

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

**FACTIBILIDAD DE LA CALIFICACIÓN DE LA EMAAP-Q COMO  
GRAN CONSUMIDOR Y BENEFICIOS QUE LE REPRESENTARIA.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELECTRICO**

**OSLER DARWIN RIVILLA REQUELME**

**DIRECTOR: Ing. VICTOR OREJUELA**

**Quito, octubre / 2004**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por OSLER DARWIN RIVILLA REQUELME, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, reading "Víctor Orejuela", written over a horizontal line.

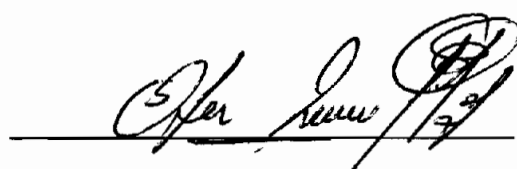
Ing. Víctor Orejuela

DIRECTOR DEL PROYECTO

## DECLARACIÓN

Yo, OSLER DARWIN RIVILLA REQUELME, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo el derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, written over a horizontal line. The signature is cursive and appears to read 'Osler Darwin Rivilla Requelme'.

Osler Darwin. Rivilla Requelme

## *AGRADECIMIENTO*

*Doy gracias a Dios por haberme dado  
la vida y la capacidad de saber discernir  
Entre lo bueno y lo malo.*

*Agradezco al Ing. Víctor Orejuela por su  
Acertada dirección y su desinteresada  
Colaboración para la culminación de este  
Proyecto.*

## DEDICATORIA

*A mis padres, Orlando Euclides Rivilla  
y Melva Rosa Requelme por la confianza  
y el apoyo económico que me brindaron  
y por ser las personas que más amo.*

*A mis Hermanos Sandra,  
Cruzcayá, Rosana, Orlando y  
Freddy por la confianza y  
apoyo moral que me brindaron.*

*A mis sobrinos Andrea, Ronald, Jusabet,  
Cristian, Junior, Mel y Kenya por darme  
alegría en mis días de tristeza.*

DARWIN RIVILLA

## RESUMEN

La aplicación de nuevas teorías económicas con excelente resultado sobre productos de comercialización masiva, ha inspirado la extensión de dichas conceptualizaciones hacia un bien de primera necesidad muy particular, la energía eléctrica: esto ha iniciado alrededor del mundo una serie de transformaciones encaminadas principalmente a desregular el sector eléctrico, y pasar el manejo estatal y monopolístico de éste a la empresa privada. Esta transformación busca generar competencia en el sector y atraer los beneficios consecuentes, suficiente abastecimiento y bajos costos.

En el Ecuador esta transformación se inició en el año 1.996 y finalmente se ha llevado a la práctica desde 1.999, creándose para el efecto un ente regulador (estatal), un administrador independiente del mercado, un transmisor, agentes generadores, distribuidores y grandes consumidores. La interacción de éstos ha permitido iniciar la búsqueda de la competencia en el segmento de generación.

La nueva estructura del sector eléctrico exige que los agentes del mercado transen los intercambios energéticos dentro de tres ámbitos, Mercado de Contratos, Mercado Ocasional y Exportación e Importación. Para cumplir con este objetivo es fundamental la actuación del administrador del mercado, quien se encarga de que el circuito técnico y comercial se cumpla continuamente. Este circuito comprende el manejo de la Información histórica, la planificación de uso de los recursos energéticos, el despacho y operación en tiempo real, la recolección de la información y la correspondiente liquidación de cada transacción realizada por los agentes.

El análisis que se realiza en el presente proyecto es la factibilidad de la calificación de la EMAP-Q como gran consumidor y beneficios que representaría. Con este estudio se proporciona los suficientes datos de carácter técnico y económico que necesita la EMAAP-Q, para tener un conocimiento claro de los beneficios técnicos y económicos que tendrá al ser

## PRESENTACIÓN

El presente proyecto se realiza con la finalidad de analizar la factibilidad de la calificación de la Empresa de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q) como Gran Consumidor y beneficios que le representaría. Para tener un conocimiento general de todo lo que involucra ser un agente del Mercado Eléctrico Mayorista, se realiza una descripción de todas las obligaciones que deberá cumplir.

Se realiza una descripción de los requisitos de carácter técnico y operativo que necesitan la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q) para ser calificada como Gran Consumidor, y el procedimiento para su registro ante el CONELEC.

También se da a conocer las características concernientes al mercado de contratos, los contratos a plazo sus ventajas y desventajas en el que participaría la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, además se describe el mercado ocasional, que es una opción para comprar o vender energía.

Posteriormente se analiza, la diferencia económica que existe entre comprar a la Empresa Eléctrica Quito o realizar contratos para comprar la energía en MEM, y así ver si es factible la inversión que hay que realizar en la compra de los equipos de medición.

Finalmente se elaboran las conclusiones respectivas y se proponen las recomendaciones pertinentes.

# ÍNDICE

# PÁGINA

<b>CAPITULO I</b>	<b>OBJETIVO Y ALCANCE</b>	<b>1</b>
1.1	<b>OBJETIVO.</b>	<b>1</b>
1.2	<b>ALCANCE.</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO II</b>	<b>GRANDES CONSUMIDORES.</b>	<b>3</b>
2.1	<b>GRANDES CONSUMIDORES.</b>	<b>3</b>
2.2	<b>REQUISITOS BASICOS DEL MERCADO ELECTRICO PARA LA CALIFICACION DE GRANDES CONSUMIDORES EN EL MEM.</b>	<b>3</b>
2.2.1	<b>REGLAMENTACIONES.</b>	<b>4</b>
2.2.1.1	<b>Requisitos para la Calificación como un Gran Consumidor.</b>	<b>4</b>
2.2.2	<b>INFORMATIVOS</b>	<b>6</b>
2.2.2.1	<b>Información sobre las demandas.</b>	<b>8</b>
2.2.2.1.1	<i>Determinación de la Demanda.</i>	<i>9</i>
2.3	<b>SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.</b>	<b>10</b>
2.3.1	<b>CERTIFICACIONES PREVIAS A LA PRESENTACION DE LA SOLICITUD.</b>	<b>11</b>
2.4	<b>INCORPORACION DE LA EMAAP-Q COMO AGENTE DEL MEM.</b>	<b>13</b>
2.5	<b>DESVINCLACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES COMO AGENTES DEL MEM.</b>	<b>14</b>
2.6	<b>PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN TECNICA DE UN GRAN CONSUMIDOR DENTRO DEL MEM.</b>	<b>15</b>
2.6.1	<b>NORMAS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y CONFIABILIDAD.</b>	<b>16</b>
2.6.1.1	<b>Parámetros de Calidad y Seguridad.</b>	<b>18</b>
2.6.1.2	<b>Confiabilidad.</b>	<b>19</b>
2.6.1.2.1	<i>Criterios básicos de Confiabilidad.</i>	<i>19</i>
2.6.1.2.2	<i>Criterios de Confiabilidad para Condiciones Extremas.</i>	<i>20</i>
2.6.2	<b>ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA.</b>	<b>22</b>
2.7	<b>TRANSACCIONES COMERCIALES DE LOS GRANDES CONSUMIDORES DENTRO DEL MEM.</b>	<b>23</b>
2.7.1	<b>INFORMACIÓN COMERCIAL PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL MEM.</b>	<b>24</b>
2.7.1.1	<b>Información Estacional.</b>	<b>25</b>
2.7.1.2	<b>Información Semanal.</b>	<b>25</b>
2.7.1.3	<b>Información Diaria.</b>	<b>25</b>
2.7.2	<b>CODIFICACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES COMO AGENTES DEL MEM.</b>	<b>25</b>
2.7.2.1	<b>Consideraciones Generales para la Codificación.</b>	<b>26</b>
2.7.2.1.1	<i>Codificación de los Grandes Consumidores.</i>	<i>27</i>
2.7.2.1.2	<i>Codificación de la Exportación (Gran Consumidor).</i>	<i>28</i>
2.7.2.1.3	<i>Codificación de la ubicación de los nodos de Intercambio y de los de Interconexión.</i>	<i>28</i>
2.7.2.1.4	<i>Subestaciones de Transformación.</i>	<i>28</i>
2.7.2.1.5	<i>Posición en la Subestación.</i>	<i>29</i>



2.7.3	<b>RELACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES CON LAS INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO.</b>	<b>30</b>
2.7.4	<b>ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO.</b>	<b>31</b>
2.7.5	<b>SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL</b>	<b>33</b>
2.7.5.1	<b>Equipamiento primario.</b>	<b>34</b>
2.7.5.1.1	<i>Características generales del equipo primario.</i>	<i>34</i>
2.7.5.2	<b>Medidores - Registradores.</b>	<b>36</b>
2.7.5.3	<b>Sistemas de Comunicación.</b>	<b>39</b>
2.7.5.4	<b>Recolección y Transmisión de datos.</b>	<b>39</b>
<b>CAPITULO III</b>	<b>MERCADO DE CONTRATOS Y TANSACCIONES COMERCIALES.</b>	<b>40</b>
3.1	<b>DEFINICION</b>	<b>40</b>
3.1.1	<b>ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS.</b>	<b>40</b>
3.1.2	<b>REGULACIÓN DE LOS CONTRATOS.</b>	<b>41</b>
3.1.3	<b>VINCULACIÓN CON EL MEM.</b>	<b>42</b>
3.1.4	<b>LOS CONTRATOS A PLAZO.</b>	<b>44</b>
3.1.4.1	<b>Potencia contratada como reserva.</b>	<b>46</b>
3.1.4.2	<b>Energía a contratar.</b>	<b>47</b>
3.1.4.3	<b>Curva de carga representativa.</b>	<b>48</b>
3.1.4.4	<b>Factor de potencia.</b>	<b>49</b>
3.1.4.5	<b>Calidad del servicio.</b>	<b>50</b>
3.1.4.6	<b>Tiempo y condiciones de entrega.</b>	<b>51</b>
3.1.4.7	<b>Garantías y condiciones de pago.</b>	<b>51</b>
3.1.4.8	<b>Penalizaciones por incumplimientos.</b>	<b>52</b>
3.1.4.9	<b>Duración de un contrato.</b>	<b>52</b>
3.1.4.10	<b>Ubicación de la transacción.</b>	<b>53</b>
3.1.4.11	<b>Vigencia de un contrato.</b>	<b>53</b>
3.1.4.12	<b>Restricciones de los contratos.</b>	<b>53</b>
3.1.5	<b>VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TENER UN CONTRATO.</b>	<b>54</b>
3.1.5.1	<b>Ventajas.</b>	<b>54</b>
3.1.5.2	<b>Desventajas.</b>	<b>55</b>
3.2	<b>CARACTERISTICAS DE MERCADO OCACIONAL</b>	<b>56</b>
3.2.1	<b>FACTOR DE NODO.</b>	<b>57</b>
3.2.2	<b>BARRA DE MERCADO.</b>	<b>59</b>
3.2.3	<b>PRECIO DE MERCADO.</b>	<b>59</b>
3.2.4	<b>PRECIO NODAL DE LA ENERGIA.</b>	<b>61</b>
3.2.5	<b>LIQUIDACION Y FACTURACION.</b>	<b>62</b>
3.3	<b>CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO.</b>	<b>64</b>
3.3.1	<b>ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DEL GENERADOR.</b>	<b>64</b>
3.3.2	<b>ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DE MERCADO.</b>	<b>65</b>
3.3.3	<b>ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR O GRAN CONSUMIDOR.</b>	<b>66</b>
3.4	<b>CONTRATOS TIPO</b>	<b>67</b>
3.4.1	<b>CON GENERADORES</b>	<b>67</b>

3.5.	<b>INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR.</b>	69
3.6	<b>RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>	69
3.7	<b>TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL.</b>	70
3.7.1	<b>FACTURACIÓN DE LAS OPERACIONES COMERCIALES EN EL MEM.</b>	72
3.7.1.1	<b>Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores.</b>	76
3.7.1.2	<b>Excedentes de Energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.</b>	77
3.7.1.3	<b>Cargo equivalente de potencia.</b>	78
3.7.1.3.1	<b><i>Cálculo del Cargo Equivalente de Potencia.</i></b>	80
3.7.1.3.2	<b><i>Cobro a los Distribuidores y Grandes Consumidores por Potencia Remunerable puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque – Parada.</i></b>	80
3.7.2	<b>PAGO DE LOS AGENTES AL TRANSMISOR POR LA TARIFA DE TRANSMISION.</b>	81
3.7.2.1	<b>Determinación de la potencia máxima no coincidente.</b>	81
3.7.2.2	<b>Determinación de los pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor.</b>	82
3.7.2.3	<b>Remuneración a la Tarifa de Transmisión.</b>	82
3.8	<b>CONTRASTOS A PLAZO.</b>	83
3.8.1	<b>FACTURACIÓN DE LAS OPERACIONES COMERCIALES EN EL MEM.</b>	84
3.9	<b>RESULTADOS DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.</b>	87
3.9.1	<b>EN EL MERCADO OCASIONAL</b>	87
3.9.2	<b>EN CONTRATOS A PLAZO.</b>	87
3.10	<b>DOCUMENTO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.</b>	87
3.10.1	<b>EN EL MERCADO OCASIONAL.</b>	88
3.10.2	<b>EN CONTRATOS A PLAZO.</b>	88
3.11	<b>OBSERVACIONES AL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES.</b>	89
<b>CAPITULO IV</b>	<b>ABASTECIMIENTO DE LA ENERGIA ELECTRICA A LA EMAAP-Q.</b>	91
4.1	<b>CONDICIONES ACTUALES DEL ABASTECIMIENTO DE LA ENERGIA ELECTRICA A LA EMAAP-Q.</b>	91
4.1.1	<b>FACTORES FAVORABLES.</b>	91
4.1.2	<b>FACTORES ADVERSOS.</b>	92
4.2	<b>TARIFAS Y PEAJES DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA.</b>	92
4.3	<b>ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA EMAAP-Q.</b>	94
4.3.1	<b>ALTERNATIVA No 1.</b>	94
4.3.2	<b>ALTERNATIVA No 2.</b>	96
4.3.3	<b>ALTERNATIVA No 3.</b>	98
4.2.5	<b>ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO.</b>	99
4.4	<b>ANALISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ANUAL DE LA EMAAP-Q.</b>	100
4.5	<b>CARGOS ABONADOS POR UN GRAN CONSUMIDOR.</b>	101

<b>CAPITULO V</b>	<b>FACITIBILIDAD TECNICA.</b>	<b>108</b>
5.1	<b>PRECIO DE LA ENERGÍA COMPRADA MEDIANTE CONTRATOS A PLAZO POR LOS GRANDES CONSUMIDORES.</b>	<b>108</b>
5.1.1	<b>COTRATOS PAGUE LO CONTRATADO.</b>	<b>108</b>
5.1.2	<b>COTRATOS PAGUE LO DEMANDADO.</b>	<b>109</b>
5.2	<b>ESCENARIO PARA DETERMINAR HASTA QUE VALOR ES CONVENIENTE UN PPA.</b>	<b>112</b>
5.3	<b>FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.</b>	<b>114</b>
5.3.1	<b>COMPRAR LA ENERGIA EN EL MERCADO OCACIONAL.</b>	<b>114</b>
5.3.2	<b>COMPRAR LA ENERGÍA SUS PROPIAS CENTRALES DE GENERACIÓN.</b>	<b>114</b>
5.3.3	<b>COMPRAR LA ENERGÍA CON CONTRATO A PLAZOS.</b>	<b>117</b>
5.4	<b>PRECIO DE LA ENERGÍA AL QUE VENDE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO.</b>	<b>117</b>
5.5	<b>PRECIO DE LA ENERGÍA AL CUAL COMPRA LA EMPRESA DE ALCANTARILLADO Y AGUA POTABLE DE QUITO.</b>	<b>118</b>
5.6	<b>ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA INGRESAR AL MEM COMO UN GRAN CONSUMIDOR.</b>	<b>119</b>
5.6.1	<b>PRIMERA ALTERNATIVA.</b>	<b>120</b>
5.6.2	<b>SEGUNDA ALTERNATIVA.</b>	<b>121</b>
5.6.3	<b>TERCERA ALTERNATIVA.</b>	<b>123</b>
5.7	<b>FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA ABASTECER EL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA CON NUEVOS NIVELES DE VOLTAJE</b>	<b>125</b>
<b>CAPITULO VI</b>	<b>FACTIBILIDAD ECONOMICA</b>	<b>127</b>
6.1	<b>COSTO DEL EQUIPO DE MEDICION.</b>	<b>127</b>
6.2	<b>EVALUACION FINANCIERA.</b>	<b>128</b>
6.2.1	<b>EL VALOR PRESENTE NETO (VPN))</b>	<b>129</b>
6.2.2	<b>LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).</b>	<b>129</b>
6.2.3	<b>RELACION BENEFICIO-COSTO (RBC).</b>	<b>129</b>
6.2.4	<b>ANALISIS ECONOMICO PARA OBTENER LA MEJOR ALTERNATIVA.</b>	<b>130</b>
6.2.4.1	<b>Análisis de alternativas mediante indicadores financieros.</b>	<b>131</b>
6.2.5.1.1	<i>Primera alternativa.</i>	<b>131</b>
6.2.5.1.2	<i>Segunda alternativa.</i>	<b>133</b>
6.2.5.1.3	<i>Tercera alternativa.</i>	<b>135</b>
6.2.5	<b>ALTERNATIVA MÁS FACTIBLE.</b>	<b>137</b>
6.2.6	<b>ANALISIS ECONOMICO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA EMAAP-Q.</b>	<b>138</b>
6.2.6.1	<b>Alternativa de abastecimiento a un nivel de voltaje de 46kV</b>	<b>139</b>
6.2.6.2	<b>Abastecimiento del mismo nivel de voltaje con la construcción de nuevos alimentadores que serán propiedad de la EMAAP-Q.</b>	<b>142</b>
6.2.6.3	<b>Conservar el modelo anterior de abastecimiento y pagar los peajes por la utilización del sistema de distribución de la EEQ.</b>	<b>145</b>
6.3	<b>ALTERNATIVA MAS CONVENIENTE</b>	<b>145</b>

<b>6.4</b>	<b>CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.</b>	<b>146</b>
<b>CAPITULO VII</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>148</b>
<b>7.1</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>148</b>
<b>7.2</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>150</b>

## **TABLAS**

<b>Tabla 2.1</b>	<b>Requisitos mínimos de Demanda mensual de Potencia y Consumo anual de Energía.</b>	<b>5</b>
<b>Tabla 3.1</b>	<b>Detalle horario de energía en contratos.</b>	<b>68</b>
<b>Tabla 3.2</b>	<b>Cargos Equivalentes de Potencia CEP.</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 4.1</b>	<b>Costo de los peajes en US\$/kW-mes</b>	<b>94</b>
<b>Tabla 4.2</b>	<b>Costo de la construcción de una línea de subtransmisión.</b>	<b>96</b>
<b>Tabla 4.3</b>	<b>Costo de la construcción de un alimentador de distribución.</b>	<b>97</b>
<b>Tabla 4.4</b>	<b>Costo de la inversión al instalar equipo de medición en los 261 puntos.</b>	<b>100</b>
<b>Tabla 5.1</b>	<b>Precios marginales medios mensuales de la energía según proyecciones del CENACE.</b>	<b>111</b>
<b>Tabla 5.2</b>	<b>Escenario para determinar hasta que valor es conveniente un PPA</b>	<b>113</b>
<b>Tabla 5.3</b>	<b>Energía Hidroeléctrica disponible del S.N.I.</b>	<b>116</b>
<b>Tabla 5.4</b>	<b>Características de la demanda y precios medios de las empresas distribuidoras en el año 2003.</b>	<b>118</b>
<b>Tabla 5.5</b>	<b>Costo promedio de la energía eléctrica a al cual compra la EMAAP-Q.</b>	<b>119</b>
<b>Tabla 5.6</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en EEQ alternativa No. 1.</b>	<b>120</b>
<b>Tabla 5.7</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en el MEM por contratos.</b>	<b>121</b>
<b>Tabla 5.8</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en EEQ alternativa No. 2.</b>	<b>122</b>
<b>Tabla 5.9</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en el MEM por contratos.</b>	<b>123</b>
<b>Tabla 5.10</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en EEQ alternativa No. 3.</b>	<b>124</b>
<b>Tabla 5.11</b>	<b>Facturación del consumo de energía eléctrica en el MEM por contratos.</b>	<b>125</b>
<b>Tabla 6.1</b>	<b>Cotización del equipo de medición.</b>	<b>127</b>
<b>Tabla 6.2</b>	<b>Costo de la energía eléctrica en las tres alternativas.</b>	<b>130</b>
<b>Tabla 6.3</b>	<b>Costo de la inversión en el equipo de medición para las tres alternativas.</b>	<b>131</b>
<b>Tabla 6.4</b>	<b>Flujo de fondos de la primera alternativa.</b>	<b>132</b>
<b>Tabla 6.5</b>	<b>Análisis de sensibilidad del interés.</b>	<b>133</b>
<b>Tabla 6.6</b>	<b>Flujo de fondos de la segunda alternativa.</b>	<b>133</b>
<b>Tabla 6.7</b>	<b>Análisis de sensibilidad del interés.</b>	<b>134</b>
<b>Tabla 6.8</b>	<b>Flujo de fondos de la tercera alternativa.</b>	<b>135</b>
<b>Tabla 6.9</b>	<b>Análisis de sensibilidad del interés.</b>	<b>136</b>
<b>Tabla 6.10</b>	<b>Análisis de sensibilidad al incremento del costo del equipo</b>	<b>137</b>
<b>Tabla 6.11</b>	<b>Precio de transformadores proporcionado por ECUTRAN S.A.</b>	<b>139</b>
<b>Tabla 6.12</b>	<b>Costo de las líneas de subtransmisión y del transformador</b>	<b>139</b>
<b>Tabla 6.13</b>	<b>Flujo de fondos para un nivel de voltaje de 46kV.</b>	<b>140</b>
<b>Tabla 6.14</b>	<b>Análisis de sensibilidad del interés para la construcción del abastecimiento de voltaje a 46kV.</b>	<b>141</b>
<b>Tabla 6.15</b>	<b>Costo de la inversión por alimentador</b>	<b>143</b>

<b>Tabla 6.16</b>	Flujo de fondos para los alimentadores.	<b>144</b>
<b>Tabla 6.17</b>	Análisis de sensibilidad del interés para la construcción de los alimentadores.	<b>145</b>
<b>Tabla 6.18</b>	Cronograma de actividades.	<b>146</b>

## **GRÁFICOS.**

<b>Figura 2.1</b>	Alternativas de abastecimiento	<b>33</b>
<b>Figura 4.1</b>	Alternativa de abastecimiento No. 1	<b>95</b>
<b>Figura 4.2</b>	Alternativa de abastecimiento No. 2	<b>97</b>
<b>Figura 4.3</b>	Alternativa de abastecimiento No. 3	<b>98</b>
<b>Figura 4.4</b>	Flujo de fondos para la recuperación del capital.	<b>100</b>
<b>Figura 4.5</b>	Cargos abonados por acreedores y deudores.	<b>104</b>
<b>Figura 5.1</b>	Precios medios del kWh para generadores.	<b>111</b>
<b>Figura 6.1</b>	Recuperación de capital primera alternativa.	<b>132</b>
<b>Figura 6.2</b>	Recuperación de capital segunda alternativa.	<b>134</b>
<b>Figura 6.3</b>	Recuperación de capital tercera alternativa.	<b>136</b>
<b>Figura 6.4</b>	Flujo de fondos para un nivel de voltaje de 46kV.	<b>141</b>
<b>Figura 6.5</b>	Flujo de fondos para los alimentadores.	<b>144</b>
<b>Figura 6.6</b>	Grafico de Gantt del cronograma de actividades.	<b>147</b>

## **BIBLIOGRAFIA**

## **ANEXOS**

# CAPITULO I

## OBJETIVO Y ALCANCE

### 1.1 OBJETIVO.

- El aspecto técnico de este trabajo es investigar, si existe la factibilidad de que la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q), este en capacidad de formar parte del MEM como un Gran Consumidor, además se analiza para esto aspectos de tipo técnico – económico, que permita verificar los beneficios de manera eficiente, confiable y económica para la EMAAP-Q.
- Realizar el estudio de las disposiciones legales reglamentarias y regulatorias y de los requisitos técnicos, para establecer la factibilidad de que la EMAAP-Q, pueda ser calificado como Gran Consumidor.

### 1.2 ALCANCE.

En este estudio se establecerán los requerimientos técnicos y legales para calificar como Gran Consumidor a la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito. Se pretende definir lo correcto:

- Los requerimientos básicos que necesita la EMAAP-Q para la habilitación como Gran Consumidor del MEM.
- Solicitud de ingreso al MEM.
- Características de su Demanda (potencia y Energía).

- Condiciones actuales del abastecimiento, aspectos favorables y factores adversos.
  
- Otras alternativas de abastecimiento desde el punto de alimentación de la red eléctrica y de la transacción comercial, ventajas y desventajas.
  
- Forma de facturación de un Gran Consumidor.
  
- Peajes de transmisión y de distribución.
  
- Beneficios técnicos y económicos de la EMAAP-Q.

## **CAPITULO II**

### **GRANDES CONSUMIDORES**

En este capítulo se establece los requisitos de carácter técnico y operativo que necesitan la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q) para ser calificada como Gran Consumidor.

#### **2.1 GRANDES CONSUMIDORES.**

La Ley de Régimen del sector eléctrico aprobada en octubre de 1996, dispone un mecanismo de coordinación y competitividad del sector eléctrico ecuatoriano, en el cual se establece un mercado mayorista para mantener el interés de inversionistas nacionales y extranjeros, reduciendo los costos y preservando la confiabilidad del suministro.

El marco regulatorio, a partir del cual se desenvuelve el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, establece las bases para el desarrollo y la organización de la industria en donde los Grandes Consumidores son considerados como agentes de mercado, con posibilidad de realizar transacciones técnico – comerciales en el MEM.

#### **2.2 REQUISITOS BASICOS DEL MERCADO ELECTRICO PARA LA CALIFICACION DE GRANDES CONSUMIDORES EN EL MEM.**

A partir de la aprobación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en Octubre de 1996, sus decretos y resoluciones reglamentarias, se define dentro de un marco regulatorio a los generadores, distribuidores y Grandes Consumidores como agentes actuantes dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

La nueva Ley Eléctrica distingue un marco competitivo a través de un mercado ocasional y uno de contratos a plazo en el MEM, para los Grandes Consumidores



tratan de obtener mejores condiciones con los distribuidores o en contratos con generadores, bajo determinadas condiciones que beneficie a ambas partes.

### **2.2.1 REGLAMENTACIONES.**

Que el Artículo 52 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que en el reglamento respectivo se determinará a quien se considera Gran Consumidor, de acuerdo a los módulos de potencia y energía y demás parámetros que lo caracterizarán<sup>(1)</sup>.

Adicionalmente de conformidad con el del Reglamento Sustitutivo de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Art. 77), el Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (Art. 5 – literal a y d) y el Reglamento de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado (Art. 22), dispone que será el CONELEC quien defina periódicamente el valor de la demanda, los límites de energía consumida, los procedimientos de registros que deberán cumplirse como agentes de mercado y las obligaciones que caractericen a los Grandes Consumidores, los mismos que tienen la facultad de hacer uso del nuevo esquema de mercado, otorgándoles el derecho de firmar contratos a plazo y en forma ocasional para la compra de energía en el Mercado.

#### **2.2.1.1 Requisitos para la Calificación como un Gran Consumidor.**

Para no limitar el acceso de todas las empresas que puedan cumplir con lo especificado en la reglamentación y considerando que los plazos, periodos y requerimientos establecidos en esta regulación eran demasiado extensos y de acuerdo a un análisis el CONELEC como ente regulador, decide sustituir la regulación existente, por la Regulación No. CONELEC – 008/02, que básicamente plantea que los usuarios del servicio eléctrico, para ser calificados como Grandes Consumidores y ejercer sus derechos y cumplir con sus obligaciones como tales, deben sujetarse a lo siguiente:

---

<sup>(1)</sup> Factor de potencia, niveles de voltaje, etc.

- a. Ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que en sus instalaciones utilicen la energía para la elaboración y/o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial. Las instalaciones podrán estar concentradas en un solo sitio, o en varios sitios pertenecientes al área de concesión de una misma Distribuidora.
- b. Tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial que cumpla con la Regulación vigente sobre la materia. Los sistemas de medición y de comunicación podrán ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio.
- c. En el caso de que el equipo de medición se instale en el lado secundario del sistema de transformación del usuario, las pérdidas internas de los transformadores utilizados exclusivamente para su abastecimiento de energía, deberán incluirse en los consumos de energía, utilizando el equipamiento y una metodología de cálculo que deberá ser aprobada y certificada por el CENACE.
- d. Registrar valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (kW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, a aquellos valores que se indican en la siguiente Tabla 2.1.

<b>PERIODO DE RESENTACION DE LA SOLICITUD</b>	<b>DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)</b>	<b>CONSUMO ANUAL (MWh)</b>
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Tabla 2.1 Requisitos mínimos de Demanda mensual de Potencia y Consumo anual de Energía.

- e. Estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC [11].

Al presentar menores requerimientos de demanda mensual de Potencia y consumo anual de Energía, se facilita la posibilidad para que nuevas industrias y empresas realicen estudios técnicos para verificar si es factible formar parte del grupo de Grandes Consumidores y ser un agente más del Mercado Eléctrico Mayorista.

Una vez que el interesado cuente con la calificación como Gran Consumidor, para mantener la calidad de tal, deberá actualizar la solicitud cada 2 años.

La certificación de cumplimiento de los pagos por consumo de energía la solicitará al CENACE, en el caso de las transacciones en el mercado ocasional, o al Generador o Distribuidor en casos de contratos a plazo.

### **2.2.2 INFORMATIVOS**

El Gran Consumidor podrá comprar la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, en condiciones de libre negociación, siendo responsabilidad de estos, entregar la información necesaria, al CENACE, al CONELEC, y a Transeléctric, de conformidad con los requisitos establecidos en los procedimientos, para su correcto funcionamiento como agentes de mercado.

Los Grandes Consumidores emitirán toda la información necesaria, al CENACE, con el propósito de que realice todas las actividades, atribuciones y responsabilidades establecidas por la Ley y asignadas por el CONELEC.

La información suministrada, será utilizada y validada por el CENACE, mediante mecanismos técnicos definidos por la corporación, los cuales permitirán establecer una base de datos y varios procedimientos confiables, sujetos a auditorias, que garantizan las decisiones tomadas, dentro del ámbito de transparencia del MEM.

La base de datos debe detallar información estacional, semanal y diaria la misma que contara de la siguiente forma:

- La curva de carga horaria a abastecer, con valores de la energía a consumir en cada uno de los días típicos del mes (laborables, sábados, domingo y feriado).
- Requerimientos Máximos y mínimos de demanda y su proyección para todo el año de operación.
- Estudios de la topología de la red si se proveen o existen cambios en los puntos de intercambio declarados con el MEM.
- El sistema de medición comercial, en donde se especificara el cumplimiento de las normas establecidas, detallando las características técnicas y las pruebas efectuadas sobre los medidores.
- Reporte técnico que detalle los cambios o modificaciones que afectare el correcto funcionamiento del sistema de medición comercial.
- Valores de su consumo medidos y registrados de acuerdo a los procedimientos definidos para el sistema de medición comercial.
- Los puntos de interconexión con el MEM, detallando: Tensión de las instalaciones y empresas titulares de las mismas.
- Los mantenimientos en la red, la misma que le permitirá acceder al MEM en una forma independiente<sup>(2)</sup>.
- El factor de potencia medido o estimado en el punto de interconexión.
- Los motivos para el no cumplimiento con el factor de potencia requerido en los puntos de interconexión con el sistema.
- Características del equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva.
- Diariamente deberá hacer llegar al CENACE la información de energía activa recibida hora a hora en el día anterior en cada punto de entrega y por medio del sistema de medición comercial.

---

<sup>(2)</sup> La construcción de una línea de interconexión manejada y operada por el gran Consumidor, le permite a este acceder al MEM de una forma independiente.

- Coordinación de protecciones.
- Medir y controlar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Fijar políticas para la comercialización de la energía.
- Adicionalmente se informara al CENACE la existencia de medición de respaldo, la cual será utilizada en caso de que la cadena de medición principal falle.

Los Grandes Consumidores, de acuerdo a la Ley y los Reglamentos, pueden hacer uso de sus derechos para contratar el abastecimiento de energía, mediante la formulación de un contrato a plazo, el mismo que debe de ser de conocimiento público. La información requerida para su administración en el MEM, se entregara al CENACE.

#### **2.2.2.1 Información sobre las demandas.**

El CENACE requerirá de cada Empresa Distribuidora y cada Gran Consumidor, las proyecciones de demanda para los próximos tres (3) años, con una proyección en mayor detalle para el primer año, con un nivel de desagregación por nodos o barras.

La entrega de esta información la efectuarán las empresas distribuidoras y los grandes consumidores, trimestralmente, en concordancia con las actualizaciones de la Planificación Operativa Energética.

Las empresas que tengan compromisos de compra y venta de energía al nivel internacional, deberán suministrar la información relacionada con las proyecciones de energía a importar o exportar en volúmenes, precios y períodos de intercambio.

Al CONELEC, se presentaran todos los datos que requiera para la organización del mercado, como son requerimientos técnicos y operativos, además las siguientes especificaciones propias de cada empresa:

- Razón social de la empresa.
- Domicilio legal de la empresa.
- Domicilios o puntos de los suministros solicitados.
- Actividad principal de la empresa.
- Energía contratada y el agente generador con quien realizo el contrato.
- Declaración de no adeudar a la empresa distribuidora que actúa sobre su área de concesión.
- Acuerdos y responsabilidades para el transporte de la energía eléctrica.

#### *2.2.2.1.1 Determinación de la Demanda.*

Para determinar la demanda, los distribuidores, grandes consumidores, así como los exportadores e importadores, deben enviar la siguiente información:

##### Demanda de los Distribuidores.

Los Distribuidores deben presentar sus demandas de potencia indicando:

- Proyección semanal de la demanda con resolución horaria en cada barra de recepción de las empresas distribuidoras.
- Requerimientos de generación forzada por seguridad de área, restricciones eléctricas o soporte de reactivos.

### Demanda de los Grandes Consumidores.

Los Grandes Consumidores deben presentar sus demandas de potencia indicando la proyección semanal de la demanda con resolución horaria en cada barra de recepción.

### Interconexiones Internacionales.

Programa semanal con resolución horaria de potencia importada o exportada.

## **2.3 DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO SOLICITUD MAYORISTA.**

Toda empresa para actuar como un Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debe presentar una solicitud al CONELEC para la calificación como Gran Consumidor, se deberá adjuntar, a más de la información que demuestre el cumplimiento de los requisitos que constan en el punto 2.2.

- El nombre y dirección de la empresa solicitante y copia del poder de quien la represente.
- El diagrama unifilar de su sistema que tenga la firma de responsabilidad de un profesional en ingeniería eléctrica (en impreso y medio magnético).
- Los puntos de interconexión con el MEM.
- La fecha de solicitud de ingreso como agente del MEM.
- Después de presentar la solicitud, se agregaran los acuerdos para el uso de la función técnica de transporte de energía eléctrica.

El agente del MEM que requiera el acceso, a la capacidad de transporte existente o remanente del sistema de un distribuidor, deberá solicitar tal servicio al distribuidor al cual se halle vinculado, presentando su solicitud con los datos técnicos necesarios que permitan su evaluación.

Las condiciones económicas bajo las cuales se llevará a cabo la prestación de tal servicio serán establecidas de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Tarifas y en el presente reglamento.

El acuerdo entre el usuario del servicio público de transporte y el distribuidor prestador de dicho servicio, referido en el presente reglamento, deberá alcanzarse dentro de un plazo máximo de treinta (30) días.

La calidad del servicio, que corresponde a un usuario del servicio público de transporte conectado al MEM mediante la red de un distribuidor, no podrá ser inferior a aquella con que éste presta el servicio público de energía eléctrica a sus consumidores finales con características similares o asimilables al usuario referido, siendo de aplicación lo que se establece al respecto en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y en las regulaciones aplicables.

Lo indicado en el párrafo anterior será de aplicación exclusiva para aquellas faltas de calidad originadas en el sistema o red del distribuidor, no correspondiendo responsabilizar a éste por faltas de calidad originadas en el SNT, en la oferta de energía eléctrica, o en otros sistemas propiedad de terceros.

### **2.3.1 CERTIFICACIONES PREVIAS A LA PRESENTACION DE LA SOLICITUD.**

Deberán tener la debida certificación, de la información relacionada con el sistema de medición, la demanda, el consumo y el saneamiento de las deudas pendientes por parte de la empresa que le hubiere suministrado el servicio. Si el equipo de medición estuviera ubicado en instalaciones de otros Agentes del MEM (Generadores o Transmisor) o pertenezcan al CENACE, la certificación será dada por el Transmisor, Generador o CENACE, según sea el caso.

- La certificación por parte de la empresa deberá ser emitida en un plazo máximo de 15 días, a partir de la presentación del requerimiento por parte del interesado. En el caso de que la empresa suministradora no



emita las certificaciones en el plazo antes señalado, se entenderá que el solicitante cumple con los requisitos necesarios para su calificación como Gran Consumidor, bajo la exclusiva responsabilidad de la empresa suministradora del servicio.

- La certificación, relacionada con el saneamiento de las deudas pendientes, debe ser actualizada, a la fecha previa a la extensión de la calificación, o a solicitud del CONELEC.
- Para el caso de empresas que cambien su personería jurídica, o que sean administradas u operadas temporalmente, la certificación de no mantener deudas pendientes con la empresa distribuidora deberá solicitarse tanto a la empresa original como a la administradora u operadora [11].

De no cumplir la empresa solicitante con alguno de los requisitos establecidos el CONELEC rechazara el pedido y en caso de que la presentación no contenga la totalidad de la información solicitada, los plazos para su habilitación quedaran suspendidas hasta que cumpla con todos los requisitos.

El Gran Consumidor al ser considerado como Agente del MEM podrá presentar una impugnación debidamente fundamentada al rechazo dado a la solicitud de ingreso, dentro de un plazo establecido y determinado por el CONELEC (10 días). Transcurrido este plazo, si no se han presentado las objeciones, se considera aceptada la negativa por parte del Gran Consumidor.

Si al contrario, el CONELEC no tuviera ninguna objeción a la solicitud presentada expedirá la habilitación requerida para el ingreso al MEM.

De no expedir el CONELEC la habilitación en forma expresa, dentro de los plazos indicados, el solicitante entenderá como concedida. Para tal efecto, se procederá a comunicar por escrito a dicho organismo.

## **2.4 INCORPORACION DE LA EMAAP-Q COMO AGENTE DEL MEM.**

Se considerara que la EMMAP-Q, es un nuevo agente Gran Consumidor y que queda incorporado al MEM, a partir de la fecha indicada por la regulación que expida el CONELEC, según la categoría del agente. Se recomienda que la fecha de incorporación sea la misma en la que se consigna la habilitación solicitada por la EMMAP-Q, que va a ser considerada como gran consumidor.

Cuando se trate de agentes que para su incorporación al MEM deban cumplir con los requisitos de conexión al Sistema de Transporte y/o administración en el MEM, será la corporación CENACE la encargada de informar al CONELEC la fecha de incorporación del agente al mercado.

Las condiciones para el acceso y conexión de un agente del MEM a la capacidad existente o remanente del sistema de un distribuidor deberán convenirse entre las partes mediante un contrato de conexión, el mismo que se sujetará, en lo que corresponda, a lo indicado en el presente reglamento [12].

Adicionalmente, tal contrato deberá contemplar las siguientes condiciones:

- a) La prioridad a conceder a un usuario del servicio público de transporte de energía eléctrica en el uso de instalaciones de un distribuidor será igual a la que corresponde al abastecimiento de los consumidores propios de éste o de otros usuarios de dicho servicio en su red.
- b) Existe obligación por parte del distribuidor de expandir sus instalaciones para prestar al usuario el servicio público de transporte de energía eléctrica, con idéntico carácter a la expansión debida a la atención de sus propios consumidores, en los términos de los artículos 27 y 28 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Si, conforme a lo anterior, no hubiese objeción u oposición alguna, se decretara la incorporación al MEM del nuevo agente Gran Consumidor.

