



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

**REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**

**PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA 2003 – 2012**

**DICIEMBRE DE 2004**



## TABLA DE CONTENIDO

|          |                                                                                 |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....</b>                                      | <b>11</b> |
| 1.1      | ESQUEMA INSTITUCIONAL .....                                                     | 11        |
| 1.2      | MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO EN EL CONTEXTO REGIONAL .....                      | 13        |
| 1.2.1    | <i>Generación de energía eléctrica .....</i>                                    | <i>13</i> |
| 1.2.2    | <i>Participación del Gas Natural en la Capacidad de Generación .....</i>        | <i>17</i> |
| 1.2.3    | <i>Contexto socio – económico de la tarifa en los países de la región. ....</i> | <i>18</i> |
| 1.2.4    | <i>Integración eléctrica regional .....</i>                                     | <i>20</i> |
| <b>2</b> | <b>MERCADO COLOMBIANO DE ELECTRICIDAD .....</b>                                 | <b>24</b> |
| 2.1      | ECONOMÍA COLOMBIANA .....                                                       | 24        |
| 2.1.1    | <i>Indicadores Macroeconómicos .....</i>                                        | <i>24</i> |
| 2.2      | EL ESQUEMA REGULATORIO ELÉCTRICO 2003 .....                                     | 30        |
| 2.2.1    | <i>Conexiones internacionales .....</i>                                         | <i>31</i> |
| 2.2.2    | <i>Expansión del Sistema de Transmisión Nacional .....</i>                      | <i>33</i> |
| 2.2.3    | <i>Esquema Tarifario .....</i>                                                  | <i>34</i> |
| 2.3      | LA GENERACIÓN .....                                                             | 35        |
| 2.3.1    | <i>Capacidad Instalada .....</i>                                                | <i>35</i> |
| 2.3.2    | <i>Disponibilidad de plantas de generación .....</i>                            | <i>36</i> |
| 2.3.3    | <i>Disponibilidad de recursos hídricos .....</i>                                | <i>36</i> |
| 2.3.4    | <i>Generación de energía eléctrica .....</i>                                    | <i>38</i> |
| 2.4      | LA TRANSMISIÓN .....                                                            | 40        |
| 2.4.1    | <i>Descripción del Sistema de Transmisión Nacional .....</i>                    | <i>40</i> |
| 2.4.2    | <i>Expansión del Sistema de Transmisión Nacional .....</i>                      | <i>42</i> |
| 2.4.3    | <i>Inventario de Activos del STN .....</i>                                      | <i>43</i> |
| 2.4.4    | <i>Ingreso regulado del STN .....</i>                                           | <i>43</i> |
| 2.4.5    | <i>Reconciliaciones .....</i>                                                   | <i>45</i> |
| 2.4.6    | <i>Sobrecostos Operativos .....</i>                                             | <i>49</i> |
| 2.5      | EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2002 .....                         | 50        |
| <b>3</b> | <b>PROYECCIONES DE DEMANDA DOMESTICA DE ENERGÍA ELECTRICA Y POTENCIA.....</b>   | <b>54</b> |
| 3.1      | METODOLOGÍA .....                                                               | 54        |
| 3.2      | SUPUESTOS MARZO DE 2003 .....                                                   | 55        |
| 3.2.1    | <i>Evolución del PIB .....</i>                                                  | <i>55</i> |
| 3.2.2    | <i>Pérdidas de Energía Eléctrica del STN .....</i>                              | <i>56</i> |
| 3.2.3    | <i>Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución .....</i>        | <i>56</i> |
| 3.2.4    | <i>Programa de Sustitución .....</i>                                            | <i>58</i> |
| 3.2.5    | <i>Cargas especiales .....</i>                                                  | <i>58</i> |
| 3.2.6    | <i>Fenómeno de El Niño .....</i>                                                | <i>58</i> |
| 3.3      | RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA .....                         | 59        |



Libertad y Orden

|          |                                                                                 |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>4</b> | <b>PROYECCIONES REGIONALES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA.....</b>  | <b>61</b> |
| 4.1      | ANTECEDENTES .....                                                              | 61        |
| 4.2      | CRITERIOS DE REGIONALIZACIÓN.....                                               | 62        |
| 4.3      | METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....                 | 63        |
| 4.3.1    | <i>Información</i> .....                                                        | 64        |
| 4.3.2    | <i>Modelos</i> .....                                                            | 65        |
| 4.3.3    | <i>Resultados Anuales</i> .....                                                 | 65        |
| 4.3.4    | <i>Resultados mensuales</i> .....                                               | 66        |
| 4.4      | ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA MODELACIÓN.....                                | 66        |
| 4.4.1    | <i>Supuestos de variables empleadas</i> .....                                   | 66        |
| 4.5      | METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE POTENCIA REGIONAL .....                            | 67        |
| 4.6      | RESULTADOS .....                                                                | 67        |
| <b>5</b> | <b>DESARROLLOS TECNOLÓGICOS Y DISPONIBILIDAD DE RECURSOS .....</b>              | <b>69</b> |
| 5.1      | TECNOLOGÍAS DE GAS NATURAL .....                                                | 69        |
| 5.2      | TECNOLOGÍAS DE CARBÓN MINERAL .....                                             | 69        |
| 5.3      | TECNOLOGÍAS HÍBRIDAS.....                                                       | 70        |
| 5.4      | TECNOLOGÍAS PARA HIDROELECTRICIDAD .....                                        | 70        |
| 5.5      | DISPONIBILIDAD DE RECURSOS .....                                                | 71        |
| 5.5.1    | <i>Carbón</i> .....                                                             | 71        |
| 5.5.2    | <i>Gas Natural</i> .....                                                        | 73        |
| 5.6      | PROYECCIÓN DE PRECIOS .....                                                     | 74        |
| 5.6.1    | <i>Carbón</i> .....                                                             | 74        |
| 5.6.2    | <i>Gas Natural</i> .....                                                        | 75        |
| <b>6</b> | <b>ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN. 84</b>             |           |
| 6.1      | SUPUESTOS PARA LA DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE GENERACIÓN        | 84        |
| 6.1.1    | <i>Proyectos de generación registrados</i> .....                                | 84        |
| 6.1.2    | <i>Eventos de Hidrología</i> .....                                              | 85        |
| 6.1.3    | <i>Retiro de unidades de generación</i> .....                                   | 85        |
| 6.1.4    | <i>Alternativas de generación en el corto plazo</i> .....                       | 86        |
| 6.1.5    | <i>Evaluación de confiabilidad en el corto plazo</i> .....                      | 90        |
| 6.1.6    | <i>Generación térmica e hidráulica corto plazo</i> .....                        | 91        |
| 6.1.7    | <i>Consumo de combustibles en el corto plazo</i> .....                          | 92        |
| 6.1.8    | <i>Costos marginales en el corto plazo</i> .....                                | 95        |
| 6.1.9    | <i>Utilización recursos expansión</i> .....                                     | 96        |
| 6.1.10   | <i>Sensibilidad de la expansión de corto plazo a los aportes hídricos</i> ..... | 97        |
| 6.1.11   | <i>Intercambios de energía con Ecuador</i> .....                                | 100       |
| 6.1.12   | <i>Conclusiones Corto Plazo</i> .....                                           | 104       |
| 6.2      | GENERACIÓN DE LARGO PLAZO 2008-2012.....                                        | 105       |
| 6.2.1    | <i>Costos indicativos de referencia de proyectos de generación</i> .....        | 106       |
| 6.2.2    | <i>Estrategias de largo plazo 2008-2012</i> .....                               | 107       |
| 6.2.3    | <i>Evaluación de la confiabilidad en el largo plazo</i> .....                   | 109       |
| 6.2.4    | <i>Sensibilidad a la capacidad de generación en el largo plazo</i> .....        | 109       |



|          |                                                                      |            |
|----------|----------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.2.5    | Generación térmica e hidráulica .....                                | 110        |
| 6.2.6    | Consumo de combustibles.....                                         | 111        |
| 6.2.7    | Utilización de recursos nuevos en el largo plazo.....                | 114        |
| 6.2.8    | Costos Marginales largo plazo.....                                   | 114        |
| 6.2.9    | Costo incremental promedio de largo plazo.....                       | 115        |
| 6.2.10   | Requerimientos suministro y transporte de gas natural.....           | 115        |
| 6.2.11   | Conclusiones largo plazo.....                                        | 119        |
| <b>7</b> | <b>EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....</b>                             | <b>121</b> |
| 7.1      | ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN .....                 | 121        |
| 7.2      | SEÑALES DE EXPANSIÓN PARA EL SISTEMA .....                           | 122        |
| 7.2.1    | Información Básica .....                                             | 122        |
| 7.2.2    | Análisis de Corto y Mediano Plazo .....                              | 122        |
| 7.3      | ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DEL PROYECTO COSTA 500 KV.....              | 123        |
| 7.3.1    | Análisis Complementarios del Transmisión .....                       | 124        |
| 7.4      | ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DEL PROYECTO BOGOTÁ 500 KV.....             | 129        |
| 7.4.1    | Metodología .....                                                    | 129        |
| 7.4.2    | Descripción de la alternativas.....                                  | 130        |
| 7.4.3    | Resultados Metodología 1 .....                                       | 132        |
| 7.4.4    | Resultados Metodología 2 .....                                       | 140        |
| 7.5      | ANÁLISIS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO PORCE III .....                    | 143        |
| 7.5.1    | Descripción de Alternativas .....                                    | 144        |
| 7.5.2    | Resultados.....                                                      | 148        |
| 7.5.3    | Análisis Regulatorio .....                                           | 150        |
| 7.6      | ANÁLISIS DEL ÁREA CHINÚ .....                                        | 151        |
| 7.6.1    | Descripción de alternativas.....                                     | 151        |
| 7.6.2    | Resultados.....                                                      | 153        |
| 7.7      | ANÁLISIS ÁREA EPSA.....                                              | 157        |
| 7.7.1    | Descripción del Sistema Eléctrico de Buenaventura .....              | 157        |
| 7.7.2    | Información empleada .....                                           | 158        |
| 7.7.3    | Metodología .....                                                    | 159        |
| 7.7.4    | Resultados de estado estable y confiabilidad determinística.....     | 159        |
| 7.7.5    | Resultados de confiabilidad Probabilística .....                     | 161        |
| 7.7.6    | Descripción Alternativas de Solución.....                            | 164        |
| 7.8      | ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETA.....                                   | 169        |
| 7.9      | ÁREA CAUCA NARIÑO .....                                              | 170        |
| 7.10     | ÁREA BOLÍVAR .....                                                   | 170        |
| 7.11     | ÁREA GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA.....                                | 170        |
| 7.12     | ÁREA NORDESTE.....                                                   | 170        |
| 7.13     | ÁREA BOGOTÁ .....                                                    | 171        |
| 7.14     | ÁREA CALDAS – QUINDÍO – RISARALDA .....                              | 171        |
| 7.15     | PÉRDIDAS ESPERADAS EN EL STN .....                                   | 171        |
| 7.16     | NIVEL DE CORTO EN LA SUBESTACIÓN SAN CARLOS .....                    | 171        |
| 7.17     | RESULTADOS DEL PLAN 2003 .....                                       | 173        |
| <b>8</b> | <b>COSTOS DE GESTION AMBIENTAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA... 174</b> |            |



Libertad y Orden

|                                                                                                                                        |                                                                            |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|------------|
| 8.1                                                                                                                                    | FUNCIONAMIENTO DEL MODELO CGA .....                                        | 174        |
| 8.2                                                                                                                                    | ALTERNATIVAS DE CORTO PLAZO .....                                          | 175        |
| 8.2.1                                                                                                                                  | <i>Costos potenciales etapa de construcción.....</i>                       | <i>175</i> |
| 8.2.2                                                                                                                                  | <i>Costos potenciales etapa de operación .....</i>                         | <i>177</i> |
| 8.3                                                                                                                                    | ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO .....                                           | 178        |
| 8.3.1                                                                                                                                  | <i>Costos potenciales etapa de construcción.....</i>                       | <i>178</i> |
| 8.3.2                                                                                                                                  | <i>Análisis comparativo costos estrategias etapa construcción .....</i>    | <i>181</i> |
| 8.3.3                                                                                                                                  | <i>Costos potenciales etapa de operación .....</i>                         | <i>182</i> |
| 8.3.4                                                                                                                                  | <i>Indicadores de impacto potenciales.....</i>                             | <i>183</i> |
| 8.3.5                                                                                                                                  | <i>Pago de transferencias por venta de energía e inversión del 1%.....</i> | <i>184</i> |
| <b>ANEXO A. COSTOS INDICATIVOS DE GENERACIÓN.....</b>                                                                                  |                                                                            | <b>188</b> |
| <b>ANEXO B. PROYECTOS DE EXPANSIÓN PLANTEADOS POR LOS OR'S .....</b>                                                                   |                                                                            | <b>194</b> |
| <b>ANEXO C. DESCRIPCIÓN DE EVENTOS Y DISPONIBILIDAD DE SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DEL STN PERIODO DICIEMBRE 2001 – DICIEMBRE 2002.....</b> |                                                                            | <b>199</b> |
| <b>ANEXO D. NODOS CON FACTOR DE POTENCIA INFERIOR A 0.9 .....</b>                                                                      |                                                                            | <b>210</b> |



## LISTA DE GRAFICAS

|                                                                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfica 1-1 . Esquema Institucional .....                                                                                                | 12 |
| Gráfica 1-2. Capacidad Instalada Sur América (MW) .....                                                                                  | 14 |
| Gráfica 1-3. Capacidad Instalada de Centro América y Colombia (MW).....                                                                  | 15 |
| Gráfica 1-4. Participación de las fuentes de energía en generación .....                                                                 | 16 |
| Gráfica 1-5. Reservas probadas de gas natural (TPC) .....                                                                                | 17 |
| Gráfica 1-6. Usos del gas natural .....                                                                                                  | 18 |
| Gráfica 1-7. Gasto Anual en electricidad .vs. PIB per-cápita.....                                                                        | 20 |
| Gráfica 1-8. Interconexiones Eléctricas Internacionales .....                                                                            | 21 |
| Gráfica 2-1 Variación trimestral del PIB acumulado .....                                                                                 | 25 |
| Gráfica 2-2. Participación de actividades en el crecimiento del PIB.....                                                                 | 26 |
| Gráfica 2-3. Variación anual PIB Vs. energía.....                                                                                        | 27 |
| Gráfica 2-4 . Tasa de desempleo vs PIB .....                                                                                             | 28 |
| Gráfica 2-5 .IPC anual Vs. PIB.....                                                                                                      | 29 |
| Gráfica 2-6. Devaluación anual .....                                                                                                     | 30 |
| Gráfica 2-7. Tasa representativa del mercado .....                                                                                       | 30 |
| Gráfica 2-8. Evolución de los aportes hídricos .....                                                                                     | 37 |
| Gráfica 2-9. Evolución del embalse agregado.....                                                                                         | 37 |
| Gráfica 2-10. Generación por planta .....                                                                                                | 38 |
| Gráfica 2-11. Participación de plantas en la generación que operan con recursos hídricos en el 2002.....                                 | 39 |
| Gráfica 2-12. Participación de las principales plantas de generación que operan con gas natural en el 2002.....                          | 39 |
| Gráfica 2-13. Participación de las plantas de generación que operan con carbón mineral en el 2002.....                                   | 40 |
| Gráfica 2-14. Diagrama Unifilar del STN .....                                                                                            | 41 |
| Gráfica 2-15. Ingreso Regulado del STN y porcentaje de compensación .....                                                                | 44 |
| Gráfica 2-16. Evolución del costo de las reconciliaciones.....                                                                           | 45 |
| Gráfica 2-17. Agregado por área de las reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00 – Junio/03 (GWh) .....                        | 46 |
| Gráfica 2-18. Agregado por área de la participación en el costo por reconciliaciones positivas en el período Octubre/00 – Junio/03 ..... | 46 |
| Gráfica 2-19. Agregado por área de las reconciliaciones negativas en el período Octubre/00 – Junio/03 (GWh).....                         | 47 |
| Gráfica 2-20. Agregado por área del costo por reconciliaciones negativas en el período Octubre/00 – Junio/03.....                        | 48 |
| Gráfica 2-21. Costo Unitario de las reconciliaciones Negativas .....                                                                     | 49 |
| Gráfica 2-22. Composición del sobrecosto de operación total .....                                                                        | 50 |
| Gráfica 2-23 Evolución de la demanda vs el PIB .....                                                                                     | 51 |
| Gráfica 2-24 Seguimiento a la demanda de energía eléctrica en 2002.....                                                                  | 52 |
| Gráfica 3-1. Metodología de Proyección .....                                                                                             | 54 |
| Gráfica 4-1. Mapa de regionalización.....                                                                                                | 63 |
| Gráfica 4-2 Metodología de Proyección de Demanda Regional.....                                                                           | 64 |
| Gráfica 4-3 Metodología de proyección de potencia regional .....                                                                         | 67 |
| Gráfica 6-1. Generación hidráulica en el corto plazo .....                                                                               | 91 |



