótesis que permitan la utilización de los métodos ya descritos. Estas condiciones surgen, normalmente, cuando se trabaja con flujos de caja "no convencionales" donde el empleo puro y simples de las técnicas ya abordadas conducirá a decisiones erróneas.

Entre los principales tipos de flujos de caja "no convencionales" se destacan:

- Flujos de Caja con más de una Inversión de Señal;
- Alternativas de Inversión con Horizontes Temporales Desiguales;
- Limitaciones de Recursos para Financiamiento de los Proyectos de Inversión.

La discusión que sigue se focaliza en el desenvolvimiento y aplicación de las hipótesis formuladas para tornar los proyectos de Inversión encuadrados en la condición de "proyectos no convencionales", posibles de comparación a través de los métodos de Evaluación económica.

##### *6.1.4.5.1 Flujos de Caja con más de una Inversión de Señal*

Las alternativas de Inversión consideradas hasta este momento poseen una característica común: "realización de una única inversión de capital, resultando en una serie de beneficios futuros", o en otras palabras, sus flujos de caja presentan una única mudanza de dirección de la señal de sus valores.

Por otro lado, los proyectos de Inversión que presentan más de un cambio de señal, motivada por la alternancia de depósitos y desembolsos en el Flujo de Caja, son tratados bajo condiciones especiales, cualquiera que sea el método utilizado para su evaluación económica. Problemas con esta característica son resueltos por la transformación del Flujo de Caja original en otro equivalente, que presente una única inversión de señal. Esta transformación se da a partir de la formulación de hipótesis sobre el origen de los recursos necesarios a las Inversiones futuras previstas en el Flujo de Caja original.

Entre las hipótesis, más comúnmente formuladas para resolución de problemas que presentan esta característica, se relaciona:

- a) Formación, en los años anteriores a estos gastos, de una reserva para reinversión proveniente de las ganancias anteriores a la Inversión prevista. Esta reserva será aplicada, a una tasa de interés tal, que su capitalización producirá el valor a ser invertido;
- b) Préstamo a ser pagado con resultados futuros;
- c) Capitalización de recursos propios, cuyo capital será recuperado en periodos futuros;
- d) "Mixta" de las hipótesis antes mencionadas.

Una regla práctica que permite decidir cual de las hipótesis se debe utilizar para la transformación del Flujo de Caja original, de una alternativa de Inversión, en otro flujo equivalente y que tenga apenas una inversión de señal es:

*"Cuando la Inversión adicional ocurre en el final del Flujo de Caja del proyecto, o tan próximo de él que no haya posibilidad de generación interna de recursos, la*

*hipótesis a ser adoptada es aquella de la formación, en los períodos anteriores a estos gastos, de una reserva para reinversión proveniente de los ganancias anteriores a la Inversión prevista en el Flujo de Caja<sup>(16)</sup>.*

*"En los casos en que existe la posibilidad de generación interna de recursos, posterior a la inversión de capital, se utiliza en la transformación del Flujo de Caja, la hipótesis de captación de préstamo o de recursos propios de los accionistas que serán pagados con ganancias futuras<sup>(16)</sup>.*

Lo importante es entender que si la empresa por hacer de esta forma la transformación será válida y este flujo transformado deberá ser tomado como base para la evaluación.

La necesidad de transformación del Flujo de Caja original en otro equivalente se torna más evidente cuando se utiliza en la evaluación de las alternativas de Inversión, o método de la tasa interna de retorno.

Como se muestra en el capítulo anterior, la determinación de la tasa interna de retorno remonta, tan solo, a la solución de la siguiente ecuación general:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j} = 0$$

haciéndose  $X = (1 + i)^{-1}$ , esta ecuación puede ser escrita bajo la forma:

$$VPL = A_0 + A_1X + A_2X^2 + \dots + A_nX^n = 0$$

que es una ecuación algébrica de grado  $n$  en  $X$ , cuya solución admite  $n$  raíces, positivas, negativas o complejas. Como estas raíces corresponden a las tasas

internas de retorno, solamente las positivas tienen significado Económico, careciendo de interés las raíces negativas y complejas.

La determinación del número de raíces positivas es hecha a partir de la Regla de Señales de Descartes, según la cual una ecuación de tipo:

$$f(X) = A_0 + A_1X + A_2X^2 + \dots + A_nX^n = 0$$

tendrá tantas raíces positivas, cuantas fueren las inversiones de señales de los coeficientes", o que significa decir: "existirán tantas tasas que anulan el valor presente líquido del Flujo de Caja, cuantas fueren las inversiones de señales".

Como la existencia de más de una tasa interna de retorno carece de significado del punto de vista Económico, se concluye que la solución de este tipo de problema pasa por la transformación del Flujo de Caja original en otro equivalente y que presenta apenas una inversión de señal.

Con la transformación del Flujo de Caja "no convencional" en otro Flujo de Caja equivalente y del tipo convencional, la Evaluación es comparada entre las alternativas de Inversión si se procesa conforme lo descrito anteriormente.

## **6.2 ANÁLISIS DE INVERSIONES DESPLAZADAS Y DE AHORRO DE COMPRA DE ENERGÍA POR PARTE DE LA E.E.Q.S.A., DEL CLIENTE PARTICIPANTE Y DEL NO PARTICIPANTE CON EL PROGRAMA DE AD&UREE**

El análisis de las inversiones desplazadas y del ahorro de compra de energía no es una tarea sencilla por el hecho que existe una transferencia de costos y beneficios entre los clientes tanto participantes como no participantes en los programas de AD&UREE y la empresa eléctrica tanto distribuidora como

generadora en nuestro caso EEQ y el CONELEC, siendo necesaria la formulación de ciertas hipótesis para esta forma de transferencia.

1. Se considera que la empresa que tiene la concesión de la distribución de la energía eléctrica en una cierta área de influencia cubre sus costos de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. De acuerdo con el nuevo pliego tarifario y luego del alza producida en las tarifas desde enero de 1999 se cree que los costos marginales y la consecución de utilidades para los accionistas de las empresas eléctricas del país se cumplirán a partir del mes de octubre del 2001 y por tanto para la EEQSA.
2. La tasa de crecimiento y el aumento de la demanda; y por ende del consumo eléctrico deberá hacer que la EEQSA busque una expansión de su sistema eléctrico incrementando la generación con nuevas plantas a un determinado costo marginal o enfrentar este crecimiento con programas de AD&UREE que motive al cliente para ingresar en los programas de ahorro de energía eléctrica. De todas formas si la EEQSA toma la segunda alternativa tendrá que hacer inversiones en la difusión, implementación, evaluación y en la concesión de incentivos tarifarios y financieros a sus clientes que se acojan a este tipo de programas en los próximos años.
3. Las utilidades deberán mantenerse ya sea que se adopte la primera o segunda alternativa de expansión del sistema eléctrico por parte de la EEQSA.
4. En el caso de programas de AD&UREE la empresa eléctrica deberá incrementar las tarifas para balancear el costo adicional que le producirá a la empresa eléctrica.

5. La "pérdida de ingresos" por parte de la EEQSA en el caso de programas de AD&UREE aparece en la comparación de los flujos de caja para la implementación de proyectos futuros de generación o AD&UREE.

El cálculo del desplazamiento de inversiones se deberá cuantificar de acuerdo a la cantidad de energía a ser ahorrada y por tanto de la cantidad de dinero ahorrado en la compra de energía y los costos de implantación o de compra de energía adicional para cubrir el incremento de la demanda año con año.

Adicionalmente a este cálculo se deberá tener en cuenta los costos adicionales evitados en distribución, generación, operación y mantenimiento.

Estos serían los costos financieros evitados por los programas de AD&UREE, pero existen otro tipo de beneficios no cuantificables en dinero sino más bien son intangibles como la reducción de los impactos ambientales tanto por la instalación de una central del tipo hidroeléctrico así como de la polución producida por centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo. Otro tipo de beneficio es la confiabilidad eléctrica del sistema.

El programa de ahorro energético MARK IV esta diseñado para poder presentar al usuario la viabilidad del proyecto propuesto de AD&UREE, pero no es integralmente suficiente para evaluar el valor del proyecto a nivel de la concesionaria, en este caso la EEQSA por lo que estos cálculos lo haremos utilizando una hoja electrónica en base de los datos de ahorro energético que nos proporcione el software MARK IV.

De hecho el abastecimiento de energía eléctrica se verifica en forma de monopolio legal, con los precios fijados por tarifa, lo cual no necesariamente refleja los costos efectivos y puede, por ejemplo, existir, y existen en algunos sectores, subvenciones cruzadas como es el caso de los usuarios residenciales

que consumen hasta 150 kWh de acuerdo con el CONELEC Y el pliego tarifario de la EEQSA.

Por otro lado, el costo efectivo de la energía eléctrica ahorrada puede ser evaluado únicamente cuando fueren evaluadas las dos variables de suministro de la misma y que son, Potencia y Energía con respecto a la variable tiempo.

En la práctica la EEQSA de acuerdo con el nuevo esquema del sector eléctrico del país y en especial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) paga un costo marginal por generación de acuerdo con el mercado spot previsto en la ley de régimen del sector eléctrico, así mismo tiene un costo denominado como peaje de transmisión y distribución; todos estos costos varían con la hora del día, el día de la semana y el mes del año en que es consumida la energía eléctrica para el caso de la EEQSA con sus clientes industriales en especial se tiene un cargo por demanda de potencia y otro por el consumo de energía por lo tanto se puede decir que es una tarifa fija.

Por esta última razón una misma cantidad de energía economizada en horas diferentes del día presenta, para la EEQSA un significado distinto, por ejemplo, el ahorro en iluminación residencial (uso con bajo factor de carga y concentrado en la horas pico) aumenta el factor de carga del sistema, en tanto que un ahorro en refrigeración residencial ( uso con alto factor de carga, bien distribuido durante el día), tiende a disminuir el factor de carga del sistema. Por tanto la primera medida es mucho más interesante que la segunda. En el caso del sector industrial un desplazamiento de carga de las horas pico a horas medianas o bajas de consumo representaría un gran ahorro para la empresa concesionaria del servicio eléctrico ya que al ser grandes consumidores esto implicaría que la empresa evitaría el que ingresen a generar centrales termoeléctricas de costos muy altos por kWh manteniendo la base de generación hidráulica que es muy barata respecto de la otra, así mismo los costos por demanda y por peaje de transmisión disminuirían notablemente.