## **2.5 DESVINCULACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES COMO AGENTES DEL MEM.**

Todo agente Gran Consumidor, que no preste un servicio publico de Electricidad, que pretenda suspender total o parcialmente su actuación dentro del MEM, deberá comunicar tal decisión en forma escrita a la Corporación CENACE, con anterioridad, de tal forma que permita la realización de los trámites respectivos.

Para un Gran Consumidor, se podría definir como fecha mínima requerida para la desvinculación del MEM un mes, tiempo que se puede considerar suficiente, para realizar los tramites de desvinculación respectiva.

La Corporación CENACE será la encargada de informar al CONELEC las desvinculaciones que se produzcan en el mercado, y las razones y justificaciones de tales desvinculaciones.

Para un Gran Consumidor con un contrato a plazo, se considera automáticamente como fecha de desvinculación del mercado, aquella en la cual finalice el contrato que permitió su incorporación como agente del mercado, salvo que presente la corporación CENACE la declaración juramentada de haber firmado otro contrato de abastecimiento. El Gran Consumidor que sea desvinculado del MEM, podrá solicitar su reingreso, cumpliendo la normativa vigente para un nuevo agente.

El CONELEC después de recibir del CENACE la notificación de la desvinculación de un Gran Consumidor, aprobara tal decisión y la devolverá indicando la fecha a partir de la cual se produce el retiro, para que sea notificada al ex – agente, al transportista o al prestador de la Función Técnica de Transporte al que se encuentre conectado el mismo y a los demás agentes.

El CONELEC deberá emitir una regulación que defina las circunstancias en las cuales se desenvolverá el agente Gran Consumidor que solicite voluntariamente la desvinculación del MEM. Todo agente que solicite voluntariamente la desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta que pasen por lo menos 12 meses.

La Corporación CENACE, o cualquier agente de MEM, que verifique que algún agente de dicho mercado no cumpla con los compromisos asumidos o los requisitos establecidos para su desenvolvimiento dentro del mercado, deberá notificar al CONELEC, organismo que considerará como falta grave, falseamiento de los datos que no son consignados por el solicitante, para la correcta operación y administración del MEM.

El agente desvinculado por causa de la falsificación de documentos, no podrá ingresar al MEM hasta pasados por lo menos 24 meses.

## **2.6 PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN TÉCNICA DE UN GRAN CONSUMIDOR DENTRO DEL MEM.**

Los Grandes Consumidores que actúen como agentes de mercado, deben ajustarse a los requerimientos que el CENACE disponga para la planificación operativa, basándose en lineamientos de calidad, seguridad y confiabilidad, tanto de su propio sistema, como de todo el SNI.

El CENACE deberá producir un informe con los resultados obtenidos de la Planificación Operativa Energética, el cual será enviado a los agentes del MEM. El informe incluirá los siguientes tópicos:

- Datos e hipótesis consideradas.
- Los precios referenciales esperados de generación en barra de mercado estabilizado estacionalmente por banda horaria.
- El valor esperado del agua.

- Disponibilidad de las centrales de generación.
- Programa de mantenimientos.
- Generación prevista por planta hidroeléctrica y por unidad termoeléctrica, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Intercambios previstos con otros países, si los hubiere.
- Previsión de la evolución de los niveles de los embalses y de vertimientos, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Valor esperado de restricciones al suministro.
- Y otros que se consideren necesarios, a fin de que los agentes tengan la información sobre el posible comportamiento futuro del mercado.

El CENACE requerirá de cada Empresa Distribuidora y cada Gran Consumidor, las proyecciones de demanda para los próximos tres (3) años, con una proyección en mayor detalle para el primer año, con un nivel de desagregación por nodos o barras.

La entrega de esta información la efectuarán las empresas distribuidoras y los grandes consumidores, trimestralmente, en concordancia con las actualizaciones de la Planificación Operativa Energética [9].

Las empresas que tengan compromisos de compra y venta de energía al nivel internacional, deberán suministrar la información relacionada con las proyecciones de energía a importar o exportar en volúmenes, precios y períodos de intercambio.

#### **2.6.1 NORMAS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y CONFIABILIDAD.**

Los estudios de la red eléctrica del S.N.I. determinarán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El Planeamiento Eléctrico de la Operación incluirá al menos las siguientes tareas:

- Estudios eléctricos para validar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas determinados y declarados por TRANSELECTRIC o algún Agente del MEM, con la finalidad de asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema.
- Estudios que permitan asegurar la calidad de servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos en la reglamentación y regulaciones correspondientes con la determinación de márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Estudios eléctricos para la determinación de los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de voltaje.
- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
- Estudios de esquemas de alivio de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje.
- Estudios de esquemas de disparo automático de generación ante contingencias en el sistema de transmisión.

#### **2.6.1.1 Parámetros de Calidad y Seguridad.**

La operación del SNI deberá cumplir con los parámetros de calidad y seguridad establecidos en las Regulaciones correspondientes de acuerdo al estado en que se encuentre: condiciones de estado estacionario, estado transitorio y estado dinámico.

**Voltaje:** Referente a los índices para el control de voltaje se observará lo establecido en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

**Generación de Potencia Reactiva:** Se observará lo indicado en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

**Cargabilidad:** La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.

En el Largo y Mediano Plazos no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria.

La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.

En el análisis de estado estacionario se consideran solo simples contingencias en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/138 kV o 230/69 kV.

**Armónicos:** Las formas de onda de voltaje y corriente con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirán los requisitos establecidos por la Norma ANSI/IEEE 519, mientras no exista Norma Técnica Nacional aplicable.

#### **2.6.1.2 Confiabilidad.**

Para la evaluación de la confiabilidad del SNI se hará en dos etapas. En la primera etapa se analizarán las contingencias bajo las cuales el sistema debe llegar a un nuevo punto de equilibrio. En la segunda etapa se analizarán contingencias extremas que aunque no sean muy probables pueden llevar a un colapso total o parcial del sistema.

##### *2.6.1.2.1 Criterios básicos de Confiabilidad.*

Para una operación confiable el SNI debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 kV. El SNI también debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El SNI debe permanecer estable ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga en su sistema.

##### *2.6.1.2.2 Criterios de Confiabilidad para Condiciones Extremas.*

La planificación de la operación en condiciones extremas reconoce que el SNI puede estar sujeto a eventos que exceden en severidad a los básicos que se consideran en la planificación y diseño. El objetivo de los análisis en condiciones



extremas es obtener una indicación del desempeño del sistema en estas condiciones y proponer las medidas para evitar el colapso total del SNI. Las condiciones extremas que se deben analizar son las siguientes:

- Pérdida de la central de generación de mayor capacidad que esté operando en el sistema.
- Pérdida de todas las líneas de transmisión que compartan la misma servidumbre.
- Falla u operación errada de las protecciones de líneas de transmisión que por su carga puedan tener un alto impacto en la estabilidad del SNI.

#### **2.6.2 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA.**

El estudio para la definición del esquema de alivio de carga para una determinada empresa, debe ser realizado por esta, en forma estacional y deberá ser enviada al CENACE, de acuerdo a los formatos establecidos, para que esta emita sus observaciones y comentarios.

Para el caso de los Grandes Consumidores, sería un poco problemático pero no imposible definir un esquema de alivio de carga propio, razón por la cual será recomendable que como la desconexión de carga es efectuada por áreas, y cada empresa distribuidora tiene asignado a su cargo un cierto porcentaje de desconexión, el Gran Consumidor este relacionado con el esquema de desconexión de la empresa distribuidora a la cual este relacionado geográficamente.

- A partir de los EAC obtenidos para el SNI, se recomienda el diseño e implantación de los EAC por los distribuidores y grandes consumidores del MEM.

- El manejo y distribución de la carga a desconectar serán efectuados por cada distribuidor y gran consumidor, de tal forma que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados.
- Cada distribuidor, dentro de su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en los diferentes pasos de desconexión de carga, excluyendo en lo posible a los grandes consumidores y/o cargas muy importantes, sin comprometer la seguridad del sistema.
- Cuando se vaya implementando el EAC, los distribuidores y grandes consumidores deberán informar al CENACE los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).
- El CENACE especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.
- El EAC se deberá determinar tanto para la estación de estiaje como para la estación, bajo condiciones de demandas punta, media y base, a partir despachos óptimos de generación que incluyan la reserva regulante.
- Los pasos de baja frecuencia del EAC deben tener iguales porcentajes de corte y tiempos de actuación para todos los distribuidores y grandes consumidores del MEM.

- Determinar la validez de la frecuencia umbral de 59.2 Hz para el primer paso de baja frecuencia.

Los Grados Consumidores que no cumplieran con la normativa vigente de estar comprendidos en el esquema de alivio de carga de la distribuidora, o no disponga de su propio esquema, tendrán un plazo definido por el CENACE y contado a partir de su incorporación al mercado, para implementar el mismo [9].

Es recomendable que la demanda del Gran Consumidor se encuentre dentro del esquema de alivio de carga de la empresa distribuidora, ya que se pueden presentar problemas por parte de la distribuidora, considerando casi imposible que la carga del Gran Consumidor no sea desconectada, si esta posee un esquema de alivio de carga propio. Dentro de esta propuesta, los incumplimientos que se generen, serán absorbidos por la distribuidora, para luego según los acuerdos a los que se haya llegado, se liquiden los saldos entre Gran Consumidor y Distribuidor.

## **2.7 TRANSACCIONES COMERCIALES DE LOS GRANDES CONSUMIDORES DENTRO DEL MEM.**

Es responsabilidad de las empresas declaradas como Grandes Consumidores de hacer llegar toda la información necesaria al CENACE con el propósito de que efectúe las actividades establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y las responsabilidades asignadas por el CONELEC. Esta información será manejada por el CENACE empleando los mecanismos técnicos más adecuados que tenga a su alcance, con el propósito de mantener registros y ejecutar procedimientos confiables dentro del marco de Transparencia del MEM.

El CENACE será responsable de elaborar, con dicha información, una base de datos centralizada, confiable y auditable, a satisfacción y disposición de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para Transacciones Económicas será la

fuelle de información oficial utilizada por el CENACE para determinar el resultado de dichas transacciones económicas.

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de liquidación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Transacciones, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al elaborar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el CENACE será incorporada de acuerdo a los plazos definidos en los Reglamentos.

## **2.7.1 INFORMACIÓN COMERCIAL PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DEL MEM.**

### **2.7.1.1 Información Estacional.**

Los Agentes, antes del 31 de octubre de cada año, deberán presentar toda la información Comercial definida en esta sección del documento. El CENACE analizará esta información, la validará y ejecutará las acciones necesarias para la correcta marcha del MEM.

Hasta el 31 de octubre de cada año los Distribuidores y Grandes Consumidores deben presentar al CENACE la siguiente información:

- Estudios y reportes de topología de la red hasta el nivel de subtransmisión, cuando se prevea o hayan existido cambios en los puntos de interconexión con el S.N.I o en la configuración interna de la empresa.
- Si se han producido o van a producirse cambios en la configuración o estado de funcionamiento del Sistema de Medición Comercial, los Agentes deben presentar al CENACE un reporte técnico que contenga

la descripción detallada de todos los cambios y el nuevo estado de funcionamiento.

- Previsión de la curva de carga horaria con valores de energía a consumir por la empresa en cada día típico del mes: día laborable, sábado, domingo y días feriados. Estas proyecciones deben contener estimaciones máximas y mínimas.
- Proyección de la demanda de energía a consumir para todo el año de operación previsto por el CENACE. Estas proyecciones deben contener estimaciones máximas y mínimas.
- En la etapa transitoria, y mientras no se escindan las empresas de generación y de distribución de las antiguas Empresas Eléctricas, éstas deben reportar el origen de la energía que consumen las centrales de generación para consumo de auxiliares cuando no son despachadas. En caso de que esta energía provenga del sistema y no de la Empresa Eléctrica se debe reportar además la ubicación de o los puntos de interconexión y el nivel de voltaje [13].

#### **2.7.1.2 Información Semanal.**

Con el propósito de realizar la planificación y operación semanal, los Agentes deben presentar la información en detalle para cada semana del mes en curso, en los siguientes términos:

El Distribuidor o Gran Consumidor, está en la obligación de notificar los trabajos a efectuarse en el Sistema de Medición Comercial durante la semana prevista, detallando las posibles alteraciones en la confiabilidad de las mediciones y las posibles vías alternas para el envío de la información en caso de que los canales normales fallen.

Así mismo debe informar los trabajos a efectuarse en la red cuando estos modifiquen el punto de interconexión con otros agentes. En este caso han de detallarse los cambios especificando claramente los nuevos puntos de conexión y los nuevos niveles de voltaje, en caso de que cambien.

#### **2.7.1.3 Información Diaria.**

Es responsabilidad de los Distribuidores y Grandes Consumidores hacer llegar la información de la cantidad de energía activa recibida hora a hora en el día anterior en cada punto de recepción a través del Sistema de Medición Comercial. En caso de que la cadena de medición y envío de información falle el Distribuidor o Gran Consumidor está en la obligación de enviar estos datos al CENACE, obtenidos de su medidor de respaldo. Estos datos deberán enviarse de acuerdo a la prioridad indicada en la Regulación sobre los Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM, en forma de archivos de hoja de cálculo. Este informe deberá llegar hasta las 09:00 del día siguiente al de interés [13].

#### **2.7.2 CODIFICACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES COMO AGENTES DEL MEM.**

Con el propósito de identificar en forma específica y sencilla a cada uno de los agentes del MEM, es necesario adoptar una codificación que defina a cada agente asociado con la actividad que realiza y sus características principales, esto es, especificar por ejemplo, para el caso de los generadores, sus unidades generadoras y la ubicación de los nodos de intercambio y para el caso de los distribuidores la ubicación de sus nodos de interconexión con los otros agentes del MEM.

Por otro lado, en vista de que el CENACE establecerá sistemas informáticos para el desarrollo de los diversos procedimientos, tanto operativos como comerciales, y que estos se relacionan entre si, es necesario que a nivel de todo el CENACE se definan una misma identificación para todos los agentes del MEM.

Hay que tomar en cuenta que una codificación para ser designada como tal, debe cumplir ciertas características, como las que se describen a continuación:

- Debe ser simple y flexible.
- Representar en forma clara y sencilla las principales características del objeto a codificar
- Debe ser de fácil entendimiento por quienes la utilicen.
- Debe ser general, es decir, que todos los involucrados puedan utilizarla total o parcialmente.
- Debe ser única y útil para su aplicación en Base de Datos

#### **2.7.2.1 Consideraciones Generales para la Codificación.**

Para la codificación de los agentes del MEM se toma en consideración los siguientes aspectos:

- La codificación será alfanumérica.
- Dentro de la referencia alfanumérica, se tomará en cuenta letras del nombre del agente.
- Se adopta como referencia, la codificación utilizada en el sistema de tiempo real.
- Se deberá considerar el tipo de agente que representa en el mercado.
- Para el caso de los agentes generadores se codificará hasta el tipo de unidad y los nodos de intercambio; para Distribuidores y Grandes Consumidores se codificará hasta los nodos de interconexión.

- Para la codificación de la ubicación de los nodos de interconexión y de los de intercambio se utilizará el nombre o designación del sitio, es decir el nombre de la S/E y posición.
- La codificación compuesta se integrará en función a las necesidades de los procesos de planeamiento, operación y liquidación y al tratamiento que en cada caso corresponda a los agentes.
- Los códigos simples pueden estar o no separados; para la separación se utiliza espacios en blanco.

#### 2.7.2.1.1 Codificación de los Grandes Consumidores.

Descripción:

La codificación consiste de cuatro caracteres para el nombre de la empresa del Gran Consumidor.

a	b	c	d
---	---	---	---

Se toman las tres letras iniciales del nombre de la empresa del Gran Consumidor que cubran las posiciones correspondientes a los caracteres **b,c,d**.

Tipo de Agente: **K** para un Agente Gran Consumidor

La ubicación de esta designación corresponde a la posición **a** del código. Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **b** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **c,d** corresponderán a los dos caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, las primeras letras de las tres palabras se utilizarán. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre.

#### 2.7.2.1.2 Codificación de la Exportación (Gran Consumidor).



Para el caso de la exportación se establece, como Gran Consumidor al proceso de exportación, estableciéndose lo siguiente:

**K** para definir que es un Gran Consumidor. Este carácter debe ser ubicado en la posición **a** de la codificación.

Como característica representativa se define la palabra o letras que definan el país a donde se va a exportar. El número máximo de caracteres utilizado es de tres, a ser ubicados en las posiciones **b,c,d**.

2.7.2.1.3 Codificación de la ubicación de los nodos de Intercambio y de los de Interconexión.

Para establecer el código compuesto para los nodos de intercambio de los Agentes Generadores y para los nodos de interconexión de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores, se utilizarán dos códigos simples: el de la subestación (o fuente) y el de la posición.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

2.7.2.1.3.1 *Subestaciones de Transformación.*

En el Sistema de Tiempo Real, la característica representativa del código para las subestaciones de transformación consiste de cuatro caracteres del nombre de la subestación.

Para el caso de subestaciones en las cuales su nombre este designado por una sola palabra, los cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparán las posiciones **a,b,c,d**.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **a** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **b,c,d** corresponderán a tres

caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

a	b	c	d						
---	---	---	---	--	--	--	--	--	--

#### 2.7.2.1.3.2 Posición en la Subestación.

Para codificar las posiciones de la subestación donde están ubicados los nodos de interconexión y de intercambio es necesario considerar lo siguiente:

- a) Identificación del nivel de voltaje en kilovoltios, mediante la utilización de máximo tres dígitos: 230, 138, 69, 46, 34, 13, 6.3, 4.1, etc. Estos tres dígitos ocuparán las sitios **e,f,g**.

				e	f	g			
--	--	--	--	---	---	---	--	--	--

- b) Identificación del tipo de posición: L = Línea de Transmisión, T = Transformador, B = Barra y A = Alimentador. El caracter ocupará la posición **h**.

							h		
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--

- c) Identificación del nombre de la posición de hasta 4 caracteres para líneas y transformadores, ocuparán las posiciones **i,j,k,l**.
- d) El nombre de la posición de línea está relacionado con la carga, ubicación geográfica o subestación destino. En cualquier caso, si el nombre lo constituye una sola palabra, los cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparán las posiciones **i,j,k,l**. Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **i** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **j,k,l** corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

- e) El nombre de la posición de un transformador, llevará el nombre real o asumido del transformador. Para el caso de transformadores del SNI el nombre de transformadores es repetitivo; el código simple reflejará tal situación la misma que es excepcional.

											i	j	k	l
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---

- f) El CENACE entregará a los Agentes, como aplicación de la disposición de este capítulo, ejemplos de codificación de las instalaciones tipo [9].

### **2.7.3 RELACION DE LOS GRANDES CONSUMIDORES CON LAS INSTITUCIONES DEL SECTOR ELECTRICO.**

Los Grandes Consumidores de energía, calificados como agentes de mercado, mantienen contacto y relaciones con las instituciones que regulan y administran el funcionamiento del sector eléctrico, permitiendo el intercambio de información y servicios que les son de beneficio, para el sector eléctrico y para ellos.

El CONELEC, es el organismo encargado de regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación, con el propósito de vigilar el correcto funcionamiento del mercado.

Este organismo definirá periódicamente el valor de la demanda y demás parámetros que caractericen a los Grandes Consumidores, los mismos que deben cumplir sus disposiciones, las cuales son necesarias para ser registradas como Grandes Consumidores del MEM. Para ello, Solicitaran anualmente que se les registre como tales, adjuntando todos los documentos que muestra el cumplimiento de los parámetros definidos.

Los Grandes Consumidores deben ser miembros de la Corporación CENACE, la misma que esta regida por un directorio, en el cual los grandes Consumidores que tengan contratos de compra de energía a largo plazo, tendrán un delegado.

Los Grandes Consumidores que actuen como agentes de mercado, deben suministrar la información necesaria a la corporación CENACE para el correcto funcionamiento y administración del MEM. Debiendo contribuir con una cuota determinada<sup>3 (3)</sup>, que se constituirá en recursos económicos de esta corporación.

#### **2.7.4 ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO.**

Los puntos de intercambio físico con el MEM, se definen en las conexiones de las instalaciones de los Grandes Consumidores entre si o con instalaciones de distribución, transporte o generación, definiéndose según la Ley (Art. 71 – Reglamento Sustitutivo) que los Grandes Consumidores que hayan celebrado contratos de suministro con generadores, aún cuando se encuentren emplazados dentro de un área geográfica de distribución, podrán construir y operar sus propias Líneas de interconexión y equipamiento asociado para tener acceso a la generación contratada, o solicitar el libre acceso a las instalaciones del distribuidor.

El transmisor y los distribuidores estarán obligados a permitir el libre acceso de generadores, distribuidores y grandes consumidores que así lo soliciten a sus respectivos sistemas de transmisión y distribución, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Que exista capacidad de transporte disponible.
- Que exista compatibilidad técnica en sus sistemas o servicios.
- Que no degrade ni afecte la calidad de servicio.

---

<sup>(3)</sup> Fijada anualmente por el directorio del CENACE y calculada en forma proporcional sobre las transacciones económicas al año calendario anterior.

- Que no ocasione daño ni coloque en peligro la vida de las personas o la salud pública, cuidando que se cumplan con las disposiciones ambientales.
- Que exista un acuerdo válido entre las partes, en el cual se establezca los términos del uso de los sistemas de transmisión o distribución por los solicitantes y el respectivo pago por concepto de acceso y uso de estos sistemas, el cual será regulado por el CONELEC.

En caso de negarse el acceso a cualquiera de los participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista, esta negativa deberá ser debidamente sustentada e informada al CONELEC. En caso de controversia, el CONELEC deberá resolver en consecuencia. La decisión del CONELEC agota la vía administrativa.

Las empresas consideradas como Grandes Consumidores, podrán hacer uso de derecho a comprar su abastecimiento al distribuidor que actúa en su área geográfica de concesión y que es quien garantiza el suministro y fija la tarifa, también puede realizar contratos a largo plazo con un generador o comprando en forma ocasional en el mercado (MEM), o realizando un contrato de importación con las empresas internacionales de generación, de los países interconectados. En la (Figura. 1.1) se da a conocer la forma como podría abastecerse el Gran Consumidor.

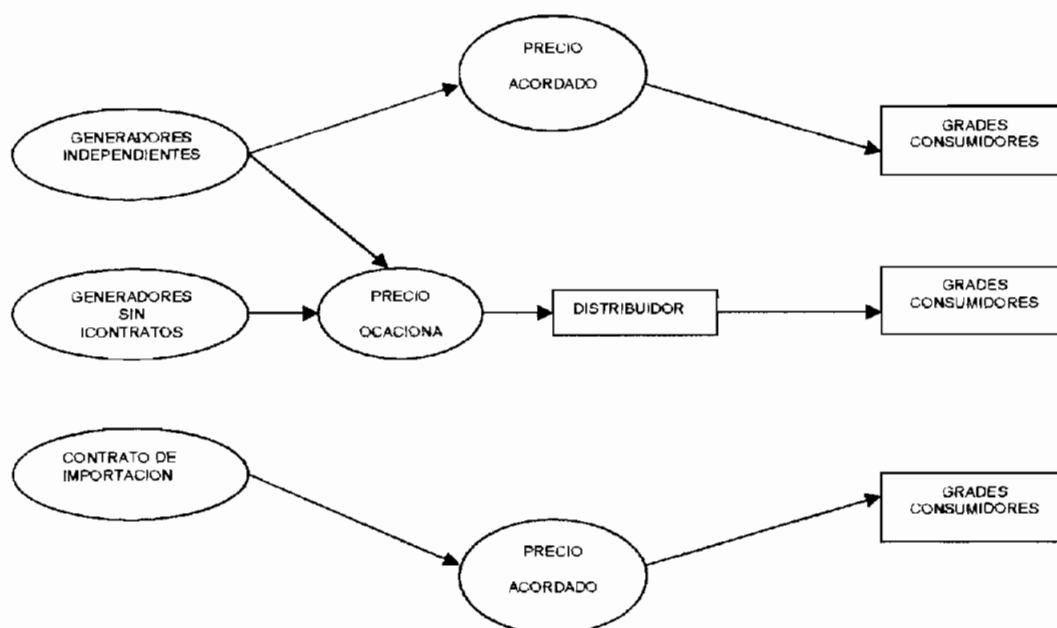


Figura 1.1 Alternativas de Abastecimiento.

### 2.7.5 SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL.

La instalación del equipo de medición deberá ser efectuada en el nodo de interconexión con la Empresa de Distribución o con la Empresa de Transmisión. Se debe disponer de un medidor o registrador en el punto de interconexión. El gran Consumidor estará obligado a instalar el medidor o registrador de tipo bidireccional si dispone de un grupo generador de emergencia para abastecerse que funcione en sincronismo con el sistema.

El CENACE, como administrador de las transacciones del MEM, tendrá la facultad de realizar inspecciones para verificar el estado del equipo de medición. Si a partir de la inspección física realizada por el CENACE, y notificada al CONELEC, se detectan desvíos no admisibles en la precisión del Sistema de Medición Comercial, la diferencia entre el valor presentado y el valor de la precisión

permitida, será imputada al agente responsable de ese equipamiento, en las liquidaciones de las transacciones comerciales que efectuó el CENACE.

Este procedimiento no podrá ser considerado como una corrección definitiva del problema de precisión de los equipos y su solución definitiva será debidamente determinada en los plazos que el CONELEC establezca para el cumplimiento de la presente Regulación.

#### **2.7.5.1 Equipamiento primario.**

El equipamiento primario, consiste de los transformadores de corriente y potencial requeridos para efectuar la medición en baja tensión y su utilización debe ser exclusiva para medición.

##### **1.7.5.1.1 Características generales del equipo primario.**

###### ***1.7.5.1.1.1 Transformadores de corriente.***

- Su fabricación debe responder a las normas IEC, ANSI o equivalentes (últimas revisiones).
- La precisión debe ser de 0.2% o menor según normas IEC o su equivalente en otras normas.
- Disponibles en sitio los protocolos de ensayos en fábrica con las curvas de los errores de relación y ángulo de fase correspondientes a corriente secundaria en incrementos de 0.5 A para equipos de relación secundaria 5 A, y 0.1 A para equipos de relación secundaria 1 A.
- La corriente de trabajo se encontrara entre 20-100% de la corriente primaria nominal.

- La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados a los transformadores no debe superar la potencia de precisión del transformador (VA).
- El voltaje de trabajo debe ser correspondiente con el voltaje del punto de medición.
- Placa de características visible y de fácil lectura.
- Marcación de bornes fácilmente visible e identificable.
- Disponer de terminales de puesta a tierra.
- Disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios.

#### *2.7.5.1.1.2 Transformadores de potencial*

- Su fabricación debe responder a las normás IEC, ANSI o equivalentes (últimas revisiones).
- La precisión debe ser de 0.2% o menor según normas IEC o su equivalente en otras normas.
- Protocolos de ensayos en fábrica disponibles en sitio, con la curva de error de relación y ángulo de fase, en más o en menos el 20% de su voltaje nominal, en pasos de 5%.
- El voltaje máximo de trabajo se encontrara entre 110-115% del voltaje primario nominal.



- La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados a los transformadores no debe superar la potencia de precisión del transformador los r (VA).
- El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del punto de medición.
- Placa de características visible y de fácil lectura.
- Marcación de bornes fácilmente visible e identificable.
- Disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios
- Disponer de terminales de puesta a tierra

#### **2.7.5.2 Medidores - Registradores.**

Los medidores - registradores requeridos para efectuar la medición deben tener las siguientes características generales:

- Medidor - registrador de energía activa/reactiva, voltaje y corriente por fase, auto rango con cinco escalas para la corriente y dos para el voltaje, bidireccional, 4 cuadrantes.
- Se debe disponer de una redundancia (otro medidor - registrador) en los nodos de intercambio o interconexión; y, adicionalmente, para los generadores térmicos, en los bornes del generador. La redundancia en los nodos de interconexión, puede ser cumplida, de así convenirlo las partes, a través del medidor – registrador que instale el agente con el cual se va a conectar, pudiendo la señal ser tomada del mismo equipo primario o en otro circuito para garantizar el respaldo. En este caso, los agentes deberán comunicar por escrito de este hecho al CENACE. En

caso de falta de acuerdo, cada agente deberá instalar su propio medidor registrador de respaldo.

- Número de elementos:
  - ⇒ Para los que se instalarán en los nodos de intercambio, esto es tomando señales de las tres fases, por lo tanto se instalarán tres transformadores de potencial y tres transformadores de corriente en cada punto de medición.
  - ⇒ 2 para los registros de energía en bornes del generador y consumo de auxiliares.
  - ⇒ Podrán ser instalados equipos que se puedan conectar a tres hilos en delta o cuatro hilos en Y.
- Clase (amperios) 20, según normas ANSI o su equivalente en IEC.
- Contará con al menos 12 canales de almacenamiento de información.
- La precisión para energía activa y reactiva debe ser de 0.2 % ó menor.
- Permitirá almacenar la información en períodos de tiempo de 5, 15, 30, 60 minutos con rolados (subintervalos) de 5 minutos. Para el caso de los distribuidores, el almacenamiento de la información, será también para períodos de 1 minuto.
- Burden de corriente correspondiente a la clase del equipo y especificado en el manual del fabricante.
- Burden de potencial correspondiente a la clase del equipo y especificado en el manual del fabricante con las variaciones correspondientes en sus rangos.

- Protección contra sobrevoltaje.
- Bomeras de prueba, instaladas luego del equipo de medición.
- Comunicación vía módem con interfase RS232/485, cabezal óptico y/o tarjeta de comunicación interfase que permita enlazar el centro de recolección del CENACE con el medidor.
- Indicadores visuales de potencia instantánea, corriente, voltaje, factor de potencia y otros parámetros eléctricos.
- Sistema de archivo en memoria no volátil.
- Fuente auxiliar de energía (batería – condensador).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable con el tiempo del reloj patrón del CENACE.
- Cuatro relés KYZ, y auxiliares (2).
- Se debe entregar al CENACE una copia, con la respectiva licencia, del software requerido para la programación y adquisición de datos de los equipos de medición a disposición de CENACE.
- Velocidad de transmisión de datos no menor a 300bps.
- El software debe permitir reportes en unidades de ingeniería.

### **2.7.5.3 Sistemas de Comunicación.**

Los medidores registradores, que serán instalados en los diversos puntos, deben contar como medio de comunicación: telefónica pública, telefonía celular, PLC o alquilar el servicio a un proveedor de comunicaciones. Para el caso de los puntos en los cuales se dispone de líneas de PLC ó públicas, para tener un acceso directo desde las instalaciones del CENACE, es preferible que esta sea una línea dedicada.

En caso de no disponer de una línea dedicada es necesario contar con una central telefónica que asigne un canal al equipo de medición.

### **2.7.5.4 Recolección y Transmisión de datos.**

Las transacciones de energía en todos los puntos de intercambio se registrarán en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, con la información de la hora anterior, de forma que permita el cálculo de la energía movilizada en la hora. La información almacenada en los medidores – registradores, deberá estar todo el tiempo a disposición del CENACE, el cual se encargará de recolectar la misma cuando lo estimare pertinente.

El agente del MEM que tenga la autorización, debidamente acordada, para utilizar las instalaciones de la subestación asociada a su frontera comercial, supervisará la transmisión de las lecturas de energía hacia el CENACE. Adicionalmente, deberá contar con mecanismos de respaldo que permitan enviar la información al CENACE, ante fallas o indisponibilidades temporales en los sistemas de descarga, registro o de comunicaciones. Entre los mecanismos de respaldo se debe poner en servicio la infraestructura necesaria para la transmisión electrónica de archivos (vía módem), correo electrónico y transmisión vía facsímil. Además, como último recurso se utilizará el envío de información por vía telefónica, con respaldo en medio magnético a través del servicio de correo [16].

## **CAPITULO III**

### **MERCADO DE CONTRATOS Y TRANSACCIONES COMERCIALES.**

En este capítulo se da a conocer las características concernientes al mercado ocasional, mercado de contratos, los contratos a plazo sus ventajas y desventajas en el que participaría la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, además se describe las transacciones comerciales que se realizan al comprar energía eléctrica en el mercado.

#### **3.1 DEFINICION.**

Es el ámbito en el cual vendedores y compradores pactan una cantidad de energía a un precio determinada por cierto periodo, en el cual los vendedores se aseguran, la venta de su producto y los compradores se aseguran el abastecimiento del mismo.

El Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano contempla un Mercado de Contratos en el cual los Agentes Distribuidores, grandes consumidores o Importadores pactan libremente el suministro de una determinada cantidad de energía, proveniente de los Generadores o Exportadores.

##### **3.1.1 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS.**

La corporación CENACE es responsable de la administración, dentro del MEM, de los contratos a plazo pactados entre agentes; o lo que es lo mismo, de realizar su seguimiento en cuanto a la separación entre la energía generada y la comprometida por los contratos, ya sea faltante o sobrante.

En vista que el poseer un contrato a plazo implica operar en el mercado ocasional para transar los saldos, las partes deberán ser agentes participantes

autorizados en el MEM, en consecuencia los contratos a plazo dentro del mercado se podrán realizar

- Entre generadores y distribuidores.
- Entre generadores y grandes consumidores.
- Entre un agente del MEM (grandes consumidores) y exportadores.

Los contratos que pueden celebrarse entre distribuidores y Grandes Consumidores, no forman parte de las transacciones del MEM, puesto que al suscribirse un contrato de abastecimiento con una distribuidora, el Gran Consumidor acciona como agente de mercado únicamente en el caso que necesite solventar sus saldos dentro del mercado ocasional, sin considerar las transacciones que se realicen por la suscripción de dicho contrato.

### **3.1.2 REGULACIÓN DE LOS CONTRATOS.**

EL Mercado de Contratos establece solamente las relaciones comerciales entre los Agentes del MEM que contemplan cantidad, precio, condiciones y duración; sin involucrar condiciones de operación física o técnica del sistema de potencia. Debido al nuevo esquema de funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, los Contratos a plazo deben observar las disposiciones establecidas tanto en la Ley como en sus reglamentos, de acuerdo a las siguientes regulaciones:

- Los generadores con plantas térmicas no pueden comprometer una producción mayor a aquella proveniente de su capacidad efectiva, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.
- Los generadores con plantas hidroeléctricas no pueden comprometer una producción mensual o estacional mayor que aquella proveniente de su energía firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.

- Los contratos serán registrados en el CENACE para la supervisión de su estricto cumplimiento en la liquidación de las transacciones económicas.
- Los contratos deberán ser cumplidos por los generadores, independientemente del hecho de que sus unidades hayan sido o no despachadas por el CENACE. El generador cumplirá su contrato comprando energía en el mercado ocasional, si es el caso.
- La producción de energía de los generadores y la demanda de energía de los agentes compradores comprometidos en los contratos a plazo, se determinarán y verificarán por parte del CENACE, con base en la producción y demandas fijadas en la programación mensual.
- Los contratos que se formulen entre agentes del MEM se cumplirán sobre compromisos prefijados (potencia y energía contratada) con base en las demandas horarias.
- El Mercado de Contratos contempla únicamente contratos de abastecimiento de energía. Los precios a pagar por la energía son de libre acuerdo entre las partes.
- Un agente puede firmar uno o más contratos de suministro de energía. El incumplimiento de la liquidación de las transacciones será supervisado por el CENACE, para lo cual registrará los contratos.

Los contratos serán de conocimiento público y la información requerida para su administración dentro del MEM será entregada, en los formatos establecidos, por el CENACE, antes del 31 de octubre del año calendario anterior (Art. 18 - Reglamento Sustitutivo). El CENACE deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos vigentes<sup>(1)</sup> para su autorización como contrato perteneciente al MEM.

---

<sup>(1)</sup> Período de vigencia, compromiso de demanda a abastecer, penalidades.

La reglamentación vigente que rige en el sector eléctrico permite la autoproducción por parte de un Gran Consumidor para satisfacer sus demandas de suministro eléctrico, siendo posible la venta de ciertos excedentes de energía dentro del mercado (esta es la única manera en la que a un Gran Consumidor se le permite funcionar como agente vendedor dentro del mercado).

Las partes involucradas en los contratos pueden modificar las condiciones contractuales. En este caso se deberá notificar al CENACE los cambios. La Corporación analizará las nuevas condiciones y en el transcurso de veinte días emitirá un informe aceptando o negando las modificaciones. En caso de aceptarse las nuevas condiciones contractuales entrarán a regir inmediatamente.

### **3.1.3 VINCULACIÓN CON EL MEM.**

En consideración a que el nuevo esquema contempla la segmentación del sistema eléctrico actual en varias empresas de generación y distribución, una empresa de Transmisión y los grandes consumidores, fue necesario establecer las fronteras físicas de las nuevas unidades en las que se divide el sector eléctrico.

Las fronteras consideradas para los Grandes Consumidores serán las actuales fronteras entre transmisor / distribuidor, pues los grandes consumidores se hallan emplazados dentro del área de concesión de la empresa distribuidora; es decir, los puntos o nodos actuales de entrega a las empresas distribuidoras y Grandes Consumidores.

Una vez definidas estas fronteras para cada uno de los agentes del mercado, las partes, dentro de los contratos, se vincularán con el MEM a través de los puntos de entrada / salida declarados, ya sea conectándose directamente al sistema de transporte, a las instalaciones de un generador, de un Gran Consumidor o a un sistema de distribución. Para el caso de que un Gran Consumidor se vincule al MEM a través de un sistema de distribución, éste deberá convenir con el distribuidor correspondiente a la área de concesión, el



costo del transporte por uso de las instalaciones de distribución que le resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra / venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso, siempre y cuando el distribuidor cuente con una capacidad remanente para ello. Si el Gran Consumidor no desea conectarse a un sistema de distribución, sino crearse su propio acceso al MEM, éste deberá realizar la Implementación total de la o las instalaciones necesarias para su abastecimiento de acuerdo a sus requerimientos.

Los contratos de energía, excepto los de importación o exportación, se pactan en la Barra de Mercado del Sistema, en la Barra del Distribuidor o en la Barra del Generador. Los compradores se hacen cargo de llevar la energía de contratos desde la barra de contrato hasta su nodo de consumo. Los vendedores de energía se hacen cargo de llevar su energía desde su nodo de entrega hasta la barra del contrato.

Si un Distribuidor posee más de un nodo de entrega el CENACE, para propósito de evaluación de las transacciones en el MEM y de considerarlo necesario, asumirá que la empresa distribuidora está representada por una Barra equivalente con un factor de nodo definido en los términos establecidos en estos procedimientos.

Los contratos de Importación o exportación se pactan en el nodo de intercambio correspondiente. Para el vendedor de energía el punto de intercambio es su nodo frontera. Para el comprador de energía el punto de intercambio es su nodo frontera.

### **3.1.4 LOS CONTRATOS A PLAZO.**

Los contratos a plazo (de abastecimiento y de reserva) se interpretarán como si cada hora el generador debe entregar al mercado (centro de carga del sistema), la energía contratada y en forma ocasional la potencia, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato.

Un contrato a plazo entre un generador y un agente comprador, para su administración debe especificar

- El agente generador y el comprador correspondiente.
- Su periodo de vigencia.
- Plazos de ejecución.
- El compromiso de demanda a abastecer y una fórmula de pago por la energía.
- Compromisos de transporte.
- El punto de intercambio del vendedor con el MEM, y el punto de intercambio del MEM donde se considera que recibe la energía el comprador.
- Las penalidades, si se trata de un contrato con garantías de suministro, de no abastecer la energía comprometida.
- La identificación de las máquinas del Generador comprometidas como reserva.
- La potencia total comprometida con esas máquinas, pudiéndose indicar un valor que varía a lo largo del período considerado, y una fórmula de pago (USD / MW) por dicha capacidad puesta a disposición.
- Una condición para su convocatoria, es decir la condición a partir de la cual se considerará que la máquina, si resulta despachada, estará generando para su contrato de reserva.
- Las penalidades, de no existir, por no estar disponible la potencia comprometida en el momento de ser convocada.