|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfica 6-2. Generación térmica en el corto plazo .....                                                                                   | 92  |
| Gráfica 6-3. Consumo promedio de gas natural en la costa 2004-2007 .....                                                                  | 93  |
| Gráfica 6-4. Consumo promedio de gas natural en el interior 2004-2007 .....                                                               | 94  |
| Gráfica 6-5. Consumo promedio carbón 2004-2007 .....                                                                                      | 94  |
| Gráfica 6-6. Costos marginales promedio en el corto plazo .....                                                                           | 96  |
| Gráfica 6-7. Aportes de energía casos de estudio .....                                                                                    | 99  |
| Gráfica 6-8. Oferta Energía Ecuador 2003 y 2007 .....                                                                                     | 100 |
| Gráfica 6-9. Diferencial de Costos Marginales Ecuador-Colombia .....                                                                      | 102 |
| Gráfica 6-10. Intercambios promedio pico y valle demanda .....                                                                            | 103 |
| Gráfica 6-11. Intercambios netos mensuales de energía Colombia-Ecuador .....                                                              | 104 |
| Gráfica 6-12. Generación hidráulica de alternativas de largo plazo GWh .....                                                              | 110 |
| Gráfica 6-13. Generación térmica de alternativas de largo plazo GWh .....                                                                 | 111 |
| Gráfica 6-14. Consumo de carbón largo plazo .....                                                                                         | 112 |
| Gráfica 6-15. Consumo de gas en la Costa largo plazo .....                                                                                | 113 |
| Gráfica 6-16. Consumo de gas en el Interior largo plazo .....                                                                             | 114 |
| Gráfica 6-17. Balance oferta y demanda de gas Costa .....                                                                                 | 116 |
| Gráfica 6-18. Balance oferta y demanda de gas Interior .....                                                                              | 117 |
| Gráfica 6-19. Requerimientos transporte de gas Interior .....                                                                             | 118 |
| Gráfica 6-20. Requerimientos transporte de gas Costa .....                                                                                | 119 |
| Gráfica 7-1. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Costa año 2008 .....                                   | 126 |
| Gráfica 7-2. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Costa año 2008 .....                                   | 127 |
| Gráfica 7-3. Valor Presente Neto de los Valores Actuales de Beneficios menos los<br>Costos .....                                          | 128 |
| Gráfica 7-4. Descripción Pre-energización Primavera – Bacatá a 230 kV .....                                                               | 131 |
| Gráfica 7-5. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Bogotá año 2005 .....                                  | 133 |
| Gráfica 7-6. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Bogotá año 2006 .....                                  | 134 |
| Gráfica 7-7. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Bogotá año 2006 .....                                  | 135 |
| Gráfica 7-8. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Bogotá año 2007 .....                                  | 136 |
| Gráfica 7-9. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo<br>Bogotá año 2007 .....                                  | 137 |
| Gráfica 7-10. Valor Presente Neto de los Valores netos anuales de los beneficios<br>menos los costos .....                                | 139 |
| Gráfica 7-11 . Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2005 .....                                                          | 140 |
| Gráfica 7-12. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2006 .....                                                           | 141 |
| Gráfica 7-13. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2007 .....                                                           | 141 |
| Gráfica 7-14. Evaluación económica de los análisis complementarios para las<br>alternativas de solución de Bogotá en el corto plazo ..... | 142 |
| Gráfica 7-15 . Ubicación Geográfica .....                                                                                                 | 143 |
| Gráfica 7-16 . Alternativa 1 .....                                                                                                        | 144 |
| Gráfica 7-17 . Alternativa 2 .....                                                                                                        | 145 |



Libertad y Orden

|                                                                                                                                     |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfica 7-18 . Alternativa 3.....                                                                                                   | 146 |
| Gráfica 7-19 . Alternativa 4.....                                                                                                   | 146 |
| Gráfica 7-20 . Alternativa 5.....                                                                                                   | 147 |
| Gráfica 7-21 . Alternativa 6.....                                                                                                   | 148 |
| Gráfica 7-22 . Sensibilidad % / MVAR .....                                                                                          | 149 |
| Gráfica 7-23 . Pequeña Señal .....                                                                                                  | 150 |
| Gráfica 7-24 . Área Chinú con alternativas de expansión .....                                                                       | 153 |
| Gráfica 7-25. VERP Área Chinú 2007 .....                                                                                            | 154 |
| Gráfica 7-26. VERP Área Chinú 2007- 4 unidades en Urrá- .....                                                                       | 155 |
| Gráfica 7-27. VERP Área Chinú 2010 .....                                                                                            | 156 |
| Gráfica 7-28 . Diagrama Unifilar del área de Buenaventura.....                                                                      | 158 |
| Gráfica 7-29 . VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados .                                                  | 162 |
| Gráfica 7-30. VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas 2010 .....                                                      | 163 |
| Gráfica 7-31. VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados 2010 .....                                          | 164 |
| Gráfica 7-32. VERP alternativas con indisponibilidades debidas a fallas técnicas año 2010 .....                                     | 167 |
| Gráfica 7-33 . VERP alternativas con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados año 2010 .....                        | 168 |
| Gráfica 8-1 . Cotos potenciales etapa de construcción .....                                                                         | 176 |
| Gráfica 8-2 . Cotos potenciales etapa de construcción .....                                                                         | 177 |
| Gráfica 8-3 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW instalado en construcción estrategia LP-1..... | 179 |
| Gráfica 8-4 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW en construcción estrategia LP2.....            | 180 |
| Gráfica 8-5 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW en construcción estrategia LP3 .....           | 181 |
| Gráfica 8-6 . Costos potenciales en etapa de construcción por estrategia.....                                                       | 182 |
| Gráfica 8-7 . Costos potenciales de operación por estrategia.....                                                                   | 183 |



## LISTA DE TABLAS

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1-1. Capacidad instalada (MW) países de la región .....                                                               | 16 |
| Tabla 1-2 . Relación entre el PIB y las tarifas .....                                                                       | 19 |
| Tabla 2-1. Expansión del Sistema de Transmisión Ejecutada .....                                                             | 42 |
| Tabla 2-2. Nuevos puntos de conexión aprobados por la UPME .....                                                            | 42 |
| Tabla 2-3. Resumen del contenido del Inventario de Activos del STN.....                                                     | 43 |
| Tabla 2-4 . Participación de los transmisores en el ingreso del STN .....                                                   | 44 |
| Tabla 2-5 Demanda mensual de Energía Eléctrica 2002.....                                                                    | 51 |
| Tabla 2-6 Comportamiento de la demanda de potencia 2002.....                                                                | 53 |
| Tabla 3-1. Escenarios del PIB.....                                                                                          | 55 |
| Tabla 3-2 . Porcentaje de Pérdidas.....                                                                                     | 56 |
| Tabla 3-3 . Ventas recuperadas por disminución de pérdidas no técnicas .....                                                | 57 |
| Tabla 3-4 . Pérdidas no técnicas recuperadas expresadas en número de usuarios ..                                            | 57 |
| Tabla 3-5. Impacto del fenómeno del Niño en la demanda 2002 – 2003 .....                                                    | 59 |
| Tabla 3-6. Escenarios de proyección de demanda de energía .....                                                             | 59 |
| Tabla 3-7. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica.....                                                | 60 |
| Tabla 4-1. Variables explicativas.....                                                                                      | 67 |
| Tabla 4-2 proyecciones de demanda de energía eléctrica.....                                                                 | 68 |
| Tabla 4-3 .proyecciones de demanda de potencia máxima .....                                                                 | 68 |
| Tabla 5-1 .Reservas de carbón al 31 de Diciembre de 2002 .....                                                              | 72 |
| Tabla 5-2 .Reservas medidas e indicadas de carbón y relación reservas / producción<br>2000 - 2002 .....                     | 72 |
| Tabla 5-3 .Reservas probadas remanentes de Gas Natural al 31 Diciembre de 2002<br>(Giga Pies Cúbicos estándar - GPCS) ..... | 73 |
| Tabla 5-4 .Reservas remanentes y relación reservas / producción de gas 2000 –<br>2002 GPC .....                             | 74 |
| Tabla 5-5 .Balanza de pagos de Colombia – supuestos generales (DEE) 08/01/2003<br>.....                                     | 74 |
| Tabla 5-6 .Proyección precios del carbón en plantas térmicas (pesos corrientes /<br>tonelada) .....                         | 75 |
| Tabla 5-7 .Proyección de precios Termo Sierra (US\$ Constantes 2001 / KPC) .....                                            | 77 |
| Tabla 5-8 .Proyección de Precios Termo Centro (US\$ Constantes 2001 / KPC).....                                             | 78 |
| Tabla 5-9 .Proyección de Precios Termo Dorada (US\$ Constantes 2001 / KPC).....                                             | 78 |
| Tabla 5-10 .Proyección de Precios Termo Merilétrica (US\$ Constantes 2001 / KPC)<br>.....                                   | 79 |
| Tabla 5-11 .Proyección de Precios Termo Emcali (US\$ Constantes 2001 / KPC).....                                            | 79 |
| Tabla 5-12 .Proyección de Precios Termo Valle (US\$ Constantes 2001 / KPC).....                                             | 80 |
| Tabla 5-13 .Proyección de Precios Termo Ocoa (US\$ Constantes 2001 / KPC).....                                              | 80 |
| Tabla 5-14 .Proyección de Precios Termo Palenque (US\$ Constantes 2001 / KPC) ..                                            | 81 |
| Tabla 5-15 .Proyección de Precios Termo Barranca (US\$ Constantes 2001 / KPC) ..                                            | 81 |
| Tabla 5-16 .Proyección de Precios Termo Guajira (US\$ Constantes 2001 / KPC) ....                                           | 82 |
| Tabla 5-17 .Proyección de Precios Termo Barranquilla (US\$ Constantes 2001 / KPC)<br>.....                                  | 82 |
| Tabla 5-18 .Proyección de Precios Termo Cartagena (US\$ Constantes 2001 / KPC)<br>.....                                     | 83 |



Libertad y Orden

|                                                                                                                                       |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 6-1. Cronograma de retiros de unidades de generación .....                                                                      | 85  |
| Tabla 6-2 . Alternativa de corto plazo CP1 .....                                                                                      | 87  |
| Tabla 6-3. Alternativa de corto plazo CP2.....                                                                                        | 88  |
| Tabla 6-4. Alternativa de corto plazo CP3.....                                                                                        | 88  |
| Tabla 6-5. Alternativa de corto plazo CP4 .....                                                                                       | 89  |
| Tabla 6-6 . Alternativa de corto plazo CP5.....                                                                                       | 90  |
| Tabla 6-7. Límites de confiabilidad de energía en el corto plazo .....                                                                | 91  |
| Tabla 6-8 . Requerimientos de expansión largo plazo .....                                                                             | 109 |
| Tabla 6-9. Límites de confiabilidad de energía en el largo plazo .....                                                                | 109 |
| Tabla 6-10 . Requerimientos de capacidad con hidrología 1937-2002 .....                                                               | 110 |
| Tabla 6-11. Costo marginal US\$/MWh de largo plazo .....                                                                              | 115 |
| Tabla 6-12. Costo incremental promedio de largo plazo - US\$/MWh.....                                                                 | 115 |
| Tabla 7-1 . Desagregación de Costos .....                                                                                             | 131 |
| Tabla 7-2 . Costo de las Alternativas de Compensación.....                                                                            | 132 |
| Tabla 7-3 . Pre-energización línea Primavera – Bacatá 500 kV a 230 kV.....                                                            | 138 |
| Tabla 7-4 . Instalación compensación 75 MVar a nivel de 230 kV.....                                                                   | 138 |
| Tabla 7-5 . Instalación Compensación 150 MVar a nivel de 230 kV .....                                                                 | 138 |
| Tabla 7-6 . Instalación Compensación 150 MVar a nivel de 115 kV .....                                                                 | 139 |
| Tabla 7-7 . Costo de Inversión de las alternativas .....                                                                              | 148 |
| Tabla 7-8. Costo de racionamiento Área Chinú .....                                                                                    | 156 |
| Tabla 7-9 .Indisponibilidades debidas a fallas técnicas.....                                                                          | 158 |
| Tabla 7-10 . Indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados .....                                                           | 159 |
| Tabla 7-11 . Resultados año 2005 – Bajo Anchicayá apagada.....                                                                        | 160 |
| Tabla 7-12 . Resultados 2005 – Bajo Anchicayá prendida.....                                                                           | 160 |
| Tabla 7-13. Resultados 2010 – Bajo Anchicayá apagada.....                                                                             | 161 |
| Tabla 7-14. Resultados 2010 – Bajo Anchicayá prendida.....                                                                            | 161 |
| Tabla 7-15. Costos unitarios .....                                                                                                    | 165 |
| Tabla 7-16. Costo Total.....                                                                                                          | 165 |
| Tabla 7-17. Inversión alternativa de reconfiguración.....                                                                             | 166 |
| Tabla 8-1 . Participación de los costos potenciales por proyecto y por dimensiones en construcción .....                              | 179 |
| Tabla 8-2 . Relación de MW instalados y el costo de gestión ambiental por alternativa de corto plazo y estrategia de largo plazo..... | 183 |
| Tabla 8-3 . Valor de las transferencias.....                                                                                          | 185 |
| Tabla 8-4 . Costo índice de instalación por tecnología.....                                                                           | 186 |
| Tabla 8-5 . Inversión del 1% para los proyectos de generación.....                                                                    | 186 |



## **1 ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

### **1.1 ESQUEMA INSTITUCIONAL**

La Constitución Nacional de 1991 y las leyes de Servicios Públicos (142 de 1994) y Eléctrica (143 de 1994) son las bases legales que fundamentan el orden institucional actual y de mercado del sector eléctrico nacional.

Dentro de los cambios de orden institucional mas representativos está el de permitir la participación de diferentes agentes económicos, ya sean públicos, privados o mixtos, en las diversas actividades del sector, bajo criterios de eficiencia y la de fortalecer las funciones del Estado en la regulación, en la vigilancia y control y en la planeación.

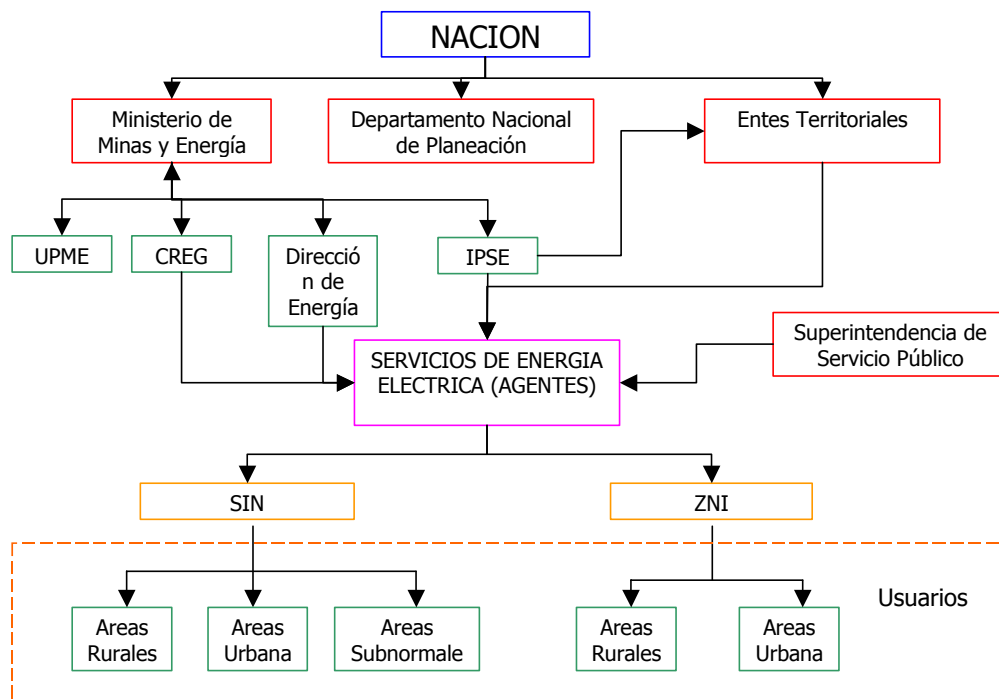
En los últimos años el sistema eléctrico del País ha tenido cambios importantes que lo ubican en los primeros lugares, dentro del contexto regional, en cuanto a nivel de desarrollo del mercado bajo un esquema de competencia.