Finalmente, es importante resaltar que la introducción de medidas de AD & UREE presenta consecuencias distintas a nivel de usuario y a nivel de concesionaria.

## 6.2.1 EVALUACIÓN INTEGRADA DE LOS RECURSOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una evaluación es la medida sistemática de las operaciones y observancias de los programas. Estas evaluaciones están ligadas con las nuevas tecnologías, impactos ambientales y sociales, procurando la eficiencia de cada una de ellas, dependiendo de mediciones objetivas. Existiendo en la actualidad la necesidad de implementar el Planeamiento Integrado de Recursos (PIR), procurando la satisfacción del suministro de energía, reducción de las pérdidas de transmisión y distribución, la AD & UREE con programas de conservación de energía que utilicen tecnologías eficientes, de acuerdo con el criterio de costo mínimo para el consumidor, distribuidor, generador y la sociedad.

### 6.2.1.1 Factor de Carga de la Conservación (FCC) e Índice de Efectividad de Costo (IEC)

A continuación se definen dos factores importantes que permiten evaluar la oferta y demanda de energía:

- **Factor de Carga de la Conservación** : Es la razón entre la carga conservada media anual y la carga conservada en las horas pico; donde la carga conservada media anual son los kWh conservados en un año, y la carga conservada en las horas pico es la energía total conservada en el tiempo de la demanda máxima.<sup>(16)</sup>

$$FCC = \frac{\text{Demanda media anual ahorrada}}{\text{Demanda ahorrada en las horas pico}}$$



Donde la demanda media anual ahorrada, es el ahorro de energía esperada por la medida de conservación adoptada, dividido por 8.760 horas, con base en los datos de mediciones o de simulaciones horarias. La demanda ahorrada en la hora pico en función del perfil de la carga de la concesionaria, nos da la diversidad de los usos finales, y del factor de coincidencia en la hora pico de los mismos.

- **Índice de Efectividad de Costo (IEC):** Este índice permite una comparación de las medidas junto a la curva de selección de recursos, y está definido como: <sup>(16)</sup>

$$IEC = \frac{CEC (FCC)}{CECS (Fc)}$$

Donde:

CEC es el costo de la energía ahorrada para una determinada medida, de acuerdo con FCC.

CECS es el costo de oferta de energía obtenido a través del análisis en la curva de selección para oferta de energía en función del Fc equivalente o el FCC.

Cada medida evaluada a través del cálculo de IEC será efectiva si esta fuere menor que la unidad.

El cálculo del IEC posibilita un análisis más preciso de las opciones de oferta de energía, ya que este índice establece una relación del costo para ahorro y el costo para generación de un kW. Entonces se define como el cociente entre el costo anual de un programa de conservación y el costo anual

de la tecnología de generación mas económica, con  $FCC = Fc$  y se puede escribir de la siguiente manera: <sup>(16)</sup>

$$\text{Costo Anual por KW Ahorrado } (\$/kW - \text{AÑO}) = \frac{\text{CEC} \times \text{FCC} \times 8760}{1000}$$

$$\text{IEC} = \frac{\text{Costo Anual por KW ahorrado } (\text{US}\$/kW - \text{año})}{\text{Costo Total Anual de Generación } (\text{US}\$/kW - \text{año})}$$

## 6.2.2 COSTOS Y BENEFICIOS PARA LA EMPRESA ELECTRICA QUITO DEL PROGRAMA DE AD&UREE

En el caso de la EEQSA los costos y beneficios logrados a partir del programa de AD serían los siguientes:

- **Reducción de la facturación**, representa la reducción de la facturación como consecuencia de la disminución del consumo de energía eléctrica y a su vez representan pérdidas por el no cobro de la energía y la demanda no utilizada por el consumidor industrial.
- **Reducción en los gastos de energía**, representa la reducción de los gastos en la generación (o en la compra) de energía como consecuencia de la reducción en la facturación. Cabe indicar que al existir también costos en las Transmisión estos costos también deberán considerarse en este punto.
- **Reducción en los gastos de potencia**, representa la reducción en los costos evitados de disponibilidad ( o en la compra) de potencia como consecuencia de la reducción de la demanda.

- **Resultado económico final**, Este es el resultado de sumar la reducción de los gastos de energía, potencia y restar con la reducción de la facturación.
- **Inversión evitada**, representa el monto de inversión evitado por la reducción de la demanda del consumidor para nuestro caso el sector industrial, dado que la concesionaria minimizaría los costos por expansión del sistema.
- **Costos de personal y equipo de AD&UREE**, la EEQSA dado que pretende iniciar un plan piloto para el ahorro energético y el control de la demanda deberá invertir en profesionales y equipos con los cuales pueda conjuntamente con los clientes industriales iniciar la penetración de las medidas más adecuadas en cada sector dentro de los clientes industriales por rama de actividad. Adicionalmente se debe preparar profesionales independientes o en libre ejercicio de la profesión para que ellos sean los que a sus clientes los puedan guiar en el uso eficiente de la energía, en especial debería exigirse a través de los departamentos de proyectos nuevos la necesidad de contar en los diseños con los criterios de AD&UREE.

Existen beneficios que no son cuantificables o son intangibles entre los que se ha identificado los siguientes:

- **Reducción de los impactos de la incertidumbre de la proyección de la demanda**
- **Reducción de la dependencia tecnológica**
- **Minimización de los impactos ambientales**

- ***Contribución al desarrollo de una infraestructura industrial nacional con eficiencia en el uso eficiente de la energía eléctrica.***

### 6.2.3 COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL CLIENTE INDUSTRIAL PARTICIPANTE DEL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

En la actualidad dado el pliego tarifario del sector industrial no existe ningún incentivo para el consumidor industrial para el caso de Administración de la Demanda por las diferentes formas ya expresadas anteriormente en el numeral 3.6.1.1 al 3.6.1.4. Cabe notar que la subida en los costos de energía ha incentivado al consumidor en general a cambiar sus patrones de uso pero al desconocer el uso de equipos más eficientes como es el caso de lámparas, motores, etc. y verificar que la inversión inicial es alta este se ve muy poco incentivado al cambio de tecnologías más eficientes en el consumo eléctrico.

Adicionalmente para el caso de sustitución del equipo por otro de mayor eficiencia tenemos los siguientes beneficios y costos que debería asumir el consumidor industrial final.

- ***Inversión***, es la necesidad de inversión para sustitución del equipamiento tradicional con equipos más eficientes de ahorro energético.
- ***Reducción del consumo de energía***, representa la reducción del consumo logrado no solamente por el ahorro por sustitución de los equipos por otros más eficientes sino también por aquellas medidas que no requieren de inversión y que son solamente medidas administrativas y de patrones de uso de la energía eléctrica.
- ***Inversión en capacitación y creación del CICE***, el consumidor industrial deberá tener en cuenta la necesidad de contar con profesionales con

mucha experiencia en ahorro energético para lograr resultados aceptables que le lleven a crear una cultura de eficiencia energética.

Es necesario recalcar la necesidad de un cambio tarifario que incentive las medidas de AD&UREE, el ex - INECEL<sup>1</sup> en su estudio ya plantea la instalación de una tarifa binomia para aquellos clientes de mayor consumo y adicionalmente la instalación de limitadores de carga.

Las empresas concesionarias como la EEQSA deberían plantearse un programa con los clientes industriales a través de las Cámaras de Industriales del país para conjuntamente establecer un plan de acción que conllevaría el compartir los costos y beneficios del programa de AD&UREE así como el financiamiento necesario para las inversiones a realizarse en la implantación, penetración y evaluación de las medidas de AD&UREE.

Existen elementos positivos y negativos que son intangibles entre los que se ha identificado los siguientes:

- ***Deseo de participar por parte del cliente industrial en la reducción de los impactos ambientales***
  
- ***Eficiencia en los patrones de uso de la energía del personal de la planta industrial con el consiguiente ahorro económico que este si produce .***
  
- ***Inconvenientes producidos por la instalación y uso de equipos con tecnología de AD&UREE.***
  
- ***Riesgos en la operación inadecuada de estos equipos***

#### **6.2.4 COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL CLIENTE INDUSTRIAL NO PARTICIPANTE DEL PROGRAMA DE AD&UREE**

En el caso de los clientes no participantes en el programa de AD&UREE estos se ven evidenciados en el aumento de las tarifas de energía eléctrica, es decir, pese a que ellos no implantarían medidas de AD&UREE ellos se verían afectados negativamente y pagando indirectamente los costos asumidos por las concesionarias en los programas de AD&UREE así como también los incentivos realizados a los clientes que si intervendrían en los programas.

El perjuicio a este tipo de consumidor vendría por las inversiones no realizadas para no implantar las medidas de AD&UREE. Básicamente se verían muy afectados por los costos de la tarificación eléctrica.

## **CAPITULO 7**

### **ANALISIS TARIFARIO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA COMO UNA MEDIDA DE MANEJO DE LA DEMANDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.**

Generalmente el pliego tarifario o tarificación, se denomina al sistema que las empresas eléctricas mantienen para establecer los valores a facturar a sus abonados por los servicios prestados de suministro de energía eléctrica.

Según la nueva estructura del sector eléctrico en el Ecuador, al ser el servicio eléctrico un caso clásico de monopolio natural, el costo unitario de producción de la energía eléctrica es más bajo para una empresa monopolista, de lo que serían para varias empresas menores en competencia entre sí.

Un ambiente competitivo no perduraría en el sector eléctrico, una vez que a través del aumento de su nivel de producción, reduciría sus costos unitarios y obligaría a sus competidores a limitar sus actividades. La presencia inevitable de más empresas en la industria eléctrica causaría una evidente pérdida de eficiencia económica debido a los aumentos de los costos unitarios de producción.

La más tradicional y aceptada razón para la reglamentación, de la actividad de una empresa del sector público es la caracterización de la industria, en que la empresa actúa como monopolio natural.

La intervención del gobierno en este caso, se hace, siempre a través del precio y de lucro, y a veces, a través de la nacionalización de la propiedad estatal de las empresas, el caso contrario sucederá en nuestro país ya que las empresas eléctricas actualmente estatales de acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) indica que se deberán vender los activos que mantiene el Fondo de Solidaridad a inversionistas del sector privado.