Para el cumplimiento de los compromisos contractuales el agente generador podrá utilizar

- Generación propia, entendiéndose como tal, la potencia y energía generada por sus máquinas.
- Energía comprada en el mercado ocasional, de resultar insuficiente la generación propia, debido al despacho que requiera el CENACE (la disponibilidad de potencia del agente generador, será de su propia responsabilidad),
- Para el caso de los contratos de reserva, el generador que no se encuentre disponible, no podrá hacer uso de otras instalaciones que no sean las suyas, para el cumplimiento del contrato.

#### **3.1.4.1 Potencia contratada como reserva.**

La parte de los contratos referente a la reserva de potencia representará una oferta de potencia puesta a disposición por las máquinas de un generador para ser convocada por el contratante en condiciones prefijadas (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de sus propios requerimientos, permitiendo:

- A los Generadores con contratos de abastecimiento y cláusulas de penalidades por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro, independiente del Mercado Ocasional.
- A los agentes compradores, la posibilidad de garantizar la continuidad de suministro energía, y por ende de sus procesos industriales.

Cada máquina podrá tener a lo sumo un contrato de reserva. El compromiso se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas y el Generador cobrará cada mes el correspondiente cargo por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, en la medida que cuente

con la disponibilidad comprometida en esas máquinas, no pudiendo comprar el faltante al MEM.

Esta potencia definida como reserva, será determinada de acuerdo a la energía consumida por el contratante, para lo cual se definirá mensualmente una reserva, en donde, se considera para el cálculo, la máxima potencia de cada mes de la curva de carga horaria representativa.

En la regulación CONELEC - 008/02, se detallan los parámetros mínimos de demanda de potencia y energía que debe cumplir un Gran Consumidor para ser considerado como Agente del mercado. La potencia a contratarse como reserva se define en función de La curva de carga representativa.

#### **3.1.4.2 Energía a contratar.**

El CENACE requiere de la asignación, para cada contrato a plazo, entre un Generador y un agente comprador, de una energía mensual que debe ser presentada y distribuida en forma diaria y hora a hora. La distribución horaria de esta energía proyectada debe tomar en consideración los costos horarios de la energía y la disponibilidad de las centrales (si son de pico o de base), para lo cual se establecen características de abastecimiento a ser tomadas en cuenta <sup>(2)</sup>.

Se debe considerar que al realizar la proyección de los datos de la demanda de energía a contratar, estos no son datos reales (sino aproximados), razón por la cual, sería recomendable mantener un margen de tolerancia aceptable a ser emitido por el Organismo Regulador, que para el caso de estos contratos se puede aceptar como un 5% en desvío de la proyección de la demanda.

---

<sup>(2)</sup> Características que dependen de la estación del año en la que se encuentra el mes que se está proyectando, sea ésta estación seca o lluviosa.

### 3.1.4.3 Curva de carga representativa.

Se define una curva horaria a abastecer durante toda la vigencia del contrato, la misma que se expresa sobre la base de las demandas horarias establecidas por cada agente comprador.

Para estos contratos en los que se establece el compromiso de cubrir una demanda horaria, se considera como tal exigencia, la programación y previsiones que realice el CENACE, definida de acuerdo a la metodología basada en la determinación del requerimiento de los días representativos de cada mes, sábado, domingo y un día a la semana en el cual se estima que agente comprador está trabajando aproximadamente a toda su capacidad de producción. Los días feriados serán considerados como un sábado adicional, dentro de los días representativos de cada mes, si no se tiene información sobre estos, caso contrario, se diferenciarán como otro día característico.

Para conocer cuáles son los días del mes que se deben asumir como representativos en la previsión de la demanda, es necesario revisar las estadísticas disponibles de los consumos de cada empresa contratante, estableciéndose los días que serán considerados como determinantes <sup>(3)</sup>.

La información será desglosada en forma mensual para la realización de los contratos, es decir, cada agente comprador definirá por lo menos cuatro curvas de carga representativas para cada mes del año en el que se realice el contrato. Debiendo además ajustar el programa de mantenimientos <sup>(4)</sup> durante dicho período.

En resumen, los agentes compradores deben caracterizar lo más exactamente posible la energía a contratar, con el objeto de que el Generador defina con mayor precisión los costos futuros horarios de esta energía. De forma que no

---

<sup>(3)</sup> De acuerdo a las estadísticas, se puede decir que el miércoles, sábado y domingo de la tercera semana de Cada mes son los considerados como días típicos.

<sup>(4)</sup> Mantenimiento Programado o preventivo de sus instalaciones.

existan déficit o sobrantes, tal que no se definan sobreprecios ni compensaciones por estas causas.

#### **3.1.4.4 Factor de potencia.**

El control del nivel de reactivos es una responsabilidad compartida por parte de todos los agentes de mercado en los puntos de intercambio con el MEM, en función de la regulación que emita el CONELEC sobre la materia [Art.22 - Reglamento de Despacho y Operación), pudiendo considerar que la potencia activa debe ser generada con un factor de potencia de cero punto noventa y ocho (0,98) o superior en demanda media y máxima, y uno (1,00) o menor inductivo en demanda base, medida en el punto de entrega o Interconexión con el transportista (Regulación CONELEC - 009/99). Para cuando el Gran Consumidor se encuentre dentro de la red de distribución, deberá sujetarse a lo especificado en el Reglamento de Suministro de energía, el mismo que menciona que los usuarios deben mantener un factor de potencia de 0,92.

La generación adicional de reactivos para que el Gran Consumidor mejore su factor de potencia en los puntos de entrega, se evidencia por la colocación de capacitores en paralelo con la carga, ya que casi toda industria posee una fuerte componente de energía reactiva de origen inductivo.

Para este caso, la empresa que esta prestando los servicios de transporte de energía eléctrica para que pueda llegar al punto de abastecimiento del Gran Consumidor, no se responsabilizará de la forma y funcionamiento del sistema de la industria o empresa contratante, si estos producen una baja en el factor de potencia requerido debido a La generación de armónicas y que afecten al sistema de la empresa prestadora de los servicios de transporte; en cuyo caso, tiene todo el derecho de suspender este servicio hasta que el Gran Consumidor solucione su inconveniente.

El CENACE, determinará junto con la programación operativa, los costos de generación de los reactivos, sancionará la demanda de reactivos adicionales (necesarios para mantener el factor de potencia dentro de los límites

establecidos) en contra del agente responsable, sanción que reeditaré a favor del agente generador que debe entrar en servicio con una unidad generadora, que no estaba despachada, para suministrar la energía reactiva faltante, o del agente que preste los servicios de reactivos adicionales para mantener el factor de potencia del agente Gran Consumidor dentro de los límites establecidos.

#### **3.1.4.5 Calidad del servicio.**

La Ley plantea varios objetivos fundamentales en materia de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica (Art. 5), en la misma se recalca que dentro de la política nacional se fija, proporcionar al país un servicio eléctrico de calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo social y económico.

La transformación del sector eléctrico, propone que, mediante la participación del sector privado, tanto en los sistemas actuales existentes como en los que se conformarán, se permita asegurar niveles adecuados de seguridad, calidad y suficiencia de suministro de energía, en condiciones técnicas y económicas similares tanto para el inversionista como para el consumidor, permitiendo satisfacer la prestación del servicio de energía eléctrica en la forma y condiciones previstas por el estado, como responsable del desarrollo socioeconómico del país.

Se considera que el suministro eléctrico que recibe un agente comprador, debe cumplir con todas las condiciones de calidad y confiabilidad del servicio, debiendo mantenerse de esta manera los rangos de fluctuación de la frecuencia y voltaje y, la duración y frecuencia de las interrupciones en los valores que defina el CONELEC, los mismos que tendrán que ver con la operación misma del sistema y las situaciones en las que éste se desenvuelva.

### **3.1.4.6 Tiempo y condiciones de entrega.**

Por mutuo acuerdo entre las partes interesadas se establece dentro del contrato a plazo, el período de tiempo en el cual la energía eléctrica estará disponible para la empresa compradora, dependiendo de esto las disponibilidades tanto de la empresa generadora como de las instalaciones de transmisión y las de cada agente comprador.

La potencia y energía generada por las unidades se entregarán en la barra de mercado, en la de generación o en la de la empresa contratante (de acuerdo a un análisis de costos), que serán las barras en las cuales se canaliza la transacción.

Las estructuras, facilidades y equipos inherentes a la evaluación de la energía generada por las unidades, se instalarán por parte de la empresa generadora dentro de su ámbito de concesión (frontera Generador - Transmisor), debiéndose realizar la instalación adicional del mismo equipamiento, por parte de la empresa contratante, en el punto de recepción de la energía eléctrica, como medio de comprobación de los datos obtenidos de la generación, siendo responsabilidad tanto de la empresa generadora como de los agentes compradores, los ajustes y calibraciones que sean necesarios para su correcto funcionamiento.

Los equipos de seccionamiento, protección y medición son responsabilidad de cada agente, quienes serán los encargados del manejo, operación y mantenimiento adecuado de los mismos.

### **3.1.4.7 Garantías y condiciones de pago.**

Comúnmente es necesario prever plazos y márgenes de incumplimientos, durante los cuales se aplican intereses definidos, razón por la cual, la empresa generadora de acuerdo a sus conveniencias, emitirá a favor de la empresa compradora una garantía irrevocable, incondicional y de cobro inmediato, de tal forma que se garantice el fiel cumplimiento del contrato dentro de los términos establecidos, durante todo el período de duración del mismo, describiéndose el



precio de la potencia y energía a ser pagado por el agente comprador, el cual será estandarizado sobre la base de un rango determinado de unidades, tales como: para energía, centavos de dólar por kWh, o por la potencia, centavos de dólar por kW.

#### **3.1.4.8 Penalizaciones por incumplimientos.**

El incumplimiento en los pagos por parte de uno de los agentes del MEM, dentro de los planos previstos o definidos en los contratos, permitirá al agente vendedor dar por terminada la vigencia del contrato, precediéndose a informar al CENACE dicha resolución. El CENACE, previa publicación en los principales medios de comunicación, informará al agente involucrado, la forma y la fecha de suspensión del servicio de energía eléctrica, puntualizando que se hace por el incumplimiento en los pagos adeudados al agente generador.

La empresa compradora podrá declarar terminado este contrato, por quiebra de la empresa vendedora, por suspensión del servicio de energía eléctrica, por decisión de la empresa generadora sin que medie fuerza mayor o caso fortuito y por la cesación total o parcial del contrato sin autorización de la empresa compradora.

La empresa vendedora (generador) podrá demandar la disolución de un contrato, por incumplimiento en el pago de las planillas (por un período mayor al establecido en las cláusulas de este contrato), y cuando la empresa compradora no cedere a dar por terminado por mutuo acuerdo el contrato, pese a existir circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito debidamente comprobadas.

#### **3.1.4.9 Duración de un contrato.**

Es un aspecto central en la definición de los contratos, donde la óptica esencial es el análisis de los precios futuros de la energía, atendiendo a las diferentes variables que entran en juego en el cálculo de los costos marginales horarios, para el caso del MEM en el Ecuador, los contratos de abastecimiento de

energía se suscribirán por un plazo mínimo de duración de un año, y serán cumplidos a través del CENACE (Art. 46 - LRSE),

#### **3.1.4.10 Ubicación de la transacción.**

Los contratos se consideran pactados en un nodo de referencia, el mismo que puede estar dado por el nodo de mercado (barra de mercado) con un precio definido en ese punto, el nodo del agente comprador o el nodo del agente del generador, en el cual éste entrega la energía comprometida por el contrato.

Por otra parte, el agente comprador debe definir de acuerdo a sus conveniencias, el punto más adecuado donde tomar la energía del contrato (al precio estipulado en dicho punto), definiendo la forma en que se distribuirán las pérdidas que se generan en la red de transmisión, las mismas que dependen del lugar donde se localice la transacción,

#### **3.1.4.11 Vigencia de un contrato.**

Los contratos a plazo o de abastecimiento deberán ser registrados en el CENACE dentro de los 10 días posteriores a su celebración, y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro (Art. 26 < LRSE),

#### **3.1.4.12 Restricciones de los contratos.**

En el mercado de contratos se pueden calificar como situación de restricción de un contrato, principalmente el sobre abastecimiento de potencia y energía para satisfacer cierta demanda de la empresa compradora, a la misma que solamente se le permite contratar la demanda efectiva de energía necesaria para su normal abastecimiento.

El MEM se encuentra en una condición de sobre contratos, cuando la suma de las potencias contratadas supera la demanda total real del sistema. En este caso la energía generada en el MEM no será suficiente para cubrir todos los compromisos establecidos en los contratos a plazos, pero no por déficit de

Generación sino por falta de energía despachada. En este caso se debe limitar el cubrimiento del contrato a la demanda propia registrada por el agente contratante.

Para establecer qué contratos se verán limitados por esta disminución, el CENACE deberá ir descontando a la demanda propia del agente comprador sobre contratado, la energía contratada, de acuerdo a la curva de carga horaria representativa del contrato a plazo, siendo necesario rechazar todo contrato en el cual se comprometa una demanda en el mercado, superior a la demanda contratada de cada una de las empresas compradoras.

### **3.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TENER UN CONTRATO.**

El mercado eléctrico mayorista presenta alternativas de abastecimiento dentro de contratos a plazo que son libremente pactados entre generadores y distribuidores, entre generadores y Grandes Consumidores y entre distribuidores y Grandes Consumidores.

Al suscribir un contrato a plazo de abastecimiento de energía, representa mantener ciertas ventajas sobre el suministro de energía en el mercado ocasional, entre las que pueden mencionarse:

#### **3.1.5.1 Ventajas.**

- Se permite elegir al proveedor (comprando al generador) el mismo que fija un precio; o, siendo un agente de mercado, con un contrato por toda su demanda o parte de ella, para comprar el remanente en el mercado ocasional, sin tener garantía de suministro por esta compra.
- Se aseguran condiciones, precios, plazos y cantidades para el período de duración del contrato, sin centralizarse en la volatilidad del mercado ocasional.

- Se garantiza el suministro de energía, siempre y cuando el contrato se trate como un contrato con garantías de abastecimiento.
- Se pueden realizar los contratos de modo tal que los mismos se adecuen a las características particulares de cada consumo.
- Se permite mantener una cierta reserva de potencia de acuerdo al consumo del agente comprador.
- El agente comprador puede accionar frente al mercado en función de su situación y conveniencia.
- Se producen ahorros en la transacción.
- Se localizan, el riesgo y los beneficios, impidiendo la volatilidad del mercado ocasional.

### **3.1.5.2 Desventajas.**

- Una de las desventajas que se presentan al momento de suscribir un contrato es que al acordar un precio determinado por la energía a abastecer y por la reserva de potencia (precio del contrato), éste puede ser mayor que el de la potencia y energía que se esté ofertando en ese momento por otro generador, representando una pérdida para el agente comprador, ya que pudo obtener energía más barata que la que se pactó en su contrato.
- Otra desventaja en la firma de los contratos, el período de duración del mismo, ya que si este plazo es mayor al establecido, como en todo mercado a futuro, implica asumir determinados riesgos asociados a variaciones aleatorias de los parámetros puestos en juego en la definición de los costos y precios de venta.

- La reserva de potencia al ser una ventaja en la firma de un contrato, también puede representar una desventaja, ya que la capacidad que preste un generador estará disponible siempre y cuando la empresa de transporte tenga la holgura necesitada para la transmisión de esta reserva contratada.

### **3.2 CARACTERÍSTICAS DE MERCADO OCACIONAL.**

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece la transformación total del Sector Eléctrico Ecuatoriano, en base a los requerimientos de un mercado competitivo, el cual incentiva la inversión de capital privado que permita evitar las grandes falencias que han existido durante las diferentes crisis energéticas que ha soportado el país.

Con la transformación del sector eléctrico, las transacciones se realizan en el marco de un modelo competitivo, en donde las compras de energía se efectúan en el mercado ocasional o con contratos a plazos.

Definiendo al mercado ocasional como el lugar donde se realizan las transacciones comerciales de energía de corto plazo, que permite despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los compromisos entre los consumidores y los generadores.

Las transacciones que realizan los generadores, distribuidores y los Grandes Consumidores en el mercado, son valorados a precio horario de la energía los cuales son determinados en la barra de mercado y que toman a más del costo marginal instantáneo de corto plazo, las pérdidas de transmisión a un nodo de referencia, el CENACE determina sobre la base de la operación a mínimo costo del sistema eléctrico, manteniendo siempre las condiciones de calidad y de seguridad.

Con lo descrito en el párrafo anterior, se aprecia que en el mercado ocasional los precios son valorados en forma horaria, en el nodo de referencia denominado de mercado y representado básicamente por el precio marginal. Los precios en los demás nodos del sistema, son determinados por la

afectación del precio de mercado con el factor de nodo correspondiente, el mismo que describe como cambian las pérdidas en el sistema de transmisión y representa el vínculo eléctrico entre los agentes y en la determinación de los precios en cada nodo de la red de transporte.

Como la energía eléctrica es un recurso indispensable para el desarrollo del hombre. Las reglas de mercado deben ser tales que permitan que este encuentre su equilibrio. Para lograr este propósito se requiere.

- Precios que sean el resultado de la relación entre oferta y demanda.
- Participación de la demanda, para que pueda actuar entre los precios.
- Acuerdos bilaterales entre agentes, que permitan definir estrategias comerciales para compartir riesgos y establecer compromisos a futuro.

### **3.2.1 FACTOR DE NODO.**

El Factor de Nodo indica la interrelación de los agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza o incentiva el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a la Barra de Mercado o desde la misma.

Los Factores Nodales eléctricamente indican la variación de las pérdidas marginales del sistema de transmisión ante las variaciones en la inyección de generación o retiro de carga en cada punto de la red.

La justificación de incorporar las pérdidas de transmisión en el cálculo del precio de la energía se basa en asignar en forma más justa el costo e incrementar la eficiencia de las transacciones que se realicen en el mercado, y que influye en las decisiones de los agentes para la nueva localización de nueva generación o de nuevos Grandes Consumidores.

En un mercado eléctrico la necesidad de incorporar económicamente las pérdidas producidas en el sistema de transporte a la señal del precio de la energía, depende de la incidencia de dichas pérdidas y la posible flexibilidad en la localización de cada agente.

De acuerdo a esto se puede definir el Factor de Nodo de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia (Barra de Mercado), a la relación entre los costos marginales de ambos nodos, cuando en el nodo "i" el costo marginal incorpora las pérdidas del transporte al nodo de referencia [18].

El Factor de Nodo (FN<sub>i</sub>) se determina por medio de la siguiente relación:

$$FN_i = 1 + \left( \frac{\partial PL}{\partial P_i} \right)$$

Donde:

$\partial PL / \partial P_i =$  la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Los Factores Nodales de un Sistema de Potencia se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia, que en condiciones normales de operación, la generación total debe cubrir la carga más las pérdidas del sistema. Por lo tanto la variación de la potencia inyectada que se presenta en cada nodo no puede variar arbitrariamente sino mantener balanceado el sistema por lo que se hace necesario considerar una barra oscilante (referencia), la cual absorbe los cambios de potencia que se presenten; así al simular la variación de la potencia inyectada o retirada del nodo "i" se determina la variación de las pérdidas de transmisión. La barra oscilante es a la vez la Barra de Mercado, ya que las pérdidas de transmisión al ser calculadas con esa referencia coinciden con las pérdidas que absorbe el generador de la barra oscilante.

Así, se tiene que los factores nodales al ser fijados en un barra de referencia, se definen dos tipos de áreas o nodos en la red de transporte; los factores

nodales que son menores que uno (1) para nodos generadores o exportadores y los factores nodales que son mayores que uno (1) para nodos de demanda o importadores.

El signo positivo o negativo ( $\pm$ ) que aparece en la definición de factor de nodo depende o esta de acuerdo de la fijación de una barra de referencia, respecto a la cual se consideran barras o áreas exportadoras e importadoras.

### **3.2.2 BARRA DE MERCADO.**

El nodo físico en el cual se define el precio de mercado, se denomina barra de mercado, localizada en el centro de carga del sistema, en donde los costos de producción de la energía son trasladados y valorados a través del factor de nodo correspondiente de cada una de las barras generadoras.

Se define que el precio nodal de la energía esta dado por el costo marginal del sistema afectado por el correspondiente factor de nodo, debe existir un punto en el cual el factor de nodo sea (1) de forma que el precio de la energía en este punto coincida con la del mercado, con esto se puede decir que el precio marginal del sistema es el que regula en la barra de mercado.

La barra de mercado o nodo de referencia puede ser definida en cualquier nodo del sistema de transmisión, ya que si se cambia la referencia obviamente cambia el precio de mercado, y de la misma forma los factores nodales pero con la consecuente fijación del precio marginal nodal, y por tanto, no se verá afectados los cobros y pagos horarios de la energía en el mercado [18].

### **3.2.3 PRECIO DE MERCADO.**

En el mercado ocasional la energía es valorada al costo marginal instantáneo de corto plazo, el mismo que esta dado por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de plantas térmicas por el tipo de combustible y para las hidráulicas con regulación semanal, mensual o superior por el valor del agua.



El valor del agua para cada central hidroeléctrica representa el costo futuro de reemplazo, que permite la optimización del uso y ubicación en el tiempo del agua embalsada, pudiendo resultar este un valor mayor, al máximo costo, imponiendo nuevas condiciones en el mercado (con el costo de oportunidad del agua incluyendo riesgos de desabastecimiento, actual o futuro).

Los modelos basados en el mínimo costo o los del mínimo precio, definen el valor de la energía en el mercado, en operación normal, por costo de producción de aquella unidad que en condiciones de operación económica es la que atiende un incremento de carga, o en el caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada.

El reglamento para el funcionamiento del mercado mayorista en el Artículo 11 define: "los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada Barra de Mercado asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. En la Barra de Mercado se calculan los precios de energía a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo", lo que define que el mercado ocasional se desarrolla en una barra que sirve de referencia para la fijación de los precios y que en el caso del S.N.I se encuentra ubicada en el centro de carga del sistema.

$$PM = \frac{CVP_i}{Fn_i} \quad (\$ / kWh)$$

De donde:

- **PM** = Precio de Mercado.
- **CVP<sub>i</sub>** = Costo variable de producción de la unidad de generación "i".
- **Fn<sub>i</sub>** = Factor de nodo del punto donde se encuentra ubicada la unidad o central de generación "i".

La expresión que define el precio de la energía en un nodo definido del sistema de transmisión y sancionado en la barra de mercado, considera los costos

variables de producción y los factores de nodo correspondientes, los mismos que están relacionados con las pérdidas generadas en el sistema de transporte.

### **3.2.4 PRECIO NODAL DE LA ENERGIA.**

El Costo Marginal de la Energía del sistema obtenido en la Barra de Mercado fija el Precio del Mercado (PM), obtenido de manera horaria por el CENACE para el despacho óptimo, el cual permite realizar las transacciones entre los Agentes del MEM.

El valor de la energía eléctrica se determina en cada nodo de la red por medio del precio de la energía en el nodo "i" a la hora j - (PN). El precio de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en la Barra de Mercado multiplicado por su respectivo Factor de Nodo a la hora j.

$$PN_{ij} = PM * FN_{ij}$$

Al valor del  $PN_{ij}$  se remunera al Generador considerado en el despacho económico ubicado en el nodo "i" o es el precio que debe pagar el Distribuidor o Gran Consumidor ubicado en el nodo "i".

El efecto de incluir las pérdidas marginales de transmisión hace que los Precios Nodales de la Energía puedan ser mayores o menores al precio de Mercado. Así tenemos que el precio de un nodo importador aumenta a medida que se aleja de la Barra de Mercado; mientras que un nodo exportador el precio de la energía decrece a medida que se aleja de la Barra de Mercado.

### 3.2.5 LIQUIDACION Y FACTURACION.

El CENACE es el organismo encargado de administrar el sistema de transacciones y liquidaciones del MEM. Las transacciones en el mercado ocasional dependen del flujo de la energía entre la realidad física de la generación y el consumo, y la realidad comercial de los compromisos contratados, siendo esta energía evaluada a precio marginal horario sancionado en la barra de mercado, el mismo que cambia hora a hora, día a día y depende fundamentalmente del tipo de central que se encuentre marginando.

El sistema de evaluación de las transacciones de potencia y energía en el MEM contempla los pagos que deben realizar los Grandes Consumidores por los apartamientos efectuados en el mercado ocasional, incluyendo los pagos por penalizaciones y servicios prestados por el MEM, discriminando los montos de potencia y energía que han sido transados.

La cantidad de energía recibida por un gran consumidor en su nodo de intercambio declarado con el MEM se evaluará a precio de mercado y afectado por el factor de nodo correspondiente al punto en donde se realiza la transacción, y será determinada como resultado de los datos proporcionados por el Sistema de Medición Comercial que deberá ser instalado por parte del agente. Cuando por cualquier causa no se cuente con alguna información comercial proveniente del Sistema de Medición existente, la Corporación CENACE debe completar dicha información de acuerdo al siguiente procedimiento:

- De contar con la información del sistema en tiempo real, tomar de dicho sistema las mediciones asociadas para el cálculo de energía.

- De no contar con la información del sistema en tiempo real, a partir del momento que se detecte la falta de esta información, se debe pasar a recolectar en forma telefónica las transacciones intercambiadas en el punto de medición.
- De no contar con información alguna, se debe asumir y utilizar los valores programados en el despacho, los mismos que podrán ser reclamados fundamentadamente, debiendo demostrar el error en el valor asumido.

Adicionalmente a los costos de la energía, es posible establecer una relación comercial de la potencia, con el objetivo de incentivar el cubrimiento de los requerimientos de capacidad de generación para la demanda, buscando fomentar el desarrollo de un mercado que sea capaz de satisfacer la garantía de suministro, esto se puede lograr a través de un pago explícito de la potencia. Para establecer los procedimientos de cobro por concepto de potencia, se define un cargo equivalente de energía, el mismo que considera el cobro por conceptos de potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia, reserva para regulación de frecuencia y costos de arranque y parada de una unidad turbo / vapor, y que será definido por el CENACE, de acuerdo a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por los cargos de potencia mencionados, y la correspondiente energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los distribuidores y grandes consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

La corporación CENACE elaborará mensualmente un documento con toda la información y los resultados obtenidos de las transacciones realizadas en el MEM, especificando los montos adeudados por cada gran consumidor, es decir, emitirá por cuenta y orden de los vendedores (generadores), una factura discriminada básicamente por los siguientes conceptos:

- Energía recibida.
- Transporte de la energía recibida.
- Otros servicios, tales como:
  - Potencia remunerable puesta a disposición.
  - Reserva, adicional de potencia.
  - Reserva para regulación de frecuencia.
  - Costos de arranque y parada.
  - Consumo de reactivos.

Los mecanismos regulatorios que se han implementado en el mundo para lograr remunerar adecuadamente los costos, son variados, lo que demuestra que no existe una única solución al problema.

### **3.3 CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO.**

La elaboración de un contrato de abastecimiento de energía establece en su contexto varias condiciones que facultan a cada una de las partes en acuerdo, como empresas capaces de decidir y estipular lineamientos específicos para concentrar las condiciones a través de las cuales se regirá un contrato.

#### **3.3.1 ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DEL GENERADOR.**

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Generador el Distribuidor o Gran Consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada desde ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{,h} = E_c B G_h * \left[ \frac{2 - |1 - FND_{,h}|}{2 + |FND_{,h} - 1|} \right]$$

Donde:

$E_c D_{jh}$  = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra del Generador hasta el nodo del Distribuidor.

$E_c BG_h$  = Energía contratada en la barra del Generador.

$FND_{jh}$  = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

$FNG_{jh}$  = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

Y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c BG_h$$

Donde:

$E_c G_{ih}$  = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h.

$E_c BG_h$  = Energía contratada en la barra del Generador.

### 3.3.2 ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DE MERCADO.

Si un contrato de energía se pacta en la Barra de Mercado el Generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de las pérdidas hasta la Barra de Mercado, mientras que el Distribuidor/Gran Consumidor debe llevar esta energía a su nodo haciéndose cargo de las pérdidas de energía desde la Barra de Mercado hasta su punto o nodo de consumo.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BM_h * \left[ \frac{2}{2 + |FND_{jh} - 1|} \right]$$

Donde:

$E_c D_{jh}$  = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra de Mercado hasta el nodo del Distribuidor.

$E_c BM_h$  = Energía contratada en la Barra de Mercado.

$FND_{jh}$  = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

Y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c BM_h * \left[ \frac{2}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

Donde:

$E_c G_{ih}$  = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra de Mercado.

$E_c BM_h$  = Energía contratada en la Barra de Mercado.

$FNG_{ij}$  = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

### **3.3.3 ENERGÍA DE CONTRATOS PACTADOS EN LA BARRA DEL DISTRIBUIDOR O GRAN CONSUMIDOR.**

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor el Generador se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada hasta ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BD_h$$

Donde:

$E_c D_{jh}$  = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h.

$E_cBD_h$  = Energía contratada por el Distribuidor en su barra.

$FND_{jh}$  = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

Y para el Generador se tiene:

$$E_cG_{ih} = E_cBD_h * \left[ \frac{2 + |FND_{jh} - 1|}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

Donde:

$E_cG_{ih}$  = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra del Distribuidor o Gran Consumidor.

$E_cBD_h$  = Energía contratada por el Distribuidor o Gran Consumidor en su barra.

$FNG_{ih}$  = Factor de nodo del Generador i a la hora h.

$FND_{jh}$  = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h.

### 3.4 CONTRATOS TIPO

La celebración de un contrato de abastecimiento de energía establece varias condiciones que facultan a cada una de las partes a presentar condiciones, como empresas capaces de decidir y estipular lineamientos específicos para concentrar las condiciones a través de las cuales se registrará un contrato.

#### 3.4.1 CON GENERADORES

Para registrar los contratos a plazo ante la corporación CENACE, es necesario presentar en un formato determinado y establecido por la corporación, el cual cuenta con el detalle completo de toda la información necesaria relacionada con el agente generador el encargado de abastecer la demanda contratada, el Gran Consumidor detallara de manera explicita la energía horaria contratada, y el desglose mensual para cada uno de los días típicos: (día laborable, sábado, domingo y feriados).



## CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

GENERADOR / IMPORTADOR:

DISTRIBUIDOR / GRAN CONSUMIDOR:

PERIODO DE SUMINISTRO:

MES DE SUMINISTRO:

LABORABLE  SABADO  DOMINGO  FERIADO

NOMBRE DEL GRUPO O CENTRAL COMPROMETIDA:

DETALLE HORARIO DE ENERGIA EN CONTRATOS:

CONSUMO DIARIO	ENERGÍA PACTDA EN CONTRATOS kW	ENERGÍA TOTAL CONTRATADA kW	DEMANDA TOTAL kW
Hora 1			
Hora 2			
Hora 3			
Hora 4			
Hora 5			
Hora 6			
Hora 7			
Hora 8			
Hora 9			
Hora 10			
Hora 11			
Hora 12			
Hora 13			
Hora 14			
Hora 15			
Hora 16			
Hora 17			
Hora 18			
Hora 19			
Hora 20			
Hora 21			
Hora 22			
Hora 23			
Hora 24			
<b>TOTAL</b>	0	0	0

Tabla 3.1 Detalle horario de energía en contratos

### **3.5 INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR.**

Será responsabilidad de cada uno de los agentes del MEM suministrar al CENACE toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que éste determine.

El CENACE será el responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM. Esta base de datos necesaria para la facturación será la información oficial utilizada por el CENACE para determinar el resultado de las transacciones económicas.

La información así requerida por el CENACE para iniciar el proceso de facturación, básicamente comprende los datos horarios de la energía transada en el mercado ocasional, y medida a través del sistema de medición comercial, es decir, las cantidades de energía entregada a cada una de las empresas (Grandes Consumidores), así como la energía producida por cada empresa generadora.

Adicional a los datos llevados de entrega y generación de la energía eléctrica, es necesario conocer la generación forzada de ciertas unidades que actuaron en el sistema, como medida para controlar la estabilidad, seguridad y confiabilidad de todo el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Todo esto y los demás parámetros que serán definidos en análisis posteriores, son los factores determinantes a considerarse en el proceso de facturación que realiza el CENACE, en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista.

### **3.6 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.**

Es responsabilidad de cada uno de los agentes Grandes Consumidores suministrar toda la información para llevar a cabo la facturación mensual de conformidad con los requerimientos establecidos en los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.

Al hablar de la responsabilidad de los Grandes Consumidores en suministrar la información al CENACE, se define que cada agente debe implantar el equipo de medición necesario para la recolección de la información, el mismo que estará a cargo del propio agente pero bajo la supervisión y control del CENACE, quien será el encargado de acceder a estos equipos, para la recolección de la información y la posterior realización de la liquidación diaria.

El sistema de medición comercial será la alternativa primordial, para la adquisición de la información de la cantidad de energía demandada y consumida por el Gran Consumidor. En caso de que no se cuente con este sistema para el acceso a los datos de entregas de los Grandes Consumidores, es indispensable que éstos, diariamente hagan llegar al CENACE la información relacionada con su curva de carga abastecida, usando como medio de transporte de la información preferentemente correo electrónico, pero en caso de que esto no sea posible será necesario utilizar medios alternativos para el envío.

Si dentro de los plazos establecidos no se cuenta con la información completa del consumo de energía de un Gran Consumidor, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance, es decir de acuerdo a las estadísticas, se proyectarán las condiciones de operación del Gran Consumidor, y se completará la información requerida.

### **3.7 TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL.**

Las transacciones que realicen los agentes en el mercado ocasional, serán liquidadas por el CENACE, diariamente a los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores y se establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de ellos, respecto de las transacciones de potencia y energía, otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Diariamente, se establecerá un reporte de liquidación de las transacciones realizadas por todos los agentes del MEM, y estará a disposición de cada uno de ellos, en la base de datos del MEM, en las siguientes 24 horas (Art. 35 - Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista), pudiendo los agentes presentar observaciones a este reporte, en las 48 horas posteriores a su emisión.

Una vez establecido el reporte diario de las liquidaciones, mensualmente se determinarán los valores que deben pagar los agentes Grandes Consumidores, por las transacciones realizadas en el mercado ocasional y por los servicios prestados por terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en contratos a plazo, informando a los agentes del MEM sobre el despacho económico efectuado y la sustitución o reemplazo que se hubiere producido en las cuotas energéticas comprometidas en los contratos a plazo.

Dentro de los diez (10) primeros días de cada mes (Art. 36 - Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista), el CENACE emitirá y entregará una factura mensual a los Grandes Consumidores, lo cual representará el reporte de transacciones de todo el mes correspondiente.

La factura así emitida representará todas las transacciones que han sido liquidadas en el mercado, durante todos los días del mes en facturación, estableciéndose también los pagos y saldos correspondientes, incluyéndose los pagos al transmisor, y deducidas las aportaciones para el funcionamiento del CENACE, así como los cargos que el CONELEC hubiere determinado por incumplimiento en la calidad de servicio.

Los valores facturados por el CENACE, en el estado de cuenta entregado a cada uno de los Grandes Consumidores, deberán ser pagados por éstos, dentro de los siguientes veinte (20) días contados a partir de la fecha en la cual se notifica la factura (Art. 37 - Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista).

El incumplimiento en los pagos por parte de cada uno de los Grandes Consumidores, dentro de los plazos previstos o definidos en los contratos serán cubiertos por el fondo de garantías <sup>(5)</sup> dando lugar a los cargos adicionales respectivos, de conformidad con los procedimientos de administración del fondo.

En el caso de que el incumplimiento exceda los montos de aportación del agente deudor al fondo de garantías, se procederá a la suspensión del servicio de energía, previa publicación por parte del CENACE en los principales medios de comunicación, la forma y fecha de esta medida de suspensión.

### **3.7.1 FACTURACIÓN DE LAS OPERACIONES COMERCIALES EN EL MEM.**

El CENACE emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la Transacción Económica del mes, discriminados según los siguientes conceptos:

Energía.

- Transporte de energía eléctrica.
- Potencia.
- Regulación de frecuencia.
- Reactivos.
- Arranque y parada de máquinas.
- Cargos por contratos con generadores privados <sup>(6)</sup>.

En lo que tiene que ver con las transacciones comerciales realizadas en el mercado ocasional, es el CENACE quien determinará y discriminará los montos de energía consumida, así como las transacciones pactadas en el mercado de

---

<sup>(5)</sup> El fondo de garantías se crea con recursos aportados por los agentes del MEM y exportadores de energía, y se administra de acuerdo a procedimientos establecidos por el mismo.

<sup>(6)</sup> Estos cargos por contratos privados son considerados como un momentáneo, luego de lo cual y en el momento en que estos contratos terminen, se eliminara automáticamente este rubro

contratos, y que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional, definiendo responsabilidades por estas transacciones.

Para dar inicio a este proceso de liquidación de las transacciones comerciales, es necesario conocer varios parámetros eléctricos y económicos acerca de la operación técnica y financiera de los Grandes Consumidores en el mercado. El sistema de evaluación de las transacciones de energía contempla tres parámetros básicos que caracterizan la operación de los Grandes Consumidores en el MEM:

- Factores de nodo, resultantes del despacho real.
- Información post operativa, de donde se establece de acuerdo al despacho real el precio de la energía en la barra de mercado, la unidad marginal, factores de nodo, reportes de eventos de operación, indisponibilidades, restricciones, fallas, generación bruta, neta y consumo de auxiliares.
- Precio de la energía, valorada con el costo marginal instantáneo obtenido al final de cada hora, y que varía en cada barra en función de su ubicación respecto a la barra de mercado.

La información post operativa a utilizarse para la liquidación de las transacciones comerciales, permite validar la información enviada por los agentes, y será empleada única y exclusivamente cuando no se disponga de la misma.

El CENACE, de acuerdo a la curva de carga horaria registrada para los contratos, evaluará la cantidad de energía a ser facturada en el mercado, discriminando entre la energía efectivamente recibida por el contrato, y la recibida del ocasional.

---

El sistema de evaluación de las transacciones de energía en el MEM contempla la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e importadores y la remuneración a la Empresa de Transmisión. Además, todos los agentes están sujetos al pago de penalizaciones y cargos por servicios prestados por el MEM.

El CENACE determina y discrimina los montos de energía que han sido transados en el Mercado de Contratos a Plazo y en el Mercado Ocasional. El CENACE evalúa y liquida las transacciones de energía realizadas en el Mercado Ocasional y aquellas transacciones que, habiéndose pactado en el Mercado de Contratos a Plazo, se cumplan en el Mercado Ocasional.

**a) Factor de Nodo.**

Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.

Los Factores de Nodo son calculados por el CENACE sobre la base de la metodología aprobada por el CONELEC.

Para cada hora y para cada nodo o barra del sistema, el CENACE determina los Factores de Nodo resultantes del despacho real.

**b) Precio de la Energía.**

La energía se valora con el costo económico marginal horario. El costo de la energía es variable en cada nodo o barra en el S.N.I. dependiendo de su ubicación respecto a la Barra de Mercado.

El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red, se calculan como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora:

$$PE_{b_h} = FN_{b_h} \times PEM_h$$

Donde:

$PE_{b_h}$  = Precio de la Energía en una barra o nodo b del sistema a una hora h

$FN_{b_h}$  = Factor de Nodo en una barra o nodo b del sistema a una hora h

$PEM_h$  = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h

### **c) Información Post operativa**

Sobre la base del despacho real efectuado, el CENACE establece para cada hora:

- El Precio de la Energía en la Barra de Mercado
- La máquina térmica o central hidráulica que margina
- Los Factores de Nodo horarios productos del despacho real con los respectivos niveles de pérdidas
- El Reporte de Eventos de Operación con información relativa a restricciones, indisponibilidades, fallas o cualquier evento que influya en la evaluación económica de las transacciones
- La energía bruta y neta de generación.
- El consumo de auxiliares de las unidades de generación
- El consumo de energía en las subestaciones del sistema de transmisión.