Las reformas que más han incidido en este desarrollo son la creación del Mercado de Energía Mayorista, la apertura del sector a la participación de capital privado, la desintegración vertical de actividades que llevó a la aparición del comercializador puro, la diversificación de usuarios entre regulados y no regulados, el libre acceso a las redes y el mandato de establecer las tarifas bajo criterios de viabilidad financiera. Igualmente se establecieron condiciones que permiten la libre competencia y evitan el abuso de posición dominante.

El esquema institucional vigente del sector es el que se presenta en la Gráfica 1-1. El Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad del sector y es quien define las políticas y líneas de acción, en concordancia con el Departamento Nacional de Planeación. La Superintendencia de Servicios Públicos y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, creadas por la Leyes 142 y 143 de 1994, cumplen las funciones de vigilancia y regulación, respectivamente.

La Planeación del sector energético del País y de manera particular el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética, quien además tiene como función delegada por el Ministerio de Minas y Energía, desarrollar las Convocatorias Públicas para seleccionar el inversionista que realizará el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras definidas en el plan de expansión.

La operación integral del Sistema Interconectado Nacional, de manera segura, confiable y económica, está a cargo del Centro Nacional de Despacho y cuenta con un órgano consultivo de carácter colegiado que es el Consejo Nacional de Operación.



**Gráfica 1-1 . Esquema Institucional**

El Mercado de Energía Mayorista, tiene la función de desarrollar la comercialización de energía eléctrica entre generadores y comercializadores, bajo condiciones de libre mercado, ya sea mediante contratos de largo plazo o mediante transacciones en la Bolsa de Energía. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, es el encargado de efectuar la liquidación de las transacciones de energía.

Los agentes económicos que realizan las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica deben constituirse como empresas prestadoras de servicios públicos y cumplir con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley 143 de 1994 en cuanto a integración vertical de actividades y a la regulación vigente en cuanto a vinculación económica.

Los consumidores finales de energía eléctrica se clasifican en regulados y no regulados. Para los regulados, aplican las tarifas reguladas por la CREG. Los usuarios no regulados pueden negociar libremente su tarifa con el agente comercializador y son aquellos con demanda superior a 0.1 MW o con consumo promedio mensual de energía mayor a 55 MWh.



## **1.2 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO EN EL CONTEXTO REGIONAL**

La mayoría de países de Sur América, exceptuando a Venezuela, Uruguay, Paraguay y en menor grado Ecuador, han introducido reformas tendientes al desarrollo de estímulos a la competencia, en aquellas actividades donde se dan las condiciones para ello, particularmente en las actividades de generación y comercialización.

Por el contrario, en Centroamérica, Guatemala y El Salvador, son los países que mayor grado de desarrollo han alcanzado en la creación de mercados que operan bajo un esquema de competencia. Todos los demás países de esta región, incluido México, se encuentran en un estado de transición de sus marcos legales e institucionales a mercados de competencia.

En los países con mercados más desarrollados, se presentan las siguientes características: i) baja o ninguna participación del Estado en diferentes actividades, ii) competencia por precios a nivel de generación, iii) libre acceso a las redes, y iv) existencia de usuarios no regulados.

La integración vertical no es una característica común en los países con mercados desarrollados ya que existen países como Chile, Colombia y El Salvador en donde la integración vertical está permitida; situación contraria ocurre en Perú, Guatemala y Argentina

### **1.2.1 Generación de energía eléctrica**

En Sur América la producción de energía es principalmente hidráulica, excepto Argentina y Bolivia quienes utilizan en forma considerable el gas natural.

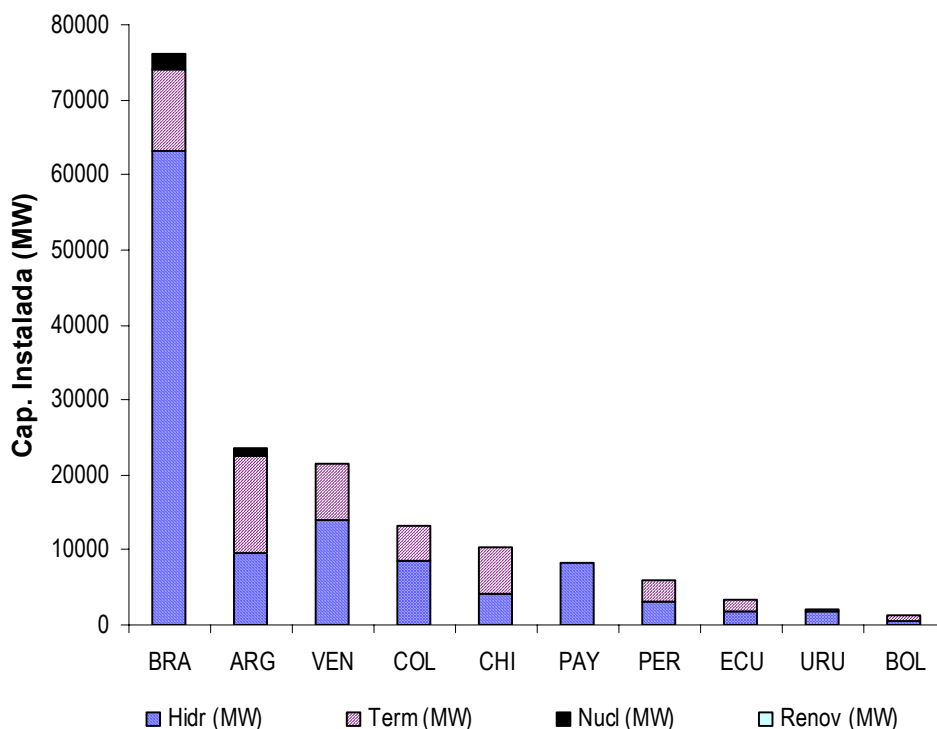
En Venezuela, a pesar de sus abundantes reservas de gas natural, no se le da una gran utilización a este recurso para generación eléctrica, porque prefiere reinyectarlo para extracción de crudo y porque carece de una red de transporte desde los centros de producción hasta los centros de consumo.

En Ecuador mas del 50% de la capacidad instalada proviene de energía térmica, pero básicamente de derivados del petróleo, no de gas natural.

Por el contrario Uruguay, Brasil y Paraguay, se abastecen principalmente de energía hidráulica. La generación hidráulica representa el 68.2% y la térmica el 31.2%, como se observa en la Gráfica 1-2.

La alta dependencia del recurso hidráulico en Sur América y la complementariedad hidrológica, son factores que favorecen los proyectos de interconexiones eléctricas internacionales.

En casi todos los países se reconoce un cargo por capacidad, que da una señal de expansión en generación, incentivando la construcción de plantas térmicas y diversificando de esta forma las fuentes de generación.



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

### Gráfica 1-2. Capacidad Instalada Sur América (MW)

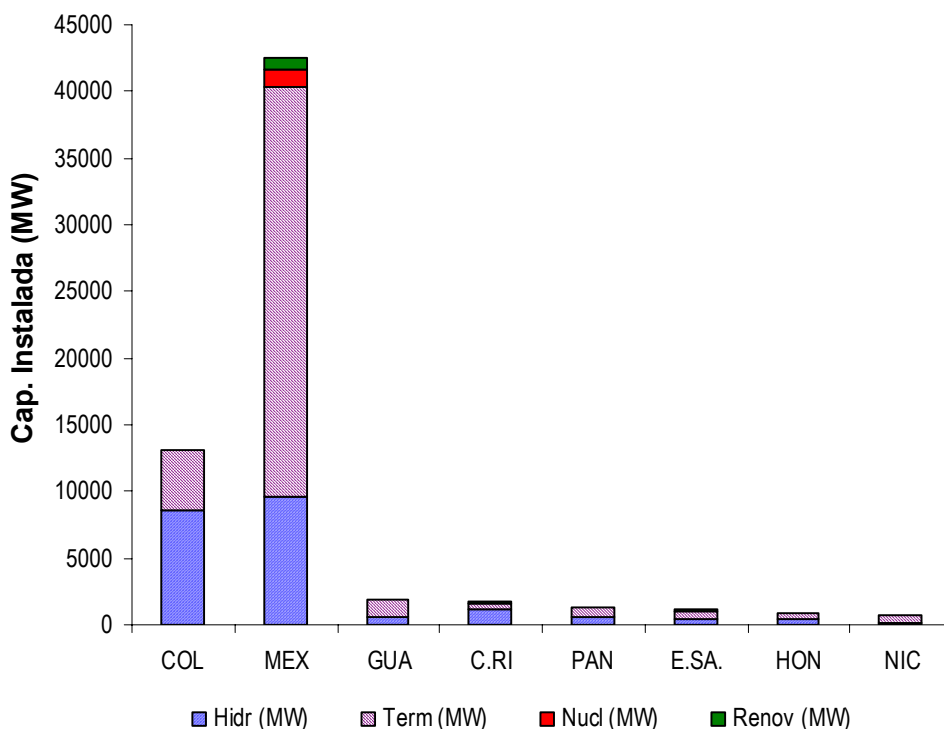
Los países de Centroamérica, exceptuando Guatemala quien posee reservas de gas natural, dependen principalmente de energía eléctrica proveniente de plantas térmicas a base de derivados del petróleo.

Costa Rica es el único país de Centro América en el que la principal fuente de generación es hidráulica y que además posee una participación representativa de energía eólica.

Descontando a Costa Rica, Centroamérica, a diferencia de Suramérica, utiliza en mayor proporción la generación térmica, en una proporción 35.6% hidráulica y 64.4% térmica, como se observa en la Gráfica 1-3.

Exceptuando México, la capacidad instalada de Colombia con respecto a los países de Centro América, es considerablemente mayor. La capacidad total instalada de estos países representa aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de Colombia. Esta situación se convierte en una excelente oportunidad para que Colombia venda energía a Centro América, interconectándose con Panamá y

utilizando el sistema SIEPAC; sin embargo se debe observar que competiría con México, quien como se observa en la grafica supera de manera considerable la capacidad instalada de Colombia.



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

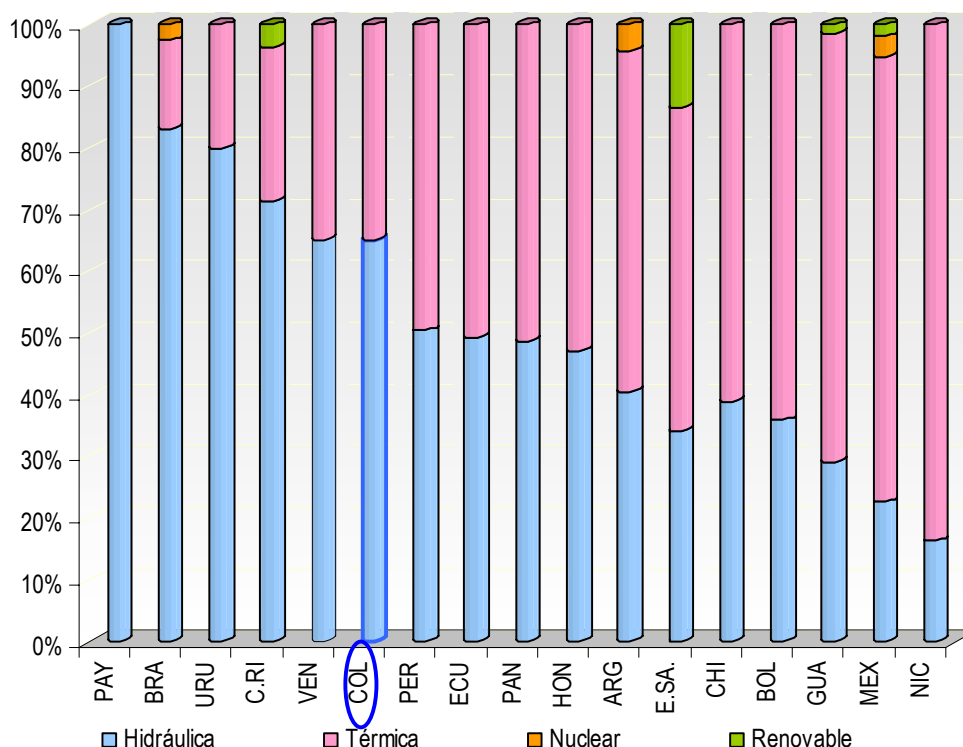
### Gráfica 1-3. Capacidad Instalada de Centro América y Colombia (MW)

Brasil es el país de la Región con mayor capacidad instalada, aproximadamente 76,139 MW, con una participación mayoritariamente hidráulica del 90% contra 9% térmico y 1% nuclear. Lo sigue México con 42,484 MW instalados, de los cuales, el 22.7% proviene del recurso hídrico, el 74.1% es térmico y el restante 3.2% corresponde a energía nuclear, como se observa en la Tabla 1-1 y en la Gráfica 1-4.

La utilización de fuentes renovables de energía en Sur América es prácticamente nula, mientras que en Centro América esta fuente energética tiene una importante participación en México, El Salvador, Guatemala y Costa Rica.

| País                     | CAP INST.<br>(MW) | Hidr (MW) | Term (MW) | Nucl (MW) | Renov (MW) |
|--------------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Países de Sur América    |                   |           |           |           |            |
| BRA                      | 76.139            | 63.276    | 10.898    | 1.966     |            |
| ARG                      | 23.609            | 9.541     | 13.063    | 1.005     |            |
| VEN                      | 21.364            | 13.887    | 7.477     |           |            |
| COL                      | 13.169            | 8.560     | 4.609     |           |            |
| CHI                      | 10.466            | 4.069     | 6.395     |           | 2          |
| PAY                      | 8.250             | 8.250     | 0         |           |            |
| PER                      | 5.918             | 2.981     | 2.937     |           |            |
| ECU                      | 3.451             | 1.705     | 1.746     |           |            |
| URU                      | 2.115             | 1.692     | 423       |           |            |
| BOL                      | 1.273             | 457       | 817       |           |            |
| Países de Centro América |                   |           |           |           |            |
| MEX                      | 42.484            | 9.636     | 30.642    | 1.365     | 841        |
| GUA                      | 1.927             | 560       | 1.338     |           | 29         |
| C.RI                     | 1.719             | 1.226     | 431       |           | 62         |
| PAN                      | 1.262             | 614       | 647       |           |            |
| E.SA.                    | 1.044             | 411       | 633       |           | 161        |
| HON                      | 922               | 435       | 487       |           |            |
| NIC                      | 672               | 109       | 562       |           |            |

**Tabla 1-1. Capacidad instalada (MW) países de la región**



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

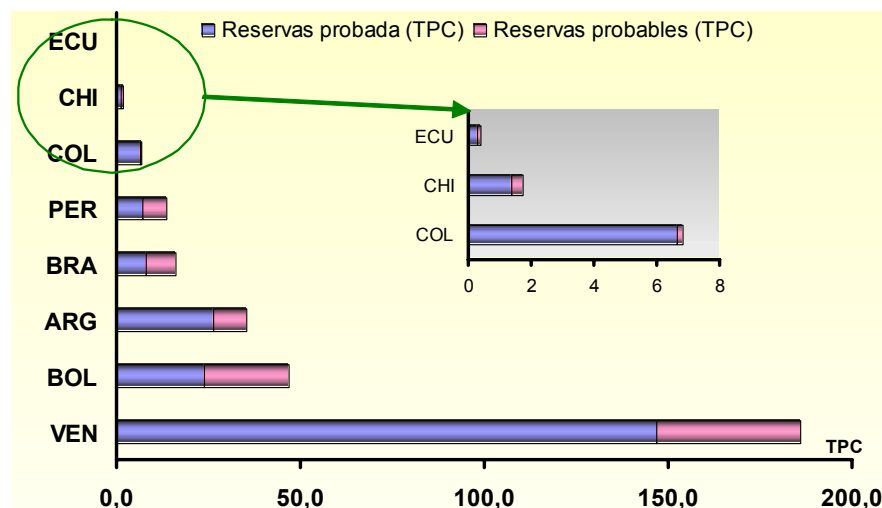
**Gráfica 1-4. Participación de las fuentes de energía en generación**

## 1.2.2 Participación del Gas Natural en la Capacidad de Generación

La alta dependencia de recursos hidráulicos en períodos de fuerte verano, conlleva un riesgo de alta volatilidad en los precios de generación, y la probabilidad de fuertes incrementos en la tarifa, de ahí la importancia de desarrollar opciones de abastecimiento energético, dentro de las que ocupa un lugar destacado el gas natural. La mayoría de los Países de Sur América y Guatemala, en Centroamérica, disponen de Gas Natural, sin embargo, el uso de este energético para generación de electricidad es limitado.