La prestación de servicios de electricidad y la industria de energía eléctrica puede ser analizada en tres etapas verticales:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

En muchos casos las empresas son integradas verticalmente. Los consumidores son usualmente conectados a sistemas en diversos niveles de tensión, tanto en las redes de transmisión como de distribución.

El sistema de distribución es operado como una empresa independiente, es generalmente un caso de monopolio natural clásico. Evidentemente economías de escala tomarían ineficiente la actividad de dos empresas sirviendo la misma área.

Por otro lado, la expansión horizontal de una empresa de distribución no conduce a una relevante economía. Innumerables empresas distribuyen eficientemente energía eléctrica a pequeñas comunidades en el mundo.



El sistema de transmisión consiste en la extensión vertical del sistema de distribución cubriendo áreas mayores presentado características similares de monopolio natural. Por otro lado las líneas que conectan las fuentes generadoras a las redes están directamente asociadas a las centrales.

La optimización del sistema exige la interconexión de las centrales y de los centros de carga entre sí, formando una malla que minimiza la capacidad necesaria para hacer frente a variaciones de carga y/o de la producción. Por eso no es posible clasificar las líneas de acuerdo con su función.

La red de transmisión también presenta, por tanto, características de monopolio natural. No obstante, en grandes sistemas integrados, la existencia de varias empresas cubriendo áreas adyacentes es usual y en general, no contribuyen para aumentar los costos.

Los sistemas de generación responsables de la mayor parte de los costos (en general más del 50% de los costos totales del suministro de electricidad) no presentan las características de un monopolio natural clásico.<sup>(17)</sup>

En este momento la tendencia de la mayoría de países es adoptar, como política en el área de energía el gradual aislamiento del Estado del negocio de la electricidad, dando lugar a la participación de capitales privados, como forma de estimular la competitividad con una mayor calidad de la productividad.<sup>(18)</sup>

El tipo de central eléctrica utilizada para la generación de energía eléctrica determina el precio de la energía generada, en caso de centrales hidroeléctricas es conveniente que entren en operación las centrales que tengan menores costos de producción, en el caso de las centrales termoeléctricas, depende del tipo de combustible, el precio del mismo, el tipo de carga a la cual se va a servir.

El sector eléctrico presenta agentes externos, asociados a la producción y al consumo de energía eléctrica, el que puede generar distorsiones económicas difíciles de corregir por mecanismos de mercado, en los cuales debe forzosamente intervenir el Estado.

En el caso de la producción, genérase costos o beneficios externos al productor, que pueden afectar positiva o negativamente a otros agentes económicos y/o a comunidades.

Por ejemplo el uso de centrales termoeléctricas puede causar molestias y daños a las comunidades afectadas por descargas contaminantes (impacto ambiental). Por otro lado las centrales hidroeléctricas pueden causar inundaciones de tierras fértiles y productivas, la desaparición de importantes ecosistemas naturales y de sitios de gran valor cultural, histórico, turístico, etc..

En centrales hidroeléctricas existentes, la entrada de un nuevo productor sobre la misma cuenca hidrográfica puede afectar positiva o negativamente a la que se encuentra en funcionamiento.

En el caso del consumo, los agentes externos ocurren cuando la realización o no de consumos genera costos o beneficios a sectores de la sociedad no directamente involucrados en la transacción.

Frecuentemente los gobiernos incentivan la electrificación y el consumo productivo de la energía eléctrica en regiones o comunidades poco desarrolladas, beneficiando indirectamente a las poblaciones, con el aumento de oferta de empleo y de calidad de esos empleos.

Así, agentes económicos externos de diferente grado de importancia no presentan solución a través de los mecanismos de mercado, sugiriendo la intervención del Estado en la regulación de los precios (tarifas) y/o en el

planeamiento de la producción en el sector eléctrico (plan de electrificación nacional de largo plazo).

Otra característica de las concesionarias de servicios públicos en general y de aquellas de energía eléctrica en particular, es el uso fuerte de capitales.

Por otro lado el tiempo de recuperación de las inversiones puede ser muy extenso.

Así el tiempo en inversiones para nuevas centrales de generación eléctrica comienza a producir retorno económico después de muy largo tiempo, especialmente para las centrales grandes. Una central hidroeléctrica grande, desde la construcción hasta la producción comercial, deberá transcurrir cinco o más años para que el retorno de la inversión se cumpla, hecho que es poco usual en otros sectores económicos de la producción.

Por otro lado hay que tomar en cuenta que una característica intrínseca de la energía eléctrica y por ende del sector eléctrico es que el producto final de venta no se puede almacenar, por lo que es necesario tener una capacidad mayor todo el tiempo. Siendo el hecho de que en las centrales hidroeléctricas se almacena agua para ser convertida en energía eléctrica, no se cumple completamente si no se tiene la capacidad de potencia instalada en centrales para poder generar con mayor capacidad.

La prestación de servicios de energía eléctrica es regulada por el Estado, debido a la característica específica del sector. La inexistencia de una reglamentación adecuada que pueda provocar distorsiones en el empleo de los recursos económicos, que no se solucionarían sin la determinación de los precios y niveles de producción dejadas únicamente a las fuerzas del mercado.

En algunas partes del mundo, el Estado otorga los servicios a empresas a él pertenecientes, para evitar abusos monopólicos con relación a tarifas, lucros y calidad del servicio. De esta manera el Estado toma un papel tutelar a través de una o varias empresas, las mismas que al no estar sujetas a riesgo de quiebra pueden presentar deficiencia de administración y gestión, que conducen, generalmente a un permanente déficit económico, mala calidad de los servicios, injerencia política excesiva y poco competente y elevados costos de atención. En el caso de nuestro país dentro de la nueva estructura del sector eléctrico determina al CONELEC como el ente regulador que cumple las funciones de llevar adelante el plan de electrificación, emitir los pliegos tarifarios y coordinarlos aspectos técnicos y económicos entre las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.

## **7.1 MODELOS INSTITUCIONALES Y TARIFAS**

El mantener, por largos períodos las tarifas eléctricas bajo los costos de producción han provocando efectos desastrosos en la salud financiera de las concesionarias en muchos países de América Latina<sup>(19)</sup>. En el caso específico de la EEQSA la rentabilidad tarifaria en la última década estuvo muy por debajo de los costos marginales a partir del año 1997 inicia un ascenso llegando en la actualidad a bordear el 5% de rentabilidad tarifaria, lo que nos lleva a la conclusión de que durante muchos años el sector eléctrico acumulo un déficit muy alto que fue asumido por el estado ecuatoriano, por lo que este es uno de los factores que también han contribuido a la crisis económica y financiera que vive en la actualidad nuestro país.

En la actualidad con la finalidad de disminuir la injerencia de los gobiernos en las tarifas eléctricas, y que mantengan empresas económicamente ineficientes apoyadas irrestrictamente por el Estado, sin permitir que capitales privados entren libremente a competir en la industria eléctrica. En algunos países cómo

Brasil, Argentina, Perú, Venezuela y el Ecuador, han buscado modelos institucionales capaces de atender los siguientes objetivos:

- Promover eficiencia y productividad en el Sector Eléctrico
- Atraer capitales privados al Sector Eléctrico
- Promover condiciones igualitarias a las empresas concesionarias
- Aumentar la capacidad de generación de recursos propios, y
- Definir claramente las funciones del Estado.

Entre los modelos propuestos describiremos algunos que se han planteado como una alternativa para cumplir con los objetivos propuestos entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Modelo Nacional Integrado.
- Modelo de área integrada.
- Modelo generación / transmisión centralizada.
- Modelo generación / transmisión centralizadas con competencia en la generación.
- Modelo generación / transmisión centralizadas con competencia en la generación.
- Modelo pool competitivo

#### **7.1.1            MODELO NACIONAL INTEGRADO.**

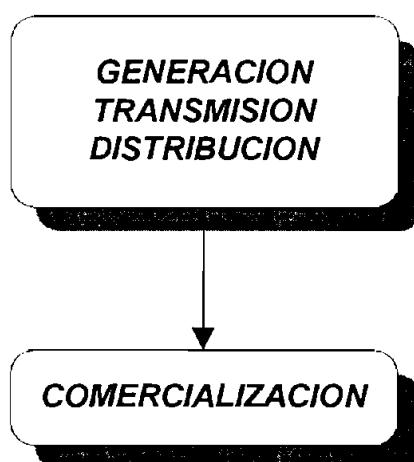
Este modelo presupone la existencia de una empresa o entidad prestadora de los servicios de electricidad, la que es responsable por todos los procesos

desde la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Este modelo implica un monopolio total del sector eléctrico este modelo se instauró en los primeros años del desarrollo del sector eléctrico en nuestro país, actualmente existen pequeños sistemas regionales localizados que no se encuentran conectados al Sistema de otras grandes empresas eléctricas por no existir redes cercanas a dichos poblados, en este modelo generan con plantas termoeléctricas, transmiten, distribuyen y comercializan la energía para el mantenimiento de las plantas de generación básicamente.

**Gráfico No.7.1**

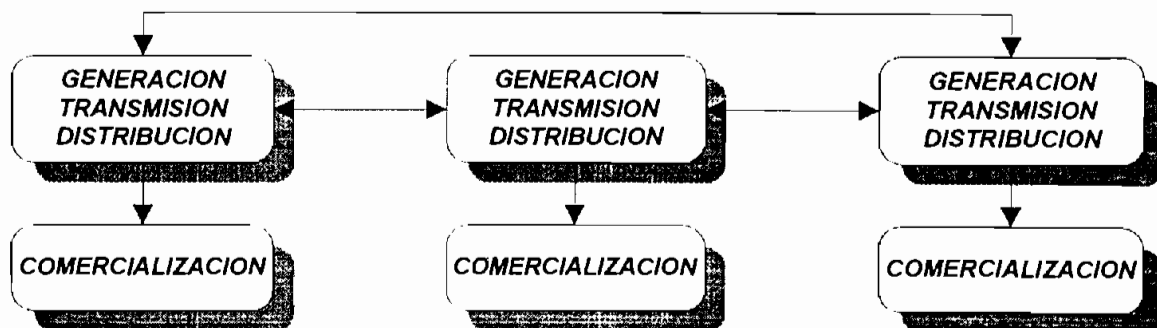
**MODELO NACIONAL INTEGRADO**



**7.1.2 MODELO AREA INTEGRADA.**

En este modelo existen empresas responsables exclusivas para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en áreas determinadas. En estas áreas rige un monopolio completo de generación, transmisión y distribución. Pueden existir intercambios entre las diversas empresas, mas el consumidor solamente puede ser servido por la empresa que atiende su área. Las áreas mencionadas pueden corresponder a provincias, estados o regiones.