En caso de que alguna información del Sistema de Medición Comercial no esté disponible o el Agente no la remita hasta las 09h00 del día siguiente al de liquidación, el CENACE utilizará la mejor información disponible.



### 3.7.1.1 Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores.

Las cantidades de energía recibidas por un Distribuidor o Gran Consumidor hora a hora del Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía recibida en su nodo y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada [9]:

$$ERMOD_{j,h} = | ERD_{j,h} - EcD_{j,h} |$$

Donde:

$ERMOD_{j,h}$  = Energía recibida del Mercado Ocasional por el Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  a la hora  $h$  (kWh) en su nodo de consumo.

$ERD_{j,h}$  = Energía recibida por el Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  a la hora  $h$  (kWh) y medida en su nodo de consumo.

$EcD_{j,h}$  = Energía total efectiva de contratos a recibir en la hora  $h$  por un Distribuidor  $j$  en su nodo de consumo.

Cada hora el CENACE evalúa el pago por compra de energía de los Distribuidores en el Mercado Ocasional al precio marginal horario, de la siguiente manera:

$$PERMOD_{j,h} = FND_{j,h} \times PEM_h \times ERMOD_{j,h}$$

Donde:

$PERMOD_{j,h}$  = Pago del Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  por compra de energía en el Mercado Ocasional a la hora  $h$ .

$FND_{j,h}$  = Factor de Nodo del Distribuidor  $j$  a la hora  $h$ .

$PEM_h$  = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora  $h$  (US\$/kWh).

$ERMOD_{j,h}$  = Cantidad de energía recibida por el Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  del Mercado Ocasional a la hora  $h$  (kWh) en su nodo de consumo.

### **3.7.1.2 Excedentes de Energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.**

Cuando un Distribuidor o Gran Consumidor que haya contratado energía en el Mercado de Contratos a Plazo consumen una cantidad de energía inferior al monto de sus contratos el CENACE realizara la liquidación de este excedente en el Mercado Ocasional.

El CENACE, haciendo uso de la información del Mercado de Contratos proporcionada por los Agentes, las cantidades de energía negociadas proporcionadas por el Sistema de Medición Comercial y la información Post operativa, determinará las cantidades de energía que han sido comercializadas por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.

$$EVDMOD_{j,h} = | ERD_{j,h} - EcD_{j,h} |$$

Donde:

$EVDMOD_{j,h}$  = Cantidad de energía vendida por un Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  en el Mercado Ocasional a la hora  $h$  siempre y cuando la cantidad de energía recibida sea menor a la cantidad de energía contratada.

$ERD_{j,h}$  = Cantidad de energía entregada a un Distribuidor o gran Consumidor  $j$  a la hora  $h$ .

$EcD_{j,h}$  = Energía total de contratos a recibir en la hora  $h$  por un Distribuidor o Gran Consumidor  $j$ .

Los excedentes de energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores, administrados en el Mercado Ocasional, se valoran empleando Precio Nodal de la energía.

Para una hora dada:

$$REVDMOD_{j,h} = FND_{j,h} \times PEM_h \times EVDMOD_{j,h}$$

Donde:

$REVDMOD_{j,h}$  = Remuneración por la energía transada por un Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  en el Mercado Ocasional a la hora  $h$ .

$FND_{j,h}$  = Factor de Nodo del Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  a la hora  $h$ .

$EVDMOD_{j,h}$  = Cantidad de energía transada por un Distribuidor o Gran Consumidor  $j$  en el Mercado Ocasional a la hora  $h$  (kWh).

$PEM_h$  = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora  $h$  (US\$ / kWh).

### 3.7.1.3 Cargo equivalente de potencia.

Con la finalidad de remunerar los servicios de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición (*PR*), Reserva Adicional de Potencia (*RAP*), Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (*RSF*) y los Costos de Arranque-Parada, se establece el denominado Cargo Equivalente de Potencia.

Este cargo corresponde a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por los servicios descritos anteriormente en ese período, en función de la energía entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

#### a).- Requerimientos de Información.

Para la determinación de Cargo Equivalente de Potencia es necesario que estén previamente establecidos los montos de potencia, precios y remuneraciones que a continuación se detalla:

- Definición de los montos de potencia remunerable puesta a disposición mensual de cada unidad térmica y central hidroeléctrica.
- Definición del precio de la potencia a remunerar por parte del CONELEC.
- Remuneración total a los generadores por potencia remunerable puesta a disposición.
- Remuneración total a los generadores designados por el CENACE para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Remuneración total a los generadores con unidades turbo-vapor por concepto de arranques y paradas.
- Remuneración total a los generadores designados para reserva de potencia [9].

#### 3.7.1.3.1 Cálculo del Cargo Equivalente de Potencia.

Con la información previamente establecida se determina el Cargo Equivalente de Potencia en forma mensual de la siguiente forma:

$$C_{\text{total}}\text{CEP\$} = R_{\text{total}}\text{PR\$} + R_{\text{total}}\text{PRE\$} + R_{\text{total}}\text{RAP\$} + R_{\text{total}}\text{RSF\$} + R_{\text{total}}\text{AP\$}$$

Donde:

$C_{\text{total}}\text{CEP\$}$ , = Costo total por concepto de: Potencia Remunerable, Potencia Reemplazante, Reserva de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y costos de Arranque y Parada de todos los agentes generadores.

Por otra parte, es necesario establecer mensualmente la energía total demandada por todos los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores en las horas de demanda media y pico en los respectivos nodos de cada agente receptor. Por lo que el CEP queda establecido así:

$$\text{CEP} = \frac{C_{\text{total}}\text{CEP\$}}{E_{\text{total}} \text{ 7-22}}$$

Donde:

CEP, = Cargo Equivalente de Potencia.

$C_{total} / CEP \$$ , = Costo total a recaudar para pago a los generadores

$E_{total7-22}$ , = Energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores.

En la Tabla 3.2 se muestra los valores de cada uno de los componentes del cargo equivalente de potencia, calculados para el mes de febrero del 2004.

DIRECCIÓN DE TRANSACCIONES COMERCIALES

PRECIO DE POTENCIA Y TARIFA DE TRANSMISION

Día: 29  
Mes: 02  
Año: 04  
Versión: 3

	PRECIO	UNIDAD	PRECIOS ACUMULADOS ENERGIZADOS	UNIDAD
PRECIO DE LA POTENCIA	5,70	US\$/M/mes	PRECIO DE LA POTENCIA REMUNERABLE	2,051888463 US\$/Kwh
TARIFA DE TRANSMISION	3,15	US\$/M/dem.máx	PRECIOS DE LA POTENCIA PARA RSF	0,032083420 US\$/Kwh
NUMERO DE DIAS DEL MES	29	DIAS	PRECIO DE LOS REEMPLAZOS	0,000000000 US\$/Kwh
NUMERO DE DIAS LIQUIDADOS	29	DIAS	PRECIO DE ARRANQUES Y PARADAS	0,000000000 US\$/Kwh
% DE RPF EN DEM. BASE	1,9%	%	PRECIO DE RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA RAP	0,000000000 US\$/Kwh
% DE RPF EN DEM. MEDIA	1,9%	%		
% DE RPF EN DEM. PUNTA	1,9%	%	PRECIO TOTAL DE POTENCIA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (CEP)	2,083981884 US\$/Kwh

Tabla 3.2 Cargos Equivalentes de Potencia CEP.

*3.7.1.3.2 Cobro a los Distribuidores y Grandes Consumidores por Potencia Remunerable puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque - Parada.*

Una vez obtenido el Cargo Equivalente de Potencia, cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor debe pagar por Potencia Remunerable, Potencia Reemplazante, Reserva de Potencia, Reserva para RSF y costos de Arranque y Parada de las unidades Turbo-Vapor, para ello al final de cada mes se debe establecer el cobro a estos por medio de la relación entre la energía total

entregada a cada agente distribuidor y Gran Consumidor EMESCEP<sub>m,d</sub> y el Cargo Equivalente de Potencia CEP.

$$C_{total\ m,d} = EMESCEP_{m,d} * CEP$$

Donde:

$C_{total\ \$_{m,d}}$  = Costo total que cada Distribuidor y Gran Consumidor d, deben aportar por concepto de Potencia a Remunerar, Reserva de Potencia, Regulación de Frecuencia, y costos de Arranques y Paradas.

$EMESCEP_{m,d}$  = Energía total recibida por el Distribuidores o Gran Consumidor en el mes m.

Al final de cada mes, el balance económico entre lo que pagan los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores y lo que cobran los generadores por los conceptos anteriormente descritos es cero [9].

### **3.7.2 PAGO DE LOS AGENTES AL TRANSMISOR POR LA TARIFA DE TRANSMISION.**

#### **3.7.2.1 Determinación de la potencia máxima no coincidente.**

Para cada Agente Distribuidor o Gran Consumidor la determinación de su Demanda Máxima, en el mes de evaluación, se la efectúa de la siguiente forma:

- Se define como el intervalo de referencia para él calculo de la Demanda Máxima al intervalo de 15 minutos.
- Se realiza la sumatoria de las demandas de potencia medias cada 15 minutos medidas en los diferentes puntos de entrega del Distribuidor o Gran Consumidor (Para el caso de los Distribuidores incluye, entregas del S.N.I. y la Generación inmersa en el Sistema del Distribuidor que aporta potencia directamente a dicho sistema).

- En el caso de que no se disponga de información para alguno de los puntos de entrega con el nivel de detalle definido como referencia, se procede a utilizar la información con grado de detalle inmediatamente superior (potencia media cada hora) sumándola a cada intervalo correspondiente de 15 minutos considerado como referencia.
- Si no se dispone de la información de potencias medias cada 15 minutos en ningún punto de entrega de un Distribuidor, se toma como referencia en intervalo de potencias medias para cada hora.
- Obtenido el total de demanda para cada intervalo, se determina el máximo valor entre todos los intervalos de demanda del mes analizado.

### **3.7.2.2 Determinación de los pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor.**

Una vez obtenida la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor, se establece el correspondiente pago como el producto de la demanda máxima de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor y el precio definido por el CONELEC para la Tarifa de Transmisión.

$$PTTd\$ = DMAXd * TT\$$$

Donde:

PTTd\$, = Pago por Tarifa de Transmisión de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor d.

Dmaxd, = Demanda Máxima del Agente Distribuidor o Gran Consumidor d en el mes de evaluación.

TT\$, = Tarifa de Transmisión fijada por el CONELEC.

### **3.7.2.3 Remuneración a la Tarifa de Transmisión.**

Las tarifas que paguen los agentes del mercado eléctrico mayorista por el uso del sistema de transmisión, deberán, en su conjunto, cubrir los costos

económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación e inversión del plan de expansión; operación y mantenimiento y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC.

El reglamento establecerá los valores que se paguen por conceptos de conexión y costo del transporte y también establecerá los parámetros que el regulador aplicará para fijar la tarifa que le corresponda pagar a cada agente del mercado eléctrico mayorista <sup>(7)</sup>.

Las tarifas de transmisión serán fijadas por el CONELEC, determinando sus valores iniciales y las fórmulas de reajuste a ser aplicadas cada año. Una vez fijadas, las tarifas se considerarán incorporadas en el contrato de concesión del transmisor.

### **3.8 TRANSACCIONES EN LOS CONTRATOS A PLAZO.**

Para el caso de los contratos a plazo, cuando sea aplicable, el CENACE liquidará las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de Regulación de Frecuencia, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, de acuerdo a la cantidad de energía que transó en el mercado ocasional.

Las tarifas de transmisión y peajes de distribución serán liquidados por el CENACE de acuerdo a la energía demandada y que fue transportada por la red de transmisión hasta el punto de abastecimiento del Gran Consumidor.

Como se trata de contratos en donde se pactan cantidades y precios a cobrarse tanto por potencia como por energía, estos son administrados por el CENACE y adicionalmente deberá incluirse una cláusula en la que las partes tratantes aceptan el resultado de las reglas comerciales y operativas definidas

---

<sup>(7)</sup> Reforma del primer y segundo incisos del Art. 55, mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.



para el mercado, determinando con esto que por más que el agente Gran Consumidor transe todo su suministro en contratos a plazo, éste tanto como el agente vendedor deberán regirse a las normas de mercado estipuladas en los procedimientos, con lo cual se debe manifestar que los contratos no pueden establecer un intercambio que altere el despacho económico.

### **3.8.1 FACTURACIÓN DE LAS OPERACIONES COMERCIALES EN EL MEM.**

El resultado de las transacciones económicas que realice un Gran Consumidor que posea un contrato será definido por el agente con quien contrato su suministro, el cual calculará mensualmente los créditos que deben debitar estos, lo cual estará definido de acuerdo principalmente a las reglas básicas del mercado y a como se hayan realizado las relaciones contractuales.

Para estos casos en los que el agente generador debe realizar la facturación mensual de las operaciones comerciales de sus contratantes, es necesario que el contratado tenga la información suficiente como para que pueda realizar esta actividad.

Es decir, los Grandes Consumidores que mantengan contratos a plazo con generadores serán liquidados mensualmente de acuerdo a las curvas de carga típicas que fueron presentadas el momento de suscribir el contrato.

Vale la pena recalcar que el agente Gran Consumidor este en la responsabilidad de enviar la información al CENACE solo en el caso de que el sistema de medición comercial instalado por el agente, falle, considerando que la energía transada en el mercado ocasional será determinada por el CENACE con la base de la información obtenida del sistema de medición comercial, y el registro de los contratos suscritos por el agente.

Es necesario que el agente vendedor envíe la factura mensual dentro de los plazos que se hayan establecido en el contrato, para que el Gran Consumidor pueda revisar el detalle de las transacciones realizadas y si existiese algún inconveniente comunicarlo inmediatamente para su discusión.

Los plazos tanto para entrega de la factura como para la revisión de la misma, así como el tiempo en el cual esta debe ser cancelada serán los definidos en las cláusulas de condiciones del contrato, de no ser así se puede asumir como plazos para estas actividades los establecidos en el reglamento para el funcionamiento del MEM.

Básicamente la factura incluirá el detalle de la energía demandada, y expresada por la curva de carga del Gran Consumidor, el detalle de la cuantificación de los contratos de reserva de potencia, e impuestos adicionales (como los aportes que realicen los consumidores industriales y comerciales destinados para el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal <sup>(8)</sup>).

Para la suscripción de un contrato debe establecerse una forma y condiciones de pago por los servicios prestados por la empresa vendedora, en donde los precios pueden ser libremente negociados entre las partes o caso contrario regulados por la autoridad.

Es decir, únicamente se considerará para el cobro por energía vendida en el contrato, el precio pactado y las curvas de carga del Gran Consumidor, así:

$$\text{\$. por pago} = (\text{MW}_c * \text{PC})$$

Donde:

$\text{MW}_c$  => energía horaria contratada.

$\text{PC}$  => precio de contrato.

En este punto vale la pena mencionar como alternativa para la definición del precio del contrato, que este no debería ser mayor que el precio referencial de generación para usuario final, ya que si el contrato se lo pacto a un precio mayor que este, sería un serio error por parte del Gran Consumidor, ya que contratar a un precio mayor no representa una inversión económica para el agente.

---

<sup>(8)</sup> El detalle de estos cargos adicionales será aclarado de mejor forma en párrafos posteriores.

Esto se debe a que además del precio pactado en el contrato, por potencia y por energía, deben agregarse tarifas, peajes y cargos adicionales que en conjunto pueden representar un valor más alto que el precio referencial de generación para usuario final, situación que no le conviene al Gran Consumidor, ya que si se declaró agente de mercado, es para obtener mejores condiciones de suministro (en cuanto a precios se refiere), no para pagar tarifas más altas que las que se destinan para las empresas distribuidoras.

Para poder definir la conveniencia o no de un cierto precio de contrato, es necesario que el agente Gran Consumidor realice un estudio técnico / económico de las condiciones contractuales, definiendo como puntos principales, cuanto le costaría la energía una vez que se hayan incluido todos los cargos adicionales, peajes y tarifas.

El objetivo de establecer una relación comercial por reserva de potencia, es definir los requerimientos de capacidad de demanda y su cubrimiento, buscando siempre fomentar el desarrollo competitivo de un mercado que sea capaz de satisfacer las garantías de suministro, logrando esto a través de un pago explícito a la potencia disponible por el agente.

Para justificar el pago por un contrato de reserva por parte de un Gran Consumidor, este debe recibir a cambio un compromiso de disponibilidad, o sea que el pago esta relacionado con la garantía de suministro que se logra a través de no solo suficiente capacidad instalada, sino también que la misma este disponible cuando la requiera la demanda del Gran Consumidor.

Además de los cargos por reserva de potencia y energía generada, se consideran impuestos adicionales como aquellos que otorgan réditos en favor de los organismos encargados de solventar y garantizar el correcto funcionamiento de todo el Mercado Eléctrico Mayorista <sup>(9)</sup>, e impuestos adicionales a consumidores de categoría industrial y comercial.

---

<sup>(9)</sup> El CENACE, FONDO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL y el FONDO DE GARANTÍAS son los organismos encargados de solventar y garantizar el correcto funcionamiento del MEM.

### **3.9 RESULTADOS DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.**

#### **3.9.1 EN EL MERCADO OCASIONAL.**

Mensualmente se define el Resultado de la Transacción Económica como el cálculo de los créditos o débitos totales de cada agente por aplicación de los procedimientos para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Estas notas de crédito o de débito determinadas mensualmente, son cuantificadas de acuerdo a la operación técnica de los Grandes consumidores dentro del mercado, es decir, las transacciones económicas que se definan, representarán la cuantificación económica de la operación técnica de cada agente Gran Consumidor.

Para el caso de que un agente Gran Consumidor transe todo su suministro en un contrato a plazo, el resultado de las transacciones económicas que realicen en el mercado ocasional será determinado básicamente de acuerdo a los sobrantes o faltantes que se generen luego de saldar su contrato, tarifa de transmisión y peajes de distribución.

#### **3.9.2 EN CONTRATOS A PLAZO.**

Si se trata de un contrato generador - Gran Consumidor, el agente generador será el encargado de definir el resultado de las transacciones realizadas por el agente frente al mercado, cuantificando la operación técnica de acuerdo a las condiciones que se definan entre estos agentes, al momento de la firma del contrato.

Para el caso de que se trate de un contrato entre un agente Gran Consumidor y un distribuidor, éste facturará mensualmente por la prestación de servicios de suministro de energía, considerando del mismo modo que el caso anterior, las condiciones que se pacten al momento de la firma de contrato.

### **3.10 DOCUMENTO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.**

### **3.10.1 EN EL MERCADO OCASIONAL.**

Como ya se mencionó, el CENACE elaborará mensualmente un documento con toda la información referente a las transacciones económicas realizadas y contenida en la base de datos para facturar, individualizando para los Grandes consumidores, los montos por los cuales han resultado deudores sobre la base de sus compras en el MEM.

El documento de Transacciones Económicas contendrá asimismo un detalle que permita individualizar cada uno de los cargos a ser considerados por las transacciones en el MEM en dicho mes. Estos cargos son definidos básicamente por potencia, por energía, por transmisión, por inflexibilidades y restricciones operativas, y adicionalmente cargos por contratos con generadoras privadas <sup>(10)</sup>.

El documento de Transacciones Económicas considerará además, las penalidades que serían aplicables, cuando por alguna razón se incumplen las condiciones óptimas de operación del sistema de potencia, por parte de los Grandes consumidores.

Adicionalmente se consideraran las transacciones que se realicen en el mercado ocasional para el cumplimiento de contratos.

### **3.10.2 EN CONTRATOS A PLAZO.**

Tanto para el caso de contratos entre generadores - Grandes Consumidores y distribuidores - Grandes Consumidores, serán los agentes contratados los que definan la forma en la que debe enmarcarse el documento de las transacciones realizadas, encajando dentro de las condiciones planteadas al firmar el contrato de suministro. El detalle del documento de las transacciones realizadas por el abastecimiento del contrato debe considerar un 10 % adicional al valor facturado por consumo de energía.

---

<sup>(10)</sup> Estos contratos fueron definidos por el estado, y es necesario pagarlos, es por esta razón que es un rubro adicional y momentáneo que deben suplir los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores.

### **3.11 OBSERVACIONES AL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES.**

Los valores comunicados por el CENACE a los Grandes consumidores, resultantes de las transacciones realizadas por estos en el mercado ocasional, podrán ser observados dentro de las cuarenta y ocho (48) horas posteriores a la presentación de los partes diarios.

Sólo serán consideradas las observaciones que se formulen con el correspondiente fundamento técnico y por escrito y que sean presentadas al CENACE. Las observaciones justificadas se comunicarán nuevamente a los Agentes del MEM dentro de las 48 horas siguientes a su recepción.

De no existir observaciones o no habérselas fundamentado en el escrito correspondiente, los valores aquí emitidos se tomarán como definitivos para elaborar el documento de transacciones económicas.

Los datos calificados como definitivos no estarán sujetos a observaciones, una vez que se haya comunicado el documento de transacciones económicas y sólo podrán ser modificados por el CENACE, bajo los criterios emitidos por el Director Ejecutivo del CONELEC, el mismo que dará a conocer una resolución dentro de los cinco días siguientes a la presentación de los reclamos que a criterio de un Agente Gran Consumidor no hayan sido justificadas por el CENACE (Art. 39 - Reglamento para funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista).

En caso de que el Agente Gran Consumidor no esté de acuerdo con la resolución emitida por el Director Ejecutivo del CONELEC, éste podrá apelar tal resolución ante el Directorio de dicha entidad, el mismo que tomará la decisión correspondiente, dentro de los siete días posteriores a la apelación.

La diferencia proveniente de las observaciones presentadas, y debidamente aceptada por el CONELEC, será liquidada por el CENACE a favor o en contra del Gran Consumidor dentro de los siguientes dos días de notificada la resolución, acreditando o debitando de la siguiente factura.

Los ajustes a la facturación que, en su caso, deba efectuar el CENACE como consecuencia de la decisión sobre las observaciones formuladas por un Gran Consumidor, se incluirán en la factura correspondiente al mes de transacciones en que la observación se resuelva en definitiva y tendrán la fecha de vencimiento de dicha factura. Tales ajustes sólo devengarán intereses a partir del vencimiento de la factura en que se los incluye.

Para el caso de los contratos a plazo, puede establecerse lo determinado para el mercado ocasional, o en las cláusulas de condiciones definir los parámetros bajo los cuales se van a desarrollar la resolución de controversias.

## **CAPITULO IV**

### **ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMAAP-Q.**

En este capítulo se da a conocer las condiciones actuales del abastecimiento de energía eléctrica de la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito los aspectos favorables y factores adversos, las alternativas de abastecimiento desde el punto de alimentación de la red eléctrica, las características de su demanda (Potencia y Energía) y los cargos que tiene que abonar al ser un Gran Consumidor y pertenecer al MEM.

#### **4.1 ABASTECIMIENTO ACTUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A LA EMAAP-Q.**

El abastecimiento de energía eléctrica lo realiza la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), a través de las redes de distribución, los puntos en que toma la energía eléctrica la EMAAP-Q es en media tensión y baja tensión. Por el alto consumo de energía eléctrica que tiene la EMAAP-Q se considera como un cliente especial, el cual tiene un sistema de facturación especial (costo de energía a menor precio). El abastecimiento de la energía eléctrica la realiza en el área de concesión de la EEQ.

##### **4.1.1 FACTORES FAVORABLES.**

- Al mantener un contrato con la empresa distribuidora no es necesario presentar ante el CENACE ningún detalle de la información horaria, ya que la demanda del gran consumidor estará considerada dentro de la empresa de distribución.
- No se debe disponer de un esquema de alivio de carga EAC, porque el Distribuidor es responsable de disponer el EAC en su área de concesión.
- La empresa de distribución garantiza el suministro de energía eléctrica.



- Al estar conectado directamente a la red del distribuidor en su área de concesión, la tarifa que le fije por el abastecimiento de energía, ya esta considerado el pago por utilización de sus instalaciones, sin tener la necesidad de adicionar el peaje por distribución.

#### **4.1.2 FACTORES ADVERSOS.**

- Obligatoriamente se ve afectado por el esquema de cortes que realice la empresa distribuidora.
- El costo del abastecimiento de energía eléctrica es facturado por la empresa distribuidora y fijado por el CONELEC.
- No se le permite elegir al proveedor (generador), el cual suministre la energía eléctrica el mismo que asumiría la garantía del suministro y le fije una tarifa.
- No se permite realizar contratos mediante los cuales le permita mantener el precio de la energía eléctrica durante un período de tiempo (semestral o anual).
- El precio de la energía que factura el distribuidor, se ve afectado por los costos variables de producción (combustibles) centrales térmicas y por los cambios de estación (invierno y verano) centrales hidráulicas.

## **4.2 TARIFAS Y PEAJES DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Los precios por transporte de energía son establecidos por la misma empresa de transmisión, y son regulados por el CONELEC.

Para el caso de que el prestador del servicio de transporte actúe en forma fraudulenta en la fijación de la tarifa, éste será sancionado con una multa no

menor a los perjuicios económicos causados a los agentes, y deberá además sujetarse a las acciones penales pertinentes.

Para el caso del transporte en los contratos, se debe actuar de manera similar a la que se definió para la remuneración a la actividad de transporte en el mercado ocasional, es decir, el CENACE será quien liquide los apartamientos en los que por cuestiones de transporte de energía incurran los Grandes Consumidores.

Vale la pena mencionar que la garantía de suministro ofrecida por el agente vendedor (en su contrato de reserva) solo se refiere a su capacidad de generación que ofreció al contratante, excluyendo el riesgo en el sistema de transmisión.

Aquí es recomendable que se realice una diferenciación en la tarifa de transmisión de acuerdo al punto de conexión en el que se encuentra ubicado el Gran Consumidor, ya que no sería lo mismo que este se encuentre ubicado en las instalaciones de alta, media o baja tensión, por esto la incorporación de un cargo por conexión, a la tarifa establecida de transmisión, mejoraría la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica, ya que aquí se podría diferenciar más minuciosamente la utilización misma de la red de transmisión, puesto que para la determinación de los cargos de conexión es necesario realizar un inventario de los activos que posee la empresa de transmisión, y que sirven para conectar al Sistema Nacional Interconectado a los generadores, distribuidores y Grandes Consumidores.

Lo dicho anteriormente acerca de la prestación del servicio de transporte, puede definirse de mejor manera, cuando se considera que el Gran Consumidor esta ubicado a nivel de las instalaciones de transmisión, pero por lo general esto no ocurre así, ya que el Gran Consumidor se encuentra casi siempre emplazado dentro del área de concesión de una empresa distribuidora, es decir, no se encuentra directamente relacionado con la transmisión. La diferenciación para la valoración de las tarifas y peajes de acuerdo a los cargos

de conexión, permite que el agente Gran Consumidor, cancele por las instalaciones que está utilizando.

Definiendo con esto, que no es lo mismo que si un Gran Consumidor se encuentra ubicado en un punto o en otro de la red, ya que aquí básicamente se tomará en consideración los equipos para transformación y transmisión que cada uno utilice. Con el adicional de los cargos de conexión a los cargos fijos de la tarifa de transmisión, lo que se pretende como ya se dijo anteriormente es que se pueda diferenciar la ubicación del Gran Consumidor con respecto a la red.

La incorporación de los cargos de conexión sería adicional a considerar en este punto para la liquidación del transporte en un contrato, ya que los demás cargos tanto fijos como variables, son idénticos a los definidos en secciones anteriores al hablar de tarifas y peajes para la remuneración en el mercado ocasional.

Es recomendable que para el caso del mercado ocasional, se incluyan también cargos adicionales por conexión a la red, ya que de esta forma se reconocerán de mejor manera las tarifas y peajes para los Consumidores, identificando claramente el punto de ubicación del agente. Los valores de peaje se muestran en la Tabla 4.1.

<b>VALORES DE PEAJE POR ETAPA FUNCIONAL PARA QUITO</b>					
<b>US\$ / kW-mes</b>					
<b>EMPRESAS</b>	<b>SUBTRANSMISIÓN</b>		<b>DISTRIBUCIÓN</b>		
	<b>LÍNEAS</b>	<b>S/E</b>	<b>PRIMARIA</b>	<b>TRAFOS</b>	<b>SECUNDARIA</b>
<b>VALORES DE PEAJE POR ETAPA FUNCIONAL</b>	<b>0,29</b>	<b>2,01</b>	<b>4,12</b>	<b>6,18</b>	<b>10,34</b>

Tabla 4.1 Costo de los peajes en US\$/kW-mes.

El peaje de distribución cancelado a través del valor agregado de distribución (VAD) es obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión, en cada uno de ellos, se consideran componentes de capacidad,

administración, pérdidas y comercialización, y será cancelado de acuerdo al punto de ubicación del Gran Consumidor dentro de la red de distribución.

### 4.3 ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO FUTURO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA EMAAP-Q.

#### 4.3.1 ALTERNATIVA No 1.

En la primera alternativa el Gran Consumidor se conecta directamente a la red de subtransmisión, en estas condiciones de servicio los peajes a pagar son: por la utilización de la red de transmisión y red de subtransmisión. Esta alternativa resulta ventajosa al no tener que pagar los peajes aguas abajo (utilización de la red de distribución). En la Figura 4.1 se indica como se conecta el Gran Consumidor a la red de subtransmisión.

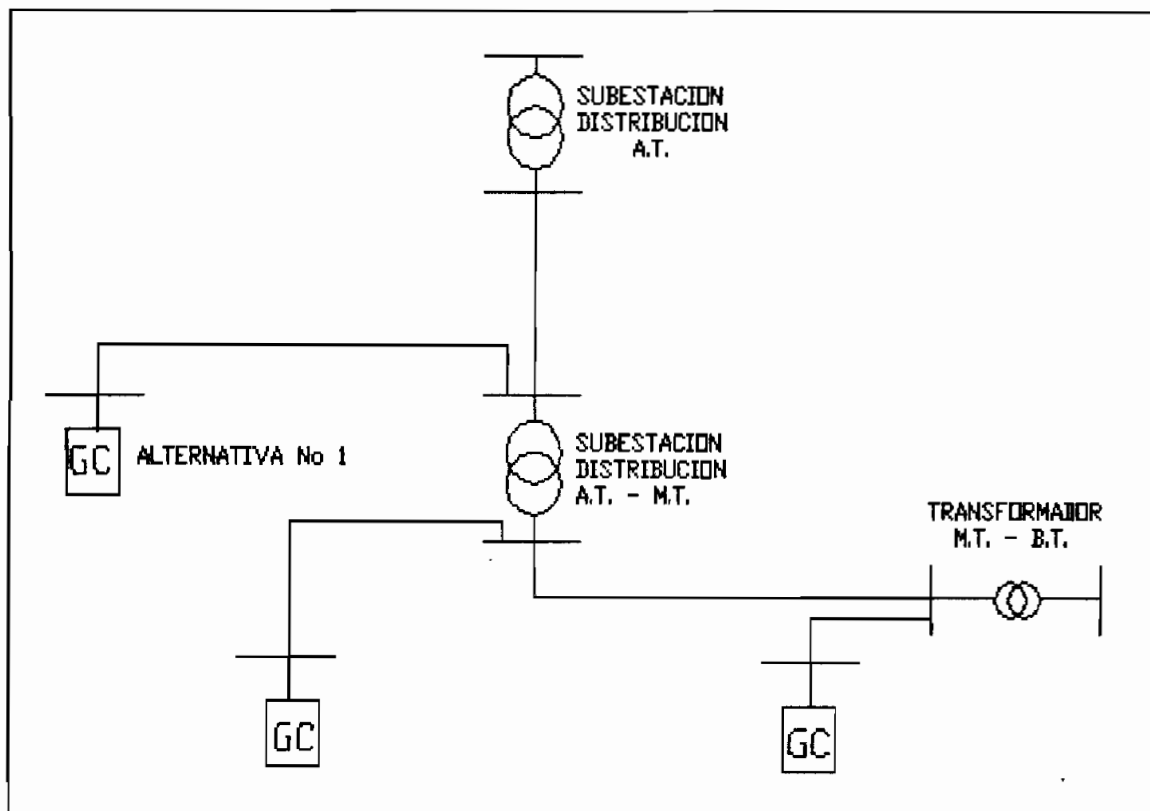


Figura 4.1. Alternativa de abastecimiento No. 1.

El costo para la implementación de una red de subtransmisión de energía eléctrica es alto y se lo puede apreciar en la Tabla 4.2.

	Costo (Dólares/Km.)
Voltaje 46kV, postes de hormigón	30000 - 35000
Voltaje 69kV, postes de hormigón.	40000
Voltaje 69kV, hormigón y estructuras mixtas.	40000 - 45000

Tabla 4.2 Costo de la construcción de una línea de subtransmisión <sup>(1)</sup>.

Como se aprecia en la tabla 4.1 el costo de la construcción de una línea de subtransmisión esta en función de la longitud, por tanto para realizar una alimentación mediante esta alternativa, se tiene que realizar un análisis de la factibilidad técnica y de la factibilidad económica, las cuales se analizan en el **Capítulo V** y el **Capítulo VI** de este proyecto.

#### 4.3.2 ALTERNATIVA No 2.

En la segunda alternativa el Gran Consumidor se conecta a la salida de la subestación de distribución, en estas condiciones de servicio los peajes a pagar son: por la utilización de la red de transmisión, red de subtransmisión y la subestación de distribución. Esta alternativa tiene menores ventajas que la Alternativa No 1, porque aumenta el importe a pagar por peaje al utilizar la subestación de distribución. En la Figura 4.2 se indica como se conecta el Gran Consumidor a la salida de subestación de distribución.

<sup>(1)</sup> Datos fueron proporcionados por el Ing. Jorge Santillán (Transelectric S.A), en el seminario de "Diseño de Líneas de Transmisión (69, 138 y 230 kV)".

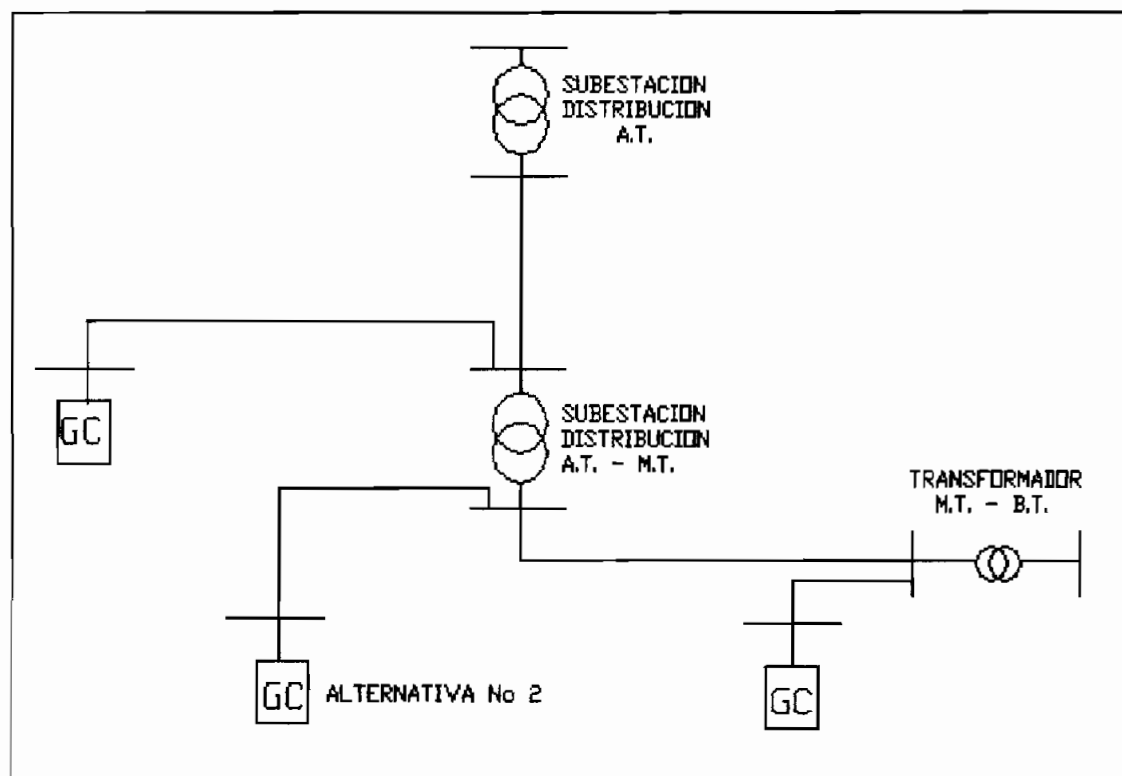


Figura 4.2. Alternativa de abastecimiento No. 2.

El costo para la construcción de alimentadores de distribución de energía eléctrica se aprecia en la Tabla 4.3.

	Costo (Dólares/Km.)
Voltaje 23kV, postes de hormigón.	25000 a 30000
Voltaje 13.8 y 13,2 kV, postes de hormigón.	15000 a 20000
Voltaje 6.3kV, postes de hormigón.	10000 a 15000

Tabla 4.3 Costo de la construcción de un alimentador de distribución <sup>(2)</sup>.

Como se aprecia en la Tabla 4.3 el costo de la construcción de un alimentador de distribución esta en función de la longitud y del nivel de voltaje, por lo tanto para realizar una alimentación mediante esta alternativa se tiene que realizar

<sup>(2)</sup> Datos fueron proporcionados por el Ing. Silvio Jumbo (INGETEC), constructor de redes de distribución (23, 13.8, 13.2 kV).

un análisis de la factibilidad técnica y de la factibilidad económica, las cuales se analizan en el **Capítulo V** y el **Capítulo VI** de este proyecto.

### 4.3.3 ALTERNATIVA No 3.

En la tercera alternativa el Gran Consumidor se conecta al alimentador del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, en estas condiciones de servicio los peajes a pagar son: por la utilización de la red de transmisión, red de subtransmisión y la red de distribución. Esta alternativa tiene menores ventajas que la Alternativa No 2, porque aumenta el importe a pagar por peaje al utilizar toda la red de distribución la. En la Figura 4.3 se indica el punto donde se conecta el Gran Consumidor.

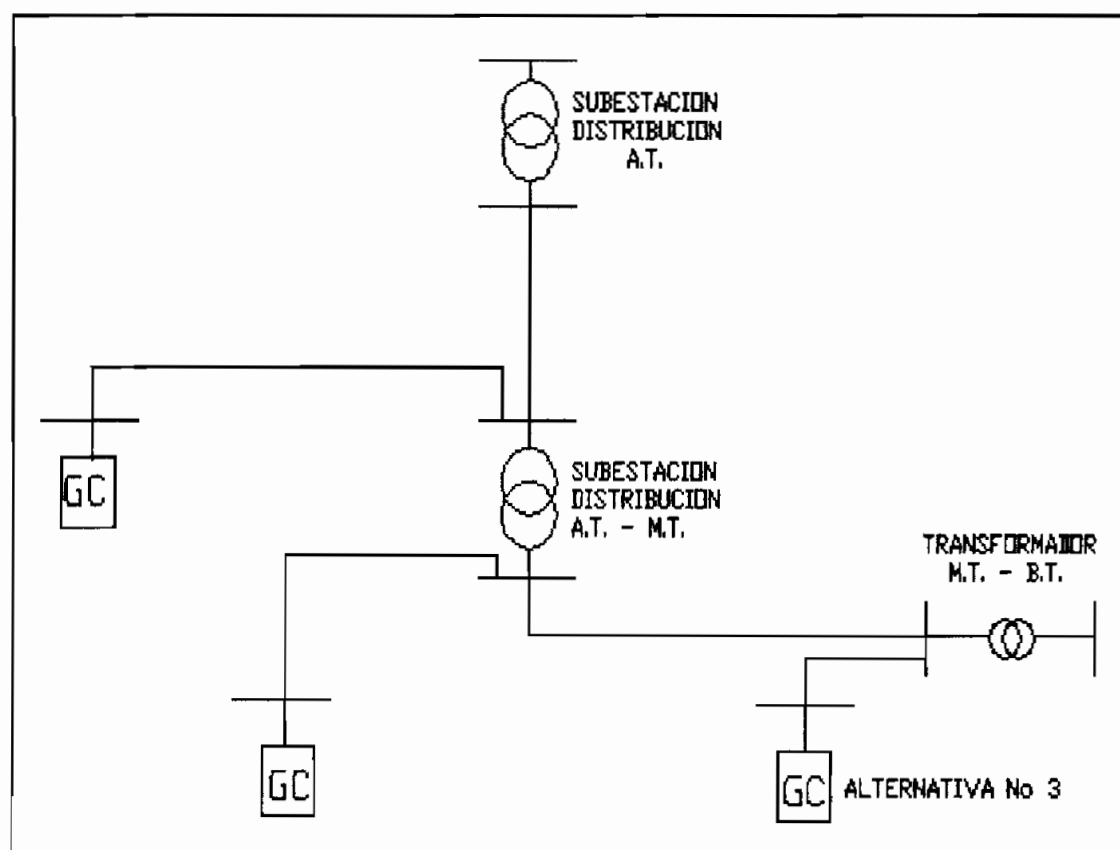


Figura 4.3. Alternativa de abastecimiento No. 3.