En la Gráfica 1-5 se presentan las reservas de gas natural para algunos países de la región. Las reservas de gas de Colombia son comparativamente pequeñas con respecto a las de Venezuela, sin embargo Colombia tiene un alto potencial de exportación de gas a Venezuela, ya que el vecino país no dispone de la infraestructura adecuada para llevar el gas de los centros de producción a los centros de consumo ubicados hacia el occidente de Venezuela.

El parque generador en Bolivia funciona mayoritariamente a base de gas, gracias a sus abundantes yacimientos, el cual es también exportado a Chile, Argentina y Brasil.



**Gráfica 1-5. Reservas probadas de gas natural (TPC)**

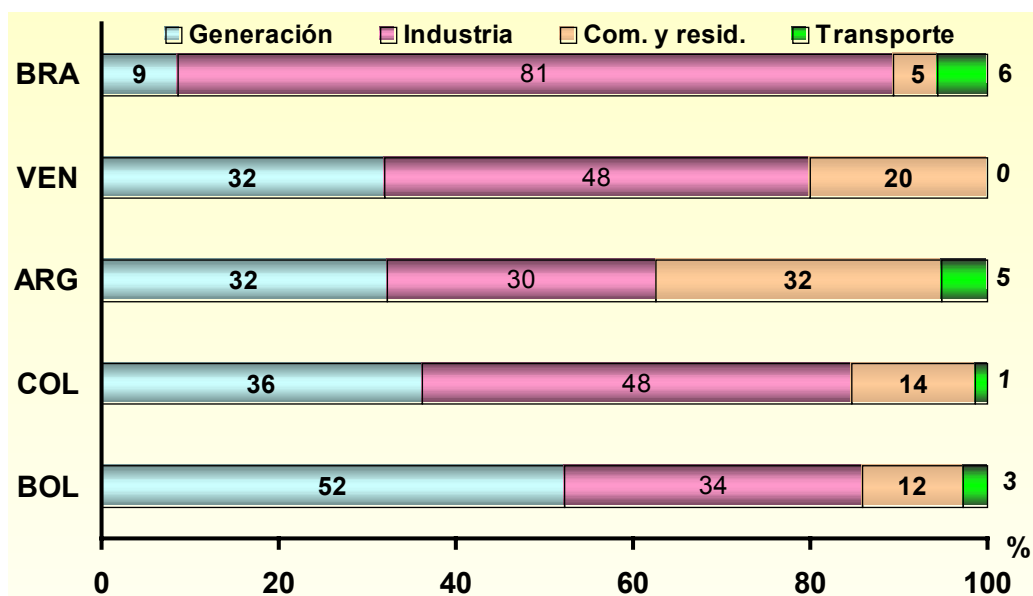
De los países de la región, tanto de Centro como de Sur América, Bolivia y Argentina son los que presentan mayor uso de gas natural para generación de energía eléctrica. En Bolivia las reservas probadas ascienden a 23.84 TPC y adicionalmente

cuenta con una infraestructura de transporte de aproximadamente 3,450 km, gracias a los cuales puede también exportar a Chile, Brasil y Argentina.

Como se muestra en la Gráfica 1-6 se encuentran en un nivel medio de utilización de gas natural para generación de energía eléctrica, Colombia y Chile. En Chile, aproximadamente el 35% de la generación eléctrica es a base de gas natural, el cual importa de Bolivia a través de dos gasoductos. En Colombia, el uso de gas natural para exportación es relativamente modesto, del 28% aproximadamente, y cuenta con un sistema relativamente débil de transporte.

Brasil, Perú, Ecuador y Uruguay, pueden clasificarse en un nivel bajo de utilización de gas natural. Sin embargo, en este grupo de países, sobresale la situación de Perú, ante las enormes perspectivas del yacimiento de Camisea (8.1 TPC), el cual puede dar un fuerte impulso al desarrollo del mercado de gas natural en ese País y en particular a la generación de energía eléctrica.

El caso extremo es Paraguay, en donde no existe participación del gas natural en la generación eléctrica, ya que la totalidad de abastecimiento proviene de generación hidráulica.



**Gráfica 1-6. Usos del gas natural**

### 1.2.3 Contexto socio – económico de la tarifa en los países de la región.

La Tabla 1-2 presenta la relación existente entre el PIB y las tarifas, el consumo de energía y el gasto en energía, de algunos de los países de la región, con lo cual se puede observar el impacto que tiene la tarifa de energía eléctrica sobre los consumidores.



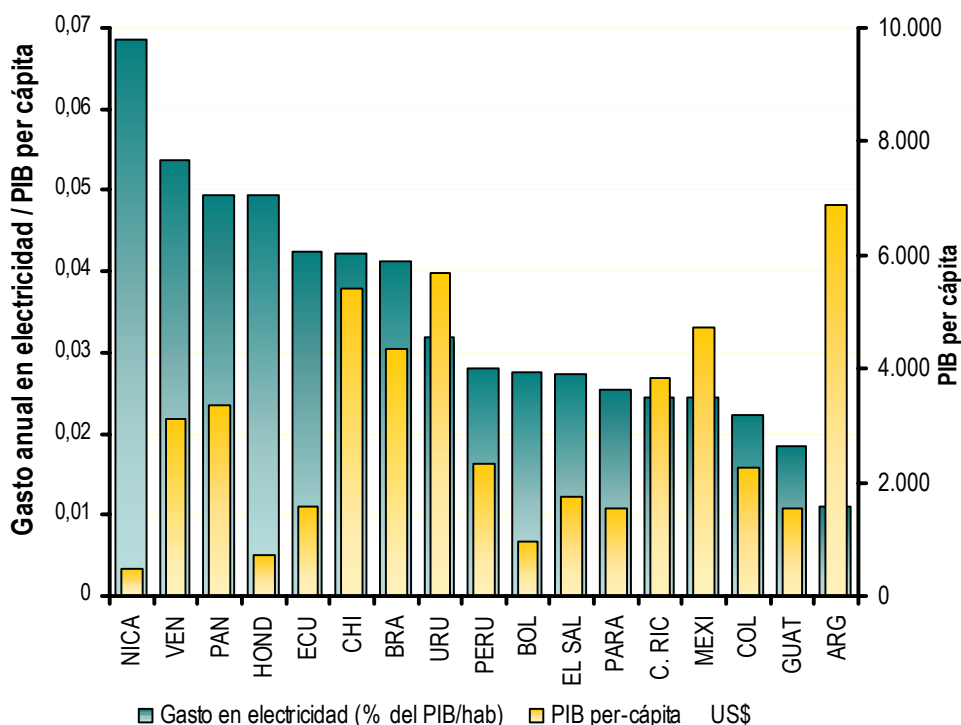
Libertad y Orden

| País   | PIB per-<br>cápita US\$ | Consumo<br>per cápita KWh -<br>año | Salario<br>Mínimo<br>US\$ | Tarifa<br>Residencial<br>ctv US\$/kwh | Gasto en<br>electricidad por<br>habitante US\$<br>año | Gasto en<br>electricidad (%<br>del PIB/hab) |
|--------|-------------------------|------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| NICA   | 491                     | 310                                | 37,49                     | 10,87                                 | 34                                                    | 6,9%                                        |
| VEN    | 3.118                   | 2.605                              | 135,65                    | 6,43                                  | 168                                                   | 5,4%                                        |
| PAN    | 3.346                   | 1.371                              | 232,00                    | 12,08                                 | 166                                                   | 4,9%                                        |
| HOND   | 709                     | 506                                | 104,00                    | 6,91                                  | 35                                                    | 4,9%                                        |
| ECU    | 1.582                   | 667                                | 24,89                     | 10,08                                 | 67                                                    | 4,2%                                        |
| CHI    | 5.409                   | 2.599                              | 156,10                    | 8,77                                  | 228                                                   | 4,2%                                        |
| BRA    | 4.353                   | 1.724                              | 56,60                     | 10,40                                 | 179                                                   | 4,1%                                        |
| URU    | 5.688                   | 1.918                              | 40,73                     | 9,46                                  | 181                                                   | 3,2%                                        |
| PERU   | 2.332                   | 700                                | 116,68                    | 9,31                                  | 65                                                    | 2,8%                                        |
| BOL    | 943                     | 407                                | 44,06                     | 6,38                                  | 26                                                    | 2,8%                                        |
| EL SAL | 1.758                   | 587                                | 144,00                    | 8,20                                  | 48                                                    | 2,7%                                        |
| PARA   | 1.551                   | 796                                | 126,96                    | 4,93                                  | 39                                                    | 2,5%                                        |
| C. RIC | 3.841                   | 1.533                              | 237,03                    | 6,15                                  | 94                                                    | 2,5%                                        |
| MEXI   | 4.717                   | 1.574                              | 115,61                    | 7,35                                  | 116                                                   | 2,5%                                        |
| COL    | 2.274                   | 817                                | 107,86                    | 6,19                                  | 51                                                    | 2,2%                                        |
| GUAT   | 1.550                   | 357                                | 44,59                     | 7,98                                  | 28                                                    | 1,8%                                        |
| ARG    | 6.870                   | 2.033                              | 60,24                     | 3,70                                  | 75                                                    | 1,1%                                        |

Fuente: OLADE e información entes reguladores

**Tabla 1-2 . Relación entre el PIB y las tarifas**

La Gráfica 1-7 relaciona el gasto anual en electricidad versus el PIB per-cápita en estos países. Se destacan los casos extremos de Nicaragua y Argentina. Mientras que Nicaragua tiene el PIB per-cápita más bajo de los países considerados, su relación de gasto en energía eléctrica es la más alta, situaciones opuestas que las de Argentina.



Fuente: OLADE e información entes reguladores

**Gráfica 1-7. Gasto Anual en electricidad .vs. PIB per-cápita**

### 1.2.4 Integración eléctrica regional

La Gráfica 1-8 presenta las interconexiones eléctricas entre diferentes países de Sur América<sup>1</sup>. Los países del Cono Sur se encuentran más interconectados que los del extremo norte: Colombia, Venezuela y Ecuador.

Colombia está eléctricamente interconectado con Venezuela y Ecuador. La interconexión con Venezuela se realiza a través de las líneas Cuestecita – Cuatricentenario, a 220 kV y capacidad de transporte de 150 MW, San Mateo – Corozo, a 230 kV y capacidad de transporte de 150 MW, y la línea a 115 kV Tibú – La Fría, con capacidad de transporte de 80 MW.

<sup>1</sup> Fuente CIER

Con Ecuador, el país está interconectado con la línea a doble circuito 230 kV Jamondino – Pomasqui y la línea Ipiales – Tulcán 138 kV, la capacidad total de exportación por los dos enlaces es 250 MW.



| #  | Interconexión                             |
|----|-------------------------------------------|
| 1  | Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)   |
| 2  | San Mateo (Co) – Corozo (Ve)              |
| 3  | Tibú (Co) – La Fria (Ve)                  |
| 4  | Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)                |
| 5  | Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)            |
| 6  | El Gurí (Ve) - Boa Vista (Br)             |
| 7  | Tacna (Pe) –Arica (Ch)                    |
| 8  | Mendoza (Ar) – Santiago (Ch)              |
| 9  | Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)           |
| 10 | Acaray (Py) - Foz de Iguazú (Br)          |
| 11 | Rincón (Ar) – Garabí (Br)                 |
| 12 | Paso de los Libres (Ar) – Uruguayaza (Br) |
| 13 | Rivera (Uy) – Libramento (Br)             |
| 14 | San Carlos (Uy) – Pte. Médici (Br)        |
| 15 | Concepción Ar) – Paysandú (Uy)            |
| 16 | Güemes (Ar) – Antofagasta (Ch)            |

Fuente CIER

### Gráfica 1-8. Interconexiones Eléctricas Internacionales

El sistema de interconexión de Colombia con Ecuador y Venezuela, posibilita el desarrollo de un corredor energético hasta Perú, gracias a un proyecto de interconexión entre Ecuador y Perú.

Otro proyecto de interconexión de Colombia es con Panamá, lo que le permitiría integrarse con el mercado de Centroamérica, apoyándose en el desarrollo del proyecto SIEPAC. Esto permitiría la creación de un corredor energético desde México hasta Perú.

Existe la voluntad política para la interconexión con Panamá, que se manifiesta en el acuerdo alcanzado en la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo – Panameña, en la que el Ministro de Minas y Energía de Colombia y el Ministro de



Economía y Finanzas de Panamá, acordaron adelantar los estudios para definir la viabilidad de la interconexión eléctrica entre los dos países.

Por otra parte, la integración eléctrica de la Región Andina, encuentra apoyo político y tuvo su origen el 22 de septiembre de 2001 en Cartagena de Indias, en la que los Ministros de energía y minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, suscribieron un Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, en el que se comprometieron a (i) fomentar la libre comercialización de energía entre países, bajo los principios de libre competencia, acceso no discriminatorio y reciprocidad; (ii) fomentar y promover la adaptación de los regímenes jurídicos internos que permitan la libre comercialización, exportación, importación y acceso al uso de las redes de transporte de energía eléctrica entre los países, y (iii) sobre la base de los marcos legislativos y regulatorios de cada país, propender por la definición de reglas para la comercialización y operación de las interconexiones internacionales, la operación coordinada de los sistemas nacionales y para la realización de transacciones de energía entre los países, bajo principios de libre competencia, acceso no discriminatorio a las redes de transporte y reciprocidad en el tratamiento.

Posteriormente, la Comisión de la Comunidad Andina, emite el 19 de diciembre de 2002, la Decisión 536, que establece el Marco General para la integración subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, en la que se establecen entre otras, las siguientes directrices:

- No discriminación de precios entre mercados, libre acceso a las líneas y despacho económico coordinado.
- Asegurar condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes.
- Promover la participación privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte.
- Libertad por parte de los agentes autorizados para comercializar energía en cualquiera de los países miembros.
- Intercambio periódico de información que permita planificar la construcción de enlaces internacionales y la planificación con una visión de integración regional.
- Las transacciones internacionales de electricidad no estarán condicionadas a la existencia de excedentes, únicamente estarán limitadas por la capacidad de transporte de las líneas.



➤ Igualmente, establece que los Países Miembros impulsarán los cambios necesarios para armonizar la normatividad en materia de operaciones y transacciones internacionales de electricidad.