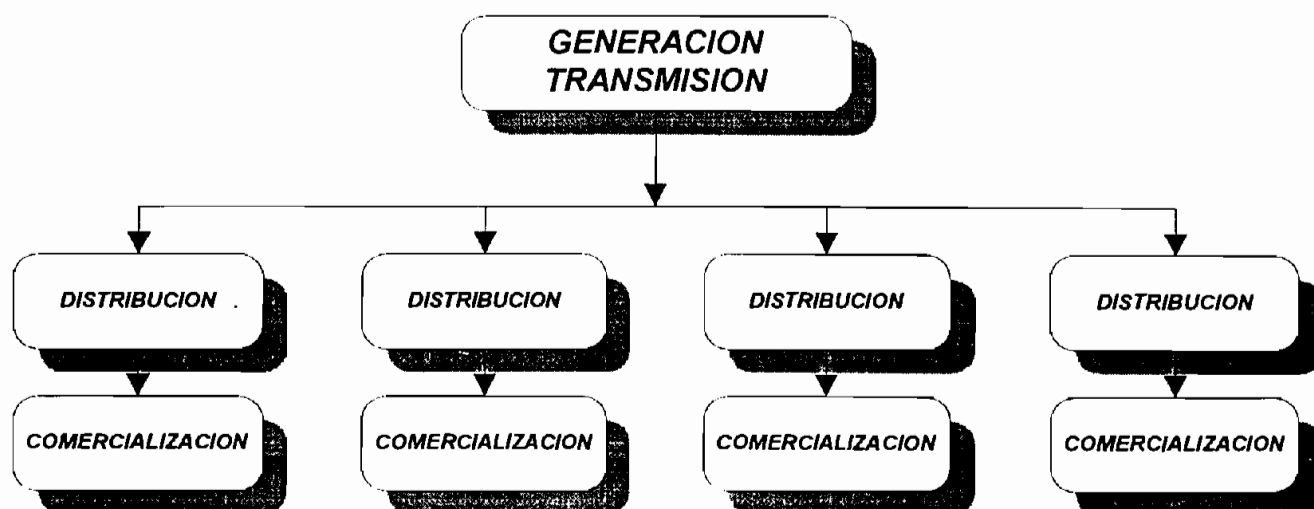
**Gráfico No.7.2**  
**MODELO AREA INTEGRADA**



### 7.1.3 MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADA.

Tiene como característica principal la generación y transmisión centralizada como nacional o regional, con la distribución y comercialización repartida en áreas en régimen de monopolio.

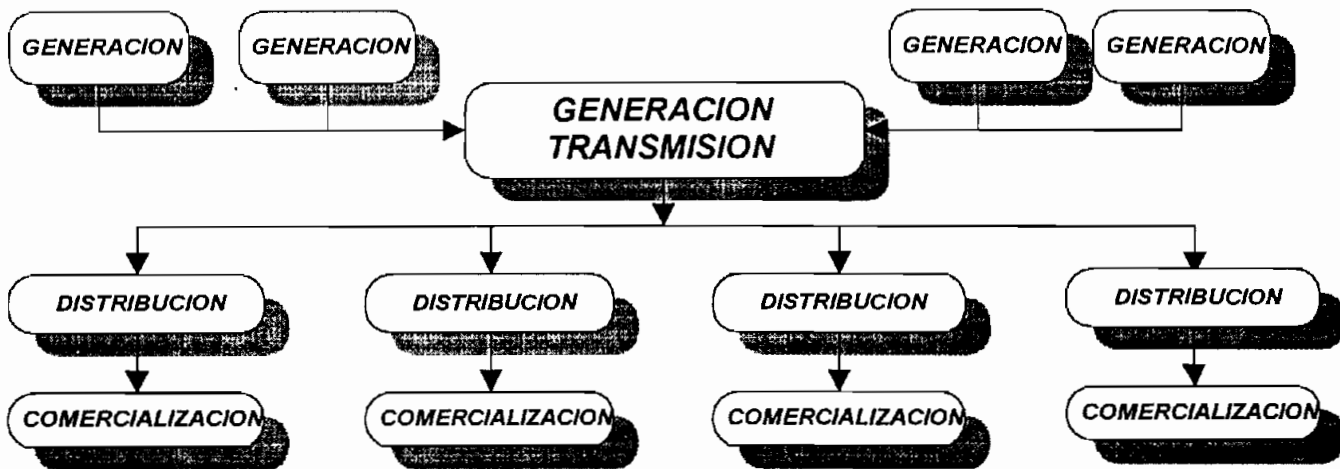
**Gráfico No.7.3**  
**MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADA**



**7.1.4            MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADAS CON COMPETENCIA EN LA GENERACION.**

Este Modelo es una evolución del modelo anterior, en el que se incentiva la competencia en la generación. De esta manera empresas independientes de generación o auto productores pueden entregar energía eléctrica a las empresas distribuidoras, si su precio de venta fuere inferior a los de la empresa principal de generación y transmisión centralizada.

**Gráfico No.7.4**  
**MODELO GENERACION / TRANSMISION CENTRALIZADAS CON COMPETENCIA EN LA GENERACION**

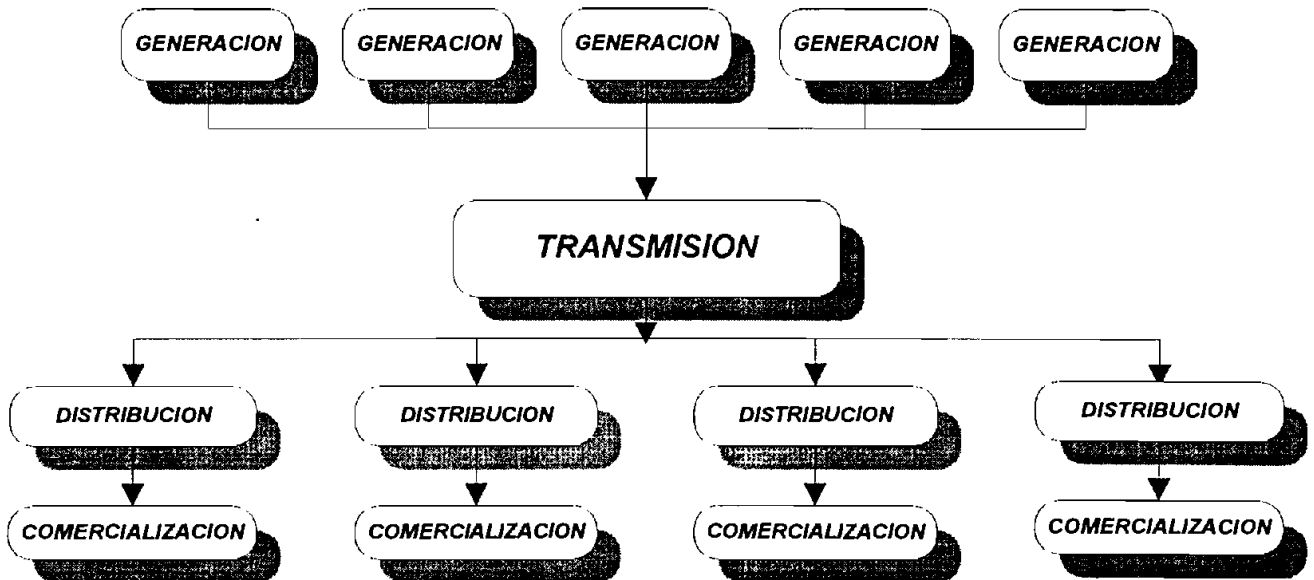


**7.1.5            MODELO TRANSMISION CENTRALIZADA.**

Este modelo tiene como característica básica la libre competencia de la generación, con una transmisión nacional o regional centralizada y una distribución por área en régimen de monopolio.



Gráfico No.7.5

**MODELO TRANSMISION CENTRALIZADA****7.1.6 MODELO POOL COMPETITIVO.**

Este modelo presenta generación competitiva, transmisión nacional o regional, monopolios de distribución por áreas. Su característica principal es la existencia de una entidad que controla la transmisión y la interconexión, así como también es responsable por la optimización de la operación y del planeamiento de la expansión del sistema eléctrico (pool competitivo). Esta entidad no comercializa, esto es no compra ni vende energía eléctrica, pero si regula el mercado eléctrico mayorista de venta de energía.

En el modelo Pool existe competencia entre las empresas de distribución que compran energía de las empresas generadoras y las distribuyen a los consumidores finales, que también pueden comprar energía directamente de las empresas de generación siempre y cuando sean grandes clientes de consumo de energía.

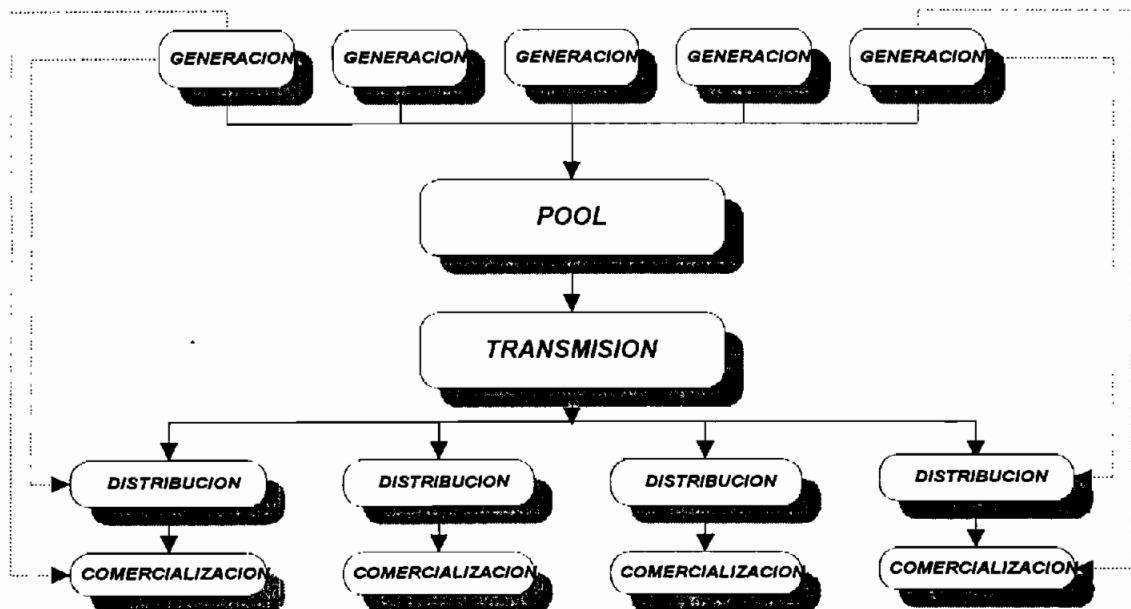
Este modelo ha sido adoptado en el sector eléctrico ecuatoriano, el ente que controla la transmisión e interconexión eléctrica es el CENACE así mismo es

responsable por la operación (despacho económico de carga) y del planeamiento de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano, siendo que es un ente adscrito al CONELEC sus funciones principales ya las explicamos en el Capítulo I de esta tesis.