El abastecimiento de la energía eléctrica que realiza actualmente la Empresa Eléctrica Quito a la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, es a esta alternativa a la cual se tiene que realizar un análisis de la factibilidad técnica y de la factibilidad económica, para verificar si se sigue manteniendo este sistema de alimentación o resulta más ventajoso la utilización de las otras alternativas, las cuales se analizan en el **Capítulo V** y el **Capítulo VI** de este proyecto.

#### **4.2.5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO.**

Al analizar las alternativas de abastecimiento se debe tomar en cuenta la ubicación en que se encuentra el Gran Consumidor con referencia a la red más cercana, esto implica que es más conveniente para el Gran Consumidor tomar el servicio de abastecimiento de energía eléctrica de la red más cercana.

En el caso, de que una empresa ya este conectado en los diferentes puntos de la red por motivo de ser un cliente de la empresa distribuidora, y decida realizar los tramites pertinentes para declararse como Gran Consumidor, lo más conveniente es seguir utilizando la red de distribución para que le suministre el servicio de energía eléctrica y pagar los peajes respectivos por utilizar la red de distribución.

Si el Gran consumidor decide construir su propia red para abastecerse del servicio de energía eléctrica, esto implica que el Gran Consumidor tendrá que realizar una gran inversión aproximadamente de (40000 a 45000 US\$/Km) para realizar la construcción una línea de subtransmision y de (10000 a 30000 US\$/Km) para una línea de distribución, este valor dependerá del voltaje del alimentador, además debe tomar en cuenta los tramites que debe realizar para obtener permisos de la EEQ y del Municipio para realizar el nuevo tendido de la red.



#### 4.4 ANALISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ANUAL DE LA EMAAP-Q.

Las características de la demanda de potencia y el consumo de energía de la EMAAP-Q, se presenta en el **ANEXO B** la factura de consumo de energía eléctrica del mes de abril del 2003.

Al analizar la factura y verificar que la EMAAP-Q tiene 261 puntos que se conecta a la red de distribución se considera en primera instancia que no es factible declararse como un Gran Consumidor, por el elevado costo de inversión que tiene que realizar en el equipo de medición que tiene un costo de US\$ 22000 por equipo al realizarlo en los 261 puntos da un costo de inversión de US\$ 5'742.000 como se indica en la Tabla 4.4.

FLUJO DE FONDOS										
	ANO1	ANO2	ANO3	ANO4	ANO5	ANO6	ANO7	ANO8	ANO9	ANO10
Costo anual de energía en la EED.		1644144,6	1644144,6	1644144,6	1644145	1644145	1644144,6	1644144,6	1644144,6	1644145
Costo anual de la energía en el MEM		1454009,9	1454009,9	1454009,9	1454010	1454010	1454009,888	1454009,888	1454009,87	1454010
Ahorro anual		190134,73	190134,73	190134,73	190134,7	190134,7	190134,732	190134,732	190134,732	190134,7
Costos de inversión	5742000									
<b>FLUJO DE FONDOS NETO</b>	<b>-5742000</b>	<b>190134,73</b>	<b>190134,73</b>	<b>190134,73</b>	<b>190134,7</b>	<b>190134,7</b>	<b>190134,732</b>	<b>190134,732</b>	<b>190134,732</b>	<b>190134,7</b>

Tabla 4.4 Costo de la inversión al instalar equipo de medición en los 261 puntos.

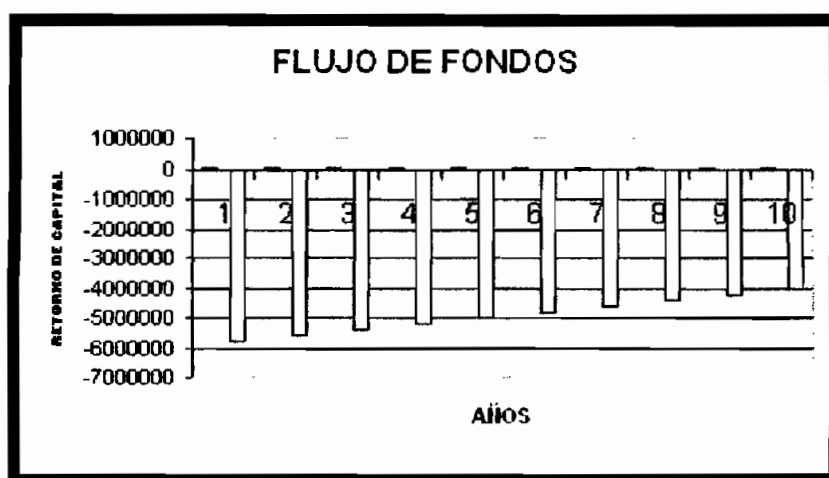


Figura 4.4. Flujo de fondos para la recuperación del capital

Al analizar el flujo de fondos de la Figura 4.4 se aprecia que durante el tiempo de vida útil del equipo de medición no se recupera el capital invertido, por esta razón se debe buscar otra alternativa que sea factible para la EMAAP-Q, la cual se la analiza en el **Capítulo V**.

#### **4.5 CARGOS ABONADOS POR UN GRAN CONSUMIDOR.**

Para las transacciones que realizan los Grandes consumidores en el MEM, se pueden resumir los cargos que deben abonar estos agentes en un cuadro explicativo que muestre cuales son todos y cada uno de los cargos requeridos para el funcionamiento del MEM, y que deben ser debitados a los Grandes consumidores.

Si cada Agente emitiese documentos legales por cada uno de los valores en que es acreedor y recibiese otros por cada uno los rubros por los que es deudor la cantidad de documentos a emitir y recibir correspondería a la multiplicación del número de rubros por el número de Agentes, lo que representaría una gran cantidad de documentos, de difícil control y seguimiento para las Autoridades del Sector. Ante esto, el CENACE simplificará el número de documentos mediante un agrupamiento adecuado de rubros.

Para el caso de los rubros a ser facturados por los Agentes Acreedores, se totalizará de la siguiente forma:

**R1:** Por Energía vendida en el mercado ocasional, el cual considerará:

- Ingreso por energía vendida en el Mercado Ocasional
- Reconocimiento por combustibles, según corresponda
- Restados los:
  - Pago por Energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir contratos.
  - Pago por Consumo de Auxiliares.
  - Pago por reconocimiento de combustible.

**R2:** Por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios, el cual considerará:

- Ingreso por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios del MEM, agrupados
- Ingreso por Regulación Secundaria de Frecuencia
- Ingreso por Reemplazos
- Ingreso por Arranques y Paradas
- Ingreso por la Reserva Adicional de Potencia

**R3:** Por Regulación Primaria de Frecuencia RPF

**R4:** Ingreso por Reactivos

- Ingreso por Cargos Variables de Reactivos, más
- Ingreso por Cargos Fijos de Reactivos

**R5:** Ingreso por Generación Forzada y Obligada

- Ingreso por Generación Forzada, más
- Ingreso por Generación Obligada, restado
- Pago por Generación forzada u obligada

**R6:** Tarifa Fija de Transmisión

**R7:** Cargos Variables de Transmisión (del mercado ocasional y de contratos)

**R8:** Ingresos por Importación de energía en TIE's

- Ingresos por la Importación de energía

**R9:** Ingresos por Rentas en la Exportación de Energía en TIE's

- Ingresos por Rentas en la Exportación de Energía de Generadores

De la misma manera, para el caso de los Agentes Deudores se tiene:

**R1:** Pago por Energía comprada en el mercado ocasional, el cual considera:

- Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional

- Pago por reconocimiento de combustibles a generadores.
- Restados:
  - Ingreso por Saldo de Energía de Contratos.
  - Descuento a Gen. Hidro no Escindida de Distribuidoras.

y considerando el Cargo Variable por Transporte de Energía en el Mercado Ocasional.

**R2:** Por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios, el cual considerará:

- Pago por Potencia Remunerable y Servicios del MEM.

**R3:** Por Regulación Primaria de Frecuencia RPF

**R4:** Por Reactivos, el cual considera:

- Pago por Cargos variables de Reactivos, más
- Pago por Cargos Fijos de Reactivos

**R5:** Por Generación Forzada y Obligada, el cual considera:

- Pago por Generación Forzada, más
- Pago por Generación Obligada

**R6:** Tarifa Fija de Transmisión

**R7:** Cargos Variables de Transmisión (del mercado ocasional y de contratos)

**R8:** Pagos por Importación de energía en TIE's

- Pagos por la Importación de energía

**R9:** Pagos por Rentas en la Exportación de Energía en TIE's

- Pago de Rentas por parte de la Exportación de Energía

Tal como puede observarse en los rubros globalizados existe correlación entre estos. Sin embargo en el caso concreto del rubro por energía los componentes son diferentes.

La Figura. 4.5, presentan los rubros a ser cobrados y pagados por los agentes acreedores y deudores respectivamente de una forma más clara, los cargos que debe abonar, por la realización de las transacciones económicas, tanto para el mercado ocasional, como para cuando transa su suministro en contratos de abastecimiento, así como en los de reserva.

Agentes Acreedores Facturan por:	Agentes Deudores son Facturados por:
R1: Energía en el Mercado Ocasional	R1: Energía en el Mercado Ocasional
R2: Potencia Remunerable y Servicios Complementarios	R2: Potencia Remunerable y Servicios Complementarios
R3: Regulación Primaria de Frecuencia	R3: Regulación Primaria de Frecuencia
R4: Reactivos	R4: Reactivos
R5: Generación Forzada y Obligada	R5: Generación Forzada y Obligada
R6: Tarifa Fija de Transmisión	R6: Tarifa Fija de Transmisión
R7: Cargo Variable de Transmisión	R7: Cargo Variable de Transmisión
R8: Importación de Energía en TIEs	R8: Importación de Energía en TIEs
R9: Rentas en la Exportación de Energía	R9: Rentas en la Exportación de Energía

Figura. 4.5 Cargos abonados por acreedores y deudores <sup>(3)</sup>.

Sobre la base de los antecedentes expuestos el CENACE establece un procedimiento mediante el cual se determinan los valores a ser cobrados por los Agentes Acreedores a cada uno de los Agentes Deudores.

En este procedimiento se consideran los siguientes aspectos para el establecimiento de los rubros a ser facturados por los Agentes Acreedores a los Deudores en el MEM:

- Establecer en cada mes las relaciones bilaterales entre Agentes Acreedores y Agentes Deudores.

<sup>(3)</sup> El Artículo 49 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que las remuneraciones y las compras de los agentes en el mercado ocasional serán liquidadas por el CENACE, quien determinará los importes que deberán abonar y percibir los distintos participantes del mercado.

- En la generalidad de los casos, los agentes acreedores son los Generadores y el Transmisor y los Agentes deudores son los Distribuidores y Grandes Consumidores.
- En ciertos casos existen valores a favor y valores en contra para los diferentes Agentes del MEM, que en el global establecen, valores a cobrar para Generadores y el Transmisor y valores a pagar por parte de los Distribuidores y Grandes Consumidores.
- El CENACE realiza el proceso de liquidación diaria conforme lo ha venido haciendo, apegado a la normativa vigente del Sector Eléctrico.

Estos cargos adicionales deben ser considerados según la ley, para todos los consumidores que se declaren como Grandes consumidores, sea que transen su suministro dentro del mercado ocasional o en contratos a plazo.

El proceso de asignación de valores por los cuales los agentes acreedores facturarán a cada uno de los agentes deudores se detalla a continuación:

- a) Para el rubro de energía vendida en el Mercado Ocasional, el valor total a ser cobrado por cada acreedor será asignado en forma proporcional al pago que efectúan los deudores por este mismo rubro.
- b) Para el caso de la Potencia Remunerable y otros Servicios Complementarios, debido a que la metodología establecida en la normativa permite especificar el porcentaje de pago de los correspondientes agentes, el cobro por este rubro por los acreedores se repartirá en esta misma proporción entre los agentes deudores.
- c) En el caso de la Regulación Primaria de Frecuencia, al ser un servicio cobrado y pagado entre Agentes Generadores, su distribución está plenamente especificada.

- d) En el caso de los reactivos, debido a que también se conoce específicamente cual es el pago que hacen los receptores del servicio por este rubro, también su asignación se realizará en proporción a estos pagos.
- e) La generación Forzada y Obligada será distribuida en proporción a los pagos de los deudores por estos mismos rubros.
- f) La tarifa de transmisión es pagada por los distribuidores y grandes consumidores específicamente en proporción de la demanda máxima de cada uno de ellos, por lo que su forma de asignación ya está definida.
- g) El Cargo Variable por Transporte de Energía en el mercado ocasional se distribuye mensualmente entre los Distribuidores que hayan consumido energía en el Mercado Ocasional. Para el caso del cargo variable de transmisión de contratos su distribución ya está definida entre los Agentes que corresponda, conforme a lo establecido en la normativa.
- h) Los Cargos por Importación de energía se asignan en función de sus correspondientes valores de liquidación a cada Agente depositante de las garantías.
- i) Las rentas de congestión en la exportación de energía serán asignadas en forma proporcional a sus respectivos acreedores, ya que el único deudor es la Exportación de energía del mercado Colombiano.

Como resultado de este proceso de asignación se obtendrán los valores a cobrar por los agentes acreedores a cada uno de los respectivos agentes deudores.

Para el caso en que la EMAAP-Q realice un PPA con un generador y compre la energía en la barra de la EMAAP-Q, los valores que tiene que pagar la son los que queden establecidos en el contrato.

Además El punto de entrega comercial de la energía comprometida puede ser el nodo de conexión del generador con el Sistema Nacional de Transmisión (Barra de Generación), en este caso los cargos, remuneraciones y/o servicios que se establecieren debido a la aplicación de la reglamentación del MEM son de responsabilidad del comprador, se incluyen el pago por cargos de transporte que le corresponda por la energía comprometida.

El punto de entrega comercial de la energía comprometida puede ser también el nodo de conexión del Distribuidor en la frontera comercial con el Sistema Nacional de Transmisión. Los cargos, remuneraciones y/o servicios que se establecieren debido a la aplicación de la reglamentación del MEM son de responsabilidad tanto del comprador como del vendedor, sin embargo, en este caso el comprador asume el pago de los cargos de transporte que le corresponda por la energía comprometida.



## **CAPITULO V**

### **FACTIBILIDAD TÉCNICA**

Para realizar el análisis técnico y los beneficios económicos que percibirá la EMAAP-Q, al pasar a formar parte de los Grandes Consumidores del MEM. Se analiza con cuantos puntos le resulta más conveniente entrar como Gran Consumidor del MEM, el costo que le representaría la construcción de una nueva alternativa de abastecimiento de la energía eléctrica. Además para obtener un precio medio a la cual deberá negociar la energía eléctrica la EMAAP-Q con los Generadores se realiza un escenario para determinar hasta que valor es conveniente un PPA.

#### **5.1 PRECIO DE LA ENERGÍA COMPRADA MEDIANTE CONTRATOS A PLAZO POR LOS GRANDES CONSUMIDORES.**

Según lo establece el Art. 46 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), los contratos a plazo son los que libremente se acuerdan entre Generadores y Grandes Consumidores y los que celebren los Generadores y Distribuidores por un plazo mínimo de un año. Estos contratos pactados libremente en el Mercado Eléctrico Mayorista han adoptado, básicamente, las siguientes formas.

##### **5.1.1 CONTRATOS PAGUE LO CONTRATADO**

En estos contratos se establece de antemano la energía comprometida por los generadores tanto mensuales como diaria para entregar a los Distribuidores y Grandes Consumidores y su cumplimiento es obligatorio. De acuerdo a la LRSE los contratos a Plazo deberán ser cumplidos independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el CENACE. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya sido despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes.

### 5.1.2 CONTRATOS PAGUE LO DEMANDADO

En estos contratos la energía comprometida tanto mensual como diaria es aquella demandada y registrada por uno de los contratantes en su sistema de medición comercial y su cumplimiento es obligatorio. En la Disposición Transitoria Primera al Reglamento sustitutivo para el Funcionamiento del MEM se determina que las centrales hidroeléctricas Paute, Agoyán, Pucará y ELECAUSTRO tendrán la obligación de vender a todos los Distribuidores, en forma proporcional a la demanda de éstos, la energía correspondiente a la diferencia entre el 90% de su producción real y la energía que se comprometa en contratos a plazo con los Grandes Consumidores.

El punto de entrega comercial de la energía comprometida puede ser el nodo de conexión del generador con el Sistema Nacional de Transmisión (Barra de Generación), en este caso los cargos, remuneraciones y/o servicios que se establecieren debido a la aplicación de la reglamentación del MEM son de responsabilidad del comprador, se incluyen el pago por cargos de transporte que le corresponda por la energía comprometida.

El punto de entrega comercial de la energía comprometida puede ser también el nodo de conexión del Distribuidor en la frontera comercial con el Sistema Nacional de Transmisión.

Los cargos, remuneraciones y/o servicios que se establecieren debido a la aplicación de la reglamentación del MEM son de responsabilidad tanto del comprador como del vendedor, sin embargo, en este caso el comprador asume el pago de los cargos de transporte que le corresponda por la energía comprometida.

En este año el precio medio del kWh para el Generador fue de 3,6889 centavos. Las componentes de este precio medio fueron:

**a) Ingresos por: energía vendida.**

Ingresos por energía vendida	Porcentaje vendido (%)	Precio (c.USA)
Mercado Ocasional	65, 12	2,7287
Generación obligada	2, 77	0,1162
Generación forzada	0,16	0,0068
Potencia y servicios complementarios	25, 76	1,0796
Remuneración variable	0,18	0,0073
Reconocimiento de combustibles	0,83	0,0347
Reactivos	0,54	0,0228
Cargos por importación de energía	4, 60	0,1926
Rentas de congestión por exportación de energía	0,03	0,0014
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>4,19</b>

**b) egresos por:**

Egresos por energía comprada	Porcentaje vendido (%)	Precio (c.USA)
Energía comprada en el M. O para cumplir contratos:	46, 73	0,2342
Generación forzada	0,01	0,0003
Generación obligada	0,05	0,0
Descuento por generación hidráulica no escindida	48, 62	0,2437
Cargos variables de transmisión por contratos	0,09	0,0005
Cargos por importación de energía	2,43	0,0122
Auxiliares	2, 06	0,0103
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>0.5012</b>

Los egresos de los generadores en promedio representaron 8, 36% respecto a sus ingresos netos.

En la Figura No. 5.1 consta la evolución de estos precios medios y sus componentes para el presente año, respectivamente.

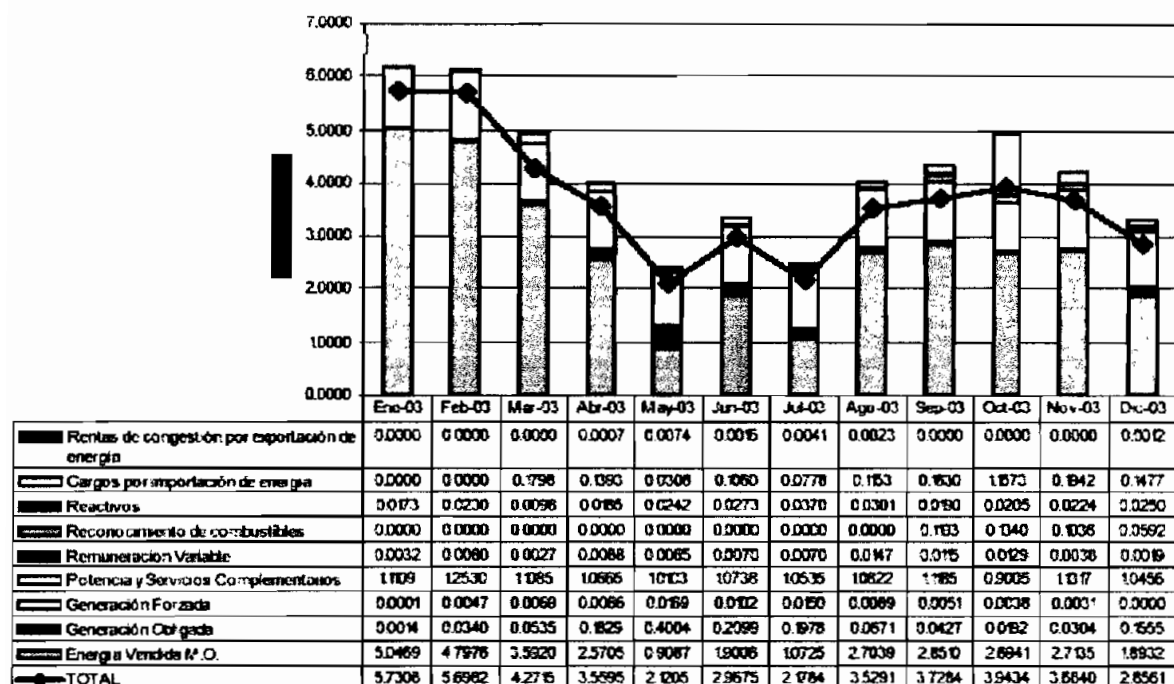


Figura 5.1. Precios medios del kWh para Generadores

El CENACE ha realizado proyecciones de los precios marginales de la energía para la determinación del Precio Referencial de Generación, los cuales se muestran a continuación (Tabla 5.1), considerando el plan de expansión de generación con los proyectos del CONELEC:

Mes-año	Mensual (cUSD/kWh)	Mes-año	Mensual (cUSD/kWh)	Mes-año	Mensual (cUSD/kWh)
Ene-03	4.33	Abr-03	3.68	Ene-06	3.4
Feb-03	4.34	May-03	3.41	Feb-06	3.58
Mar-03	4.70	Jun-03	3.41	Dic-06	4.05
Abr-03	4.3	Jul-03	3.8	Ene-07	3.76
May-03	4.34	Ago-03	4.05	Feb-07	4.00
Jun-03	4.34	Sep-03	4.05	Mar-07	3.56
Jul-03		Oct-03	4.05	Abr-07	3.4
Ago-03	3.60	Nov-03	4.26	May-07	3.41
Sep-03	3.30	Dic-03	4.32	Jun-07	3.39
Oct-03	3.20	Ene-04	3.93	Jul-07	3.53
Nov-03	3.76	Feb-04	3.86	Ago-07	3.88
Dic-03	4.05	Mar-04	3.62	Sep-07	3.6
Ene-04		Abr-04			
Feb-04	4.10	May-04	3.44		
Mar-04	4.36	Jun-04	3.23		
Abr-04	4.33	Jul-04	3.16		
May-04	4.34	Ago-04	3.15		
Jun-04	4.22	Sep-04	3.55		
Jul-04	3.94	Oct-04	3.61		

Tabla 5.1 Precios marginales medios mensuales de la energía según proyecciones del CENACE.

En la Tabla 5.1 se observa los precios marginales medios mensuales de la energía según proyecciones del CENACE, por los datos que presenta la tabla para los futuros años resultara conveniente comprar el mercado ocasional si se cumplen estas proyecciones.

## **5.2 ESCENARIO PARA DETERMINAR HASTA QUE VALOR ES CONVENIENTE UN PPA.**

Como el precio referencial del costo de la energía tenemos un costo de 3,69 c.S\$/kWh en la barra del generador, esto implica que al momento de realizar el contrato el precio que se imponga en el contrato dependerá de la persona que represente en la negociación a la EMAAP-Q.

A continuación se realiza escenarios para determinar desde que valores ya no es conveniente un PPA.

Al realizar el análisis de la Tabla 5.2 se puede apreciar que el costo máximo para negociar la energía mediante contratos a plazo tiene un valor de 5,1 c.S\$/kWh, para tener un costo total después de pagar los peajes de transmisión y de distribución tiene un valor de 11,87c.AS\$/kWh, al negociar a un valor mayor de 5,1 c.S\$/kWh es rentable para la EMAAP-Q seguir comprando la energía eléctrica a la EEQ.

Otra alternativa que tendría la EMAAP-Q es realizar un contrato interno y comprar la energía eléctrica a sus propios generadores, esto le resulta conveniente a la EMAAP-Q cuando el precio la energía eléctrica este por encima de los 4,16c.S\$/kWh que es el precio al cual vende la energía eléctrica los generadores de la EMAAP-Q.

## ESCENARIO PARA DETERMINAR HASTA QUE VALOR ES CONVENIENTE UN PPA

COSTO (c.53/kWh) POR CONTRATO	DEMANDA (kW)	CONSUMO MEDIO (kWh)	DEMANDA MAX DIVERSIFICADA (kW)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE SUBTRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE SE (DOLARES)	TARIFA DE PRIMARIO (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)	COSTO (c.53/kWh)
0,036	2179	398853	1634,25	9819,178673	14930,18458	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	41149,1143	0,103168622
0,037	2179	398853	1634,25	9819,178673	15344,91193	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	41563,84165	0,104208422
0,038	2179	398853	1634,25	9819,178673	15759,63928	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	41978,569	0,105248222
0,039	2179	398853	1634,25	9819,178673	16174,36663	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	42393,29635	0,106288022
0,04	2179	398853	1634,25	9819,178673	16589,09398	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	42808,02369	0,107327822
0,041	2179	398853	1634,25	9819,178673	17003,82133	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	43222,75104	0,108367622
0,042	2179	398853	1634,25	9819,178673	17418,54867	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	43637,47839	0,109407422
0,043	2179	398853	1634,25	9819,178673	17833,27602	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	44052,20574	0,110447222
0,044	2179	398853	1634,25	9819,178673	18248,00337	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	44466,93309	0,111487022
0,045	2179	398853	1634,25	9819,178673	18662,73072	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	44881,66044	0,112526822
0,046	2179	398853	1634,25	9819,178673	19077,45807	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	45296,38779	0,113566622
0,047	2179	398853	1634,25	9819,178673	19492,18542	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	45711,11514	0,114606422
0,048	2179	398853	1634,25	9819,178673	19906,91277	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	46125,84249	0,115646222
0,049	2179	398853	1634,25	9819,178673	20321,64012	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	46540,56984	0,116686022
0,05	2179	398853	1634,25	9819,178673	20736,36747	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	46955,29719	0,117725822
0,051	2179	398853	1634,25	9819,178673	21151,09482	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	47370,02454	0,118765622
0,052	2179	398853	1634,25	9819,178673	21565,82217	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	47784,75189	0,119805422
0,053	2179	398853	1634,25	9819,178673	21980,54952	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	48199,47924	0,120845222
0,054	2179	398853	1634,25	9819,178673	22395,27687	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	48614,20659	0,121885022
0,055	2179	398853	1634,25	9819,178673	22810,00422	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	49028,93394	0,122924822
0,056	2179	398853	1634,25	9819,178673	23224,73157	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	49443,66128	0,123964622
0,057	2179	398853	1634,25	9819,178673	23639,45892	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	49858,38863	0,125004422
0,058	2179	398853	1634,25	9819,178673	24054,18627	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	50273,11598	0,126044222
0,059	2179	398853	1634,25	9819,178673	24468,91361	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	50687,84333	0,127084022
0,06	2179	398853	1634,25	9819,178673	24883,64096	5340,255068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	51102,57068	0,128123822

Tabla 5.2. Escenario para determinar hasta que valor es conveniente un PPA

### **5.3 FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Para obtener esta factibilidad se analiza cual de las siguientes formas de comprar la energía eléctrica es la más económica para la EMAAP-Q.

- Comprar la energía eléctrica en el Mercado Ocasional.
- Compra la energía eléctrica a sus propias Centrales de Generación.
- Comprar la energía eléctrica por medio de Contratos a Plazo.

#### **5.3.1 COMPRAR LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCACIONAL.**

Al observar la Tabla 5.1 se puede apreciar los precios marginales de la energía eléctrica en el Mercado Ocasional no se mantienen estables, esto implica que la EMAAP-Q corre el riesgo de comprar energía eléctrica más cara, por lo tanto esta forma de comprar la energía eléctrica no le resulta factible económicamente.

#### **5.3.2 COMPRAR LA ENERGÍA SUS PROPIAS CENTRALES DE GENERACIÓN.**

Como podemos apreciar el siguiente tabla la EMAAP-Q dispone de dos centrales de generación las cuales son Papallacta y el Carmen, están disponen de un promedio de generación mensual de 4.21GWh y un consumo promedio mensual de 1.04GWh lo que significa que la EMAAP-Q esta en capacidad de generar energía para compensar su propio consumo, teniendo un exceso de generación de 3.17GWh los cuales puede entregar al MEM para que los venda en el Mercado Ocasional o realizar un contrato a plazos con un distribuidor o Gran Consumidor para la venta de la energía que no consume internamente.

Otra alternativa de la EMAAP-Q es de seguir vendiendo toda la energía eléctrica que genera a la EEQ a un costo de 4.16 c.S\$/kWh mediante Contrato a Plazos.

La EMAAP-Q podrá hacer uso de su propia generación cuando el precio que le ofrezcan otros generadores estén por encima del valor que ella vende. Con lo cual se garantice que la EMAAP-Q obtenga rentabilidad económica de las transacciones comerciales que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En la Tabla 5.3 se observa la generación mensual de las dos centrales de generación que son propiedad de la EMAAP-Q las cuales son la Central el Carmen y la Central de Papallacta.

Por disponer la EMAAP-Q de dos centrales hidroeléctricas ya participa en el MEM como agente Generador, además cumple con las condiciones para ingresar al MEM como un Gran Consumidor con su Autogeneración propia y vender en el mercado lo que no consuma.



Anexo 3.07		3 de 4												
ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DISPONIBLE (GWh)														
HIDROLOGÍA SECA (Probab. 90 % mensual)														
CENTRALES (Servicio público S.N.I.)														
EMPRESA	CENTRAL	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ambato	Miraflores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Ambato	Península	0,2	0,2	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	0,6	0,5	0,5	0,3	0,2	6,6
Bolívar	Chimbo	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	5,0
Cotopaxi	El Estado	0,5	0,4	0,5	0,6	0,3	0,6	0,7	0,7	0,8	0,6	0,7	0,6	6,9
Cotopaxi	Illuchi 1	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,5	1,7	1,2	1,0	1,0	0,9	0,6	12,8
Cotopaxi	Illuchi 2	0,8	1,2	1,2	1,2	1,3	2,0	2,2	1,5	1,2	1,2	1,1	0,8	15,8
Elecaastro	Coyocor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elecaastro	Saucay 1-2	7,9	6,3	9,1	5,7	7,0	7,0	9,4	6,5	4,9	3,7	5,9	3,6	76,8
Elecaastro	Saymirin 1-2	1,8	2,6	3,1	1,8	2,0	2,7	1,8	2,4	2,5	3,0	1,2	2,5	27,5
Elecaastro	Saymirin 3-4	2,3	3,3	3,9	2,3	2,5	3,3	2,3	2,4	2,5	3,0	1,5	3,1	32,4
Elecaastro	Sumbid	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMAAP-Q	Papallacta	2,5	2,5	3,6	4,1	5,6	5,4	4,8	5,9	4,4	3,0	0,7	1,1	43,5
EMAAP-Q	El Carmen	3,7	3,4	3,7	3,6	3,7	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	3,6	3,7	45,2
HCJB	Papallacta	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	5,3
Hidroagoyán	Agoyán	50,3	54,0	67,7	70,1	76,3	86,2	90,8	80,2	61,3	58,8	58,3	55,3	809,4
Hidronación	M. Laniado	38,5	42,3	49,5	52,8	52,9	32,7	19,2	15,9	14,9	16,7	35,5	31,1	401,9
Hidropaute	Molino A-B-C	139,1	134,1	214,6	338,5	292,3	361,0	511,4	341,3	262,2	233,8	177,3	177,9	3 183,6
Hidropucará	Pisayambo	7,5	6,8	0,0	1,8	1,5	2,3	7,5	7,4	8,2	32,8	25,2	17,9	118,9
Norte	Ambi	2,2	2,6	2,5	0,9	1,5	1,1	1,8	1,6	3,2	3,9	2,7	2,2	26,3
Norte	Atuntaqui	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	1,5
Norte	Cotacachi	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	2,1
Norte	Espejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	La Playa	0,4	0,4	0,4	0,7	0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5	0,5	0,5	6,1
Norte	Otavalo 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	Otavalo 2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Norte	San Gabriel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Norte	S. Miguel Car	0,6	0,6	0,6	1,0	1,2	1,2	0,9	0,9	0,6	0,7	1,1	1,2	10,3
Quito	Cumbayá	11,4	10,9	12,9	13,4	13,2	9,7	9,0	7,7	7,2	8,5	9,1	9,2	122,2
Quito	Guangopolo	8,7	8,3	9,8	10,2	10,0	7,3	6,8	5,8	5,5	6,4	6,9	7,0	92,7
Quito	Los Chillos	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	5,5
Quito	Nayón	8,5	8,1	9,6	10,0	9,8	7,2	6,7	5,7	5,3	6,3	6,7	6,9	90,8
Quito	Pasochoa	1,3	1,2	1,5	1,5	1,5	1,1	1,0	0,9	0,8	1,0	1,0	1,0	13,8
Riobamba	Alao	3,8	3,8	4,8	5,0	4,9	5,0	5,3	5,1	5,4	5,1	4,7	4,1	57,0
Riobamba	Cordovéz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	2,7
Riobamba	Nizag	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Riobamba	Rio Blanco	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,3	1,2	16,3
Sur	C.Mora (S.Fco)	1,0	1,0	1,3	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,0	1,1	14,4
<b>TOTAL</b>		<b>297</b>	<b>298</b>	<b>406</b>	<b>532</b>	<b>495</b>	<b>548</b>	<b>694</b>	<b>503</b>	<b>401</b>	<b>399</b>	<b>349</b>	<b>335</b>	<b>5 256</b>

Tabla 5.3. Energía Hidroeléctrica disponible del S.N.I.

### **5.3.3 COMPRAR LA ENERGÍA CON CONTRATO A PLAZOS.**

Esta es la alternativa más conveniente mientras el precio de la energía eléctrica que compra no sobrepase el precio al que venden sus propias centrales de generación. Para obtener un precio menor al comprar la energía eléctrica los contratos a plazos los debe realizar con centrales hidroeléctricas que tengan gran capacidad de generación tal como es el caso de la central hidroeléctrica de Paute o la de Agoyan.

### **5.4 PRECIO DE LA ENERGÍA AL QUE VENDE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.**

Las empresas distribuidoras en número de 18 se encuentran conectadas al SNI y están en disponibilidad de comprar energía del MEM bajo las modalidades contratos a largo plazo y en el mercado ocasional. Las principales características de la demanda de electricidad se muestran en la Tabla 5.4. Además podemos apreciar el precio promedio de la energía eléctrica al cual facturo la Empresa Eléctrica Quito S.A. en el año 2003 el cual tiene un valor de 7.8 cS\$/kWh. Este precio no incluye los valores (penalización por bajo factor de potencia, alumbrado público, comercialización, REC. BAS., otros servicios, interés por mora, costos nulos) que suman un valor adicional al costo de la energía el cual dependerá del tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial).

Por ordenanza municipal deben cumplir todas las empresas privadas y publicas el pago de impuestos adicionales tales como tasa de recolección de basura, alumbrado público, entre otros, que deberán también ser cancelados por parte de los Grandes Clientes, es decir, de acuerdo a su consumo se facturarán estos impuestos adicionales.

EMPRESA DISTRIBUIDORA	ENERGÍA (DISPO.) DEMANDADA (GWH)	DEMANDA MAXIMA (MW)	PROMEDIO ANUAL CLIENTES (miles)	PRECIOS MEDIOS FACTURACIO (c\$/kWh)
Ambato	341	73	146	11.2
Azoguez	109	17	25	12.1
Bolívar	47	13	40	12.9
Centrosur	632	114	282	9.9
Cotopaxi	238	46	77	10.8
CATEG-D	438	82	143	10.3
El Oro	3352	575	383	7.8
Esmeraldas	297	61	66	9.3
Galápagos	19	4	5	9.5
Guayas los Rios	744	134	156	10.6
Los Rios	221	45	67	8.9
Manabí	808	156	182	10.7
Milagro	309	69	94	10.7
Norte	326	70	147	10.1
Quito	2702	513	1561	7.8
Riobamba	179	40	114	10.5
Santa Elena	284	61	64	10.5
Santo Domingo	258	20	92	10
Sucumbios	86	20	25	13
EERSSA	174	39	112	11.2
TOTAL	11644	2174	2746	9.0

Tabla 5.4. Características de la demanda y precios medios de las empresas distribuidoras en el año 2003.

La potencia demandada por las empresas distribuidoras conectadas al SNI durante el 2003 fue de 2.174 MW y la energía de 11.644 GWh. El precio medio de facturación de 9 c.\$\$/kWh.

## 5.5 PRECIO DE LA ENERGÍA AL CUAL COMPRA LA EMPRESA METROPOLITANA DE ALCANTARILLADO Y AGUA POTABLE DE QUITO.

El precio de la energía eléctrica que compra la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, a la Empresa Eléctrica Quito, tiene un costo promedio de 12.12 c.\$\$/kWh, este valor incluye (consumo base, consumo medio, demanda, penalización por bajo factor de potencia, alumbrado público, comercialización, REC. BAS., otros servicios, interés por mora, costos nulos) todos rubros que se especifica en la planilla de facturación ANEXO B.

Para tener una idea más clara se describe en la Tabla 5.5 los pagos que realiza la EMAAP-Q en forma generalizada por los servicios que le presta la EEQ.

<b>FACTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (EMAAP-Q) MES DE ABRIL - 2003</b>			
	<b>COSTO ENERGIA (USA)</b>	<b>CONSUMO MEDIO (kWh)</b>	<b>COSTO DEL (c. USA/kWh)</b>
TOTAL POZOS	34096	243990	0,139739334
TOTAL ESTACIONES DE BOMBEO	56093	400987	0,139887328
TOTAL PLANTAS DE TRATAMIENTO	21761	175971	0,123662422
TOTAL EDIFICIOS	4769	47256	0,100706789
<b>GRANDES CLIENTES</b>	<b>116708</b>	<b>868204</b>	<b>0,125998968</b>
TOTAL TANQUES	3306,72	24668	0,134067342
TOTAL PLANTAS DE TRATAMIENTO	1845,23	18876	0,09776053
TOTAL EDIFICIOS	2778,1	23813	0,116663167
TOTAL POZOS	6701,19	64631	0,103683836
TOTAL ESTACIONES DE BOMBEO	5673,81	43654	0,129972282
<b>SIDECOM</b>	<b>20304,05</b>	<b>175632</b>	<b>0,116427431</b>
<b>COSTO PROMEDIO DEL (c. USA/kWh)</b>			<b>0,1212132</b>

Tabla 5.5. Costo promedio de la energía eléctrica al cual compra la EMAAP-Q.

La Tabla 5.5 muestra el precio de la energía eléctrica a la cual le factura la EEQ a la EMAAP-Q es de 12.12 c.S\$/kWh, datos que se obtuvieron del ANEXO B.