## **2 MERCADO COLOMBIANO DE ELECTRICIDAD**

### **2.1 ECONOMÍA COLOMBIANA**

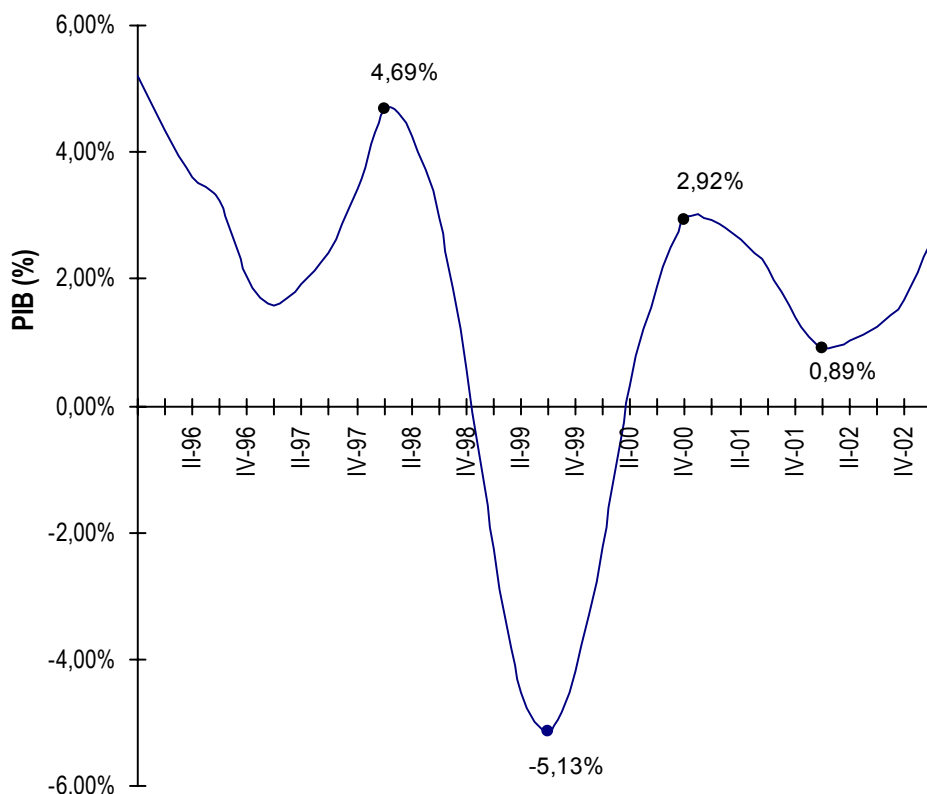
A continuación se presenta la evolución de los principales indicadores macroeconómicos del país. En primer lugar se presenta la variación trimestral del PIB real, acumulado anual, a partir del primer trimestre de 1996 y la participación de los diferentes sectores en la formación del PIB. Posteriormente se presenta la relación entre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica y la situación económica del país. También se presentan las relaciones entre el comportamiento del PIB con el nivel de desempleo y con el costo de vida en los últimos años.

Por último, se presenta el comportamiento de la tasa de devaluación y el valor del dólar americano en los últimos años. Esta variable toma particular importancia en el sector eléctrico, ya que gran parte de los equipos, especialmente de alta tensión y de generación son importados y en consecuencia su valor es muy sensible a la tasa de devaluación.

#### **2.1.1 Indicadores Macroeconómicos**

##### **2.1.1.1 Producto Interno Bruto**

Como se observa en la Gráfica 2-1 a partir del primer trimestre de 1998, la economía colombiana entra en un ciclo de recesión, hasta el tercer trimestre de 1999, momento en el cual la variación anual del PIB tocó fondo alcanzando el nivel más bajo en la historia reciente del país (-5.13%). En este período el valor del PIB, en pesos constantes de diciembre de 1994 pasó de \$75.9 billones a \$72.3 billones.



Fuente: DANE

### Gráfica 2-1 Variación trimestral del PIB acumulado

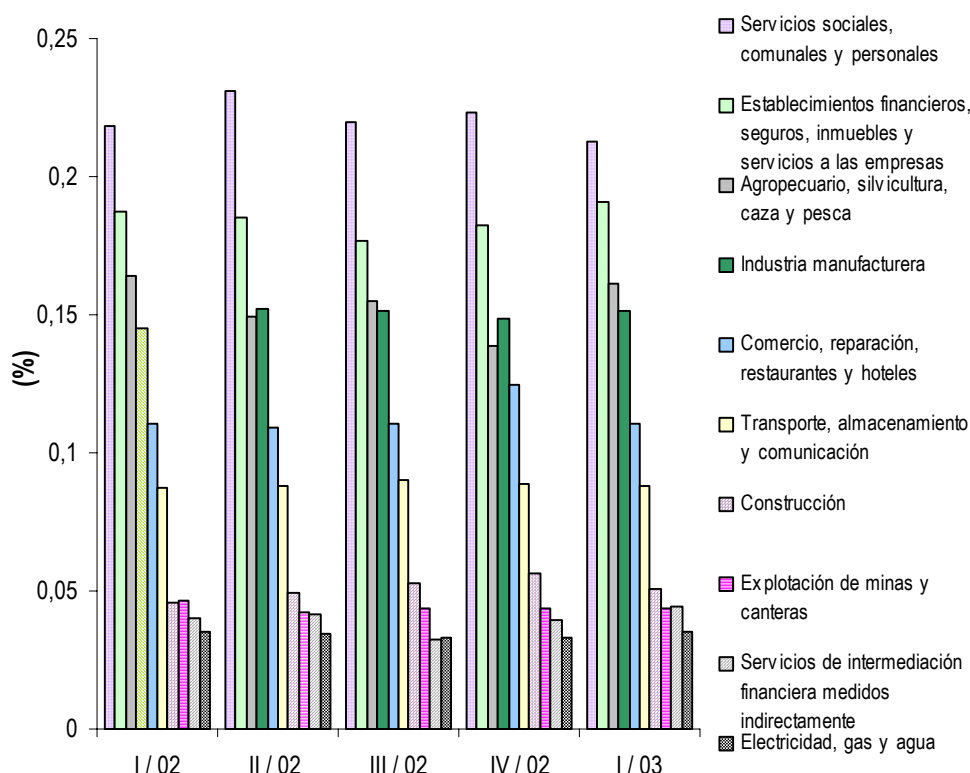
A partir del tercer trimestre de 1999, la economía entra en un periodo de expansión hasta alcanzar un crecimiento del 2.92% acumulado anual. Sin embargo, a partir de este momento, la tendencia del PIB cambia, hasta alcanzar un valor de 0.89% anual en marzo del 2002. En los siguientes trimestres se observa un crecimiento sostenido del PIB.

A diciembre de 2002, la economía Colombiana creció 1.68% anual, superando el crecimiento logrado en igual período de tiempo en el año 2001, que fue de 1.39%. El PIB en pesos constantes de diciembre de 1994, asciende a \$76.6 billones, esto es \$0.7 billones por encima de PIB alcanzado en el tercer trimestre de 1998. En valores corrientes el PIB del 2002 alcanza un valor aproximado de \$203 billones.

En el primer trimestre de 2003, la economía creció 3.82% con respecto al trimestre inmediatamente anterior, este ha sido el más alto crecimiento trimestral desde marzo de 1998, este es un cambio de tendencia importante en la economía Colombiana, que hace pensar que el PIB en el año 2003 puede estar alrededor de 2,5%<sup>2</sup>

<sup>2</sup> El pronóstico de FEDESARROLLO de crecimiento del PIB para el año 2003 es de 2.5%. El pronóstico para el primer trimestre es de 2.9% y para el segundo trimestre de 2.0%.

Como se muestra en la Gráfica 2-2 las actividades que más han contribuido al crecimiento del PIB son en su orden los servicios sociales, comunales y personales, con una participación promedio del 22.2%, los establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas, con una participación promedio del 18.4% y los sectores agropecuario, silvicultura, caza y pesca, y de industria manufacturera con una participación de 15.1%, cada uno, en promedio en el último año.



Fuente: DANE

**Gráfica 2-2. Participación de actividades en el crecimiento del PIB**

El sector de electricidad, gas y agua, contribuyó, en el último año, tan solo con el 3.4%, convirtiéndose en el sector con menor participación en el crecimiento del PIB.

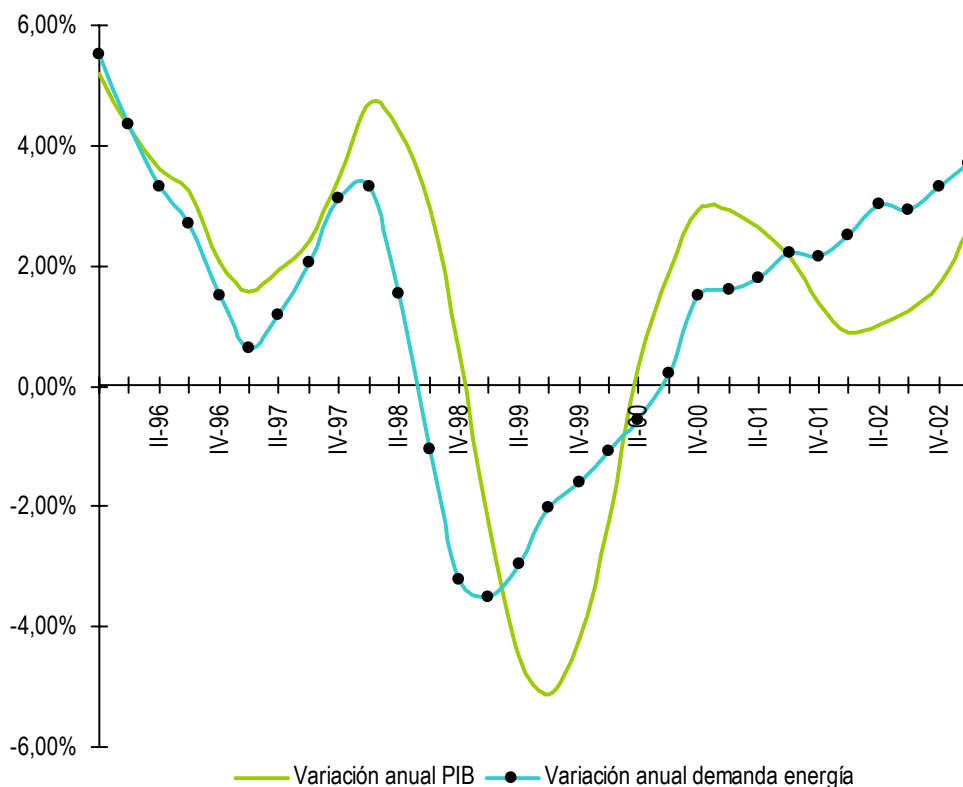
La actividad con más rápido crecimiento en el último año ha sido la construcción, que en promedio en el último año ha presentado una tasa de crecimiento trimestral del 9.81%, seguido de lejos por el sector de transporte, almacenamiento y comunicación, que en promedio creció al 3.81% trimestral y el de servicios de intermediación financiera con el 3.44% trimestral.

El sector de electricidad, gas y agua presentó una tasa de crecimiento trimestral del 3.19% en el último año, mientras que el de la industria manufacturera creció con una variación del 2.53% promedio trimestral.

La explotación de minas y canteras presenta una tasa de crecimiento negativa de (-4.01%) trimestral en el último año.

La Gráfica 2-3 presenta la relación en los últimos años entre la variación anual acumulada del PIB real con la demanda de energía. Se observa que en el año 1998, en el que la economía nacional atravesaba por un período de recesión, la demanda de energía presentó tasas de crecimiento negativas, alcanzando su valor mínimo en el primer trimestre de 1999.

La demanda anual de energía a marzo de 1999 (42,377 GWh) se asemeja a la registrada en el segundo trimestre de 1996 (42,385 GWh). A partir del primer trimestre de 1999, la demanda de energía presenta una tendencia creciente, hasta alcanzar en diciembre del año 2002 un valor de 44,810 GWh.



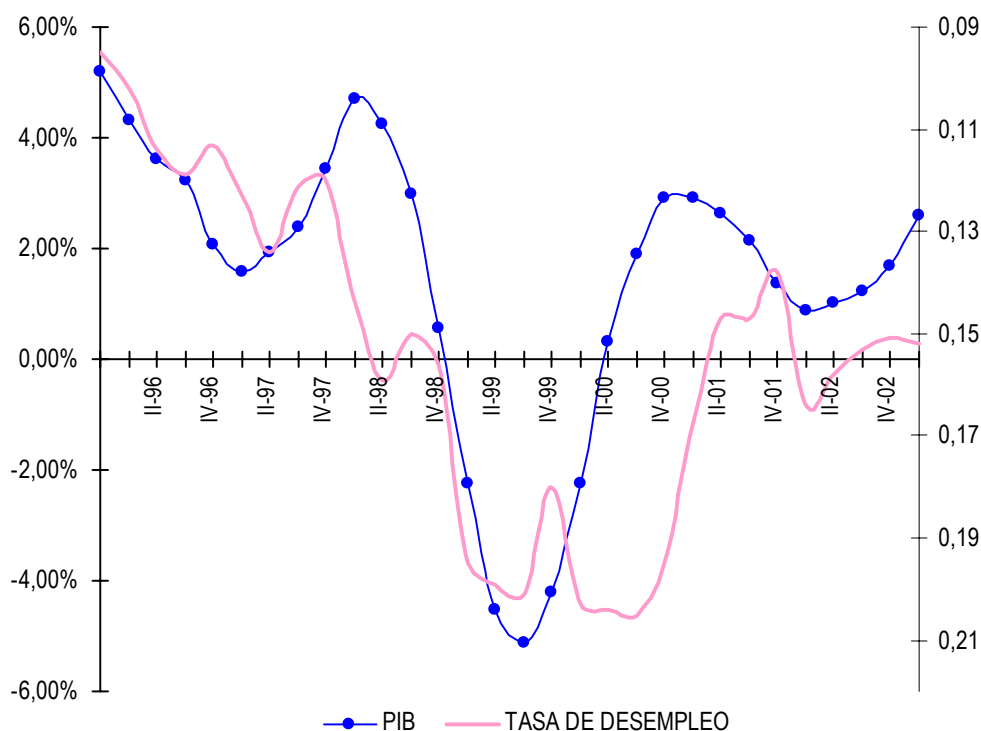
**Gráfica 2-3. Variación anual PIB Vs. energía**

La tasa de desocupación en los últimos años ha estado alrededor del 15%, En junio de 2003 la tasa nacional de desocupación fue de 14.2%, esto equivale a 2,836,000 personas económicamente activas,<sup>3</sup> mientras que en las áreas urbanas de las trece

<sup>3</sup> Fuente. DANE



principales ciudades del país alcanzó el 16.9%. La tasa de desocupación a junio de 2003 fue inferior en un 1.2% a la del mismo mes del año 2002.



Fuente: DANE

**Gráfica 2-4 . Tasa de desempleo vs PIB**

Por otra parte el nivel de subempleo a nivel Nacional, en junio de 2003, fue del 33.2%, equivalente a 6,624,000, inferior en 2.3% al nivel presentado en junio de 2002.

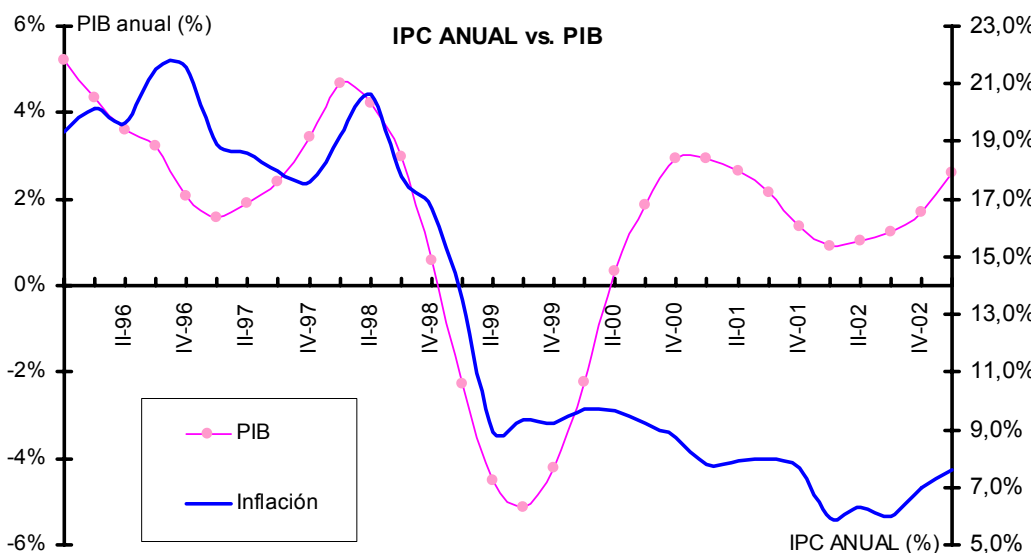
Considerando la historia reciente del país, en el cuarto trimestre de 1995, es cuando se presenta la tasa de desempleo mas baja, con 9.5%. En la Gráfica 2-4 se observa la fuerte correlación entre crecimiento económico y desempleo. Sin embargo, durante el período de crecimiento de la economía, el crecimiento en la tasa de ocupación está rezagada con respecto al crecimiento del PIB.