## 7.2 TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADAS POR LA EEQSA. EN EL SECTOR INDUSTRIAL.

Las tarifas utilizadas por la Empresa Eléctrica Quito, son las aprobados por el CONELEC, según se define en el artículo 58 de la LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, el que dice:

**Gráfico No.7.6**  
**MODELO POOL COMPETITIVO**



"Art. 53.- Principios tarifarios .-

*Los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:*

- a) *Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes.*
- b) *Los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría o grupo de clientes podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otras categorías de clientes.*
- c) *Los pliegos tarifarios serán elaborados mediante la aplicación de fórmulas de empresas tipo en mercados similares a aquel para el cual se definirán las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la tasa interna de retorno de las diferentes empresas distribuidoras y del ente de transmisión, la depreciación de los activos, la calidad y la economía del servicio eléctrico a los consumidores finales.*
- d) *El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año; y,*
- e) *La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.*
- f) *Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de*

*concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional. Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior. Los consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica<sup>120</sup>*

En este sistema de facturación se encuentran involucrados costos marginales de generación, transmisión, distribución, tasas de alumbrado público y de recolección de basura y aseo público, además de los aportes al FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal), que se lo aplica para los sectores comercial e industrial, impuestos de bomberos y seguro contra incendios. Cabe recalcar el hecho de que la EEQSA ha empezado a emitir facturas por separado en cuanto corresponden a impuestos o tasas que no tienen nada que ver con el consumo eléctrico, lo que hace que el cliente reflexione sobre los costos de consumo como tales y no se vean distorsiones por otros pagos adicionales involucrados antes en la planilla eléctrica.

Los esfuerzos realizados por diferentes países en el Mundo por disminuir el consumo de energía eléctrica, aplicando medidas de AD&UREE, en los cuales las mismas empresas eléctricas sean las encargadas de fomentar el ahorro de la energía eléctrica.

De acuerdo con el PROGRAMA DE ADMINISTRACION Y USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL ECUADOR. Estudio previo para la implantación del programa, informe final, realizado por el ex - INECEL en mayo de 1994, los parámetros económicos considerados se presentan los siguientes cuadros.

**CUADRO No. 7.1****COSTOS EVITADOS DE GENERACION Y TRANSMISION (base1991)**

| PERIODO                 | EPOCA SECA | EPOCA HUMEDA |
|-------------------------|------------|--------------|
| DEMANDA (US\$ / Kw-mes) |            |              |
| PUNTA                   | 10.9       | 10.9         |
| FUERA DE PUNTA          | 10.9       | 10.9         |
| ENERGIA (US\$ / kWh)    |            |              |
| PUNTA                   | 0.064      | 0.014        |
| FUERA DE PUNTA          | 0.063      | 0.004        |

**CUADRO No. 7.2****COSTOS EVITADOS DE COMPRA DE ENERGIA A INECEL Y DE DISTRIBUCION.**

| PERIODO                               | EPOCA SECA | EPOCA HUMEDA |
|---------------------------------------|------------|--------------|
| TARIFAS DE COMPRA<br>(base 1994)      |            |              |
| DEMANDA ( US\$ / kW-mes)              |            |              |
| PUNTA                                 | 5.0        | 5.0          |
| FUERA DE PUNTA                        | 5.0        | 5.0          |
| ENERGIA (US\$ / kWh)                  |            |              |
| PUNTA                                 | 0.033      | 0.033        |
| FUERA DE PUNTA                        | 0.033      | 0.033        |
| COSTOS DE DISTRIBUCION<br>(base 1991) |            |              |
| ( US\$ / kW-mes)                      |            |              |
| COSTO FIJO DE O&M                     | 0.83       | 0.83         |
| COSTO DEL CAPITAL                     | 9.08       | 9.08         |

**CUADRO No. 7.3****PERDIDAS TECNICAS Y MARGEN DE RESERVA EN DISTRIBUCION (%)**

| PERIODO              | EPOCA SECA | EPOCA HUMEDA |
|----------------------|------------|--------------|
| PERDIDAS DE POTENCIA |            |              |
| PUNTA                | 8.00       | 8.00         |
| FUERA DE PUNTA       | 6.00       | 6.00         |
| PERDIDAS DE ENERGIA  |            |              |
| PUNTA                | 7.5        | 7.5          |
| FUERA DE PUNTA       | 6.0        | 6.0          |
| MARGEN DE RESERVA    | 6.0        | 6.0          |

“Se ha considerado como de 5 y 7 meses por año la duración de los períodos hidrológicamente seco y húmedo, respectivamente, y de 5 y 19 horas por día los períodos de punta y fuera de punta respectivamente”.<sup>(21)</sup>

**7.2.1 PLIEGO TARIFARIO DE LA EEQSA.**

Se Conoce como pliego tarifario el conjunto de normas que regulan la facturación. Los clientes son normalmente facturados con estas tarifas sobre la base de demanda máxima, factor de potencia y energía consumida.

Estos costos son calculados en una base del costo por una cierta cantidad de kWh consumidos y a partir de los cuales, se establece un costo por unidad adicional consumida, Las escalas difieren dependiendo del tipo y tamaño de la carga.

A partir de 1999, y al menos hasta octubre, las tarifas por servicio eléctrico registrarán alzas permanentes, siendo el primer incremento en enero de 1999, según la resolución del CONELEC, tomada el 29 de Octubre de 1998.

En este sentido, la tarifa que hasta el 31 de diciembre de 1998 era de 372 sucres por kilovatio-hora, en enero fue de 502,2 sucres, Para febrero y los meses

siguientes hasta octubre, se aplicó un factor de escalamiento para cada empresa eléctrica, que en el caso de la Empresa Eléctrica Quito S.A. fue de 1.009679067.

Según el decreto, hasta octubre de 1999, las tarifas debían ser reales, es decir reflejar los costos marginales de generación transmisión y distribución de energía eléctrica e inclusive mantener un margen de rentabilidad. Pero debido a la crisis financiera del país y a la pérdida de valor de nuestra moneda frente al dólar americano esto no ha sido posible por lo que se plantean nuevos incrementos para poder corregir este desfase, con el consiguiente malestar del cliente. El precio medio que el CONELEC espera obtener del kWh para que el negocio sea rentable para todos los sectores involucrados es de 9,45 US\$ cent. A septiembre de 2001 el CONELEC reporta para la EEQSA como precio promedio del sector G4; 5,66 US\$ cent/kWh y por demanda 4,081 US\$/kW.

#### **7.2.1.1 PLIEGO TARIFARIO VIGENTE AL 31 DE OCTUBRE DEL 2001.**

##### ***Categoría General:***

Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores Comerciales e Industriales con el propósito de la recaudación destinada al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM.

##### ***Consumidor:***

Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Generador o Distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al Consumidor Final y al Gran Consumidor.

**Consumidor Comercial:**

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

**Consumidor Industrial:**

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

Las tarifas por consumo eléctrico en el sector Industrial que se han tomado como referencia para este estudio es el que se hallaba en vigor desde el 1 al 31 de Octubre del 2000.

Se han tomado del pliego tarifario promulgado por la Empresa Eléctrica Quito, el cual se da a todos los consumidores finales, cuyas características generales se definen en el artículo 17 del Reglamento de Tarifas y cuyo resumen se incluye al final y que no hayan suscrito contratos con Generadoras o Distribuidoras.

## 7.2.2 TARIFAS ELECTRICAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL DE LA EEQSA<sup>(22)</sup>

### B.2 TARIFA GENERAL (G2):

*APLICACIÓN: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio Industrial Artesanal, que utilicen el servicio en trabajos de artesanía o pequeña industria y cuya carga instalada sea de hasta 10 kW.*

### CARGOS:

US\$ 0.5992 por planilla mensual de consumo, en concepto de comercialización



Por consumo:

De 0 –300 kWh; .0346, por cada kWh en el mes.

De 301 o Superior; 0.0697, por cada uno de los siguientes kWh en el mes.

El 7,0% del valor de la planilla por consumo, en concepto de alumbrado público.

US\$.0.1200 contribución para el Cuerpo de Bomberos.

El 10% del valor de la planilla por consumo, por tasa de recolección de basura.

**NOTA:** *Aquellos abonados cuyos consumos sean superiores a 2.000 kWh, la Empresa deberá revisar necesariamente la carga instalada, para proceder a un ajuste en su ubicación tarifaria, si el caso amerita.*

#### **B.4 TARIFA GENERAL (G4):**

**APLICACIÓN:** Esta tarifa se aplicará a los abonados Industriales, Comerciales, Entidades Oficiales, Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Abonados Especiales, con demanda, cuya carga instalada sea mayor a 10 kW.

El cargo por demanda aplicado a estos abonados deberá ser ajustado, según se detalla más adelante, en la medida que se cuente con los equipos de medición necesarios para establecer la demanda máxima durante las horas de pico de la empresa (18h00 - 21h00) y la demanda máxima del abonado G4. En el caso de no disponer de este equipamiento, deberá ser facturado sin el factor de corrección de la demanda.

- a) En caso de disponer de los equipos de medición y registro de la demanda horaria:

#### **CARGOS:**

US\$ 0.5992 Por planilla mensual de consumo, en concepto de comercialización.

US\$ 4.2444 mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo, multiplicado por un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

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

DP = Demanda máxima registrada por el abonado G4 en las horas de pico de la empresa (18h00 - 21h00).

DM = Demanda máxima del abonado G4 durante el mes.