## **5.6 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA INGRESAR AL MEM COMO UN GRAN CONSUMIDOR.**

Para realizar el análisis, se tomarán 3 alternativas, en base al número de puntos con los cuales la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito entre al MEM como un Gran Consumidor, se analiza la diferencia que existe entre comprar energía eléctrica a la EEQ y comprar energía mediante contratos. En el Anexo C se presenta como se realizó el cálculo del costo de la energía si la EMAAP-Q compra por contratos.

Para analizar las alternativas se toma un valor intermedio del costo del kWh, dato que se obtuvo al realizar un escenario para determinar hasta que valor es conveniente un PPA (Tabla 5.2) el costo medio es de 4.1 c.S\$/kWh.

### 5.6.1 PRIMERA ALTERNATIVA.

La primera alternativa será con el mínimo número de puntos con los que la EMAAP-Q recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa distribuidora la EEQ, con los cuales cumpla los requerimientos que establece el CONELEC.

En la Tabla 5.6 constan los puntos de la red con los cuales la EMAAP-Q cumple los requerimientos que establece el CONELEC.

El número de puntos es de siete y tienen una demanda mayor igual a 190kW, la suma de las demandas de los siete puntos da una demanda media 2179 kW, un consumo medio mensual 398853 kWh, el costo del consumo de energía mensual es de 48838,75 dólares.

El consumo y costo aproximado en el año es: consumo medio anual de energía 4786,24 MWh, el costo del consumo de energía anual es de 586065 dólares.

#### PRIMERA ALTERNATIVA

##### COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ.

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES												
HUA REGISTRO	NOMBRE	CUNSUMO BASE (KWH)	COST ENERG BASE (DOLARES)	CUNSUMO MEDIO (KWH)	COST ENERG MEDIO (DOLARES)	DEMANDA (KW)	COSTO DEMANDA (DOLARES)	PEN FACTOR POTEN (DOLARES)	CARGOS ADECUABLES (DOLARES)	TOT PLANILLA (DOLARES)		
1679	EST. BOM. CAROLINA ALTA	44181	2158,04	43003	2818,88	225	983,25	0	1009,48	6767,65		
1658	EST. BOM. SANTA ROSA LLOA	67520	3294,97	111520	6791,57	397	1699,84	0	2064,41	13850,79		
1699	EST. BOM. CHIRIYACUALTO			35591	2167,48	190	838,7	0	527,88	3534,06		
1700	EST. BOM. CHIRIYACU	2389	116,58	55145	3358,33	216	943,93	0	775,1	5193,94		
1711	EST. BOM. GUAMANI			43320	2638,19	408	1801	201,84	849,58	5490,61		
1654	PLANT. TRAT. PUENGASI	29389	1434,18	71214	4336,93	439	1162,7	0	1215,22	8149,03		
1670	PLANT. TRAT. BELLAVISTA	26345	1285,83	39060	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5852,67		
											48838,75	
<b>Demanda media (kW)</b>												<b>2179</b>
<b>Consumo medio mensual (kWh)</b>												<b>398853</b>
<b>Consumo medio anual (MWh)</b>												<b>4786236</b>
												<b>Costo mensual (Dolares) 48838,75</b>
												<b>Costo Anual (Dolares) 586065</b>
<b>COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES)</b>											<b>586065</b>	
<b>COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh)</b>											<b>0,122448</b>	

Tabla 5.6. Facturación del consumo de energía eléctrica en EEQ.

En la Tabla 5.7 se muestra los cargos que debe pagar en la primera alternativa, el costo medio de la energía mensual y anual que pagara la Empresa Metropolitana

de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, al comprar la energía eléctrica en el MEM mediante contratos es de aproximadamente 518226.4 dólares al año, con un costo mensual de 43185.53 dólares.

#### COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM.

NOMBRE	DEMANDA (kW)	CONSUMO MEDIO (kWh)	DEMANDA MAX. DIVERSIFICADA (kW)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSMISION (DOLARES)	IMPORTE SUBTRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE SE (DOLARES)	TARIFA DE PRIMARIA (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMAAP-Q	2179	398953	1634,25	9819,17867	16966,60137	5340,255068	499,572248	3462,55248	7097,37125	43185,5311
Demanda media (kW)		2179								
Consumo medio mensual (kWh)		398953								
Consumo medio anual (MWh)		4787,436								
AHORRO		67838,6								
# EQUIPOS		3								
COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM. (DOLARES)						518226,4				
COSTO ENERGIA (ccl. USA/kWh)		0,108247								

Tabla 5.7. Facturación del consumo de energía eléctrica en MEM por Contratos.

En la Tabla 5.7 se observa que la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito al comprar la energía en el MEM mediante contratos tiene un ahorro de 67838,6 dólares anuales, lo que significa que tiene un ahorro mensual de 5653,22 dólares.

#### 5.6.2 SEGUNDA ALTERNATIVA.

En esta segunda alternativa se toma los puntos con los que la EMAAP-Q recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa distribuidora la EEQ, se toma los puntos que tengan una demanda mayor igual a 100 kW, esto significa que aumenta el costo de la inversión, por la compra de más equipo de medición.

Al invertir en más equipo de medición la EMAAP-Q tendrá un mayor número de puntos que estén comprado la energía eléctrica en MEM, por lo tanto tendrá un ahorro de dinero que será la diferencia entre el costo de la energía eléctrica que paga a la EEQ y el costo de la energía eléctrica que podrá comprar al MEM mediante contrato a plazo.

## SEGUNDA ALTERNATIVA

## COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ.

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO										
FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA										
ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES										
HUJA REGISTRO	NOMBRE	CONSUMO BASE (KWH)	COST. ENERG. BASE (DOLARES)	CONSUMO MEDIO (KWH)	COST. ENERG. MEDIO (DOLARES)	DEMANDA (KW)	COSTO DEMANDA (DOLARES)	PEN. FACTOR. POTEN (DOLARES)	CARGOS ADICIONALES (DOLARES)	TOT. PLANILLA (DOLARES)
1695	POZO DE BOM. # 1	27096	1322,29	45399	2764,8	108	457,66	554	909,3	6008,05
1701	EST. BOM. ARGELIA B	240	11,71	160	9,74	151	399,92	370,94	140,44	932,75
1679	EST. BOM. CAROLINA	44181	2156,04	43003	2518,88	225	983,25	0	1009,48	6767,65
1658	EST. BOM. SANTA ROSA	67520	3294,97	111520	6791,57	397	1699,84	0	2064,41	13850,79
1662	EST. BOM. ROLDOS M	2220	108,34	64536	3930,24	188	821,56	0	852,32	5712,46
1699	EST. BOM. CHIRIYACUALTO			35591	2167,48	190	838,7	0	527,88	3534,06
1700	EST. BOM. CHIRIYACU	2389	116,58	55145	3358,33	216	943,93	0	775,1	5193,94
1711	EST. BOM. GUAMANI			43320	2638,19	408	1601	201,84	849,58	5490,61
1654	PLANT. TRAT. PUENGA	29389	1434,18	71214	4336,93	439	1162,7	0	1215,22	8149,03
1670	PLANT. TRAT. BELLAVI	26345	1285,63	39060	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5652,67
1661	EDIFICIO PRINCIPAL	6229	303,98	38810	2363,53	164	434,35	0	683,64	3785,50

<b>Demanda media (kW)</b>	<b>2790</b>
---------------------------	-------------

<b>Consumo medio mensual (kWh)</b>	<b>547758</b>
------------------------------------	---------------

<b>Consumo medio anual (MWh)</b>	<b>6573,1</b>
----------------------------------	---------------

<b>Costo mensual (Dolares)</b>	<b>65277,51</b>
--------------------------------	-----------------

<b>Costo Anual (Dolares)</b>	<b>783330,12</b>
------------------------------	------------------

<b>COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES)</b>	<b>783330,1</b>
--	-----------------

<b>COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh)</b>	<b>0,1192</b>
-------------------------------------	---------------

Tabla 5.8 Facturación del consumo de energía eléctrica EEQ.

En la Tabla 5.8 constan los puntos de la red de la segunda alternativa. El número de puntos es de once y tienen una demanda mayor igual a 100kW, la suma de las demandas de los siete puntos da una demanda media 2790 kW, un consumo medio mensual 547758 kWh, el costo del consumo de energía mensual es de 65277,51 dólares. El consumo y costo aproximado en el año será: consumo medio anual de 6573,1 MWh, el costo del consumo de energía anual es de 783330,1 dólares.

En la Tabla 5.9 se muestra los cargos que debe pagar en la segunda alternativa, el costo medio de la energía mensual y anual que pagara la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, al comprar la energía eléctrica en el MEM mediante contratos es de aproximadamente 606398,09 dólares al año, con un costo mensual de 50533,16 dólares.

## COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM.

MEM	DEMANDA (kW)	CONSUMO MEDIO (kWh)	DEMANDA MAX. DIVERSIFICADA (kW)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE SERVICIO (DOLARES)	TARIFA DE S.E. (DOLARES)	TARIFA DE PRIMARIO (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMAAP-Q	2790	368853	2082,5	12572,5142	16862,34859	6837,68318	639,654233	4433,46554	9087,50151	50633,1673

Demanda media (kW)	2790
--------------------	------

Consumo medio mensual (kWh)	547758
-----------------------------	--------

Consumo medio anual (MWh)	6573,1
---------------------------	--------

AHORRO	176932,1
--------	----------

# EQUIPOS	8
-----------	---

COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM. (DOLARES)	606398
---	--------

COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh)	0,0923
------------------------------	--------

Costo mensual (Dolares)	50633,167
-------------------------	-----------

Costo Anual (Dolares)	606398,0
-----------------------	----------

Tabla 5.9. Facturación del consumo de energía eléctrica en MEM por Contratos.

En la Tabla 5.9 se observa que la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito al comprar la energía en el MEM mediante contratos tiene un ahorro de 176932,1 dólares anuales, lo que significa que tiene un ahorro mensual de 14744,34 dólares.

### 5.6.3 TERCERA ALTERNATIVA.

En esta tercera alternativa se toma los puntos con los que la EMAAP-Q recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa distribuidora la EEQ que tengan una demanda mayor igual a 50 kW y se procederá a realizar el mismo análisis de la segunda alternativa.



## TERCERA ALTERNATIVA

## COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ.

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO										
FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA										
ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES										
FECHA	NOMBRE	CONSUMO PRE.	COSTO ENERG. PRE.	CONSUMO MEDIO	COSTO ENERG. MEDIO	DEMANDA	COSTO DEMANDA	PERF. FACTOR POTEN.	COMODORIZACION	TOTAL EN LA
HEBRRIC		(KWH)	(DOLARES)	(KWH)	(DOLARES)	(KW)	(DOLARES)	(DOLARES)	(DOLARES)	(DOLARES)
1683	POZO #7 MATOVELLE	565	27,57	14827	902,96	61	263,89	0	210,81	1405,23
1685	POZO DE BOM. # 1	27098	1322,29	45359	2764,8	108	457,66	564	908,3	6008,05
1682	POZO RUMIHUYCO	24707	1504,66			68	300,17	0	317,64	2122,47
1687	POZO INVER. RUNAHUASI	16105	785,92	28900	1735,65	76	315,35	270	545,57	3652,48
1684	POZO # 1 QUITO SUR			55	3,35	72	317,82	0	64,31	385,48
1651	EST. BOM. ARMENIA	25854	1580,6			50	220,71	195,47	351,24	2348,02
1708	EST. BOM. LA CHORRERA	13053	794,38			55	242,78	0	184,44	1222,15
1703	EST. BOM. S. J. DE MORAN	7403	381,27	12344	751,76	51	171,09	0	226,52	1510,63
1702	EST. BOM. S. J. DE MORAN	16601	1011			59	260,44	0	224,31	1495,75
1701	EST. BOM. ARGELIA BAJA	240	11,71	160	9,74	151	359,92	370,94	140,44	932,75
1679	EST. BOM. CAROLINA ALTA	44181	2156,04	43003	2518,88	225	963,25	0	1009,48	6767,65
1658	EST. BOM. SANTA ROSA LLOA	67520	3294,97	111520	6791,57	367	1659,84	0	2054,41	13850,79
1652	EST. BOM. ROLDOS MEDIO	2220	108,34	64536	3930,24	188	821,56	0	852,32	5712,46
1660	EST. BOM. COLLALOMA	2176	106,24	11099	676,11	51	211,62	0	175,51	1169,48
1689	EST. BOM. CHIRIYACUALTO			35681	2167,48	190	838,7	0	527,88	3534,06
1700	EST. BOM. CHIRIYACU	2369	115,58	56145	3358,33	216	948,93	0	775,1	5193,94
1711	EST. BOM. GUAMANI			43320	2638,19	408	1801	201,64	849,58	5490,61
1654	PLANT. TRAT. PUENGASI	29389	1434,18	71214	4336,93	439	1162,7	0	1215,22	8149,03
1670	PLANT. TRAT. BELLAMSTA	26345	1285,63	39060	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5652,67
1674	PLANT. TRAT. EL PLACER	18167	788,96	34036	2072,79	88	376,81	0	568,55	3607,10
1661	EDIFICIO PRINCIPAL	6229	303,98	38810	2363,53	164	434,35	0	683,64	3785,50
847175555	POZO COOP. MIN AGRI.			5419	330,02	93	411,84	0	131,92	873,78
14317555	POZO PRIMAVERA 1			10307	1023,67	70	310,54	0	166,67	1501,06
119371555	POZO PRIMAVERA 2			5465	332,82	89	394,85	0	129,82	857,49
104317555	EST. BOM. AMAGUANA			5607	341,47	50	219,43	0	99,96	660,86

<b>Demanda media (kW)</b>	<b>3723</b>
---------------------------	-------------

<b>Consumo medio mensual (kWh)</b>	<b>755732</b>
------------------------------------	---------------

<b>Consumo medio anual (MWh)</b>	<b>9068,8</b>
----------------------------------	---------------

<b>Costo mensual (Dolares)</b>	<b>88289,52</b>
--------------------------------	-----------------

<b>Costo Anual (Dolares)</b>	<b>1059474,24</b>
------------------------------	-------------------

<b>COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES)</b>	<b>1059474,24</b>
--	-------------------

<b>COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh)</b>	<b>0,1168</b>
-------------------------------------	---------------

Tabla 5.10 Facturación del consumo de energía eléctrica segunda alternativa.

En la Tabla 5.10 constan los puntos de la red de la segunda alternativa. El número de puntos es de veinticinco y tienen una demanda mayor igual a 50kW, la suma de las demandas de los siete puntos da una demanda media 3723 kW, un consumo medio mensual 755732 kWh, el costo del consumo de energía mensual es de 88299,52 dólares. El consumo y costo aproximado en el año será: consumo medio anual de 9068,8 MWh, el costo del consumo de energía anual es de 1059474,24 dólares.

En la Tabla 5.10 se muestra los cargos que debe pagar en la segunda alternativa, el costo medio de la energía mensual y anual que pagara la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, al comprar la energía eléctrica en el

MEM mediante contratos es de aproximadamente 923241,8 dólares al año, con un costo mensual de 76936,82 dólares.

#### COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM

NOMBRE	FORMA (M)	CANTIDAD (MVA)	DEMANDA (MVA)	DEMANDA (MVA)	DEMANDA (MVA)	TARIFAS (DOLARES)	TARIFAS (DOLARES)	TARIFAS (DOLARES)	TARIFAS (DOLARES)	TARIFAS (DOLARES)	TARIFAS (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMAAP-Q		3723	756732	2792,25	16776,8711	32139,63446	9124,263248	853,56011	5916,05456	12126,4402		76936,8237

Demanda media (kW) 3723

Consumo medio mensual (kWh) 756732

Consumo medio anual (MWh) 9088,8

AHORRO 136232,4

# EQUIPO 6

COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM (DOLARES) 923241,84

COSTO ENERGIA (cet. USA/MWh) 0,1018

Costo mensual (Dolares) 76936,82

Costo Anual (Dolares) 923241,8

Tabla 5.11. Facturación del consumo de energía eléctrica en MEM por Contratos.

En la Tabla 5.11 se observa que la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito al comprar la energía en el MEM mediante contratos tiene un ahorro de 136232,4 dólares anuales, lo que significa que tiene un ahorro mensual de 11342,7 dólares.

Como se puede apreciar en las tres alternativas presentadas se tiene una diferencia aproximada del 15% que es lo que ahorra la EMAAP-Q al comprar la energía eléctrica mediante contratos al generador. Esto significa que la EMAAP-Q recupera la inversión que realice en el equipo de medición con el dinero que ahorra al comprar la energía eléctrica mediante contratos.

## 5.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA ABASTECER EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON NUEVOS NIVELES DE VOLTAJE.

El sistema de distribución de la EEQ esta compuesto por subestaciones de transmisión las cuales son alimentadas con un nivel de voltaje de 138kV, de estas estaciones salen líneas de subtransmision a 46kV las cuales alimentan a las subestaciones de distribución, de las estaciones de distribución salen alimentadores

de 6.3kV en la zona Urbana del Distrito Metropolitano de Quito y de algunas subestaciones que están en la zona rural salen alimentadores de 22.8kV.

A las cámaras de transformación de la EMAAP-Q llegan voltajes de 6.3kV en la zona Urbana y 22.8kV para las zonas rurales.

Las alternativas que se presentan para la EMAAP-Q al conocer como esta conformado el sistema de distribución de la EEQ son las siguientes:

1. Construir líneas de subtransmision de 46kV que serán propiedad de la EMAAP-Q para disminuir el peaje por concepto de la utilización del alimentador y de la subestación de distribución. El costo de la inversión en la construcción de las líneas de subtransmision se analiza en el **Capítulo VI**.
2. Construir alimentadores los cuales tendrán el mismo nivel de voltaje que abastece actualmente el sistema de distribución de la EEQ, estos voltajes son de 6.3kV para la zona Urbana y de 22.8kV para la zona Rural. Los alimentadores serán propiedad de la EMAAP-Q, por lo tanto se disminuye el peaje por concepto de la utilización del alimentador. El costo de la inversión en la construcción de los alimentadores se analiza en el **Capítulo VI**.
3. Otra alternativa es utilizar el sistema actual de abastecimiento en el cual la EMAAP-Q tendrá que pagar a la EEQ los peajes correspondientes por la utilización del sistema de distribución. En esta alternativa la EMAAP-Q no realiza inversiones como las alternativas anteriores.

El en el **Capítulo VI** se analiza con cuantos puntos de consumo de energía eléctrica le resulta más económico ingresar como Gran Consumidor a la EMAAP-Q, una vez que se obtenga este resultado se analiza para estos puntos de consumo de energía eléctrica cual de las alternativas de abastecimiento es la más factible y rentable para la EMAAP-Q.

## CAPITULO VI

### FACTIBILIDAD ECONÓMICA.

#### 6.1 COSTO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.

Los valores estimados para la ejecución de este proyecto están desglosados en el análisis de precios que se presenta en la respectiva tabla. El precio del equipo de medición se obtuvo de la empresa (INGELCOM Cia. Ltda.), empresa que proporcione la cotización del equipo de medición el cual consta en el **ANEXO E**. Además proporciona las características técnicas que tiene cada equipo.

En el Capítulo 1 se mencionó, mediante Regulación No 002/01 del CONELEC la necesidad de adquirir el equipo de medición el cual debe cumplir los requisitos que se señalan en esta Regulación. Para tener una mayor facilidad en la instalación y el manejo del equipo se recomienda.

- ✓ Con el objeto de reducir el número de suministradores una recomendación general es que el equipo de medición en lo posible provengan del mismo fabricante. Esta medida hace más dinámico el trabajo de mantenimiento, reparación, intercambio e inventario de equipos.

Según la cotización suministra por INGELCOM, el costo del equipo de medición es aproximadamente de 22000 dólares, en este valor esta incluido el IVA. A continuación en la Tabla 6.1 se presenta el precio del equipo de medición que será utilizado:

EQUIPO DE MEDICIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (USA)	VALOR TOTAL (USA)
CONTADOR DE ENERGIA MAXsys 2510	2	5300+IVA	10600+IVA
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.	3	1090+IVA	3270+IVA
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.	3	890+IVA	2940+IVA
GAVINETE PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y OTRO PARA MEDIDORES	2		2800+IVA
		<b>TOTAL. (USA)</b>	<b>19610+IVA</b>
		<b>TOTAL. (USA)</b>	<b>21963.2</b>

Tabla 6.1. Cotización del equipo de medición.

## 6.2 EVALUACION FINANCIERA.

Para realizar un análisis económico aceptable se debe realizar la sensibilidad económica, es decir usar diferentes tasas de oportunidad. En este capítulo se utilizan tres, que corresponden a: *tasa de interés pasiva promedio* al mes de agosto del 2003 ( $i = 5.06\%$ ), según datos del Banco Central del Ecuador. Se considera este valor para el análisis puesto que si no se realiza el proyecto, este interés es el que recibe la empresa si se invierte en el mercado financiero; *tasa de interés aplicada por el CONELEC* ( $i = 11,4\%$ ), que corresponde al aplicado por este organismo en análisis económicos; y finalmente se considera una tasa de oportunidad intermedia que para efectos de análisis es del 8% correspondiente al mercado financiero local.

### 6.2.1 EL VALOR PRESENTE NETO (VPN) <sup>[24]</sup>

Para tomar decisiones sobre la rentabilidad de un proyecto, hay que compararlo con algunas alternativas de inversiones: o sea, hay que compararlo con el beneficio que el dinero invertido en el proyecto hubiera podido generar si hubiese sido invertido en el mejor uso alternativo (en otros proyectos productivos o en el mercado financiero). Es decir, hay que comparar los beneficios del proyecto con el costo de oportunidad del dinero invertido.

Formalmente el valor presente neto del proyecto se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$VPN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(B_k - C_k)}{(1+i)^k}$$

Donde:

B = Beneficio

C = Inversión

k = años que dura el proyecto

i = tasa de oportunidad

[24] Análisis Financiero, Curso de Postgrado "Formulación, Evaluación y Gestión de Proyectos". Escuela Politécnica Nacional, 2002.

El flujo de fondos del proyecto se considera para 10 años, que corresponde a los años de duración del equipo.

### 6.2.2 LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión es la tasa interna de retorno (TIR) que se define como la tasa de interés que hace que el VPN del proyecto sea igual a cero. En otras palabras indica la tasa de interés a la cual la decisión de inversión es indiferente entre el proyecto y el mejor uso alternativo.

Es decir:

$$TIR = VPN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(B_K - C_K)}{(1+i)^K} = 0$$

### 6.2.3 RELACION BENEFICIO-COSTO (RBC) <sup>[24]</sup>

Otro indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión es la relación beneficio-costos. No existe un criterio técnico ni conceptual que indique como calcular la RBC. Hay dos maneras de calcular la RBC:

- Cociente del valor presente de los beneficios brutos para el valor presente de los costos brutos.
- Cociente del valor presente de los beneficios netos para el valor presente de los costos netos.

$$RBC = \frac{VPN(\text{Beneficios})}{VPN(\text{Costos})}$$

El criterio de decisión es el siguiente:

<sup>[24]</sup> Análisis Financiero, Curso de Postgrado "Formulación, Evaluación y Gestión de Proyectos", Escuela Politécnica Nacional, 2002.

Si  $RBC > 1$ , se acepta el proyecto

Si  $RBC = 1$ , es indiferente entre realizar o rechazar el proyecto, los beneficios netos compensan el costo de oportunidad del dinero.

Si  $RBC < 1$ , se rechaza el proyecto, el valor presente de los beneficios es menor que el valor presente de los costos.

#### 6.2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA OBTENER LA MEJOR ALTERNATIVA.

Para realizar este análisis se toman las tres alternativas en las cuales se determina hasta que punto los costos de la inversión pueden ser recuperados, el tiempo de recuperación y medir la rentabilidad que obtendrá la EMAAP-Q al ser un Gran Consumidor del MEM con la mejor alternativa que se obtenga. En la Tabla 6.2 se muestra el costo de la energía que se tiene al comprar a la EEQ, o comprar por contrato a un generador en el MEM.

	<b>PRIMERA ALTERNATIVA</b> (7 puntos de medición).	<b>SEGUNDA ALTERNATIVA</b> (11 puntos de medición).	<b>TERCERA ALTERNATIVA</b> (25 puntos de medición).
<b>COSTO MENSUAL AL COMPRAR A LA EEQ (DOLARES).</b>	<b>48838.75</b>	<b>65277.51</b>	<b>88299.52</b>
<b>COSTO MENSUAL AL COMPRAR POR CONTRATOS (DOLARES).</b>	<b>43185.53</b>	<b>50533.167</b>	<b>76936.82</b>
<b>DIFERENCIA (DOLARES).</b>	<b>5653.22</b>	<b>14744.34</b>	<b>11342.7</b>
<b>AHORRO EN PORSENTAJE</b>	<b>11.57%</b>	<b>22.52%</b>	<b>12.84%</b>

Tabla 6.2. Costo de la energía eléctrica en las tres alternativas.

La alternativa que da un mayor beneficio a la EMAAP-Q es la segunda, tiene un ahorro mensual de 14744.34 \$USA.

Comparado con las otras dos alternativas se aprecia que la segunda alternativa tiene un ahorro aproximado del 22.52% mientras que la primera y la segunda alternativa tiene un ahorro aproximado del 12%.

Por lo tanto es más económico para EMAAP-Q realizar una inversión en equipo de medición y ser un Gran Consumidor que seguir comprando energía a la EEQ, en los puntos de la red donde tiene una demanda mayor a 100kW.

En la Tabla 6.3 se muestra la inversión que tiene que realizar la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito según el número de puntos que deseé ingresar al MEM.

	<b>PRIMERA ALTERNATIVA (7 puntos de medición).</b>	<b>SEGUNDA ALTERNATIVA (11 puntos de medición).</b>	<b>TERCERA ALTERNATIVA (25 puntos de medición).</b>
<b>EQUIPO DE MEDICION (DOLARES).</b>	<b>153742,4</b>	<b>241525,2</b>	<b>549080</b>

Tabla 6.3. Costo de la inversión en el equipo de medición.

#### **6.2.4.1 Análisis de alternativas más económica mediante indicadores financieros.**

##### *6.2.4.1.1 Primera alternativa.*

En esta alternativa se tiene un costo de inversión de 153742,4 dólares para 7 equipos de medición, que es el precio total del equipo de medición (21 transformadores de corriente, 21 transformadores de potencial, 14 medidores registradores), cabe señalar que se tiene el doble de medidores registradores por exigencias del CENACE, para que el sistema de medición sea más confiable. El ingreso anual que tiene como ahorro la EMAAP-Q por concepto de comprar la energía eléctrica a un generador es de 67838.6 dólares/anales, los cuales pueden ser utilizados para cubrir la inversión de la compra del equipo de medición. A continuación se muestra la tabla del flujo de fondos.



FLUJO DE FONDOS ALTERNATIVA No 1										
	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Costo anual de energía en la EEO		586065	586065	586065	586065	586065	586065	586065	586065	586065
Costo anual de la energía en el MEM		518226,4	518226,4	518226,4	518226,4	518226,4	518226,4	518226,4	518226,4	518226,4
Ahorro anual		67838,6	67838,6	67838,6	67838,6	67838,6	67838,6	67838,6	67838,6	67838,6
Costos de inversión	153742,4									
<b>FLUJO DE FONDOS NETO</b>	<b>-153742,4</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>	<b>67838,6</b>

Tabla 6.4. Flujo de fondos de la primera alternativa.

En esta alternativa se aprecia que la inversión se recupera a partir del cuarto año, como se indica en Grafico 6.1.

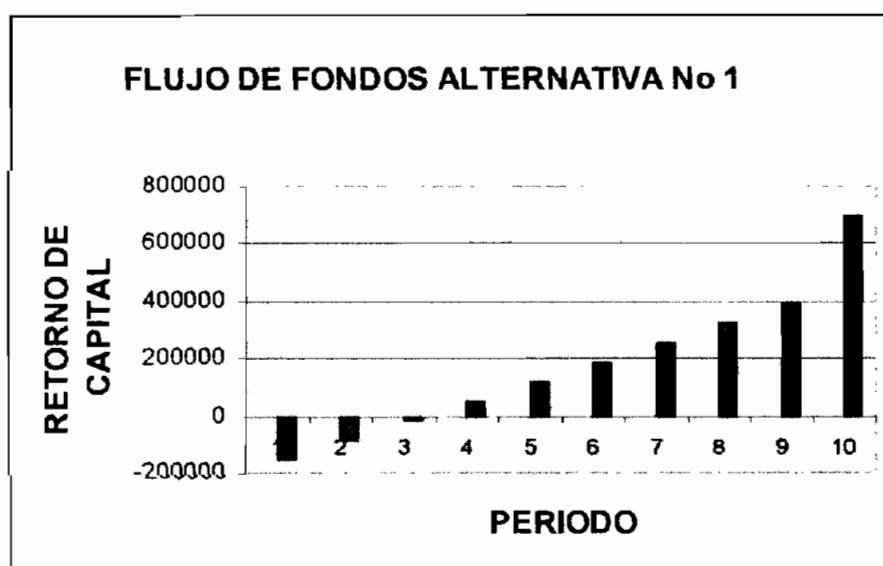


Figura 6.1. Recuperación de capital primera alternativa.

El mayor VPN se logra con una tasa de oportunidad del 5.06%, y el menor con una tasa de oportunidad del 11.4%, como se aprecia en la Tabla 6.5 de valores todos los VPN son positivos y tienen valores altos lo cual significa que factible el estudio. La TIR se mantiene constante porque el retorno de capital para este análisis es aproximadamente constante. Por lo que necesario utilizar un tercer indicador para analizar cual de los intereses es el más conveniente. El indicador utilizado es el de costo beneficio con el cual se aprecia que la mejor alternativa es con una tasa de oportunidad del 5,06% que es la tasa que da un mayor costo beneficio.

<b>INTERES</b>	<b>5,06%</b>	<b>8,50%</b>	<b>11,40%</b>
<b>VPN (USA)</b>	<b>S/. 311.399,7</b>	<b>S/. 240.890,55</b>	<b>S/. 193.998,11</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>42,28%</b>	<b>42,28%</b>	<b>42,28%</b>
<b>COSTO BENEFICIO</b>	<b>2,03</b>	<b>1,57</b>	<b>1,26</b>

Tabla 6.5. Análisis de sensibilidad del interés.

#### 6.2.4.1.2 Segunda alternativa.

En esta alternativa se tiene un costo de inversión de 241595,2 dólares para 11 equipos de medición, que es el precio total del equipo de medición (33 transformadores de corriente, 33 transformadores de potencial, 22 medidores registradores), cabe señalar que se tiene el doble de medidores registradores por exigencias del CENACE, para que el sistema de medición sea más confiable. El ingreso anual que tiene como ahorro la EMAAP-Q por concepto de comprar la energía eléctrica a un generador es de 178832.12 dólares/anuales, los cuales pueden ser utilizados para cubrir la inversión de la compra del equipo de medición. A continuación se muestra la tabla del flujo de fondos.

FLUJO DE FONDOS ALTERNATIVA No 2										
	AND1	AND2	AND3	AND4	AND5	AND6	AND7	AND8	AND9	AND10
Costo anual de energía en la BEQ		78330,12	78330,12	78330,12	78330,12	78330,12	78330,12	78330,12	78330,12	78330,12
Costo anual de energía en el MEM		60538	60538	60538	60538	60538	60538	60538	60538	60538
Ahorro anual		178832,12	178832,12	178832,12	178832,12	178832,12	178832,12	178832,12	178832,12	178832,12
Costos de inversión	241595,2									
<b>FLUJO DE FONDOS NETO</b>	<b>-241595,2</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>	<b>178832,12</b>

Tabla 6.6. Flujo de fondos de la segunda alternativa.

En esta alternativa se aprecia que la inversión se recupera a partir del tercer año, como se indica en Figura 6.2.

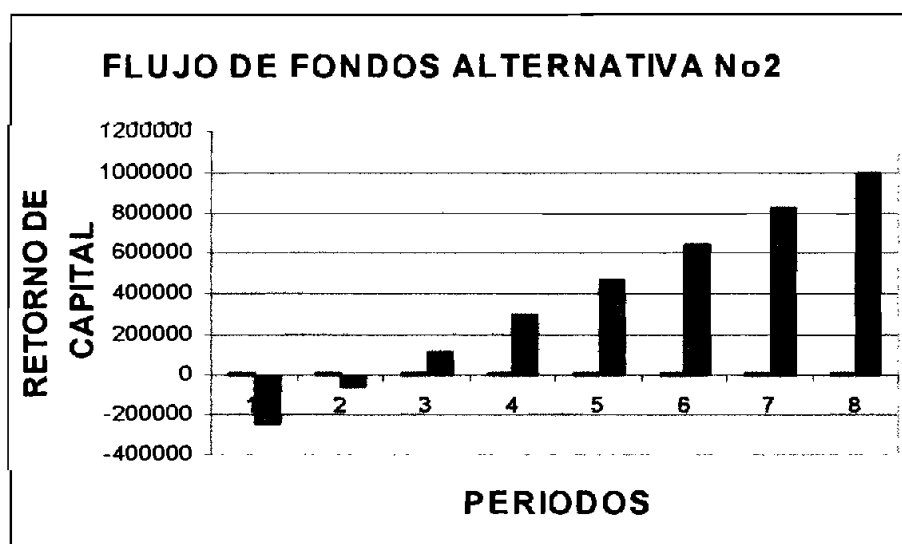


Figura 6.2. Recuperación de capital segunda alternativa.

El mayor VPN se logra con una tasa de oportunidad del 5.06%, y el menor con una tasa de oportunidad del 11.4%, como se aprecia en la Tabla 6.7 de valores todos los VPN son positivos y tienen valores altos lo cual significa que factible el estudio. La TIR es de 73% y se mantiene constante porque el retorno de capital para este análisis es aproximadamente constante. Por lo que necesario utilizar un tercer indicador para analizar cual de los intereses es el más conveniente. El indicador utilizado es el de costo beneficio, con el cual se aprecia que la mejor tasa de oportunidad es la del 5,06% y que el costo beneficio tiene un valor del 3,99 y es el más alto comparado con las otras alternativas. Comparada con la primera alternativa esta es la mejor y da una mayor rentabilidad para la EMAAP-Q.

INDICADORES FINANCIEROS	INTERES		
	5,06%	8,50%	11,40%
VPN (USA)	963881,01	775173,76	649047,90
TIR (%)	73%	73%	73%
COSTO BENEFICIO	3,99	3,21	2,69

Tabla 6.7. Análisis de sensibilidad del interés.

### 6.2.4.1.3 Tercera alternativa.

En esta alternativa se tiene un costo de inversión de 549060 dólares para 25 puntos de medición, que es el precio total del equipo de medición (75 transformadores de corriente, 75 transformadores de potencial, 50 medidores registradores), cabe señalar que se tiene el doble de medidores registradores por exigencias del CENACE, para que el sistema de medición sea más confiable.

El ingreso anual que tiene como ahorro la EMAAP-Q por concepto de comprar la energía eléctrica a un generador es de 136352,44 dólares/anuales, los cuales pueden ser utilizados para cubrir la inversión de la compra del equipo de medición. A continuación se muestra la tabla del flujo de fondos.

FLUJO DE FONDOS ALTERNATIVA N°3										
	ANO1	ANO2	ANO3	ANO4	ANO5	ANO6	ANO7	ANO8	ANO9	ANO10
Costo anual de energía en la EEQ		1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24	1088894,24
Costo anual de la energía en el NEM		923241,8	923241,8	923241,8	923241,8	923241,8	923241,8	923241,8	923241,8	923241,8
Ahorro anual		136352,44	136352,44	136352,44	136352,44	136352,44	136352,44	136352,44	136352,44	136352,44
Costos de inversión	549060									
<b>FLUJO DE FONDOS NETO</b>	<b>-549060</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>	<b>136352,44</b>

Tabla 6.8. Flujo de fondos de la tercera alternativa.

En esta alternativa se aprecia que la inversión se recupera a partir del octavo año, como se indica en Figura 6.3, esta es la peor alternativa de las dos anteriores, porque la inversión es alta y la recuperación del capital es muy lenta.

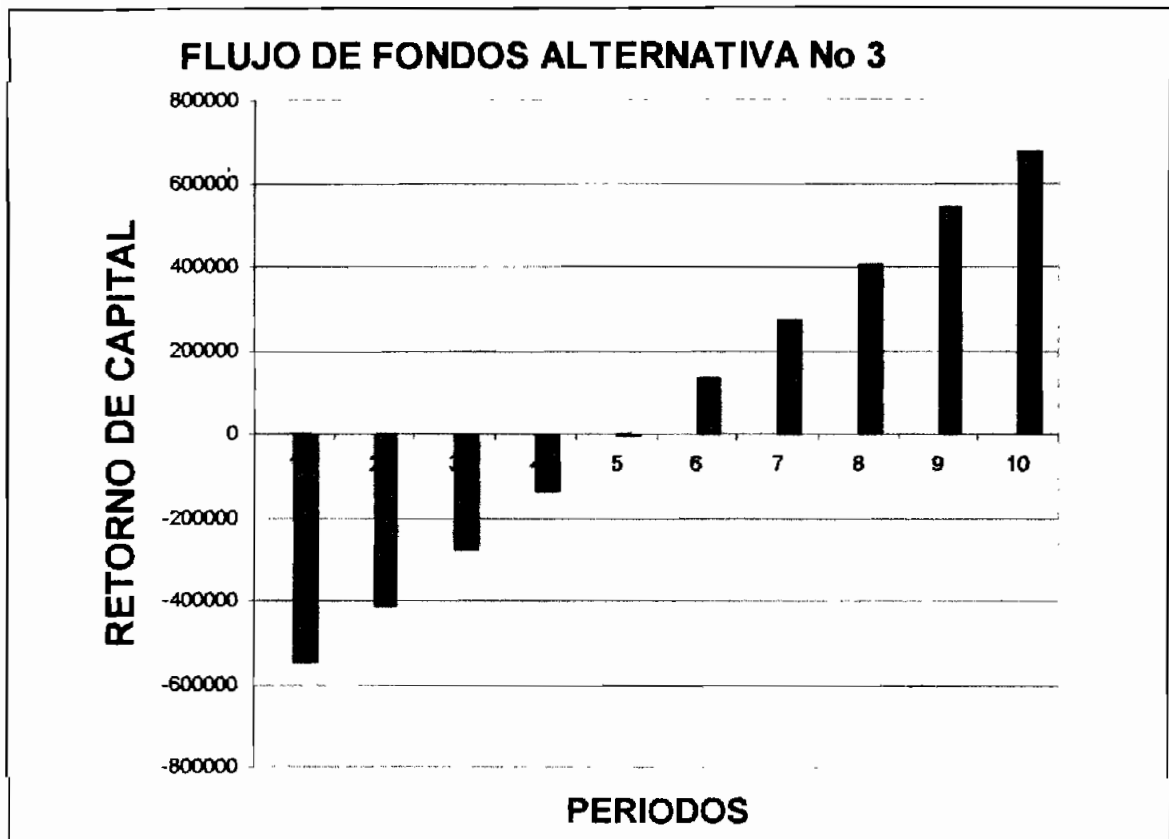


Figura 6.3. Recuperación de capital tercera alternativa.

El mayor VPN se logra con una tasa de oportunidad del 5.06%, y el menor con una tasa de oportunidad del 11.4%, como se aprecia en la Tabla 6.9 de valores todos los VPN son positivos y tienen valores altos lo cual significa que factible el estudio. La TIR se mantiene constante porque el retorno de capital para este análisis es aproximadamente constante. Por lo que necesario utilizar un tercer indicador para analizar cual de los intereses es el más conveniente. El indicador utilizado es el de costo beneficio con el cual se aprecia que con la tasa de oportunidad es la del 5,06%, el costo beneficio tiene un valor 0,72, con lo cual se obtiene que esta alternativa no es rentable para la EMAAP-Q, por tener un costo beneficio menor a 1, lo que significa que tiene el valor presente de los beneficios que es menor al valor presente de los costos.

INTERES	5,06%	8,50%	11,40%
VPN (USA)	S/. 397.396,3	S/. 262.920,8	S/. 174.429,1
TIR (%)	20,03%	20,03%	20,03%
COSTO BENEFICIO	0,72	0,48	0,32

Tabla 6.9. Análisis de sensibilidad del interés.