La disminución en la tasa de desempleo en el año 2000 presenta un atraso temporal frente al crecimiento del PIB, que podría ser explicado por los cambios introducidos en este año a la metodología de recolección de información para el cálculo de las cifras de desempleo.

En el primer trimestre del año 2002, se presenta un deterioro en el nivel de desocupación con respecto al trimestre anterior, al pasar de 13.8% a 16.4%. en los siguientes trimestres del año 2000, el país registró tasas de desempleo alrededor del 15%.

En conclusión, el índice de desempleo está mostrando una tendencia a disminuir.

#### 2.1.1.2 Tasa de inflación



Fuente: DANE

**Gráfica 2-5 .IPC anual Vs. PIB**

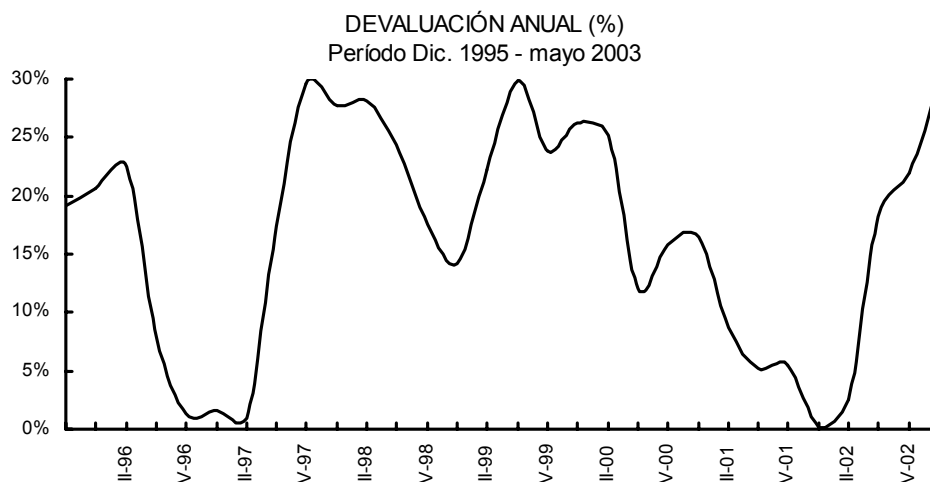
Como se muestra en la Gráfica 2-5 , en el año de 1999 se alcanza una inflación de un solo dígito, finalizando el año con un IPC anual de 9.2%, versus una inflación del 16.7% al final del año anterior.

A partir del segundo trimestre del año 1998 y hasta el segundo semestre de 1999, periodo en el cual ocurre una fuerte contracción de la economía, se observa que la inflación también descende de manera similar, lo que muestra que la reducción inflacionaria estuvo jalonada principalmente por un deterioro en la capacidad adquisitiva de la población.

Sin embargo, aún durante el período de recuperación de la economía, la inflación ha logrado mantenerse controlada, finalizando el año 2002 con una tasa del 7%, 0.7% inferior a la del año inmediatamente anterior.

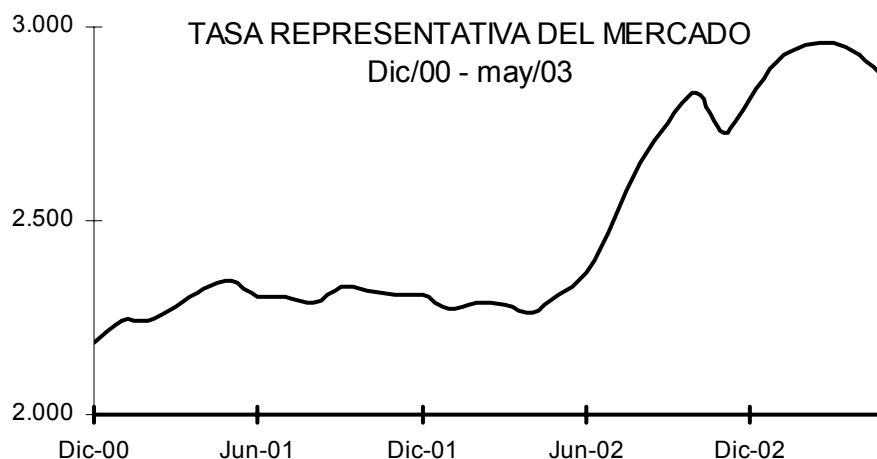
#### 2.1.1.3 Tasa de devaluación

En la Gráfica 2-6 se observan en los últimos años fuertes variaciones en la tasa de devaluación acumulada anual. Mientras que a finales del 2000 la devaluación se situó en el 15.77%, en el 2001 fue de 5.52%, y en el 2003 subió al 22.02%.



**Gráfica 2-6. Devaluación anual**

La Gráfica 2-7 muestra que durante el primer semestre del año 2002, la TRM presentó un comportamiento estable, alrededor de \$2,300 por dólar, sin embargo durante el segundo semestre del 2002 y el primer semestre del 2003, se presentó un incremento acelerado en la tasa de cambio, acercando la TRM a los \$3,000 por dólar.



**Gráfica 2-7. Tasa representativa del mercado**

## 2.2 EL ESQUEMA REGULATORIO ELÉCTRICO 2003

A continuación se presenta en términos generales alguna regulación relevante, relacionada con el Plan de Expansión, de los años 2002 y 2003. En este periodo se dieron algunas novedades en lo que se refiere al marco regulatorio.



En el sector eléctrico, cabe mencionar muy especialmente, la Resolución 082 de 2002, que actualizó la metodología para el cálculo de las tarifas eléctricas en los diferentes niveles de la fijación tarifaria.

También se debe resaltar el tratamiento regulatorio del tema de las interconexiones internacionales, que significó un importante aporte con miras a la expansión de nuestro sistema eléctrico mas allá de las fronteras del país. La Resolución 004 de febrero de 2003, define la estrategia para la implementación de mercados internacionales con transacciones de corto plazo a partir de las interconexiones eléctricas internacionales.

Se puede decir, que en el periodo mencionado, se comienza a perfilar un entorno de internacionalización de nuestro sector energético, concretamente de gas y electricidad, y donde la CREG se ha puesto a tono con el gobierno nacional y con la tendencia mundial. La regulación está abordando el tema con una visión globalizada y regional.

A continuación se tratan varios ejes temáticos.

## **2.2.1 Conexiones internacionales.**

La Resolución 004 de 12 de febrero de 2003, establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIEs-, como parte del Reglamento de Operación.

Dentro del Acuerdo Marco, firmado entre los diferentes países de la Comunidad Andina de Naciones, el 22 de septiembre de 2001, se delegó a los organismos reguladores la tarea de armonizar y desarrollar los marcos regulatorios para las conexiones internacionales.

Posteriormente los organismos reguladores prepararon el documento “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos”, en noviembre de 2001. Participaron el FUNDELEC de Venezuela, el OSINERG del Perú, el CONELEC de Ecuador, y la CREG de Colombia.

Finalmente, la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión de los ministros de Energía, adoptó el 19 de diciembre de 2002 la Decisión CAN-536 *“Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.”*

Esta Decisión fija el rumbo de desarrollo de las relaciones eléctricas entre los diferentes países de la CAN, teniendo como objetivo último la creación de un mercado único andino.



#### 2.2.1.1 Papel de la UPME en el tema de las TIEs

La UPME tiene un papel muy importante que jugar en el desarrollo futuro de las TIEs<sup>4</sup>, dado que para que una interconexión eléctrica internacional sea clasificada como activo de uso ésta debe estar incluida en el Plan de Expansión de Transmisión del STN, elaborado por la UPME.

La CREG ha dado un gran paso adelante al lograr configurar un esquema de mercado de corto plazo en las transacciones internacionales, y se percibe el interés de no limitar el tema exclusivamente al área andina, sino también dejar abierta la opción a que se pueda llegar a acuerdos similares con Centroamérica, en el entendido que se construya la línea entre Colombia y Panamá.

Hacia el futuro está el potencial de exportar hacia Centroamérica, y de aumentar las exportaciones al Ecuador. Con el mercado venezolano, las perspectivas apuntan mas en la dirección de mantener el statu quo actual, de un mercado de intercambios.

Colombia, por su posición geográfica, y su vocación de generador eléctrico, está llamado a ser el suministrador de este energético a los países vecinos.

#### 2.2.1.2 Otras resoluciones relacionadas

Se puede citar sobre el mismo tema la Resolución 006 de 12 de febrero de 2003, que adecua la Resolución 047 de 2000 a la circunstancia de las interconexiones internacionales en el mercado colombiano, de conformidad con los acuerdos internacionales suscritos, y de acuerdo con la experiencia sobre el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Además de la exigencia de adecuarse a las necesidades creadas a raíz de la firma por parte de los Ministros de Energía de los países de la CAN, del “Acuerdo Complementario de Interconexión Regional de la CAN”, hubo una solicitud de modificación de la Resolución 047 de 2000 por parte del Comité Asesor de Comercialización (CAC), apoyado por ACOLGEN (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica).

Se trata de modificar las normas sobre registro de fronteras comerciales y contratos, suministro y reporte de información, y liquidación de transacciones comerciales, en el Mercado de Energía Mayorista.

También está la Resolución 007 de 12 febrero de 2003, que modifica las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-070 de 1999 en materia de pagos anticipados que pueden hacer los agentes participantes en el mercado mayorista

---

<sup>4</sup> Transacciones eléctricas internacionales



como garantía por transacciones en el mercado, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Básicamente el cambio consistió en introducir en la fórmula para el cálculo del valor del depósito de garantía que cada agente debe hacer semanalmente (Dtk), la deducción del depósito que debe realizar cada agente asociado con transacciones internacionales de corto plazo (DSTIE).

#### 2.2.1.3 Consecuencias e impacto de la expedición de las resoluciones sobre TIEs

Estas Resoluciones representan un paso necesario hacia la consolidación de un mercado andino de intercambios de corto plazo. Actualmente la CREG esta en un proceso de trabajo conjunto con los reguladores de los países vecinos para lograr una estructura regulatoria uniforme.

Como impacto positivo inmediato de esta situación se observa que las TIEs, están arrojando cifras positivas para el mercado colombiano.

La misma Resolución 004, establece que dichos valores obtenidos por las TIEs se deducirán de los valores de los denominados "Otros" dentro de la formula tarifaria respectiva.

### 2.2.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

Compete al Ministerio de Minas y Energía, definir los planes de expansión de la red de interconexión, racionalizando el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional (Art.18 de la Ley 143 de 1994).

La UPME, en su función de establecer el "Plan de Expansión de Transmisión de Referencia del STN" debe identificar necesidades funcionales en dicho sistema, que pueden tener soluciones múltiples, las cuales pueden ser resueltas por agentes o terceros interesados. Dichas soluciones, por razones de eficiencia técnica y/o económica, pueden justificar inversiones en niveles de tensión inferiores a 220 kV.

La expedición de la Resolución 092 de 30 diciembre 2002, permite la identificación, promoción de la competencia y remuneración de proyectos para resolver necesidades específicas del Sistema de Transmisión Nacional, a través de la instalación de equipos en niveles de tensión inferiores a 220 KV, con el fin de garantizar la operación segura del STN y establece la metodología para la remuneración de su uso.

Esta posición, de gran importancia para la expansión del sistema de transmisión eléctrico nacional, y que compete directamente a la UPME, significa un cambio



importante en la política de expansión del sistema eléctrico ya que la regulación vigente antes de la expedición de la Resolución 092, no preveía la posibilidad de resolver necesidades de STN instalando equipos en niveles de tensión inferiores a 220 KV que resulten técnica y económicamente más eficientes, ni una metodología para remunerarlos.

Además de la UPME, también el CND, como operador del STN, puede identificar necesidades funcionales en el STN que requieran la instalación de algún equipo particular para la operación segura y confiable del STN, en niveles de tensión inferiores a 220 kV.

### **2.2.3 Esquema Tarifario**

Durante el periodo objeto del presente análisis cabe mencionar muy especialmente la Resolución 082 de 2002, que define el esquema tarifario.

Previamente a ésta, en la Resolución CREG-073 de 2002, la Comisión sometió a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

La Resolución 082 diciembre 17 de 2002, complementada con la Resolución 027 de 30 mayo de 2003, aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL, y definió la metodología para el cálculo y fijación de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago.

La CREG realizó estudios para identificar los gastos eficientes por concepto de administración, operación y mantenimiento de los activos del servicio, las pérdidas eficientes en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, los costos de reposición de los activos, el factor de productividad, los niveles de calidad, los servicios de soporte de voltaje, y la remuneración de los activos del Nivel de Tensión 1.

#### **2.2.3.1 Consideraciones sobre las consecuencias e impacto de la expedición de las resoluciones tarifarias**

Este grupo de resoluciones representa un sistema uniforme en el cual se define un nuevo esquema tarifario, en la Resolución 082 se plantean puntos tales como:

Los cargos se calculan de acuerdo a unidades constructivas que se definen en los anexos de la Resolución.

La Resolución 082 pide la información necesaria para los cargos del STR y del SDL.



Los cargos para los STRs, se definen a partir de los activos de tensión 4, y de las conexiones al STN de los operadores de la Red. Los cargos el Nivel 1 los define la CREG.

Considera activos de conexión al STN, desde la bahía del transformador con tensión igual o superior a 220 KV hasta la bahía del transformador del lado de baja en cualquier tensión.

Esta Resolución maneja el principio de criterios de eficiencia en el uso de los activos.

Cada usuario paga lo correspondiente al Nivel al cual esté conectado. Si es propietario de los activos del Nivel 1, no paga lo correspondiente a dicho nivel, pero el propietario es entonces responsable del mantenimiento.

También se define un cargo de respaldo que deberán pagar los autoprodutores que tengan una demanda superior 0,5 MVA y quieran estar conectados a la red.

Para casos de consumos grandes de energía reactiva, mayores al 50% de la energía activa, el exceso se liquida como energía activa.

Durante todo el periodo tarifario, aquellos activos reportados como de conexión al STN, o a los STR y SDL, mantienen esa característica por todo el periodo tarifario.

## **2.3 LA GENERACIÓN**

A continuación se describe el comportamiento de algunas variables correspondientes a la operación de las plantas de generación del sistema de interconexión nacional durante el año 2002, entre las variables se destacan disponibilidad del parque de generación, recursos energéticos, así como participación de las diferentes plantas en la generación de energía eléctrica.

### **2.3.1 Capacidad Instalada**

La capacidad efectiva neta instalada del sistema de interconexión nacional a diciembre 31 de 2002 era de 13,469.5 MW de los cuales 13,176 MW (97.8%) son despachados centralmente y 293 MW (2.2%) sin despacho central.

La capacidad efectiva neta despachada centralmente corresponde a 13,176 MW de los cuales 8,810 MW (66.9%) corresponden a plantas hidráulicas, 3,676 MW (27.9%) a plantas que operan con gas natural y 690 MW (5.2%) a plantas que operan con carbón mineral.

La capacidad efectiva neta de plantas que no son despachadas centralmente es de 293.5 MW, de esta capacidad 226.4 MW (77.1%) corresponden a plantas hidráulicas, 67.1 MW (22.9%) a autogeneradores, cogeneradores y una planta a gas natural.



### 2.3.2 Disponibilidad de plantas de generación

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía en el año 2002 fue de 11,884.3 MW, de los cuales 11,702.1 MW corresponden a plantas con despacho central y 182.2 MW a plantas sin despacho central.

La disponibilidad promedio diaria de plantas hidráulicas fue de 7,738.2 MW, así mismo, las plantas térmicas tuvieron una disponibilidad promedio diaria de 3,963.8 MW.