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

La demanda máxima a facturarse no podrá ser menor al 70% de la demanda facturable del abonado G4, definida en el literal H.1 del presente pliego.

US\$ 0.0586 por cada kWh de consumo en el mes.

7,0% del valor de la planilla por consumo, en concepto de alumbrado público, (para los abonados Industrial, Bombeo de Agua y Escenarios Deportivos).

10,4% del valor de la planilla por consumo en concepto de Alumbrado Público, para los abonados Comerciales y Entidades Oficiales.

US\$ 0.2400 contribución para el Cuerpo de Bomberos.

10% del valor de la planilla por consumo, por tasa de recolección de basura.

b) En caso de no disponer de los equipos de medición y registro de la demanda horaria:

**CARGOS:**

US\$ 0.5992 Por planilla mensual de consumo, en concepto de comercialización.

US\$ 4.2444 mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo. Esta demanda se la define en el literal H.2 de este pliego tarifario.

US\$ 0.0586 por cada kWh de consumo durante el mes.

7,0% del valor de la planilla por consumo en concepto de alumbrado público, para los Abonados Industrial, Bombeo de Agua y Escenarios Deportivos.

10,4% del valor de la planilla por consumo en concepto de alumbrado público, para los abonados Comerciales y Entidades Oficiales.

US\$ 0.2400 contribución para el Cuerpo de Bomberos.

10% del valor de la planilla por consumo, por tasa de recolección de basura.

### **C. TARIFA PARA CONSUMOS ESTACIONALES Y OCASIONALES:**

Los consumidores de la tarifa G4 que presenten un consumo de tipo estacional podrán, opcionalmente, acogerse a esta tarifa, la cual será aplicada únicamente en el período de utilización que hayan acordado con la Empresa, en cuyo caso el cargo por demanda será incrementado en el 100% y la demanda facturable será la demanda máxima registrada en el mes, la cual no podrá ser inferior a la demanda contratada.

### **FONDO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL (FERUM):**

A las tarifas Comercial, Comercial con Demanda, Industrial Artesanal e Industrial con Demanda, se cobra adicionalmente el 10% (diez por ciento) del valor facturado por consumo de energía eléctrica en cada mes, incluido el rubro de penalización por bajo factor de potencia, de existir, y sin tomar en cuenta otros valores adicionales, tales como impuestos o tasas por otros servicios. Su facturación y recaudación se la hará conjuntamente con las planillas de pago.

## **H. DEMANDA FACTURABLE:**

### **H.1 CON REGISTRADOR DE DEMANDA:**

**DEFINICIÓN:** La demanda facturable es la máxima demanda registrada en el respectivo medidor de demanda y no podrá ser inferior al valor de la demanda máxima de los últimos doce meses, incluido el mes de facturación.

### **H.2 SIN REGISTRADOR DE DEMANDA:**

**DEFINICIÓN:** Para aquellos abonados que no disponen del registrador de demanda, esta se computará de la siguiente forma:

- El 90% de los primeros 10 kW de carga conectada.
- El 80% de los siguientes 20 kW de carga conectada.
- El 70% de los siguientes 50 kW de carga conectada.
- El 50% del exceso de carga conectada.

### **H.3 DEMANDA DE APARATOS DE USO INSTANTÁNEO:**

**DEFINICIÓN:** Los procedimientos de determinación de la demanda facturable o demanda máxima registrada, señalada en los literales H.1 y H.2 no se aplicarán a los consumos de aparatos de uso instantáneo como son por ejemplo: soldadoras eléctricas, rayos X, turbinas de uso odontológico, etc. En estos casos, la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable será entonces la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en H.1 o H.2, más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia para el caso de varios equipos.

## **I. RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA:**

**PENALIZACIÓN:** En el caso de que el factor de potencia medio mensual registrado por un abonado sea menor a 0,92, la facturación mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0.92 y el factor de potencia registrado.

La penalización por bajo factor de potencia es parte integrante de la planilla por venta de energía.

### **7.3 ANÁLISIS DE LAS TARIFAS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR INDUSTRIAL COMO UNA MEDIDA DE AD&UREE.**

Se considera que el sistema tarifario es esencial para lograr el comportamiento deseado de los clientes y de la misma Empresa Eléctrica, siendo este además el motivador e incentivador para ejecutar medidas de AD&UREE.

El sistema tarifario debería considerar reajustes importantes para alcanzar los fines de eficiencia energética a través de los siguientes acciones:

- a. Cubrir con los ingresos tarifarios el total del costo de generación, transmisión, distribución, operación y mantenimiento de la Empresa Eléctrica a largo plazo incluyendo un margen de utilidad.
- b. Aplicar en la determinación del sistema tarifario el principio de cubrir el costo por medio de cargar a cada cliente la parte del costo que su consumo ha provocado.
- c. Incentivar suficientemente el traslado de potencia fuera de las horas de máxima demanda (tarifa atractiva para estas horas).

- d. Incentivar suficientemente medidas de ahorro de energía eléctrica
- e. Crear transparencia para los clientes, en la aplicación de las tarifas mediante modificaciones en el sistema de medición de consumo, reducción del número de tarifas y otros aspectos.

La empresa Eléctrica Quito, como se puede observar del pliego tarifario presentado en el punto anterior, para el sector Industrial tiene dos categorías en el sector industrial, que son:

- Tarifa General 2 (G2)
- Tarifa General 4 (G4)

En la tarifa G4 existe un incentivo dirigido al abonado industrial en general, para que mediante políticas administrativas y de ahorro colaboren con la EEQSA para disminuir los consumos en energía así como para manejo de la demanda como es el suavizar los picos en la curva de carga. El incentivo viene expresado en dos formas una por el factor de corrección por demanda FC, que reduce los cargos por demanda hasta en un 40% como máximo, el industrial deberá disminuir la Demanda Máxima en las horas pico de la EEQSA para poder acogerse a este incentivo la manera de administrar la demanda es lo que lo llevará a disminuir el pago por demanda. Cabe resaltar la definición de demanda facturable ya que si el industrial implanta medidas de AD&UREE logrará reducir la demanda máxima del mes con lo cual la demanda facturable será el 70% de la demanda máxima de los últimos 12 meses anteriores al de facturación, con lo cual el industrial tendrá el cobro de esta demanda desde el tiempo que disminuya la demanda a doce meses después y por ende obtendrá una nueva reducción en el cobro por demanda.

Dentro de la facturación que se realiza a todos los abonados se incluyen tasas ajenas al consumo de energía eléctrica como son, tasas para recolección de basura, contribución al Cuerpo de Bomberos, Tasa para seguro contra incendios, aportes para el Fondo de Electrificación Rural y Urbano — Marginal (FERUM).

En nuestro País según estudios realizados por el ex - INECEL. además de las medidas de AD&UREE una alternativa para desplazar potencia de las horas pico, *"es a través de cambios en la estructura tarifaria, dirigidas a ajustar las tarifas basados en los costos Marginales y a incorporar tarifas interrumpibles, tarifas de tiempo de uso y tarifas binomiales. En este último caso para todos los clientes, o por lo menos para aquellos que contribuyan de forma más importante para la punta del sistema."*

Una alternativa para incentivar al sector Industrial u otros sectores a acoger las medidas de AD&UREE, sería el crear o adoptar una tarifa, como es el caso de las tarifas Verde y Azul que se aplican en Brasil, o la tarifa T-6 en la ciudad de San José de Costa Rica.

### **7.3.1 TARIFAS ELECTRICAS DE SAN JOSE DE COSTA RICA**

La Tarifa T-6 de Costa Rica, es una tarifa especial, para consumos mayores que 3.000 KWh, dirigida a estimular el manejo de la demanda.

"Esta tarifa T-6 pretende fomentar el manejo de la demanda mediante acciones voluntarias de los clientes normalmente ubicados en las tarifas T-2 y T-3, actuando de tres formas distintas.

El cargo por demanda máxima mensual se refiere exclusivamente a la carga durante las horas pico del sistema. De esta manera, se estimula el desplazamiento de carga fuera de la punta. Además durante la época lluviosa no

se considera para facturación de la demanda la registrada los días Sábado, Domingo y feriados.

Durante la estación lluviosa, el cargo por energía de la parte de consumo diario (durante determinadas horas del día) que excede el promedio del consumo (de las mismas horas) en la estación seca es notablemente más bajo (solo 35 - 47% de la tarifa básica), incentivando a los clientes a transferir cargas de verano al invierno en las plantas de filo de agua.

Asimismo, por diferencia entre los cargos por energía diurna y nocturna, se intenta transferir cargas hacia el período de baja demanda de la noche, para obtener una segunda reducción de pico.<sup>(18)</sup>

Donde:

- T-1 Consumo Residencial.
- T-2 General para consumo no Residencial, ni Industrial.
- T-3 Consumos Industriales.
- T-5 Alumbrado Público.

### **7.3.2 TARIFAS ELECTRICAS DE BRASIL**

En Brasil el manejo de la demanda eléctrica esta controlando, entre otras cosas con el uso de las tarifas, convencional, tarifa verde y la tarifa azul, las cuales se definen de la siguiente manera:

El costo de la energía eléctrica depende del grupo de consumidores y en Brasil se definen dos grupos de consumidores:



### 7.3.2.1 Grupos de Consumidores

- **GRUPO A**, aquellos consumidores con voltaje de suministro mayor a 2.3 kV, este grupo a su vez se subdivide en cuatro grupos como siguen:
  - A1 con Voltaje mayor o igual a 230 kV ( $T \geq 230$  kV)
  - A2 con voltajes entre 88 y 139 kV ( $88 \leq T \leq 138$  kV)
  - A3 con voltajes iguales a 69 kV, aquí tenemos una subdivisión que es:
    - A3a con voltajes entre 30 y 44 kV ( $30 \leq T \leq 44$  kV)
  - A4 con voltajes entre 2,3 y 25 kV ( $2,3 \leq T \leq 25$  kV)
- **GRUPO B**, aquellos consumidores con voltaje de suministro menor a 2.3 kV, este grupo a su vez se subdivide en dos grupos como sigue:
  - # Grupo A: Tarifas binomias (demanda + consumo), dentro de este subgrupo el consumidor puede acogerse ya sea a la Tarifa convencional o a la Tarifa horo-zonal
  - # Grupo B: Tarifas monomias (solamente se factura el consumo)
  -

### 7.3.2.2 Costos de la Energía Eléctrica

El costo del consumo de energía eléctrica está basado en el grupo de consumidores anteriormente definido.