## 6.2.5 ALTERNATIVA MÁS ECONÓMICA.

La segunda alternativa es la más económica y factible proporciona un mayor beneficio económico a la EMAAP-Q.

Al realizar el análisis de la factibilidad por medio de los indicadores financieros se obtiene que la segunda alternativa es la que presenta los mayores valores de los parámetros económicos, seguida por la primera alternativa.

Si se considera un incremento de las inversiones por aumento del interés y el costo del equipo de medición, la segunda alternativa continúa siendo atractiva a la inversión, tal como se puede observar en la Tabla 6.10.

INCREMENTO DEL COSTO DEL EQUIPO	INDICADORES FINANCIEROS	INTERES		
		6,06%	8,60%	11,40%
100%	VPN (USA)	963881,01	775173,76	649047,90
	TIR (%)	73%	73%	73%
	COSTO BENEFICIO	3,99	3,21	2,69
110%	VPN (USA)	940885,09	752906,92	627360,72
	TIR (%)	66%	66%	66%
	COSTO BENEFICIO	3,89	3,12	2,60
120%	VPN (USA)	917889,16	730640,08	605673,53
	TIR (%)	60%	60%	60%
	COSTO BENEFICIO	3,80	3,02	2,51
130%	VPN (USA)	894893,23	708373,24	583986,35
	TIR (%)	55%	55%	55%
	COSTO BENEFICIO	3,70	2,93	2,42

Tabla 6.10. Análisis de sensibilidad al incremento del costo del equipo.

Para la evaluación de las alternativas se consideró el valor de la energía a un precio constante de 4,09 Ctv. Dólar/kWh. Este es el precio medio que se obtuvo de realizar un escenario para determinar hasta que precio era factible comprar mediante un PPA, además se considero la compra de energía constante durante la vida útil del equipo de medición. Sin embargo en el futuro el precio de la energía tendera a disminuir por la incorporación de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica al sistema nacional interconectado (S.N.I).

Como se observa en el análisis económico la EMAAP-Q tiene un beneficio significativo, lo cual justifica la inversión de capital en la compra del equipo de medición, la inversión que realiza la EMAAP-Q la recupera a partir del tercer

año como se indica en la segunda alternativa, la cual es la más factible y la más rentable.

#### **6.2.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA EMAAP-Q.**

Este análisis se realiza para la segunda alternativa la cual consta de 11 puntos de medición, los cuales sumados cumplen con los requerimientos que exige el CONELEC a las empresas que desean ser declaradas como Grandes Consumidores del MEM. Además esta segunda alternativa es la más económica y rentable para EMAAP-Q.

Para este análisis se consideran tres alternativas de abastecimiento:

1. Construir líneas de subtransmisión de 46kV que serán propiedad de la EMAAP-Q para disminuir el peaje por concepto de la utilización del alimentador y de la subestación de distribución. El costo de la inversión en la construcción de las líneas de subtransmisión se analiza en el **Capítulo VI**.
2. Construir alimentadores los cuales tendrán el mismo nivel de voltaje que abastece actualmente el sistema de distribución de la EEQ, estos voltajes son de 6.3kV para la zona Urbana y de 22.8kV para la zona Rural. Los alimentadores serán propiedad de la EMAAP-Q, por lo tanto se disminuye el peaje por concepto de la utilización del alimentador. El costo de la inversión en la construcción de los alimentadores se analiza en el **Capítulo VI**.
3. Otra alternativa es utilizar el sistema actual de abastecimiento en el cual la EMAAP-Q tendrá que pagar a la EEQ los peajes correspondientes por la utilización del sistema de distribución. En esta alternativa la EMAAP-Q no realiza inversiones como las alternativas anteriores.

**COSTO DE LA INVERSION PARA UN ABASTECIMIENTO DE VOLTAJE A 46kV**

GRANDES CLIENTES EMAAP-Q (Puntos)	Potencia de la cámara de Transformación (kVA)	Numero o nombre de la subestación de la cual sale el alimentador	Distancia aproximada entre la Cámara de Trafo. - L/Strans (Km).	Costo Línea Subtransmision (DOLARES)	Costo cámara Transformación (DOLARES)
Planta de tratamiento Puengasi	800	S/E SUR	3.2	112000	16215
Estación de Bombeo Guamani	500	S/E CHILLOGALLO	6.8	238000	14250
Estación de Bombeo Sta. Rosa Lloa.	1500	S/E CHILLOGALLO	9.2	322000	23320
Planta de tratamiento Bellavista	2000	S/E OLIMPICO	1.6	56000	29230
Estación de Bombeo Carolina	750	S/E CAROLINA	2.6	91000	15620
Estación de Bombeo Chiriyacu	500	S/E No 4 CHIMBACALLE	3.6	126000	14250
Estación de Bombeo Chiriyacu Alto	350	S/E No 4 CHIMBACALLE	4.2	147000	10850
Estación de Bombeo Roldós Medio	500	S/E No 19	1.7	59500	14250
Edificio Principal	200	S/E CAROLINA	1.2	42000	6250
Estación de Bombeo Argelia Baja	750	S/E EPLICACHIMA	1.8	63000	15620
Pozo de Bombeo # 1	150	S/E No 13	2.8	98000	5850
<b>TOTAL</b>				<b>1354500</b>	<b>165705</b>

TABLA 6.12 Costo de las líneas de subtransmision y del transformador



### 6.2.6.1 Alternativa de abastecimiento a un nivel de voltaje de 46kV.

Para realizar el abastecimiento a un nivel de voltaje de 46kV primeramente debemos analizar la distancia que existe entre la línea de subtransmision y la cámara de transformación. Para analizar el costo de las nuevas cámaras de transformación las cuales serán de un nivel de voltaje de 46kV/220V, el costo de las nuevas líneas de subtransmision, este análisis se realiza para cada uno de los 11 puntos de medición, además se debe tomar en cuenta que EMAAP-Q deberá contratar personal para que realice el mantenimiento de estas nuevas líneas las cuales serán de su propiedad.

Una vez obtenido el costo de la inversión para el nuevo abastecimiento con un nivel de voltaje de 46kV, la EMAAP-Q estará conectada en subtransmision, por lo tanto se evitara de pagar los peajes por la utilización de la subestación de distribución y del alimentador que son propiedad de la EEQ.

El análisis de la recuperación de capital se realiza para el tiempo de vida útil de la línea de subtransmision que es de 20 años.

El costo de la línea de subtransmision para 46kV es de 30000 a 35000 dólares/Km (Dato que consta en el Capitulo IV Tabla 4.2). El costo de los transformadores fue proporcionado por ECUATRAN S.A, los valores de los precios son aproximados y se los puede apreciar en la Tabla 6.11.

Voltaje primario	13200 – 13800 Voltios	6300-22000-22860 Voltios	46000 Voltios
Voltaje secundario	208-210-220-380-400-440-460-480 Voltios	208-210-220-380-400-440-460-480 Voltios	208-210-220-380-400-440-460-480 Voltios
KVA			
150	3410	3534	5850
200	3873	4015	6250
350	5520	6150	10850
500	8318	8690	14250
750	9914	10295	15620
800	10512	11250	16215
1500	17238	19320	23320
2000	22320	24515	29230

Tabla 6.11 Precio de transformadores proporcionado por ECUATRAN S.A.

Para complementar el costo de esta se debe tomar en cuenta que para realizar el mantenimiento de las líneas de subtransmisión necesario contratar 1 ingeniero y 4 técnicos, a los cuales se les debe cancelar mensualmente la cantidad de 500 dólares a los técnicos y 1000 al ingeniero. Además se deberá comprar el equipo para realizar el mantenimiento, vehículos para movilizarse esta inversión tiene un valor aproximado de unos 50000 dólares, para movilizar los vehículos en combustible y mantenimiento 2000 dólares.

Con estos gastos tenemos otra inversión de 50000 dólares y un gasto anual de 60000 dólares para pagar a trabajadores y mantenimiento de vehículos.

En la Tabla 6.12 se muestra el costo total de la inversión en las líneas de subtransmisión y de los transformadores que suma un total de 1520205 dólares más la inversión en los vehículos 1570205 dólares.

El ingreso que se tiene por no pagar el peaje de la subestación de distribución y del alimentador es de 277254.57 dólares/anuales, que resulta del producto entre la demanda de potencia que es 2970 kW y la suma del peaje de la subestación de distribución que es de 2,01 dólares/kW-mes y el peaje del alimentador que de 4,12 dólares/kW-mes, estos dos peajes suman la cantidad de 6,13 dólares/kW-mes

Al realizar el flujo de fondos se obtiene los siguientes resultados los cuales se muestran en la Tabla 6.13.

	Año1	Año 2	Año 3	-----	-----	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingreso Ahorro de los peajes		206232,4	206232,4	.....	.....	206232,4	206232,4	206232,4	206232,4	206232,4
Egresos sueldo trabajadores		60000	60000	.....	.....	60000	60000	60000	60000	60000
diferencia entre ingreso y egreso		146232,4	146232,4	.....	.....	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4
Inversion Líneas Subtransmision	1354600									
Inversion Transformadores	165705									
Inversion Vehiculos	50000									
	-1570205	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4	146232,4

Tabla 6.13 Flujo de fondos para un nivel de voltaje de 46kV.

En la Figura 6.4 se muestra que a partir del periodo numero 12 se comienza a recuperar el capital invertido y se tiene 8 periodos para recuperar el capital invertido para la ejecución de este proyecto.

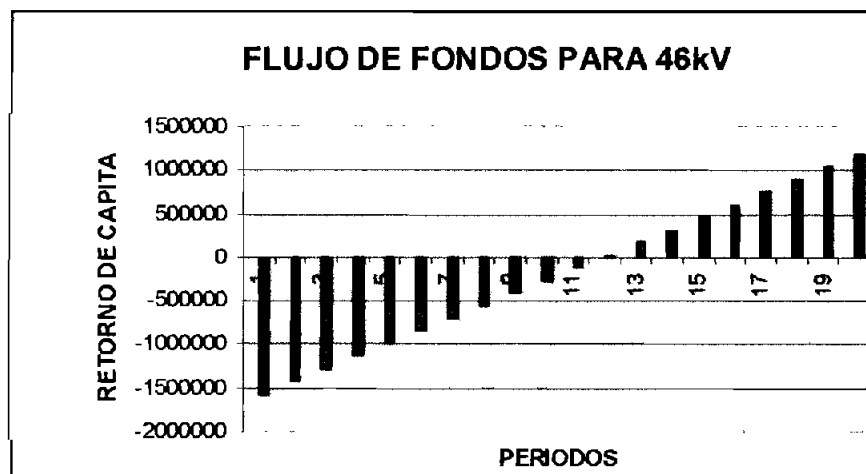


Figura 6.4 Flujo de fondos para un nivel de voltaje de 46kV.

El mayor VPN se logra con una tasa de oportunidad del 5.06%, y valores negativo con una tasa de oportunidad 8.5% y del 11.4%, como se aprecia en la Tabla 6.14. La TIR se mantiene constante porque el retorno de capital para este análisis es aproximadamente constante. Por lo que necesario utilizar un tercer indicador para analizar cual de los intereses es el más conveniente. El indicador utilizado es el de costo beneficio con el cual se aprecia que con la tasa de oportunidad es la del 5,06%, el costo beneficio tiene un valor 1.16 con lo cual se obtiene que esta alternativa es rentable para la EMAAP-Q, por tener un costo beneficio mayor a 1, lo que significa que tiene el valor presente de los beneficios que es mayor al valor presente de los costos. Este abastecimiento es factible para la EMAAP-Q.

INTERES	5,06%	8,50%	11,40%
VPN (USA)	S/. 167.927,4	S/. -206.665,21	S/. -412.968,08
TIR (%)	6,41%	6,41%	6,41%
COSTO BENEFICIO	1,16	-1,42	-2,84

Tabla 6.14. Análisis de sensibilidad del interés para la construcción del abastecimiento de voltaje a 46kV.

### **6.2.6.2 Abastecimiento del mismo nivel de voltaje con la construcción de nuevos alimentadores que serán propiedad de la EMAAP-Q.**

Para realizar el abastecimiento al mismo nivel de voltaje primeramente debemos analizar la distancia que existe entre la subestación y la cámara de transformación.

Como se posee las cámaras de transformación que funcionan al nivel de voltaje que entrega el servicio la EEQ, se disminuye el costo de la inversión por concepto de las cámaras de transformación, el costo de los alimentadores, este análisis se realiza para cada uno de los 11 puntos de medición, además se debe tomar en cuenta que EMAAP-Q deberá contratar personal para que realice el mantenimiento de estas nuevos alimentadores que serán de su propiedad.

Una vez obtenido el costo de la inversión para los nuevos alimentadores la EMAAP-Q estará conectada directamente a la subestación de distribución, por lo tanto se evitara de pagar el peaje por la utilización del alimentador del sistema de subtransmision que es propiedad de la EEQ.

El análisis de la recuperación de capital se realiza para el tiempo de vida útil de del alimentador que es de 20 años.

El costo del nuevo alimentador para 6.3kV es de 10000 a 15000 dólares/Km y para 23kV es de 25000 a 30000 dólares/Km (Dato que consta en el Capitulo IV Tabla 4.3).

Para complementar el costo de esta se debe tomar en cuenta que para realizar el mantenimiento de los nuevos alimentadores que serán propiedad de la EMAAP-Q, es necesario contratar 1 ingeniero y 4 técnicos, a los cuales se les debe cancelar mensualmente la cantidad de 500 dólares a los técnicos y 1000 al ingeniero. Además se deberá comprar el equipo para realizar el mantenimiento, vehículos para movilizarse esta inversión tiene un valor

aproximado de unos 5000 dólares, para movilizar los vehículos en combustible y mantenimiento se gasta 2000 dólares/mes.

Con estos gastos tenemos otra inversión de 5000 dólares y un gasto mensual de 6000 dólares para pagar a trabajadores y mantenimiento de vehículos.

En la Tabla 6.15 se muestra el costo total de la inversión en los alimentadores que es de 825000 más la inversión en los vehículos 50000 dólares. Tenemos un total de la inversión de 875000 dólares. En la tabla se muestra el costo de la construcción de cada uno de los alimentadores.

#### COSTO DE LA INVERSIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS ALIMENTADORES.

GRANDES CLIENTES EMAAP-Q (Puntos)	Volajes de los alimentador que abastecen a la EMAAP-Q (KV)	Numero o nombre de la subestación de la cual sale el alimentador	Distancia aproximada entre la Cámara de Trato. - S/E (Km)	Costo del alimentador (DOLARES)
Planta de tratamiento Puegasí	6.3	S/E SUR	3.0	45000
Estación de Bombeo Guamantí	22.8	S/E CHILLOGALLO	6.6	19800
Estación de Bombeo Sta. Rosa Liza	22.8	S/E CHILLOGALLO	9.0	270000
Planta de tratamiento Bellavista	6.3	S/E OLIMPICO	1.4	21000
Estación de Bombeo Carolina	6.3	S/E CAROLINA	2.2	33000
Estación de Bombeo Chiryaçu	6.3	S/E No 4 CHIMBACALLE	3.4	51000
Estación de Bombeo Chiryaçu Alto	6.3	S/E No 4 CHIMBACALLE	4.0	60000
Estación de Bombeo Roldós Medio	22.8	S/E No 19	1.5	45000
Edificio Principal	6.3	S/E CAROLINA	1.0	15000
Estación de Bombeo Argella Baja	22.8	S/E EPLICACHIMA	1.6	48000
Pozo de Bombeo # 1	6.3	S/E No 13	2.6	39000
<b>TOTAL</b>				<b>825000</b>

Tabla 6.15 Costo de la inversión por alimentador

El ingreso que se tiene por no pagar el peaje del alimentador es de 137937.6 dólares/anuales, que resulta del producto entre la demanda de potencia que es 2970 kW y el peaje del alimentador que de 4,12 dólares/kW-mes.

Al realizar el flujo de fondos se obtiene los siguientes resultados los cuales se muestran en la Tabla 6.16.

	Año1	Año2	Año3	-----	-----	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingreso Ahorro de los peajes		137937,6	137937,6	-----	-----	205232,4	205232,4	205232,4	205232,4	205232,4
Egresos sueldo trabajadores		60000	60000	-----	-----	60000	60000	60000	60000	60000
diferencia entre ingreso y egreso		77937,6	77937,6	-----	-----	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6
Inversion en alimentadores	875000									
Inversion Vehículos	50000									
	-925000	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6	77937,6

Tabla 6.16 Flujo de fondos para los alimentadores.

En la Figura 6.5 se muestra que a partir del periodo numero 14 se comienza a recuperar el capital invertido y se tiene 7 periodos para recuperar el capital invertido para la ejecución de este proyecto.

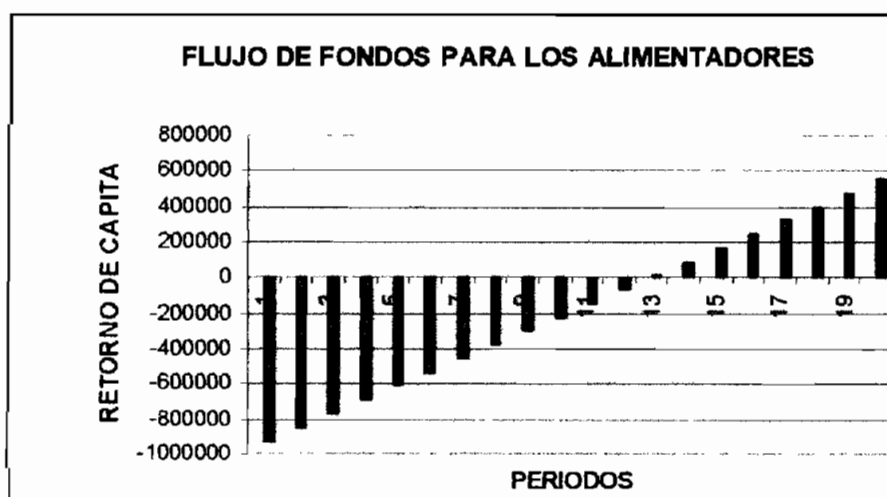


Figura 6.5 Flujo de fondos para los alimentadores.

El mayor VPN se logra con una tasa de oportunidad del 5.06%, pero es bajo comparado con el VPN de la alternativa anterior, esto significa que la EMAAPQ

al realizar esta inversión no obtiene una ganancia económica por tal razón esta alternativa de abastecimiento no es factible.

El indicador utilizado es el de costo beneficio con el cual se aprecia que con la tasa de oportunidad es la del 5,06%, el costo beneficio tiene un valor 0.15 con lo cual se obtiene que esta alternativa no es rentable para la EMAAP-Q, por tener un costo beneficio menor a 1, lo que significa que el valor presente de los beneficios que es menor al valor presente de los costos. Este abastecimiento no es factible para la EMAAP-Q.

<b>INTERES</b>	<b>5,06%</b>	<b>8,50%</b>	<b>11,40%</b>
<b>VPN (USA)</b>	S/. 11.719,3	S/. -186.816,71	S/. -295.551,04
<b>TIR (%)</b>	5,22%	5,22%	5,22%
<b>COSTO BENEFICIO</b>	0,15	-2,40	-3,79

Tabla 6.17. Análisis de sensibilidad del interés para la construcción de los alimentadores.

### **6.2.6.3 Conservar el modelo anterior de abastecimiento y pagar los peajes por la utilización del sistema de distribución de la EEQ.**

En esta alternativa de abastecimiento la EMAAPQ no realiza ninguna inversión y sigue utilizando el servicio de distribución de la EEQ, esta es la mejor alternativa, comparada con las dos anteriores porque según el análisis de la alternativa más económica que se obtuvo por el número de puntos con los cuales EMAAPQ ingresaba como Gran Consumidor al MEM es la más rentable, porque los indicadores económicos siempre se mantuvieron positivos lo cual justifica seguir manteniendo este tipo de abastecimiento y seguir pagando los peajes por la utilización del sistema de distribución.

## **6.3 ALTERNATIVA MÁS CONVENIENTE.**

Según el análisis cuantitativo que se realizó para obtener la alternativa más económica y el tipo de abastecimiento de voltaje más conveniente para la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, se obtuvo que la mejor alternativa es entrar como un Gran Consumidor al MEM con 11 puntos, los cuales estarán alimentados por el servicio del sistema de

distribución de la EEQ, por lo tanto la EMAAPQ tendrá que pagar los peajes correspondientes por la utilización del sistema de distribución.

## 6.4 CRONOGRAMA DE CONSTRUCCIÓN.

Para realizar el estudio e instalar el equipo de medición esta estimado un tiempo de 175 días (6 meses aproximadamente) esto se debe a que la mayoría de equipos deberán ser importados.

De acuerdo al cronograma de actividades, se puede establecer su tiempo de ejecución bajo tres grupos principales:

- ❖ Realización del estudio
- ❖ Pruebas para obtener curva de demanda
- ❖ Presentación del estudio
- ❖ Aprobación del estudio
- ❖ Contratación de suministros, de equipos y materiales
- ❖ Cableado e instalación del equipo
- ❖ Pruebas y puesta en funcionamiento

En la siguiente Tabla 6.18 se puede visualizar los tiempos de cada grupo de actividades.

ACTIVIDAD	ASIGNACION	TIEMPO	TEMPO INICIO	TIEMPO TERM.
INICIO		0 días	lun 03/01/05	lun 03/01/05
REALIZACION DEL ESTUDIO	1	15 días	mié 05/01/05	mar 25/01/05
PRUEBAS PARA OBTENER CURVA DE DEMANDA	2	21 días	mié 26/01/05	mié 23/02/05
PRESENTACION DEL ESTUDIO	3	8 días	jue 24/02/05	lun 07/03/05
APROBACION DEL ESTUDIO	4	21 días	mar 08/03/05	mar 05/04/05
CONTRATACION DE SUMINISTROS, DE EQUIPOS Y MATERIALES	5	35 días	mié 06/04/05	mar 24/05/05
CABLEADO E INSTALACION DEL EQUIPO	6	60 días	mié 25/05/05	mar 16/08/05
PRUEBAS Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	7	15 días	mié 17/08/05	mar 06/09/05
FIN		0 días	mar 06/09/05	mar 06/09/05

Tabla 6.18. Cronograma de actividades.

Para tener una mayor visualización de las actividades de trabajo se presenta un gráfico en barras de Gantt en la Figura 6.6.



# GRAFICO DE GANTT DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

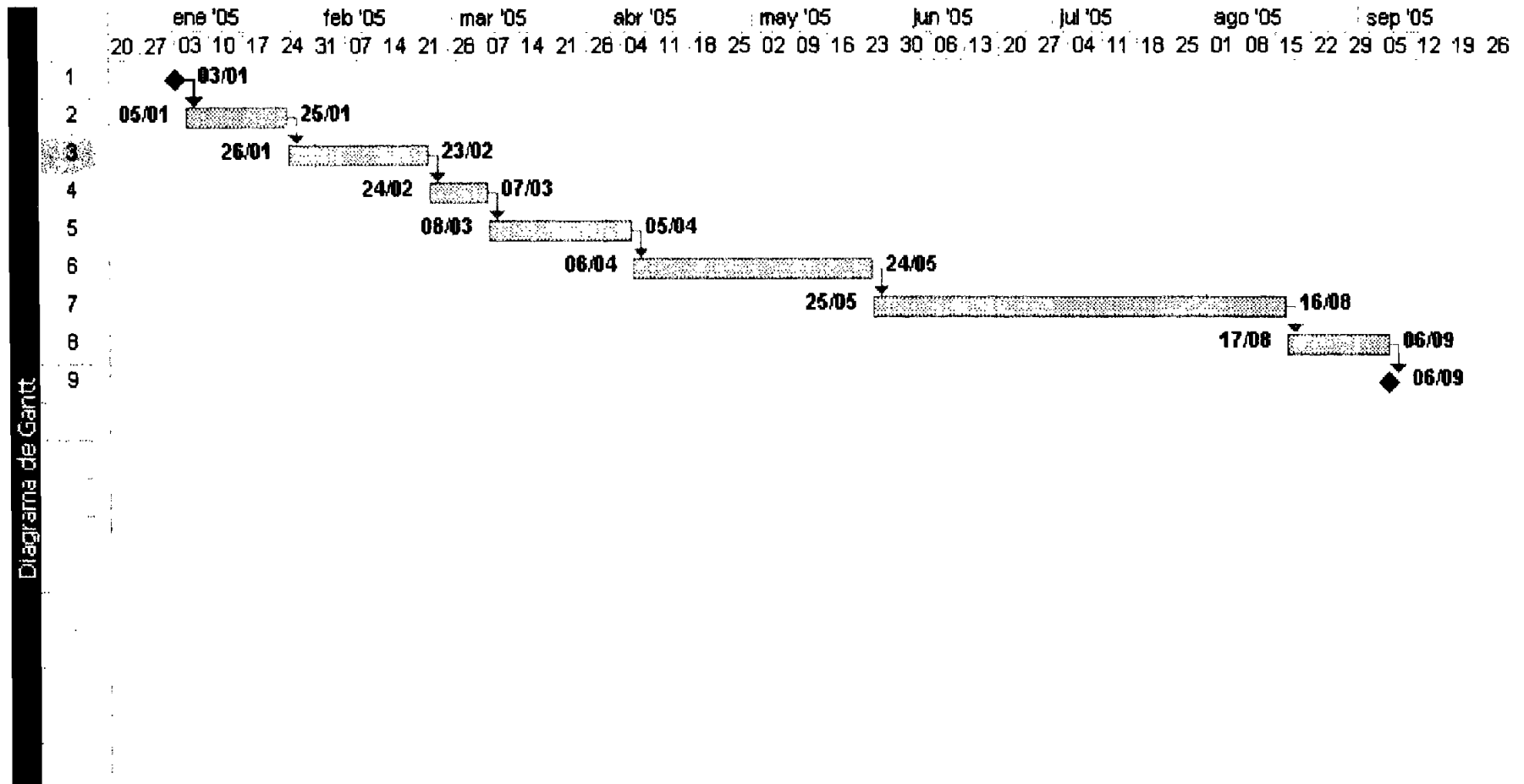


Figura 6.6 Grafico de Gantt del cronograma de actividades

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 CONCLUSIONES.

- Según el estudio que se realizó la EMAAP-Q deberá comprar la energía eléctrica mediante contratos a plazo para obtener un beneficio económico, la ventaja de realizar estos contratos es que los precios son establecidos de antemano.
- La EMAAP-Q una vez declarada como un Gran Consumidor del MEM, podrá hacer uso de su derecho a comprar su abastecimiento, contratando a largo plazo con un generador lo cual es la más conveniente que comprar en el mercado ocasional, donde los precios no se mantienen estables.
- Al realizar un contrato a plazo, la EMAAP-Q podrá pactar libremente sus propias decisiones comerciales, las mismas que no afectarán sus transacciones por compra de energía, permitiendo su desarrollo con eficiencia, mediante la flexibilidad y libertad de elección de quién y cuanto comprar en base al escenario que se determino donde el precio máximo limite de la energía es de 5,1 c.S\$/kWh, al comprar a precios mayores no resulta conveniente ser un Gran Consumidor a la EMAAP-Q. El precio mínimo es de 3,6 c.S\$/kWh.
- Con relación al alivio de carga la EMAAP-Q al ser Gran Consumidor y seguir utilizando las redes del sistema de distribución de la EEQ debe solicitar a la empresa distribuidora lo incluya en el esquema de alivio de carga y así ajustarse a los requerimientos que el CENACE disponga para la planificación operativa, basándose en lineamientos de calidad, seguridad y confiabilidad, tanto de su propio sistema, como de todo el Sistema Nacional Interconectado, permitiendo garantizar con esto, la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, de forma tal que se cubra la totalidad de la demanda de potencia y energía que se presente en el sistema.

- A la EMAAP-Q, le resulta factible ingresar al MEM y participar en el mercado eléctrico como un Gran Consumidor, mediante la segunda alternativa que es de 11 puntos, para ingresar con esta alternativa tendrá que realizar una inversión de 241525 dólares los cuales comienza a recuperar a partir del tercer año de instalado el equipo.
- El estudio confirma la factibilidad de calificación de la EMAAP-Q como Gran Consumidor y beneficios que representaría, se prueba que es un proyecto técnica y económicamente factible, con lo cual la EMAAP-Q recuperaría la inversión que realice en el equipo de medición.
- Los indicadores financieros determinan que la segunda propuesta del análisis de alternativas para ingresar al MEM como Gran Consumidor produce los máximos beneficios económicos, para la EMAAP-Q la cual dispone de once puntos de medición que se conectan con la red de suministro de energía eléctrica.
- Los parámetros económicos obtenidos sobre la recuperación de capital son atractivos para realizar la inversión en la compra del equipo de medición, los cuales indican que al ingresar con 11 puntos al MEM se tiene el valor más alto de la recuperación del capital y lo realiza a menor tiempo. Los valores obtenidos con una tasa de interés del 5,06% son 963881,01 para VPN, 73% para el TIR y 3,99 para el costo beneficio.
- Para las alternativas de abastecimiento con nuevos niveles de voltaje en el análisis económico se obtuvo que es más conveniente seguir ocupando la red del sistema de distribución de la EEQ y pagar los peajes por su utilización, en vez de realizar inversiones para cambiar los niveles de voltaje a los alimentadores.

## 7.2 RECOMENDACIONES.

- Es necesario recalcar que al momento de suscribir un contrato entre un generador y un Gran Consumidor, en las cláusulas referentes al mismo es recomendable incluir una en la que se defina que las partes acuerdan aceptar las reglas comerciales definidas en la Ley y Reglamentos definidos para la operación tanto técnica como comercial del MEM.
- La EMAAP-Q cuando realice el contrato de compra de la energía eléctrica debe tomar como referencia el valor mínimo que es 3,6c.S\$/kWh, para negociar la energía eléctrica a un valor por debajo del mismo o que este lo más cercano a 3,6c.S\$/kWh.
- La EMAAP-Q para cubrir un exceso de demanda deberá mantener el mercado ocasional como la herramienta complementaria para el correcto abastecimiento de la energía eléctrica.
- Si el precio de la energía en los Contratos a Plazo sobrepasa el valor de 5,1c.S\$/kWh a la EMAAP-Q le conviene comprar la energía eléctrica a sus propias centrales de generación y seguir vendiendo lo que no consuma en el MEM.
- Se recomienda que los contratos a plazo que realice la EMAAP-Q los haga para seis meses puesto que los estudios presentados por el CENACE pronostican que el precio de la energía se bajara debido a los nuevos proyectos hidroeléctricos que se construirán.
- El estudio para la definición del esquema de alivio de carga, es complejo, pero no imposible, en este caso la EMAAP-Q deberá solicitar a la empresa distribuidora que actuaba como suministradora del servicio de energía eléctrica, lo siga incluyendo en su esquema de alivio de carga.

- La EEQ ha diseñado un sistema de alivio de carga para que los alimentadores tengan un sistema rotacional anualmente, esto se aplica para todos los consumidores y los puntos de medición de la EMAAP-Q, excepto la planta de tratamiento de Bellavista y Papallacta los cuales se conectan a 138 kV y no son tomados en cuenta en los alivios de carga <sup>(1)</sup>. Es recomendable seguir con este sistema.
- Se recomienda que la demanda de la EMAAP-Q se encuentre dentro del esquema de alivio de carga de la empresa distribuidora EEQ, ya que se pueden presentar problemas por parte de la distribuidora para desafectarlo de su esquema de cortes, proponiendo con esto, que los incumplimientos que se generen sean absorbidos por la distribuidora, para luego según los acuerdos a los que se haya llegado, se liquiden los saldos entre distribuidor y Gran Consumidor.
- Una recomendación para solventar el hecho de que pueden existir excedentes de contratos a favor de un Gran Consumidor, sería el considerar que en ese momento, estos excedentes puedan ser liquidados en el mercado ocasional, en la barra de mercado y al costo instantáneo marginal de la energía.
- De acuerdo al esquema de funcionamiento del sector eléctrico en lo referente a los contratos a plazo, estos serán pactados para abastecer los requerimientos energéticos de los Grandes Consumidores, pero sería recomendable que además de pactarse contratos por suministro de energía, también se permita suscribir contratos por reserva de potencia, que permitirán al agente Gran Consumidor tener una cierta garantía de suministro.
- Se recomienda que la EMAAP-Q realice una negociación con la EEQ para que la empresa distribuidora le permita ingresar los 11 puntos de la red que tienen una demanda mayor a 100kW al MEM, y que le siga suministrando

---

<sup>(1)</sup> Información obtenida de la EEQ, por el Ing. Manuel Rueda Dirección Técnica Operación y Despacho.

la energía eléctrica en el resto de puntos que están conectados a la red de distribución, además en esta negociación debe quedar claro que a futuro la EMAAP-Q ingresara nuevos puntos de la red de suministro de energía eléctrica al MEM.

- Se recomienda que para ingresar nuevos puntos al MEM se debe tomar en cuenta la demanda y el consumo que estos tengan mensualmente porque existen puntos que no resulta conveniente realizar una inversión de 22000 dólares que es lo que cuesta el equipo de medición para cada punto.
- Se recomienda a la EMAAP-Q seguir utilizando la red de distribución de la EEQ. Porque según el análisis que se realizo para cambiar los niveles de voltaje, se obtuvo que no es factible económicamente, esto implica que no tendrá que realizar una gran inversión y obtener permisos para realizar el nuevo tendido de la red.
- Se recomienda comprar el equipo de medición a un mismo fabricante. Esta medida hace más dinámico el trabajo de mantenimiento, reparación, intercambio e inventario de equipos.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Aguilar Marta, Díaz Hernando, Gómez Juan, "Contratos de largo plazo en el mercado de energía en Colombia", CIER – COCIER.
2. Baño Pablo Grandes Consumidores", AGUEERA – CAMMMESA.
3. Consejo Nacional de Electricidad, "Definición de Grandes Consumidores", Regulación No. CONELEC Plan - 001/98, octubre del 1998.
4. Consejo Nacional de Electricidad, "Declaración de Costos Variables de producción", Regulación No. CONELEC - 003/00, julio del 2000.
5. Consejo Nacional de Electricidad, "Ley de Régimen del Sector Eléctrico", Quito.
6. Consejo Nacional de Electricidad, "Operación Técnica y Administrativa del Sistema de Transmisión", Regulación No. CONELEC - 014/99, 11 de noviembre del 1999.
7. Consejo Nacional de Electricidad, "Participación de los Auto productores con sus excedentes de Generación", Regulación No. CONELEC - 001/02, 6 de marzo del 2002.
8. Consejo Nacional de Electricidad, "Plan de Electrificación del Ecuador 2002 – 2011", 10 de enero del 2002.
9. Consejo Nacional de Electricidad, "Procedimientos de Despacho y Operación", Regulación No. CONELEC - 006/00, 9 de agosto del 2000.
10. Consejo Nacional de Electricidad, "Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado", Quito.

11. Consejo Nacional de Electricidad, "Requisitos para la calificación de Grandes Consumidores del MEM", Regulación No. CONELEC - 008/02, 16 de octubre del 2002.
12. Consejo Nacional de Electricidad, "Reglamento para el libre acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución", Quito.
13. Consejo Nacional de Electricidad, "Reglamento para el funcionamiento del MEM", Quito.
14. Consejo Nacional de Electricidad, "Reglamento de Suministro del servicio de electricidad", Quito.
15. Consejo Nacional de Electricidad, "Reglamento de Tarifas", Quito.
16. Consejo Nacional de Electricidad, "Sistema de Medición Comercial para los Agentes del MEM", Regulación No. CONELEC - 002/01, 14 de marzo del 2001.
17. Consejo Nacional de Electricidad, "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", Regulación No. CONELEC - 005/00, 11 de abril del 2001.
18. Arguello Gabriel, "Sistema nodal para la determinación de precios marginales en Mercados Eléctricos Mayoristas".
19. Centro Nacional de Control de Energía, "Informe Anual Enero–Diciembre 2003 CENACE".
20. GESTION DE RIESGOS", Enero 2003. Guallichico Loachamin Luis Roberto, "TRANSACCIONES EN EL MEM Y
21. Toapanta Guaman Luis Humberto, "ANÁLISIS ECONÓMICO DE COMPRA DE ENERGÍA DEL GRAN CONSUMIDOR EN EL MEM", Enero 2003.



ANEXOS

ANEXO A

# ANEXO A

## Glosario de Términos Técnicos

**Abonados:** Se clasifican en Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y Otros (Entidades oficiales, Asistencia social, Beneficio público, Bombeo de agua, Escenarios deportivos, Periódicos y Abonados especiales), clasificación que obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las Empresas Distribuidoras.

**Alta tensión:** Nivel de voltaje superior a 40 kV., y asociado con la Transmisión y Subtransmisión.

**Acometida:** Es la instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad al Consumidor y la red pública de la Empresa Eléctrica.

**Baja tensión:** Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.

**Categoría Residencial:** Servicio eléctrico de uso doméstico de los consumidores.

**Categoría General:** Servicio Eléctrico diferente de la categoría residencial como comercio, servicios públicos y privados e industria.

**Categoría Alumbrado Público:** Son los consumos del alumbrado de calles, avenidas, vías de circulación pública, plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública y sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control de tránsito.

**Cliente No Regulado:** Cliente de una Distribuidora que no obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las Empresas Distribuidoras.

**Consumidor:** Persona natural o jurídica, debidamente autorizada por la Empresa Eléctrica para recibir el servicio eléctrico.

**CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad. Organismo estatal que, de acuerdo a la LRSE, controla y regula el sector eléctrico.

**Consumidor Comercial:** Persona natural o jurídica, pública o privada; que utiliza los servicios de energía eléctrica para las actividades de negocio, profesionales o cualquier otra 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.

**Energía facturada (Consumo de Energía):** Es la energía facturada por las Empresas Eléctricas a sus clientes, la unidad de medida es el kWh.

**Energía Bruta:** Es la energía total producida por una unidad de generación.

**Energía Neta:** Es la diferencia de la energía total producida menos el consumo de auxiliares. (Valores negativos indican que el consumo de auxiliares es mayor que la generación).

**Empresa Generadora:** Aquella que produce Energía eléctrica, destinada al mercado libre o regulado.

**Empresa Transmisora:** Empresa que presta el servicio de transmisión y transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega de un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción de un distribuidor o un gran consumidor.

**Empresa Distribuidora:** Es la que tiene la obligación de prestar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

**FERUM:** Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal. De acuerdo al artículo 62 de la LRSE consiste en un aporte del 10% del valor de los cargos imputables al servicio de todos los consumidores comerciales e industriales.

**Gran Consumidor:** Consumidor cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

**Generación Hidráulica:** Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.

**Generación Térmica:** Es aquella que utiliza Diesel 2, Fuel Oil 6 (Búnker), Gas, entre otros, para producir electricidad.

**LRSE:** Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 43 del 10 de octubre de 1996 con sus correspondientes reformas.

**LODC:** Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 116 del 10 de julio del 2000

**Media tensión:** Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.

**Período de punta:** Desde las 17H00 hasta la 22H00 de lunes a domingo.

**Período de demanda media:** Desde las 07H00 hasta las 17H00 de lunes a viernes.

**Período de Base:** Las restantes horas de la semana.

**Precios medios:** Cociente de la facturación y venta de energía eléctrica por tipo de servicio.

**Potencia instalada:** Potencia especificada en la placa de cada unidad generadora.

**Potencia efectiva:** Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

**RSSE:** Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, publicado en el Registro Oficial N° 134 del 23 de febrero de 1999.

**RGLODC:** Reglamento General a la Ley Orgánica de Defensa al Consumidor, publicado en el Registro Oficial N° 287 del 19 de marzo del 2001.

**Servicio Eléctrico:** La utilización de la electricidad por parte del Consumidor con los niveles de calidad garantizados en la correspondiente regulación.

**Sistema de Medición:** Son los componentes necesarios para la medición o registro de la energía, demanda máxima o de otros parámetros involucrados en el servicio.

**Sistema Nacional Interconectado (SNI):** Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

**Sistema No Incorporado (SNI):** Aquel que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.

**Tercero:** Consumidor o Sistema Eléctrico que recibe la energía a través del sistema de una Distribuidora, sin ser Abonado de ésta.