La disponibilidad mínima mensual en el año 2002 fue de 11,522.6 MW la cual ocurrió en el mes de noviembre de 2002 y la máxima fue de 12,471.6 MW ocurrida en el mes de diciembre de 2002.

### 2.3.3 Disponibilidad de recursos hídricos

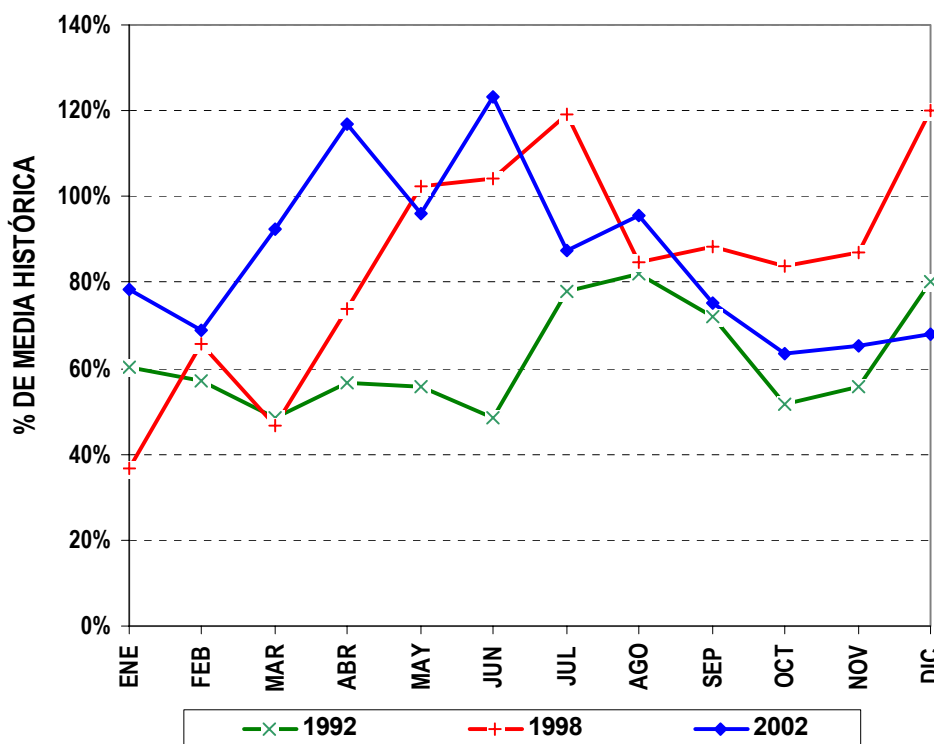
El total de aportes medios históricos en el año 2002 fue de 46,494.33 GWh, siendo los meses de febrero y julio los que presentaron el menor y mayor nivel de aportes medios (1,860.9 GWh y 5,423.1 GWh) respectivamente.

En la Gráfica 2-8 se presenta el nivel de aportes correspondientes a la media histórica presentada para los años 1992, 1998 y 2002, como se observa los aportes del año 2002 presentaron niveles superiores a los presentados en 1992 y 1998.

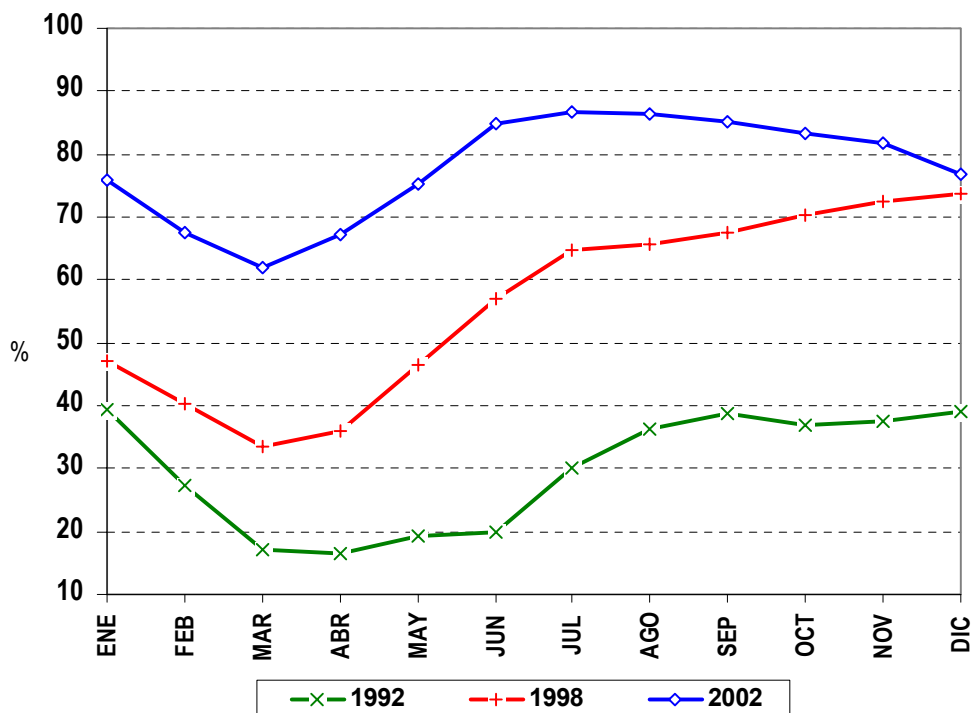
El nivel del embalse agregado al finalizar el mes de diciembre de 2002 fue de 76.7% de su capacidad máxima (15,892 GWh). En los meses de marzo y julio se presentaron los niveles mínimo y máximo del embalse con 61.9% y 86.8% de su capacidad total<sup>5</sup>. En la Gráfica 2-9 se presenta la evolución de los embalses para los años 1992, 1998 en los cuales ocurrieron los fenómenos tipo El Niño y el comportamiento presentado en el año 2002, el cual al finalizar el mes de diciembre presentó un nivel similar al presentado en el año de 1998.

Los vertimientos presentados en los diferentes embalses del sistema totalizaron 2,526.2 GWh (2,463.2 millones de m<sup>3</sup>), siendo el embalse de Betania el que presentó mayores vertimientos.

<sup>5</sup> En los meses de marzo y julio la capacidad máxima del embalse era de 16,376.87 GWh



Gráfica 2-8. Evolución de los aportes hídricos



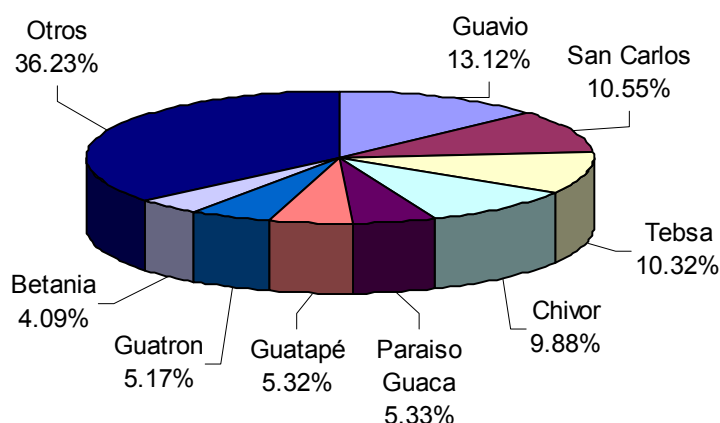
Gráfica 2-9. Evolución del embalse agregado

### 2.3.4 Generación de energía eléctrica

En el sistema de interconexión nacional en el año 2002 se generaron 45,242.3 GWh, de los cuales el 74.6% con recursos hídricos, 17.6% con plantas que operan con gas natural, 4.4% por plantas que operan con base en carbón mineral, y el restante 3.4% con plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. Esta generación fue 4.8% superior a la presentada en el año 2001.

La planta que presentó el mayor aporte a la generación de energía eléctrica en el 2002 fue Guavio la cual generó un 13.1% de la generación del sistema, seguida de las plantas de San Carlos con 10.6% y Tebsa con 10.3%. De la generación presentada por estas plantas solo Tebsa generó gran parte de la energía a través de restricciones, mientras que las otras plantas lo hicieron por orden de mérito.

En la Gráfica 2-10 se aprecia las plantas que principalmente generaron en el año 2002.

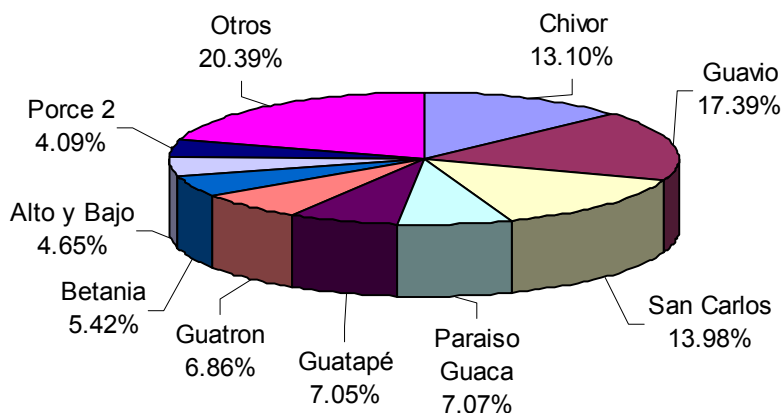


**Gráfica 2-10. Generación por planta**

#### 2.3.4.1 Hidráulicas

La generación de energía con recursos hidráulicos fue de 33747.9 GWh, la planta que más generó con recursos hidráulicos fue la planta de Guavio con 17.4%, seguida de las plantas de San Carlos y Chivor con 14% y 13.1% de la generación hidráulica respectivamente. Gran parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito.

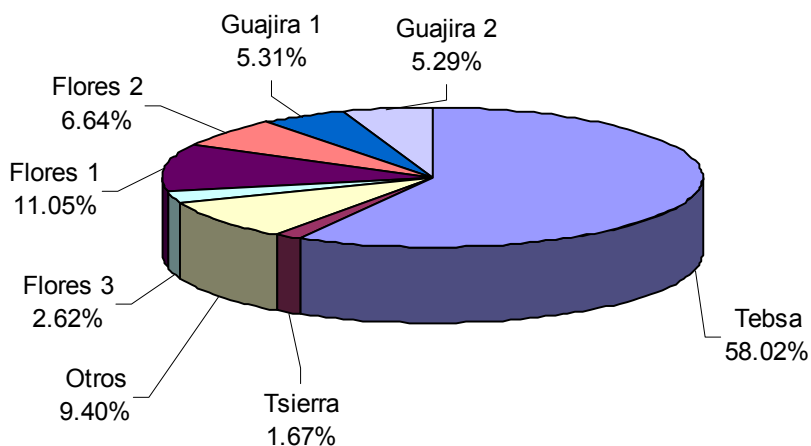
En la Gráfica 2-11 se presenta el porcentaje de generación de las diferentes plantas de generación hidráulica.



**Gráfica 2-11. Participación de plantas en la generación que operan con recursos hídricos en el 2002**

#### 2.3.4.2 Gas natural

Durante el año 2002, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural fue de 7,955.7 GWh, de los cuales el 58.0% fue atendido por la planta de Tebsa, el 11.05% por la planta Flores 1 y el 6.6% por la planta Flores 2. En la Gráfica 2-12 se aprecia el porcentaje de participación en la generación realizada por diferentes plantas que operan con gas natural.

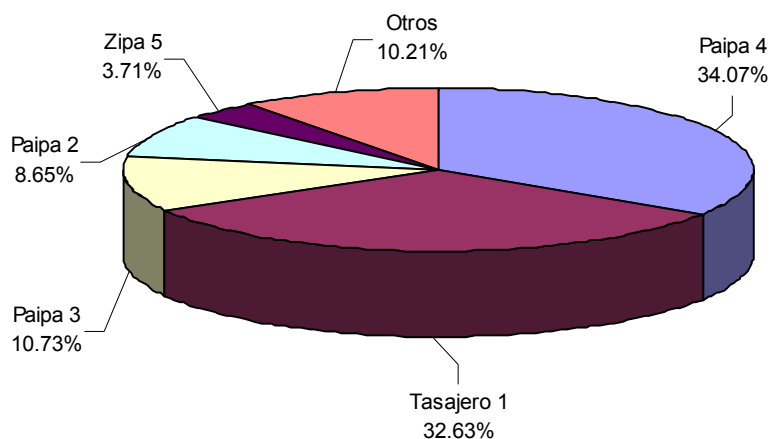


**Gráfica 2-12. Participación de las principales plantas de generación que operan con gas natural en el 2002**

#### 2.3.4.3 Carbón mineral

En el año 2002, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 1,982.9 GWh de los cuales el 34.1% fue realizado por Paipa 4, el

32.6% por la planta de Tasajero y el 10.7% por la planta de Paipa 3. En la Gráfica 2-13 puede observarse la participación de las diferentes plantas de generación que operan con carbón mineral.



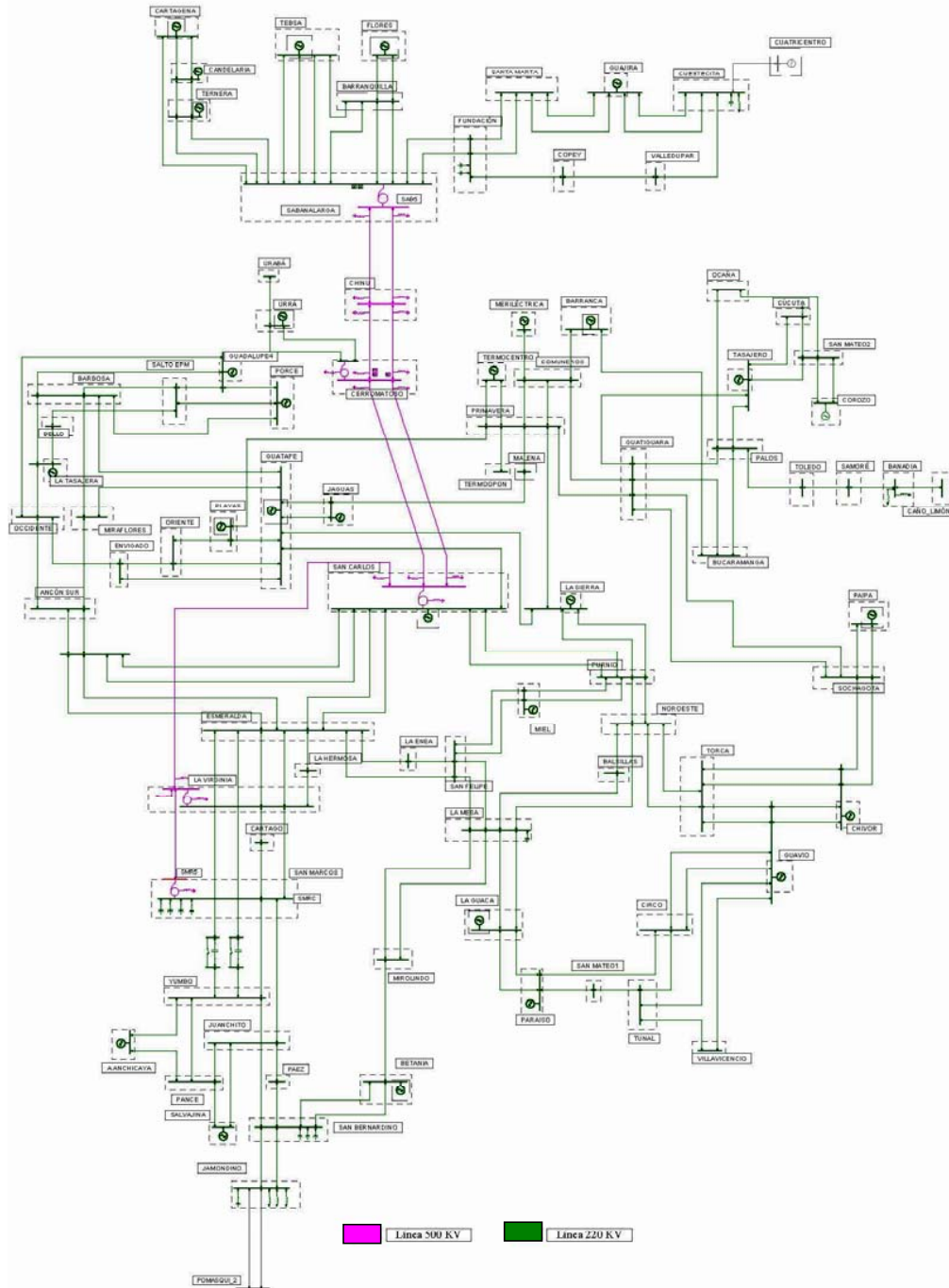
**Gráfica 2-13. Participación de las plantas de generación que operan con carbón mineral en el 2002**

El mayor porcentaje de la generación de carbón correspondió a plantas que despacharon por orden de mérito.