1. Grupo A ( $T \geq 2.3$  kV), este grupo tiene una tarifación de tipo binomial convencional definida en dos partes.

- a. La primera parte corresponde al compromiso entre la concesionaria y el consumidor de potencia disponibles para utilización, es decir, **demanda contratada**.
  - b. La segunda concierne a la **energía eléctrica utilizada por el consumidor con una tarifación horo-zonal**.
2. Grupo B ( $T < 2,3$  kV), este grupo tiene **tarifa de tipo monomio**, es decir, **por consumo de energía**, por tasa de iluminación pública y un impuesto único.

#### 7.3.2.2.1 *Tarifación Horo - Zonal.*

Desde el punto de vista tarifario, era indiferente utilizar la energía durante la madrugada o al final de la tarde, así como en junio o diciembre. Es por eso que los entes encargados de la tarifación en el Brasil establecen nuevos pliegos tarifarios para el incentivo de medidas de AD&UREE, en nuestro país en la actualidad las tarifas solamente toman en consideración el consumo y la demanda. La nueva definición de tarifas en el Brasil tomó en consideración tanto las horas pico o de punta y las de fuera de punta, así como dos períodos estacionales anuales uno conocido como período húmedo y el otro período seco.

A partir de 1982 el Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica del Brasil (DNAEE) establece una nueva estructura tarifaria, la que estableció tres tipos de consumidores definidos por el voltaje de suministro y por la Demanda Máxima.

- $T \geq 69$  kV
- $T < 69$  kV y  $D > 500$  kW
- $D < 500$  kW

7.3.2.2.2 *Modalidades Tarifarias (Decreto 33 – 11/02/88 – Dnaee)*

Así mismo define las horas pico y el período húmedo y seco de la siguiente manera.

**Cuadro No.7.4  
MODALIDAD DE TARIFAS**

|                     | AZUL   | VERDE        | CONVENCIONAL |
|---------------------|--|--------------|--------------|
| <b>Demanda(kW)</b>  | Un precio para hora pico.                        | Precio único | Precio único |
|                     | Un precio para fuera de la "hora pico"           |              |              |
| <b>Consumo(kWh)</b> | Un precio de "hora pico" en período húmedo       |              | Precio único |
|                     | Un precio fuera de "hora pico" en período húmedo |              |              |
|                     | Un precio de "hora pico" en período seco         |              |              |
|                     | Un precio fuera de "hora pico" en período seco   |              |              |

- **"Hora pico"**: 3 horas consecutivas en el intervalo de 17 a las 22 hs (excepto sábados y domingos) – quien define es el concesionario.
- **Hora fuera de pico**: horas complementarias a la "hora pico"
- **Período seco**: comprendido por la lectura de los meses de mayo a noviembre del año corriente (7 meses).
- **Período húmedo**: meses complementarios a los del período seco.

7.3.2.2.3 *Condiciones Básicas de Suministro Eléctrico para la Tarifa Azul Y Verde*

**TARIFA AZUL.**

Este tipo de tarifa es horo-zonal, con precios diferenciados tanto para el consumo de energía eléctrica así como la demanda de potencia de acuerdo con las horas del día y las épocas del año.

Es la tarifa más completa porque incentiva el desplazamiento de carga de la hora pico mediante el precio del kWh durante ese intervalo hacia las horas de valle de la curva de carga. Por otro lado también considera el consumo durante los meses de período húmedo incentivando el uso de energía en los meses de período seco.

Clientes que se pueden acoger a este tipo de tarifa en especial son los consumidores del grupo A que se encuentren dentro del sistema eléctrico integrado y que cumplan los siguientes requisitos:

- Voltaje de suministro mayor o igual a 69 kV ( $T \geq 69$  kV)
- Aquellos consumidores con voltajes menores a 69 kV y demandas mayores a 500 kW durante los 11 meses anteriores al contrato con 3 o más registros de ese tipo ( $D \geq 500$  kW para  $T < 69$  kV)

También se pueden acoger a esta tarifa clientes por contrato con consumos "fuera de las horas pico" y durante el período húmedo, y que tengan demandas superiores a 500 kW ( $D > 500$  kW).

**Observaciones:**

- Este tipo de tarifa es obligatoria para consumidores que cumplen con el primer requisito así como para aquellos clientes cuando la ocurrencia del tercer registro de demandas superiores a 500 kW se haya sucedido.
- También se pueden integrar a esta tarifa consumidores con demandas menores a 500 kW que han escogido la opción de acuerdo con cronogramas establecidos (11 meses anteriores 3 o más demandas superiores o iguales a las establecidas o con contrato de demanda con el valor correspondiente).

### *TARIFA VERDE.*

Este tipo de tarifa es horo – zonal y en especial estacional, con precios diferenciados para el consumo de energía eléctrica de acuerdo con las horas del día y las épocas del año. No incentiva la Administración de la Demanda porque no toma en cuenta precios para demanda en horas pico y fuera de ellas tiene un precio único para la demanda. La tarifa verde se puede aplicar para consumidores del grupo A, dentro del sistema eléctrico integrado y que cumplan los siguientes requisitos:

- Voltaje de suministro menor a 69 kV ( $T < 69$  kV)
- Tres o más demandas mayores a las establecidas en el contrato durante los 11 meses anteriores al contrato o contratación en el mínimo de tales valores.

#### **7.3.3 TOLERANCIA DE TRANSICIÓN DENTRO DE LAS CONDICIONES PARA ESCOGITAMIENTO DE LA TARIFA POR CONSUMO**

- Hasta un 5% para voltajes mayores o iguales a 69 kV
- Hasta un 10% para voltajes menores a 69 kV, ya sea que se encuentren ubicados en la Tarifa Azul o Verde y con demandas contratadas superiores a 100 kW
- Hasta un 20% para voltajes menores a 69 kV, ya sea que se encuentren ubicados en la Tarifa Azul o Verde y con demandas contratadas entre 50 kW y 100 kW.

### 7.3.3.1 Facturación de la Demanda Tarifa Azul

#### 7.3.3.1.1 Consumidor con contrato:

La demanda facturable (DF) será la mayor de entre ellas.

- La mayor registrada en el respectivo segmento Horo-Zonal
- La Demanda contratada para el respectivo segmento Horo-Zonal
- 10% de la mayor Demanda verificada en cualquiera de los 11 meses anteriores (consumidor rural o zonal)

#### 7.3.3.1.2 Consumidor sin contrato

- La DF tanto en "hora pico" como fuera de ella será única, y deberá ser la mayor de entre ellas.
- La DF mayor registrada en el periodo de facturación
- El 95% para clientes con voltajes de suministro mayores o iguales a 69 kV y el 90% para aquellos con voltajes menores a 69 kV del mayor registro en cualquiera de los 11 meses anteriores al mes de ocurrencia del tercer registro de demandas superiores a 500 kW
- Demanda constante del contrato anterior si hubiere.

*Observaciones:*

Posterior al tercer registro de demandas superiores a 500 kW en caso de no ser formalizado el contrato, el concesionario aplicará la tarifa azul pese a la negativa del consumidor durante el lapso de 120 días máximo.

$$DF = DF_p \cdot TD_p + Df_{fp} \cdot TD_{fp}$$

Donde:

FD : Demanda Facturable

DFp= Demanda Facturable de "hora pico"

TDp= Tiempo de duración de la "hora pico"

DFfp= Demanda Facturable de "fuera de hora pico"

TDfp= Tiempo de duración de la "fuera de hora pico"

### 7.3.3.2 Facturación de la Demanda Tarifa Verde

La facturación de esta demanda en la tarifa verde es la demanda facturable mayor de entre las siguientes:

- La mayor demanda registrada en el período de facturación.
- La demanda contratada.
- Hasta el 10% de la mayor Demanda de los 11 meses anteriores (rural – zonal)

$$FD = DF \cdot TD$$

Donde:

FD : Demanda Facturable

DF= Mayor Demanda Facturable en el período de facturación

TDp= Tiempo de duración de la facturación

### 7.3.3.3 Facturación con Tolerancia en la Demanda.

#### 7.3.3.3.1 Tarifa Azul

Punta:

$$FD_p = DC_p \cdot TD_p + (DM_p - Dc_p) \cdot TU_p$$

Fuera De punta:

$$FD_{fp} = DC_{fp} \cdot TD_{fp} + (DM_{fp} - Dc_{fp}) \cdot TU_{fp}$$

### 7.3.3.3.2 *Tarifa verde*

$$DF = FD_p + FD_{fp}$$

Facturación del consumo

$$FD = DC \cdot TD + (DM - Dc) \cdot TU$$

$$FC = CM_p \cdot TC_p + CM_{fp} \cdot TC_{fp}$$

### 7.3.3.4 **Tarifa Convencional**

Tarifa con un precio único para el consumo de energía eléctrica y para la demanda de potencia, para una tensión de funcionamiento determinada, precios estos dependientes de horario o de estación del año.

## 7.3.4 **ELECCIÓN DEL SISTEMA DE TARIFACIÓN**

De lo anotado anteriormente, la estructura tarifaria brasileña actual ofrece varias modalidades de tarifas. Las que en función de las características del consumo de cada empresa, presentan mayores o menores ventajas en términos de reducción de consumo de energía.

No se puede fijar reglas definidas para hacer una elección, debiéndose desarrollar un análisis detallado del uso de la energía eléctrica, identificándose las horas días de mayor consumo y las fluctuaciones de consumos durante el año.

No en tanto es posible decir que las tarifas horo-zonales presentan mayores posibilidades de administración de los consumos de energía, permitiendo obtener menores costos, a partir de que se puede minimizar los consumos y, así evitar el consumo y la demanda en los horarios de punta;



además esto lograría que el industrial empiece a considerar la implantación de medidas de AD&UREE.

De manera general para determinar el mejor sistema de tarificación es preciso considerar los siguientes puntos principales:

- Los valores medios mensuales de consumo de demanda en cada uno de los segmentos de “hora pico” y fuera de la misma.
- Los valores medio mensuales a ser facturados en cada uno de los segmentos horo - zonales, y los valores respectivos de la demanda y consumo para tarificación convencional, así como también los valores de transición o tolerancia que por contingencias puedan ocurrir.
- La posibilidad de desplazamiento de los horarios de trabajo de diversos equipos para minimizar el consumo y la demanda durante el intervalo de la “hora pico”.
- Los consumos generados y los pagos a realizar con cada uno de los sistemas de facturación.