EMPRESA METROPOLITANA DE ALCANTARILLADO Y AGUA POTABLE - QUITO

FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA MES DE ABRIL 2003

SIDECOM

FECHA DE PROCESAMIENTO EQSA: 08 - MAYO - 2003

PTO	NUMERO PLAN	NUMERO SUMINIST	NUMERO MEDIDOR	NOMBRE	DIRECCION	CONSUMO (KWH)	COS ENERGO (DOLARES)	DEMANDA (KW)	COS DEMAN (DOLARES)	ALUM. PUBL. (DOLARES)	REC.BAS (DOLARES)	OTROS (DOLARES)	COMERC (DOLARES)	COS NULOS (DOLARES)	TGT PLANILLA (DOLARES)	
31	3035	11120083	187360205	TANQUE SAN JUAN ALTO	SAN JUAN ALTO	281	18.19	0	0	1.90	1.75	0.08	1.33	0	21.31	
32	3435	11154778	158760533	TANQUE PACTO	PACTO	29	1.71	2	8.93	0.97	1.30	0.24	1.34	0	15.49	
33		11174639	424551535	TANQUE POMASQUI INTERMEDIO	AV. GORDONA GALARZA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34	2353	11188562	111885555	TANQUE LA UNIVERSIDAD	TUMBAGO	199	11.94	0	0	0	0	0.24	1.35	0	51.26	
35	1/1	11848008	157137555	TANQUE	JOSÉ VALENTIN	349	21.25	10	34.17	2.58	7.38	0.24	1.34	0	90.08	
36		11981771	345475555	TANQUE	DIEGO HORGA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	3035	12229763	188418205	TANQUE		77	4.89	1	5.96	0.80	1.20	(85.23)	1.33	0	0	
38	1435	4084	110721005	TANQUE ICHUMBA ALTO	ICHUMBA FALCON	7	0.43	0	0	0	0.18	0.24	1.35	0	2.33	
39	1835	4081	577415205	TANQUE EL PLACER BAJO	EL PLACER PEDRO PEGADOR	146	8.86	0	0	0	0.77	1.02	0.24	1.35	0	12.27
40	5/35		281708205	TANQUE # 9	ELOY ALFARO ANANSAYAS	375	22.64	2	7.85	3.21	3.21	0.24	1.33	0	37.96	
42	5/25	424	352507413	TANQUE #13	ANANSAYAMANUEL AMBROSIO	0	0	2	0	0	0.24	0.24	1.33	7.95	11.15	
43	8/25	438	351808155	TANQUE #10	ELOY ALFARO ANANSAYAS	286	17.54	2	7.85	2.01	2.88	0.24	1.33	0	31.75	
44		4553	180807155	TANQUE SAN JUAN ALTO	CONDORCUNGA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
45	3435	5178602	270840555	TANQUE PALLARES	LUMBI SUCUMBAYA	230	14.01	1	3.97	1.43	1.93	0.26	1.33	0	22.95	
46	3435	5178605	203318555	TANQUE PIMBA	LUMBI SUCUMBAYA	149	9.07	1	4.17	1.84	1.52	0.25	1.33	0	18.06	
47	4/25	5531567	413013335	TANQUE CALDERON (EX-POZO)	CALDERON	306	24.24	3	11.82	3.81	3.75	0.24	1.34	0	44.30	
48		5545140	078326205	TANQUE AMAQUARA	AMAQUARA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
49	3/35	5548183	170118155	TANQUE TRES CRUCES	SUCRE ECHANOUE/AMAQUARA	46	2.92	1	7.95	0.92	1.23	0.24	1.33	0	14.58	
50	13/25	5550317	40478815	TANQUE COMUNA RUMI OMA	QUANOPOLO	192	11.89	3	11.92	1.87	2.50	0.24	1.34	0	29.58	
51	16/25	7031978	733108155	TANQUE EL PEDREGAL	LA PULIDA CALLE 45	229	13.95	3	11.82	2.04	2.12	0.24	1.35	0	32.22	
52	15/25	7043959	630282005	TANQUE BELLAVISTA BAJO	QUANQUI, TADUAVAROSEMENA	199	12.12	2	7.85	1.81	2.24	0.24	1.35	0	25.41	
53	14/25	7044076	627882005	TANQUE BELLAVISTA	QUANQUI, TADUAVAROSEMENA	12	0.73	3	7.85	0.75	1.00	0.24	1.35	0	12.02	
54	13/25	7044040	608182005	TANQUE CARCELEN ALTO	DIEGO DE VASQUEZ	1.630	100.48	5	18.68	6.13	12.17	0.24	1.34	0	143.22	
55	10/25	7084638	122838205	TANQUE COCHAPAMBA BAJO	FCO. DE LA PITA 23 TRANS	1	0.06	2	7.85	0.70	0.94	0.24	1.34	0	11.23	
56	10/25	7087428	485368205	TANQUE COCHA INTERMED	PANALELA C/TRANS 26	17	1.04	2	7.85	0.77	1.03	0.24	1.34	0	12.37	
57	28/25	7100811	581182005	TANQUE	G. GALARZA/ ZAPATA	893	54.38	2	7.95	4.78	6.37	0.24	1.34	0	75.06	
58	23/25	7125786	233268205	TANQUE CHRYACU INTERMED	801 800	904	55.05	2	6.34	4.83	6.47	0.31	1.34	0	78.30	
59	21/25	7184789	229708205	TANQUE GUANAJA BAJO	AV OCCIDENTAL DE JESUS	7	0.43	2	7.95	0.73	0.91	0.25	1.33	0	11.86	
60	11/25	7184772	788482005	TANQUE FUNDORTE	VALLECORDRES DE PICHINCHA	0	0	0	0	1.08	4.13	0.24	1.35	0	48.51	
61	26/25	7178484	704282015	TANQUE ARGENTA ALTA	QUILAMPUTIN	3	0.16	5	19.86	1.80	2.14	0.24	1.34	0	25.36	
62	22/25	7178506	772182055	TANQUE FORESTAL MEDIO	LA SOFIA	2	0.12	1	6.36	0.58	0.78	0.25	1.34	0	9.44	
63	23/25	7178510	207058205	TANQUE FORESTAL ALTO	INANTAO	0	0	1	0	0.58	0.77	0.25	1.34	6.30	8.30	
64	17/25	7178523	208108205	TANQUE MONJAS 3	RODRIGO JACOME ORCUNDIAS	0	0	2	0	0.70	0.93	0.24	1.33	7.95	11.15	
65	11/25	7178537	408282005	TANQUE GUAJALO	CUYLLANABUYA	0	0	5	0	1.59	2.12	0.24	1.34	18.86	25.15	
66	12/25	7178554	448882005	TANQUE GUAMALO	CALLE CIVILCABAMBA	0	0	5	0	1.59	2.12	0.24	1.34	18.86	25.15	
67	12/25	7178564	13297820	TANQUE MENA 2	CALLE AFFINAL	265	34.41	1	13.11	3.68	4.89	0.24	1.34	0	57.68	
68	18/25	7178571	424382005	TANQUE MONJAS 1	LUIS PEREZ ANDA	8	0.48	5	7.95	0.73	0.96	0.24	1.33	0	11.72	
69	17/24	7178585	824082005	TANQUE MONJAS 2	THOMAS ROUSSCAU	0	0	2	0	0.70	0.93	0.24	1.33	7.95	11.15	
70	11/25	7203226	183198205	TANQUE GUAJALO	CUYABENOTPUTIN	0	0	4	0	1.28	1.72	0.24	1.34	15.88	20.48	
71	22/25	7213815	72818755	TANQUE GUAJALO	LEON LARREYACAM ORELLANA	23	1.40	3	11.92	1.10	1.47	0.26	1.34	0	17.49	
72	8/25	7213910	486308155	TANQUE GUAJALO BAJO	AV N. ORIENTAL P. UQUITO	0	0	1	0	0.43	0.57	0.24	1.33	4.37	8.84	
73	28/25	7281885	241327415	TANQUE ARGENTA MEDIO	ZURAGUYTERBA BUENA	31	1.89	1	4.37	0.57	0.76	0.24	1.34	0	9.17	
74	10/25	7283389	710628155	TANQUE S. ISRO PUEB MED	S. IS. PUENJO CALLE OK	0	0	5	0	1.99	2.13	0.24	1.33	18.86	25.16	
75	18/25	7274381	363310415	TANQUE GUAJALO ALTO	PRINCIPAL AV N. ORIENTAL	0	0.48	1	4.37	0.83	0.83	0.24	1.33	0	7.54	
77	20/25	7318265	254873415	TANQUE #74	V. MARILLO/RAFAEL RAMOS	307	18.2	1	4.37	1.83	2.44	0.25	1.33	0	28.92	
78	4/25	7318378	242731415	TANQUE # 13	ELOY ALFARO VOLINEROS	222	13.52	1	4.37	1.44	1.92	0.24	1.34	0	22.83	
79		7318382	228431415	TANQUE SXAL 15	ELOY ALFARO LOS MORALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
80	5/25	7321315	23708415	TANQUE #11	ELOY ALFARO TRANS	323	18.87	1	3.97	1.87	2.50	0.24	1.33	0	29.58	
81	8/25	7345692	381088155	TANQUE PINOS ALTO	JOSE SANASTYANQUE CUSCO	5	0.30	4	17.88	1.40	1.95	0.24	1.33	0	23.16	
82	18/25	7345704	117912855	TANQUE PINOS BAJO	GUAMAYCORD DEL CONDOR	0	0	4	0	1.44	1.82	0.24	1.33	17.86	22.81	
83	8/25	7345718	254401415	TANQUE PUENJAS	JUAN GUERRERO/PUENJAS	20	1.22	1	4.37	0.52	0.68	0.24	1.34	0	8.88	
84	18/25	7383374	458308155	TANQUE CHILLOLA MEDIO	AV N. ORIENTAL P. UQUITO	440	26.80	4	18.22	3.48	4.64	0.24	1.33	0	54.76	
85	22/25	7387989	282314155	TANQUE EDEN DEL VALLE	CAMA DEL INCAN ORIENTAL	320	18.49	1	3.97	1.86	2.40	0.27	1.33	0	29.40	
86	8/25	84740	407148155	TANQUE OS. D. DE MADRID	OS DIAZ LA MADRID/AMAM	32	1.85	0	0	0.56	0.72	0.27	1.35	0	3.95	
87	35/25	87854	348677555	TANQUE CALDERON	CALDERON	328	20.04	3	14.3	2.86	3.37	0.24	1.35	0	42.18	
88	27/25	8805280	872251505	TANQUE OMA LA LIBERTAD	OMA LA LIBERTAD	292	17.73	7	29.8	3.87	4.89	0.24	1.34	0	57.72	
89	27/25	8805283	129898155	TANQUE OMA LA LIBERTAD	OMA LA LIBERTAD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
90	8/25	8805278	181378155	TANQUE MONJAS 4	MONJAS ORCUNDIAS	53	3.23	0	0	0.34	0.46	0.24	1.34	0	5.81	
92	22/25	8817273	891182005	TANQUE	JUAN DE SELLSNOVENA	187	10.17	1	13.11	1.85	2.46	0.27	1.33	0	28.19	
93	4/25	8821537	281134415	TANQUE CUMBAYA E LUMBI	CUMBAYA/TROLOLAMA	3	0.14	1	4.77	0.47	0.63	0.24	1.38	0	7.85	
94	2/25	8832936	385901480	TANQUE COOP MIRAORI	CONDOTTO HOSPITALAR	131	7.96	2	7.15	1.23	1.65	0.25	1.33	0	18.58	
95	21/25	8843968	37988715	TANQUE COTOCOLLAO ALTO	DE LOS CERREZUEL ROSARIO	32	1.95	7	31.78	3.33	3.51	0.28	1.33	0	41.48	
96	18/25	8843872	364887155	TANQUE COTOCOLLAO BAJO	BELLAVISTA	47	2.86	6	27.81	3.40	3.20	0.25	1.33	0	37.85	
97	8/25	8848431	132388205	TANQUE COTOCOLLAO	LEGARDA Y SEUDUN TRANS	0	0	2	0	0.70	0.93	0.24	1.34	7.95	11.18	
98	13/25	8847980	328851155	TANQUE LA GRANJA MEDIO	AV. N. DE JESUS/AV OCCIDENTAL	396	24.12	1	8.36	2.38	3.15	0.24	1.34	0	37.83	
99	11/25	8847928	548182005	TANQUE EL BOSQUE	EL BOSQUE CALLE 8	7	0.43	2	7.95	0.77	0.97	0.24	1.34	0	11.66	
100	28/25	886053K	18203820	TANQUE POMASQUI	PUMSQUI	188	11.51	5	24.23	2.78	3.71	0.24	1.34	0	43.81	
101	33/25	8896037	218580155	TANQUE TUMBAGO	TUMBAGO	1	0.06	1	3.87	0.40	0.54	0.24	1.34	0	5.53	
102	18/25	9001872	2284181555	TANQUE # 2	EUGENIO DELGADO CARLOS FO	15	0.91	1	3.18	0.41	0.54	0.24	1.33	0	8.61	
103	13/25	9021191	1161181580	TANQUE TOCTUJO ALTO	SAN JONACIONES/VEIN P	0	0	4	0	1.44	1.82	0.24	1.35	17.88	22.83	
104	3/25	9134718	365308155	TANQUE MENEPOT	LOS LUCEROS/POMASQUI	115	7.00	3	21.08	2.21	2.84	0.24	1.34	0	34.78	
105	34/25	9155430	354818155	TANQUE LOMA GRANDE	INTIGUCHO CALLE 19A	337	18.74	4	18.28	2.95	3.94	0.29	1.34	0	48.55	
106	8/25	9182549	114780155	TANQUE MIRAVALLE 1	BALCON DEL VALLE 2C	21	1.29	7	31.78	2.58	3.44	0.24	1.34	0	40.88	
108	8/25	92198	728891815	TANQUE OCCIDENTAL	AV OCCIDENTAL NORCA	2.834	24.52	0	0	27.20	24.29	0.08	1.34	0	294.43	

**EMPRESA METROPOLITANA DE ALCANTARILLADO Y AGUA POTABLE - QUITO**  
**FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y AGUA POTABLE MES DE ABRIL - 2003**

SIDECON  
 FECHA DE PROCESAMIENTO EQSA: 08 - MAYO - 2003

PTO	NÚM PLAK	NÚMERO SUBMARI	NÚMERO MEDIDOR	NOMBRE	DIRECCION	CONSUMO (KWH)	COE ENERG (DOLARES)	DEMANDA (KVA)	COS DEMAN (DOLARES)	ALUM INBL (DOLARES)	REC BAS (DOLARES)	DÍGOS (DOLARES)	COMERC (DOLARES)	COS NUCLOS (DOLARES)	TOT PLAMILA (DOLARES)
108	5/15	87225	410277515	TANQUE BELLA VISTA ALTO	GUANGUATAGUA 3 37 NO	41	2.5	7	1.18	0.00	1.18	0.18	1.33	0	23.00
111	14/33	87226	221148150	TANQUE EL PANECILLO	CAMA DEL PANECILLO	294	17.90	8	4.17	0.34	3.90	0.24	1.35	0	84.08
112	22/35	87230	117181850	TANQUE SAN BARTOLO	ABOON CALDERON	51	3.23	0	0.46	0.00	0.46	0.24	1.34	0	5.81
114	17/35	87273	184753500	TANQUE OSORIO	ALAGUAYCOCOMANAMA	593	36.11	0	2.81	0.00	2.81	0.24	1.33	0	44.21
115	22/35	87292	130131500	TANQUE OSORIO	CALLE N	513	31.34	0	2.45	0.00	2.45	0.24	1.34	0	36.10
116	12/35	87308	101105050	TANQUE ALFARAJA	ALFARAJA/PEREVALLE 11	512	30.08	0	3.35	0.00	3.35	0.24	1.34	0	43.96
117	15/35	87317	229540015	TANQUE EL TRINCHERO	CALLE JAMES BOLDOO	6	0.00	0	0.13	0.00	0.13	0.24	1.34	0	1.81
118	13/35	87343	460754100	TANQUE ANDELMA	CALLE JAMES BOLDOO	3,005	200.97	0	18.15	0.00	18.15	0.24	1.33	0	264.65
119	10/35	87378	315795400	TANQUE TRINCHERO	SAN ANTONIO	845	51.30	1	3.97	0.00	3.97	0.24	1.33	0	56.54
121	5/35	8831841	328287015	TANQUE TRINCHERO	ELOY ALFARAJA/ALMORCOSO	6	0.00	0	0.44	0.00	0.44	0.24	1.34	0	6.18
122	27/35	8831801	119240030	TANQUE EQUAVISA	FLORIS AJOVANTONAYON	177	10.78	3	1.85	0.00	1.85	0.24	1.34	0	28.68
<b>TOTAL TANQUES</b>															
			24,859	1,878.87	251	471.26	228.81	250.07	(145.90)	145.84	3,395.72			215.29	
1	1/1	12140876	18731835	PLANTA PLAMILAS	DE DIAZ DE LA MACRO	630	50.55	5	19.06	5.36	0.41	0.24	1.34	0	17.37
2	2/35	84787	46280135	PLANTA ZAMBIZA	ZAMBIZA	1,786	107.18	7	8.53	0.31	11.80	0.24	1.33	2.78	138.93
3	2/35	6812196	10581835	PLANTA DE CHECA	CHECA	3,782	239.93	14	91.96	23.07	79.43	0.55	1.34	0	344.30
4	2/35	8813811	482377500	PLANTA TOCTUACO	PIRAR ALTO	3,733	240.67	23	101.33	23.53	34.04	0.24	1.34	0	373.37
5	1/25	8813812	101105050	PLANTA EL QUICHE	CAPOONJIGU	386	24.28	6	39.73	4.56	6.52	0.24	1.34	0	78.06
6	1/25	882134	82781150	PLANTA TANGUE	SALCORNITO	526	37.64	4	19.86	3.07	4.78	0.24	1.34	0	78.06
8	3/35	85145	131488200	PLANTA COCOMANAMA	CALLE DIZ TRANSVERSA	526	37.64	5	19.86	3.07	4.78	0.24	1.34	0	78.06
10	1/25	8741000	102837200	PLANTA TABABELA	TABABELA	3,465	232.24	8	27.81	10.50	24.11	0.24	1.34	0	281.87
<b>TOTAL PLANTAS DE TRATAMIENTO</b>															
			18,875	1,140.48	94	404.33	111.07	150.245	2.71	12.41	1,645.23			2.78	
1	3/35	1007281	34780135	PLANTA PLAMILAS	PHICAO-PLAMILAS	315	16.83	0	0	2.24	2.00	0.08	1.34	0	24.29
2	2/35	1007847	42378400	CAMPAMENTO LLOA	LLOA	312	16.00	0	0	11.05	10.07	0.24	1.34	0	126.34
3	2/35	1101531K	14192400	SIS. PROTEC. CATORCA	LEONIDAS OSORIO	71	4.18	0	0.13	0.13	0.13	(216.20)	1.34	0	0
4	1/25	1102637	43343015	CAMPAMENTO EL DEAN	EL DEAN - CONOCOTO	371	15.71	0	0	1.91	1.71	0.08	1.33	0	8.78
5	3/35	11130982	16447500	POZO CANCELLEN FI	JAZMIN SOTO	3,583	213.33	7	28.80	18.21	0	0.24	1.33	0	248.75
7	1/25	11201571	16287200	CAMAÑA LA MOCA	LA MOCA-SAN FERNANDO	442	28.78	0	3.40	0	0	0.08	1.34	0	34.66
8	4/35	11297970	182421165	TORRE GUAYAMA (TUNEL)	INTEROCEANICA (TUNEL)	144	8.24	0	0.50	0	0.07	0.08	1.33	0	4.86
10	2/35	1184542	18190000	ESTACION EL TUNEL	INTEROCEANICA (TUNEL)	350	26.17	0	4.54	0	0.08	0.08	1.33	0	45.12
12	2/35	1184542	18190000	EST. VALVULA ESPERCA	INTEROCEANICA (TUNEL)	371	185.10	38	172.15	37.82	0	0.24	1.34	0	378.75
13	2/35	11823607	18190000	SANED CAMAÑA 11	SIFON SAN PEDRO	38	2.38	21	92.05	10.84	0	0.28	1.33	0	107.86
14	2/35	11823607	18190000	SANED CAMAÑA 12	SIFON SAN PEDRO	38	2.38	21	92.05	10.84	0	0.28	1.33	0	107.86
15	1/1	1230322-A	42378400	REC. CALDAZON CRUZ 8	BOCATONARINO PITA	18	0.82	0	0.25	0	0.07	0.07	1.33	0	2.57
16	1/1	4002	80018150	REC. CALDAZON CRUZ 9	BOCATONARINO PITA	18	0.82	0	0.25	0	0.07	0.07	1.33	0	2.57
17	2/35	4078	80018150	REC. CALDAZON CRUZ 8	BOCATONARINO PITA	18	0.82	0	0.25	0	0.07	0.07	1.33	0	2.57
18	2/35	4092	80018150	REC. CALDAZON CRUZ 9	BOCATONARINO PITA	18	0.82	0	0.25	0	0.07	0.07	1.33	0	2.57
19	2/35	4092	80018150	REC. CALDAZON CRUZ 8	BOCATONARINO PITA	18	0.82	0	0.25	0	0.07	0.07	1.33	0	2.57
20	2/35	4114	80018150	CAMPAMENTO LA CHORRERA	N. DE RESURTALIA	319	16.61	0	1.28	0	0	0.08	1.33	0	318.35
21	3/25	4114	80018150	CAMPAMENTO LA CHORRERA	CHORRERA PICHINCHA	485	26.54	5	21.85	0	0	0.10	1.34	0	24.56
22	2/35	7210813	630777200	EDIFICIO EN LA MOYA	CAMPAMENTO PITA	274	58.84	3	3.96	1.28	1.42	0.24	1.34	0	20.50
23	2/35	879241	715727115	CAMPAMENTO GUAYAMA	ESPEJOLA MOYA COMO	904	58.84	3	3.96	1.28	1.42	0.24	1.34	0	20.50
24	2/35	8184118	47407013	BOQUEA ALCANTARILLA	CAMAÑA A LLOA (CENTRO)	574	31.81	7	7.90	3.09	4.12	0.28	1.33	0	44.88
25	2/35	8429728	18181558	EDIFICIO POZO 17	AV. SUCRE/AV. PICHIN	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0	0.00
26	2/35	8429728	18181558	EDIFICIO POZO 17	AV. SUCRE/AV. PICHIN	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0	0.00
27	2/35	8429728	18181558	EDIFICIO POZO 17	AV. SUCRE/AV. PICHIN	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0	0.00
28	2/35	8429728	18181558	EDIFICIO POZO 17	AV. SUCRE/AV. PICHIN	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0	0.00
<b>TOTAL EDIFICIOS</b>															
			23,813	1,329.01	192.85	451.32	252.17	111.28	(210.28)	312.05	2,778.10			0	
<b>SUBTOTAL</b>															
			178,632	18,490.01	1,824.83	8,349.22	1,441.67	1,084.83	(7,374.15)	233.47	20,304.04			386.98	
<b>RECORREDO</b>															
															0.83
<b>TOTAL A PAGAR</b>															
															20,304.09

NOTA: NUESTRO GRUPO DE 35 FOLIOS, NUESTRO 1 HOJA  
 NOTA: ESPACIO EN BLANCO COLUMNA B SON SUBMEDIOS NO PLAMILADOS

ANEXO C

## ANEXO C

### DETERMINACION DE LAS APORTACIONES IMPUTABLES A LOS NUEVOS GRANDES CONSUMIDORES

Ejemplo

#### 1. Datos (Gran Consumidor. Demanda : 2,179 kW)

Código		Valor	Observación
A1	Carga declarada (kW)		Carga instalada del Gran Consumidor.
A2	Factor de demanda		Depende del estudio de carga
A3	Factor de carga	0,33897	Depende del estudio de carga
A4	Factor de coincidencia	0,75	Depende del estudio de carga
A5	Pérdidas por Potencia	5,41%	Depende de estudios del Distribuidor, aprobados por el CONELEC
A6	Pérdida por Energía	3,98%	Depende de estudios del Distribuidor, aprobados por el CONELEC
A7	Costos Energía al Gran Consumidor (\$/kWh)	0,04090	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001
A8	Costos por Potencia al ran Consumidor (\$/kW)	5,7	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001
A9	Costos de Transmisión(\$/kW)	3,1	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001
A10	Costos de subtransmision (\$/kW)	0,29	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001
A11	Costos de S/E (\$/kW)	2,01	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001
A12	Costos de primarios (\$/kW)	4,12	Resolución No. CONELEC 0245/01, del 27-SEP- 2001

#### 2. Cálculos preliminares

Código		Valor	Forma de cálculo
A13	Demanda máxima (kW)	2.179,00	$A13 = A1 * A2$
A14	Demanda máxima diversificada (kW)	1.634,25	$A14 = A13 * A4$
A15	Energía consumida (kWh-mes)	398.852,44	$A15 = A14 * A3 * 720$

#### 3. Costos para el Gran Consumidor.

Código		Valor	Forma de cálculo
A16	Cargo por Potencia. Generación (\$-mes)	9.819,18	$A16 = A14 * A8 * (1 + A5)$
A17	Cargo por Energía. Generación (\$-mes)	16.962,32	$A17 = A15 * A7 * (1 + A6)$
A18	Cargo por transmisión(\$-mes)	5.340,26	$A18 = A14 * A9 * (1 + A5)$
A19	Cargo por subtransmisión (\$-mes)	499,57	$A19 = A14 * A10 * (1 + A5)$
A20	Cargo por S/E (\$-mes)	3.462,55	$A20 = A14 * A11 * (1 + A5)$
A21	Cargo por alimentador primario (\$-mes)	7.097,37	$A21 = A14 * A12 * (1 + A5)$
A22	costo total del Gran Consumidor (dolares-mes)	43.181,25	COSTO TOTAL DE LA PRIMERA ALTERNATIVA

PRIMERA ALTERNATIVA

COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO										
FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA										
ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES										
LINEA REGISTRO	NOMBRE	CONSUMO BASE (kWh)	COST ENERG. BASE (DOLARES)	CONSUMO MEDIO (kWh)	COST ENERG. MEDIO (DOLARES)	DEMANDA (kW)	COSTO DEMANDA (DOLARES)	PEN. FACTOR (DOLARES)	COBROS ADICIONALES (DOLARES)	TOT. PLANILLA (DOLARES)
1679	EST. BOM. CAROLINA ALTA	44181	2156,04	43003	2618,88	225	983,25	0	1009,48	6767,65
1688	EST. BOM. SANTA ROSA LLOA	67520	3294,97	111520	6791,57	397	1689,84	0	2054,41	13850,79
1689	EST. BOM. CHRIVYACUALTO			35591	2167,48	190	836,7	0	527,88	3534,05
1700	EST. BOM. CHRIVYACU	2385	116,58	55145	3368,33	216	943,93	0	775,1	5183,94
1711	EST. BOM. GUAMAN			43320	2638,19	408	1801	201,84	849,58	5460,61
1654	PLANT. TRAT. PUENGASI	29389	1434,18	71214	4336,93	439	1162,7	0	1215,22	8149,03
1670	PLANT. TRAT. BELLAVISTA	26345	1285,63	38060	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5852,67

Demanda media (kW) 2179

Consumo medio mensual (kWh) 398853

Consumo medio anual (MWh) 4782,36

Costo mensual (Dolares) 48838,75

Costo Anual (Dolares) 586065

COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES) 586065

COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh) 0,122448

COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM.

NOMBRE	DEMANDA (kW)	CONSUMO MEDIO (kWh)	DEMANDA MAX. DISPONIDA (kW)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSACCION (DOLARES)	TARIFA DE SUPERAVANCE (DOLARES)	TARIFA DE SERVIDOR (DOLARES)	TARIFA DE FERRARIO (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMAP-Q	2179	398853	1634,25	9819,178573	16962,34859	5340,253068	499,5722483	3462,552479	7097,371251	43181,27831

Demanda media (kW) 2179

Consumo medio mensual (kWh) 398853

Consumo medio anual (MWh) 4786,23

Costo mensual (Dolares) 43181,27

Costo Anual (Dolares) 518175,2

AHORRO 67889,8

# EQUIPOS 3

COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM. (DOLARES) 518175,2

COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh) 0,1082636

**SEGUNDA ALTERNATIVA**

**COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ.**

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO											
FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA											
ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES											
HUA REGISTRO	NOMBRE	CONSUMO BASE (kWh)	COST ENER. BASE (DOLARES)	CONSUMO MEDIO (kWh)	COST ENER. MEDIO (DOLARES)	DEMANDA (kWh)	COSTO DEMANDA (DOLARES)	REN. FACTOR POTEN (DOLARES)	CARGOS ADICIONALES (DOLARES)	TOT. P. ANUAL (DOLARES)	
1695	POZO DE BOM. # 1	27096	1322,29	45399	2764,8	108	457,66	554	909,3	6008,05	
1701	EST. BOM. ARGELIA B	240	11,71	160	9,74	151	399,92	370,94	140,44	932,75	
1679	EST. BOM. CAROLINA A	44181	2156,04	43003	2618,68	225	983,25	0	1009,48	6767,65	
1658	EST. BOM. SANTA ROSA	67520	3294,97	111520	6791,57	397	1699,84	0	2064,41	13650,79	
1662	EST. BOM. ROLDOS ME	2220	108,34	64536	3930,24	198	821,56	0	852,32	5712,46	
1699	EST. BOM. CHIRIYACUALTO			35591	2167,49	190	698,7	0	527,89	3534,06	
1700	EST. BOM. CHIRIYACU	2389	116,58	55145	3356,33	216	943,93	0	775,1	5193,94	
1711	EST. BOM. GUAMAN			43320	2638,19	408	1801	201,84	849,58	5490,61	
1654	PLANT. TRAT. PUENOM	29399	1434,18	71214	4339,93	439	1182,7	0	1215,22	8149,03	
1670	PLANT. TRAT. BELLAVIS	26345	1285,63	39090	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5652,67	
1661	EDIFICIO PRINCIPAL	6229	303,98	38810	2363,53	164	434,35	0	683,64	3785,50	

De manda media (kWh) 2790

Consumo medio mensual (kWh) 547759

Consumo medio anual (MWh) 6573,1

Costo mensual (Dolares) 66277,51

Costo Anual (Dolares) 783330,12

**COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES) 783330,12**

**COSTO ENERGIA (cet. USAMWh) 0,11917**

**COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM.**

NOMBRE	DEMANDA (kWh)	CONSUMO MEDIO (kWh)	DEMANDA MAX. DEMANDADA (kWh)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE SUBTRACCION (DOLARES)	TARIFA DE SE (DOLARES)	TARIFA PRIMARIO (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMAAP-Q	2790	398853	2092,5	12572,5142	16962,34659	6837,68318	639,654233	4433,46554	9087,50151	50533,1673

De manda media (kWh) 2790

Consumo medio mensual (kWh) 547759

Consumo medio anual (MWh) 6573,1

Costo mensual (Dolares) 60633,16

Costo Anual (Dolares) 606397,9

AHORRO 176932,2

# EQUIPOS 8

**COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM. (DOLARES) 606397,9**

**COSTO ENERGIA (cet. USAMWh) 0,0923**

### TERCERA ALTERNATIVA

#### COMPRA DE ENERGIA A LA EEQ.

EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO - QUITO FACTURACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ABRIL 2003 GRANDES CLIENTES										
Nº REGISTRO	N. ABRIL	CANTIDAD BASE (KWH)	COST ENERGIA BASE (DOLARES)	CANTIDAD MEDIO (KWH)	COST ENERGIA MEDIO (DOLARES)	DEMANDA (KW)	COSTO LUMENARIA (DOLARES)	PEN FACTOR PUNTA (DOLARES)	CARGO DISTRIBUCION (DOLARES)	TOT PLANILLA (DOLARES)
1683	POZO #7 MATOVILLE	565	27,57	14827	902,96	61	263,89	0	210,81	1405,23
1665	POZO DE BOM # 1	27096	1322,29	45399	2764,8	108	457,66	55,4	909,3	6008,05
1682	POZO RUMIHALYCO	24707	1504,66			68	300,17	0	317,64	2122,47
1667	POZO INVER. RUNAHUASI	16105	785,92	28500	1735,65	76	315,35	270	545,57	3652,49
1684	POZO # 1 QUITO SUR			55	3,35	72	317,82	0	64,31	385,48
1651	EST. BOM. ARMENIA	25954	1580,6			50	220,71	195,47	351,24	2348,02
1708	EST. BOM. LA CHORRERA	13053	794,93			55	242,78	0	184,44	1222,15
1703	EST. BOM. S.J. DE MORAN	7403	361,27	12344	751,75	51	171,09	0	226,52	1510,63
1702	EST. BOM. S.J. DE MORAN	16601	1011			59	260,44	0	224,31	1495,75
1701	EST. BOM. ARGELIA BAJA	240	11,71	180	9,74	151	399,92	370,94	140,44	932,75
1679	EST. BOM. CAROLINA ALTA	44181	2156,04	43003	2618,88	225	983,25	0	1009,48	6767,66
1658	EST. BOM. SANTA ROSA LLOA	67520	3294,97	111520	6791,57	397	1699,84	0	2064,41	13850,79
1662	EST. BOM. ROLDOS MEDIO	2220	108,34	64536	3830,24	188	821,56	0	852,32	5712,46
1660	EST. BOM. COLLALOMA	2175	106,24	11099	676,11	51	211,62	0	175,51	1169,49
1689	EST. BOM. CHIRYACUALTO			35591	2167,48	190	838,7	0	527,86	3534,06
1700	EST. BOM. CHIRYACU	2389	116,58	55146	3358,33	216	943,93	0	775,1	5193,94
1711	EST. BOM. GUAMAN			43320	2638,19	408	1801	201,64	849,58	5490,61
1654	PLANT. TRAT. PUENGASI	29389	1434,18	71214	4336,93	439	1162,7	0	1215,22	8149,03
1670	PLANT. TRAT. BELLAVISTA	25345	1285,63	39060	2378,75	304	1315,08	0	873,21	5852,57
1674	PLANT. TRAT. EL PLACER	16157	788,95	34036	2072,79	88	376,81	0	568,55	3807,10
1651	EDIFICIO PRINCIPAL	6229	303,98	38810	2363,53	154	434,35	0	683,64	3765,50
847775555	POZO COOP. MINAGRI			5419	330,02	93	411,84	0	131,92	873,78
14317555	POZO PRIMAVERA 1			10307	1023,67	70	310,54	0	166,87	1501,08
11931555	POZO PRIMAVERA 2			5465	332,82	89	394,85	0	129,82	857,49
104317555	EST. BOM. AMAGUANA			5507	341,47	50	219,43	0	99,56	660,66

De manda media (kW) 3723

Consumo medio mensual (kWh) 755732

Consumo medio anual (MWh) 9068,8

Costo mensual (Dolares) 88289,52

Costo Anual (Dolares) 1060474,24

**COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN LA EEQ. (DOLARES) 1060474,24**

COSTO ENERGIA (cet. USA/kWh) 0,1168

#### COMPRA DE ENERGIA POR CONTRATO EN EL MEM.

NO. BRE	DEMANDA (KW)	CONSUMO MEDIO (KWH)	DEMANDA MAX. OMBREGADA (KW)	CARGO POR POTENCIA (DOLARES)	CARGO POR ENERGIA (DOLARES)	TARIFA TRANSMISION (DOLARES)	TARIFA DE DISTRIBUCION (DOLARES)	TARIFA DE SERVIDOR (DOLARES)	TARIFA DE PENALIDAD (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)
EMPAAP-Q	3723	755732	2792,25	16776,87113	32139,63446	9124,263248	853,5601103	5916,054557	12626,80301	77437,18652

De manda media (kW) 3723

Consumo medio mensual (kWh) 755732

Consumo medio anual (MWh) 9068,8

Costo mensual (Dolares) 77437,18

Costo Anual (Dolares) 929246,2

AHORRO 130228,1

# EQUIPO 6

**COSTO ANUAL DE LA ENERGIA QUE COMPRA EN EL MEM. (DOLARES) 929246,2**

ANEXO D





Señor:  
Darwin Rivilla  
Ciudad.-

Ref.

Nu. Ref.  
OF- 052 - 04

Quito,  
21 / mayo / 2004

REF: **CONTADOR DE ENERGIA MAXsys 2510**

De nuestras consideraciones:

En atención a su gentil solicitud y en base a un acuerdo con nuestra representada **OTESA-Q**, nos permitimos presentar nuestro mejor precio para el suministro local de un contador de energía **SIEMENS, modelo Maxsys 2510**. Es necesario recalcar que en nuestra nueva propuesta a más de mejorar el precio, ofrecemos **SIN COSTO ADICIONAL LA CONTRASTACION DEL EQUIPO EN EL CENACE Y CAPACITACION AL PERSONAL TECNICO PARA EL CORRECTO APROVECHAMIENTO DEL CONTADOR, TANTO EN EL HARDWARE COMO EN EL SOFTWARE.**

Nuestra oferta se resume en los siguientes términos:

Cantidad	:	dos
Modelo	:	Maxsys 2510
Fabricante	:	SIEMENS / Landis & Gyr
Procedencia	:	Estados Unidos

**Características técnicas generales:**

- Medidor de energía de estado sólido, digital.
- Multifunción, bidireccional, cuatro cuadrantes, tres elementos – cuatro hilos.
- Medición directa de valores trifásicos y por fase de Wh, VARh, (+/-kWh y +/- kvarH), calcula kVAh, kVa, factor de potencia, demandas relacionadas, kWh y otros parámetros.
- Precisión 0.2% de acuerdo con las norma IEC 687
- Burden para señales de corriente 0.015 VA
- Burden para señales de voltaje 0.18 VA
- Almacenamiento de información en períodos programables de 1,5,15,30 y 60 minutos.
- Memoria masiva con 256 kbytes para hasta 16 canales.
- MODEM interno 2500 bauds
- Cuatro salidas KYZ y cuatro salidas de instrumentación
- Dos salidas RS-232
- Tarjeta exterior para modo de comunicación maestro-esclavo.
- Puerto óptico de comunicación a 9600 baudios.
- **Configuración base tipo "socket" forma 9S.**



- Multivolt con auto rango entre 40-140 VAC
- Corriente nominal 5ª, corriente máxima 20 A (ANSI Class 20) auto rango.
- Protección contra sobrevoltajes a través de MOV (varistores internos)
- Principio de mantenimiento del tiempo ya sea: independiente de la frecuencia de línea.
- Batería recargable para respaldo de la fuente de alimentación.
- Memoria no volátil EPROM con tecnología "FLASH".
- Pantalla "display" programable para presentación de parámetros eléctricos.

**El suministro del contador incluye el software de programación y lectura de datos MAPPER Y MAXCOM.**

**Precio neto del ITEM 1: ..... US \$10.600+ IVA**

**ITEM 2 : TRANSFORMADORES DE MEDIDA**

Para la medición en alta tensión se requiere de tres transformadores de potencial y tres transformadores de corriente para el nivel de voltaje de 22800 V

3 Transformadores de potencial 22.000/110V BIL 170KVA 125VA CL. 0.5 MARCA ARTECHE

3 Transformadores de corriente 10+ 20/5 A BIL 170KVA 25VA CL. 0.5 MARCA ARTECHE

**Precio neto del ITEM 2: ..... US \$6.210+ IVA**

**ITEM 3 : INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDIDA**

La instalación de los equipos incluye un gabinete para los transformadores de medida y otro para los medidores.

**Precio neto del ITEM 3: ..... US \$2.800.+ IVA**

**CONDICIONES COMERCIALES:**

Forma de pago : Crédito 30 días  
 Tiempo de entrega : Entrega Inmediata  
 Validez de la oferta : 15 días a partir de la presente fecha

**NOTAS COMERCIALES:**

1. En la factura se aumentará el 12% del I.V.A. o el vigente en el momento de facturación . desde que el cliente pague la cuota inicial.