De todos los estudios mencionados en este capítulo, se puede observar que una medida que ayudaría para manejar la curva de carga, es la implantación de una política tarifaria, la misma que sea fijada considerando costos marginales reales de generación, transmisión, comercialización, permita obtener el costo real de kWh y se estime el costo real por demanda de energía eléctrica en el pico de consumo.

## **CAPITULO 8**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **8.1 CONCLUSIONES**

1. El presente trabajo demuestra que mediante la aplicación de medidas de AD & UREE en el sector industrial se puede obtener una disminución del consumo de energía eléctrica y de demanda, con el consiguiente beneficio económico tanto al cliente industrial en este caso la empresa TENASA, para la EEQSA existe también al momento beneficio tanto en la disminución de la demanda como del consumo.
2. Las medidas implantadas para la AD & UREE deben ser continuamente revisadas y actualizadas de tal manera de tener reportes que permitan evaluar la implementación de estas medidas y su eficiencia en el programa de AD & UREE.
3. El programa MARK IV de ahorro energético, utilizado en el desarrollo de esta tesis no contempla motores eléctricos de alta eficiencia, lo que implica que se puede obtener un mayor porcentaje de ahorro de energía eléctrica del calculado en este trabajo. El ahorro por demanda es de 442,87 kW que

corresponde a un 19,99 %, y en consumo es de 135.570,94 kWh que expresado en porcentaje es del 11,45% en TENASA.

4. La iluminación en el sector industrial y en especial en TENASA no cumplen con los niveles mínimos recomendados por las normas referentes a utilización por tipo de tarea así como tampoco para las áreas de circulación de la industria.
5. Los principales usos finales de TENASA para la implantación de medidas de AD & UREE son:
  - Fuerza motriz con un 80,39 % de la demanda total de TENASA
  - Iluminación con 6,54 % de la demanda total.
  - Calor y Producción de vapor (calderos) con 5,63% de la demanda total
  - Otros con un 7,44% de la demanda total
6. Para TENASA se proyecta después de la aplicación de las medidas de AD & UREE que con una inversión de 78.267,48 US\$ se producirá un ahorro de 65.021,39 US\$/año como ganancia anual líquida, dividido este valor entre la ganancia anual líquida por energía y demanda que es de 44.280,25 y 20.741,14 US\$/año respectivamente. El tiempo de retorno de la inversión es de 44 meses para el total de las medidas pero en el caso de la demanda al ser una medida administrativa que no requiere inversión es inmediata.
7. El método de evaluación económico escogido en el presente trabajo fue el de Valor Uniforme Líquido, el método de la Tasa interna de Retorno no se utilizo por las diferentes vidas útiles de los equipos involucrados.

8. Las tarifas de energía eléctrica vigentes en el país para el sector industrial G4 incentivan el manejo de la demanda de un modo directo expresado en el Factor de Corrección FC de tal manera de contribuir para disminuir el pico de demanda de la Empresa Eléctrica Quito, en el periodo comprendido entre las 18:00 H y las 21:00 h ya que el factor tiene una relación directa con la demanda máxima registrada en las horas pico, por lo que el industrial se ve en la necesidad de desplazar cargas en las horas pico ya sea por el método de interrupción o por sustitución en la generación.
9. Con las alzas que viene implementado el CONELEC y con la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico se deberá tener tarifas estacionales y horarias que incentiven mucho más el ahorro de energía en el sector industrial. Como la tarifa Verde y Azul implementada por la CEMIG en el Estado de Sao Paulo - Brasil.
10. Los beneficios de ahorro energético generados por la aplicación de las medidas de AD & UREE en el sector industrial de la EEQ. serán de 189.175,31 US\$/mes en energía y en demanda de 47.207,81 US\$/mes, que evaluados para un año y puestos en valor presente equivalen a 2'688.741,83 US\$/año.
11. En el sector industrial de la EEQSA se proyecta posterior a la aplicación de las medidas de AD & UREE, una disminución en el consumo de energía eléctrica de aproximadamente 4.831,82 MWh/mes y un desplazamiento en demanda de 11,49 MW.
12. El ahorro de energía eléctrica permitirá que la EEQSA con la misma capacidad de generación instalada pueda cubrir un mayor número de

clientes sin disminuir la calidad de energía entregada, ni tampoco disminuir sus ingresos por venta de energía.

## **8.2 RECOMENDACIONES**

1. La primera y más importante de las recomendaciones es la implantación de las medidas de AD & UREE obtenidas en el presente trabajo, para que luego se realice la evaluación de las mismas, el mejoramiento y la depuración de las medidas.
2. Se sugiere actualizar periódicamente los planos eléctricos y diagramas unifilares de las empresas del sector industrial, y un seguimiento del costo del consumo de energía (kWh) y del costo del kW por demanda. Adicionalmente las industrias deberán desplazar cargas de las horas pico para acogerse al incentivo tarifario del sector G4 por factor de corrección de la demanda.
3. En TENASA y en general en las industrias se recomienda el uso de un solo nivel de voltaje de Baja Tensión en la planta industrial a nivel de fuerza motriz.
4. Se aconseja realizar un estudio en el sistema de aire comprimido en TENASA, tomando en consideración que la influencia de los motores de los compresores es bastante significativa. Deberá hacerse una verificación de los motores sobredimensionados y los demás motores con el uso de motores de alto rendimiento energético.
5. En todas las industrias es necesario que se cree el Comité Interno de Conservación de Energía (CICE) de tal manera que este sea el encargado

de tomar las decisiones en el momento oportuno para la conservación y ahorro de la energía eléctrica.

6. Concientizar al sector industrial de los beneficios que las medidas de AD & UREE para mejorar la producción, aumentando la eficiencia y disminuyendo el costo directo de la electricidad en el producto final.
7. La investigación realizada con miras al ahorro de energía eléctrica en el sector industrial se debería extender hacia los diversos tipos de energía, los mismos que no se han tomado en consideración al realizar el presente trabajo por cuanto se trata de campos multidisciplinarios, lo cual involucra un estudio de los procesos de producción.
8. Incentivar al sector industrial con campañas informativas del ahorro energético al aplicar medidas de AD & UREE, lo que conlleva mayor eficiencia en los procesos y por consecuencia un aumento en la competitividad al ofrecer bienes o servicios a menores costos.

## **CITAS BIBLIOGRAFICAS**

- 1 ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGIA – OLADE, COMISION DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS, **Proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano, Etapa 4, Plan de identificación de medidas en la Ciudad de San José – Costa Rica, INFORME FINAL**, Septiembre de 1993.
- 2 INECEL, **Programa de Administración de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Ecuador, Estudio previo para la implementación del programa, INFORME FINAL**, Quito, Mayo de 1994.
- 3 Veronica A. Rabl & Clark W. Gellings, **Demand side Management in the U.S.A. Situation Analysis**, 1992 International Energy Efficiency and DSM Conference, Toronto, Ontario, Canadá, Octubre 20 –22, 1992.
- 4 Galán Sarmiento, Francisco Alberto, **Estudio sobre Tecnologías para el Uso Racional de la Energía y el Manejo de la Demanda Eléctrica en los Estados Unidos**, Proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano, Programa PIER CCE/OLADE, Diciembre 1992.
- 5 Enviromental Defense Fund and Natural Resources Defense Council, **Power Failure A Review of the World Bank's Implementation of its New Energy Policy**, Washington DC, Revised Final Version, Marzo 1994.
- 6 Mas, Luis J.; Florida Power & Light Company – FPL, **Comunicación Personal**, 24 de noviembre 1993.
- 7 Canadian Electrical Association, **Demand side Management in Canadá – 1992**, Montreal 1992.
- 8 Eckhard Schulz, **DSM in Germany – The German Electric Utilities as Service Partners**, Vereinigung Deutscher Elektrizitatswerke – VDEW – e V, 1992 International Energy Efficiency and DSM Conference, Toronto, Ontario, Canadá, Octubre 20 –22, 1992.
- 9 Peñaherrera Jorge, "ESTUDIO DE LA CURVA DE CARGA DEL SECTOR DE LOS GRANDES CLIENTES DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.", Tesis E.P.N., Mayo 97, Quito.

- 10 Instituto Nacional de Energía INE, **Técnicas y Análisis para conservar Energía en la Industria**, Quito, Ecuador, 1984.
- 11 Empresa Eléctrica Quito S.A., **Revista Gestión 1984 - 1996**, Quito, Departamento de Planificación y Tarifas EEQSA, Ecuador, 1997.
- 12 Donald G. Fink / H. Wayne Beaty, **Manual de Ingeniería Eléctrica**, McGRAW – HILL, Decimotercera Edición, Volúmenes I, II, III,IV, México, Ecuador, 1996.
- 13 INECEL, **Dirección de Estudios y Control de Tarifas, División de Estudios de la Carga Eléctrica, Composición de la Carga Eléctrica, Encuestas en los sectores comercial e industrial con demanda**, Quito, Diciembre de 1993.
- 14 Cordova Santiago,
- 15 CEMIG MARK IV Manual de ingeniería capítulo 12, **ANÁLISIS DE CUENTA DE ENERGÍA**
- 16 CEMIG MARK IV Manual de ingeniería capítulo 13, **Evaluación Económico – Financiera.**
- 17 IEEE **Recommended Practice for Energy Conservation and Cost-Effective Planning in Industrial Facilities**, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, USA 1994.
- 18 OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA, Proyecto manejo de la demanda y uso racional de la energía en el ISTMO Centroamericano. Etapa 4 Plan de identificación de medidas en la ciudad de San José, Costa Rica, Informe final.
- 19 GUERRA, S.B.: **Desregulación del Sector Eléctrico**, revista **Oportunidad Económica** , Fundación Getúlio Vargas, noviembre 1992
- 20 LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, Suplemento – Registro Oficial N°43, Jueves 10 de Octubre de 1996.
- 21 PROGRAMA DE ADMINISTRACION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL ECUADOR, **Estudio previo a la implementación del programa**, Mayo 1994
- 22 PLIEGO TARIFARIO VIGENTE, **EEQSA**. Enero 2001.
- 23 CONELEC Página INTERNET **Mercado Eléctrico Mayorista, Estructura del Precio Medio de la Energía para las Empresas Eléctricas.**