## 2.4 LA TRANSMISIÓN

### 2.4.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente y que se presenta en la Gráfica 2-14, está constituido por 10999 km de red a 230 kV y por 1449 km de red a 500 kV, de la cual ISA es propietario del 72.6%. La capacidad de transformación del STN es del orden de 3960 MVA y la capacidad de transformación en los puntos de conexión de los Operadores de Red con el STN es de 12031 MVA.



**Gráfica 2-14. Diagrama Unifilar del STN**

## 2.4.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

En la Tabla 2-1 se presentan los proyectos de transmisión que entraron en operación durante el año 2002 y el primer semestre del año 2003.

| Nombre Proyecto          | Agente | Descripción                                                                                                  | Fecha Entrada |
|--------------------------|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| Variante Guatapé - Ancón | ISA    | Doble circuito a 230 kV entre la S/E Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón Sur o San Carlos - Esmeralda.   | 18/11/2002    |
| Jamondino - Pomasqui     | ISA    | Interconexión Internacional. Doble circuito a 230 kV entre la S/E Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador). | 01/03/2003    |

**Tabla 2-1. Expansión del Sistema de Transmisión Ejecutada**

Adicionalmente, los puntos de conexión que fueron aprobados por la UPME se presentan en la Tabla 2-2 .

| Punto de Conexión  | Tipo de Proyecto          | Descripción                                                                                                                              | Propietario Punto de Conexión | Fecha Concepto |
|--------------------|---------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------|
| S/E Chorodó 44 kV  | Generación                | Conexión de la planta hidroeléctrica La Herradura 20.4 MW                                                                                | EADE                          | 19/07/2002     |
| S/E Chorodó 44 kV  | Generación                | Conexión de la planta hidroeléctrica La Vuelta 11.9 MW                                                                                   | EADE                          | 19/07/2002     |
| S/E Porce 230 kV   | Generación                | Ampliación de la capacidad de la planta hidroeléctrica Porce en 12 MW.                                                                   | EEPPM                         | 19/07/2002     |
| S/E Miel 230 kV    | Generación                | Ampliación de la capacidad de la planta hidroeléctrica Miel en 21 MW.                                                                    | ISA                           | 13/08/2002     |
| S/E Guatapé 230 kV | Confiabilidad del STN.    | Variante en doble circuito 230 kV con longitud de 13.2 km entre la S/E Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón o San Carlos - Esmeralda. | EEPPM                         | 13/08/2002     |
| S/E Tunal 230 Kv   | Confiabilidad área Bogotá | Conexión del tercer transformador Tunal 230/115 kV - 168 MVA                                                                             | EEB                           | 14/03/2003     |
| S/E Canoas 115 kV  | Generación                | Conexión de la planta hidroeléctrica Charquito 19.4 MW                                                                                   | CODENSA                       | 27/06/2003     |
| S/E Salto 2 115 kV | Generación                | Conexión de la planta hidroeléctrica San Antonio 19.4 MW                                                                                 | CODENSA                       | 27/06/2003     |

**Tabla 2-2. Nuevos puntos de conexión aprobados por la UPME**

### 2.4.3 Inventario de Activos del STN

De acuerdo con el contenido del Inventario de activos del STN, la longitud total de los circuitos del sistema alcanza los 12448 km, siendo Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca los propietarios mayoritarios de la red. En lo que corresponde a subestaciones, se cuenta con 86 subestaciones del STN (incluyendo los patios de 500 kV); de éstas 22 tienen configuración barraje principal y transferencia, 14 están configuradas como Interruptor y medio y 12 son barra sencilla, entre las más abundantes a nivel de 230 kV, mientras que las 4 subestaciones del sistema de 500 kV son de configuración Interruptor y medio.

La Tabla 2-3 presenta el contenido simplificado del Inventario de Activos del STN.

| Empresa      | Longitud circuitos del STN (km) |               |                | Porcentaje de participación (%) | No. Subestaciones |
|--------------|---------------------------------|---------------|----------------|---------------------------------|-------------------|
|              | 230 kV                          | 500 kV        | Total empresa  |                                 |                   |
| Distasa      | 30.5                            |               | 30.5           | 0.25                            | 1                 |
| Transelca    | 1417.1                          |               | 1417.1         | 11.38                           | 12                |
| Epsa         | 273.2                           |               | 273.2          | 2.19                            | 5                 |
| Epm          | 798.3                           |               | 798.3          | 6.41                            | 13                |
| Eeb          | 690.8                           |               | 690.8          | 5.55                            | 8                 |
| Isa          | 7583.3                          | 1449.4        | 9032.7         | 72.56                           | 40                |
| Essa         | 206.2                           |               | 206.2          | 1.66                            | 3                 |
| Cens         |                                 |               |                |                                 | 1                 |
| Chb          |                                 |               |                |                                 | 1                 |
| Corelca      |                                 |               |                |                                 | 1                 |
| Ebsa         |                                 |               |                |                                 | 1                 |
| <b>Total</b> | <b>10999.4</b>                  | <b>1449.4</b> | <b>12448.8</b> |                                 | <b>86</b>         |

**Tabla 2-3. Resumen del contenido del Inventario de Activos del STN**

### 2.4.4 Ingreso regulado del STN

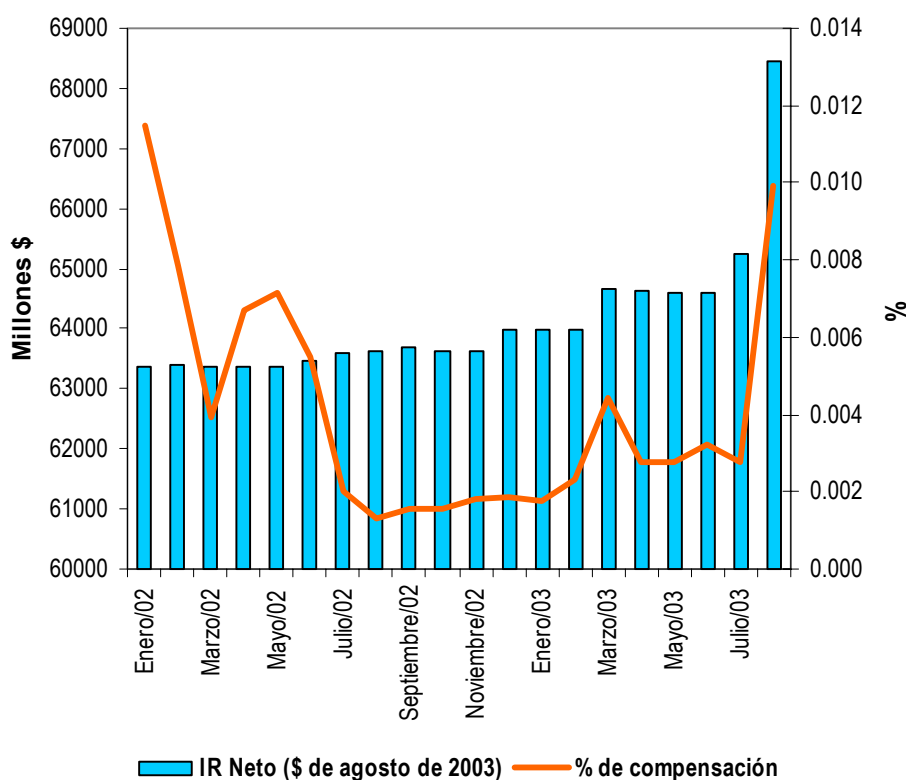
Por concepto del Ingreso Regulado del STN para el año 2002, se pagaron 762,5 miles de millones de pesos de Agosto de 2003. Estos se cancelaron en mensualidades que promediaron los 63,5 miles de millones de pesos, de los cuales el 100% corrió a cargo de las empresas de comercialización.

La Gráfica 2-15 muestra el flujo del Ingreso Regulado neto<sup>6</sup> por concepto del STN y la variación mensual de la compensación a causa de la indisponibilidad de activos del STN.

Adicionalmente, de la gráfica se puede observar que el nivel de compensaciones por indisponibilidad de activos del STN no supera el 0.014 % del Ingreso Regulado. La

<sup>6</sup> Descontando las compensaciones por indisponibilidad de activos, conforme a las normas de calidad del STN.

Tabla 2-4 muestra la proporción en que este ingreso se cancela a favor de los transmisores nacionales.



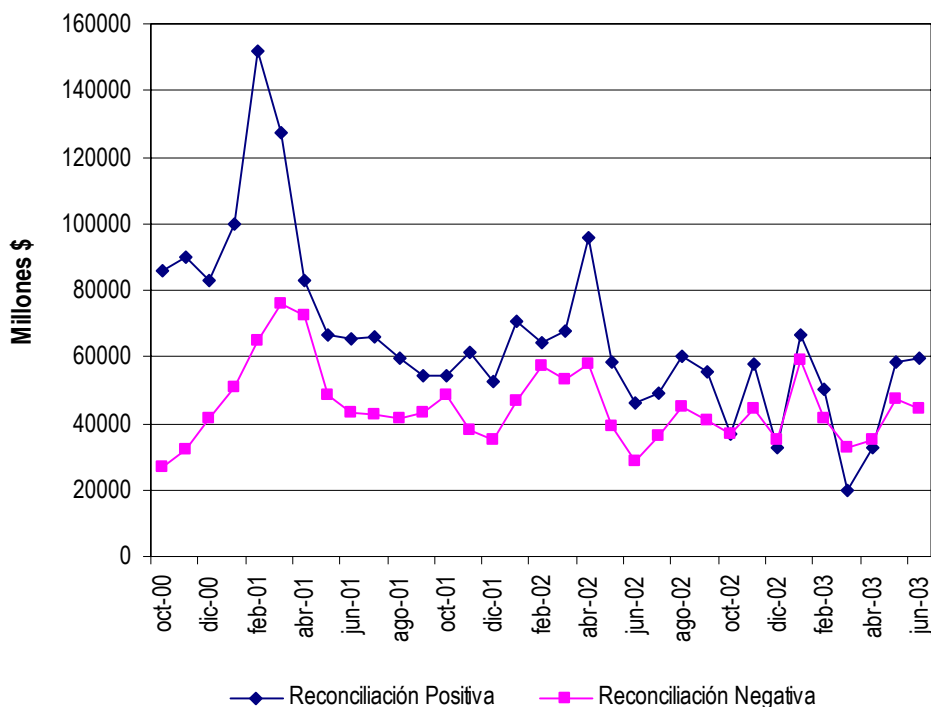
**Gráfica 2-15. Ingreso Regulado del STN y porcentaje de compensación**

| Agente Transmisor Nacional | Porcentaje de Participación |
|----------------------------|-----------------------------|
| CENS                       | 0.2                         |
| CHB                        | 0.3                         |
| CORELCA                    | 0.3                         |
| DISTASA                    | 0.4                         |
| EBSA                       | 0.2                         |
| EEB                        | 7.3                         |
| EEPPM                      | 7.9                         |
| EPSA                       | 3.1                         |
| ESSA                       | 1.5                         |
| ISA                        | 68.5                        |
| TRANSELCA                  | 10.3                        |

**Tabla 2-4 . Participación de los transmisores en el ingreso del STN**

## 2.4.5 Reconciliaciones

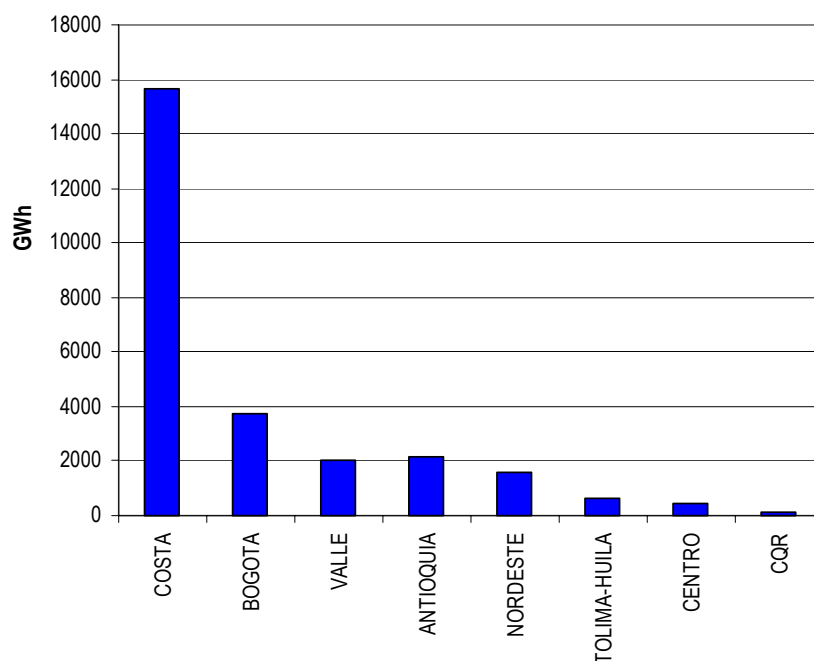
En la Gráfica 2-16 se muestra el valor total, en millones de pesos, de las reconciliaciones negativas y positivas, en el cual se observa el impacto que la regulación, Resolución 034 de 2001, y la disminución de los atentados contra la infraestructura han tenido en los sobrecostos operativos.



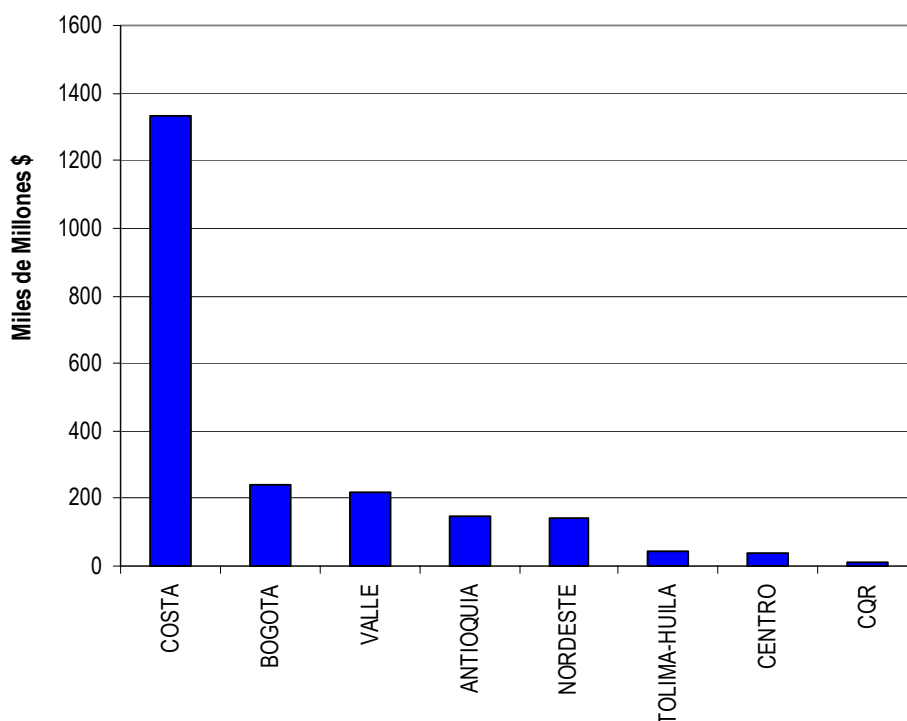
**Gráfica 2-16. Evolución del costo de las reconciliaciones**

### 2.4.5.1 Reconciliaciones Positivas

La Gráfica 2-17 y Gráfica 2-18 presentan el agregado desde Octubre de 2000 hasta Junio de 2003, en términos de la energía y costos de las reconciliaciones positivas para cada una de las áreas del sistema. En general, se observa que el área de la Costa es la más representativa en lo que se refiere a las reconciliaciones positivas seguida por las áreas de Bogotá y Valle.



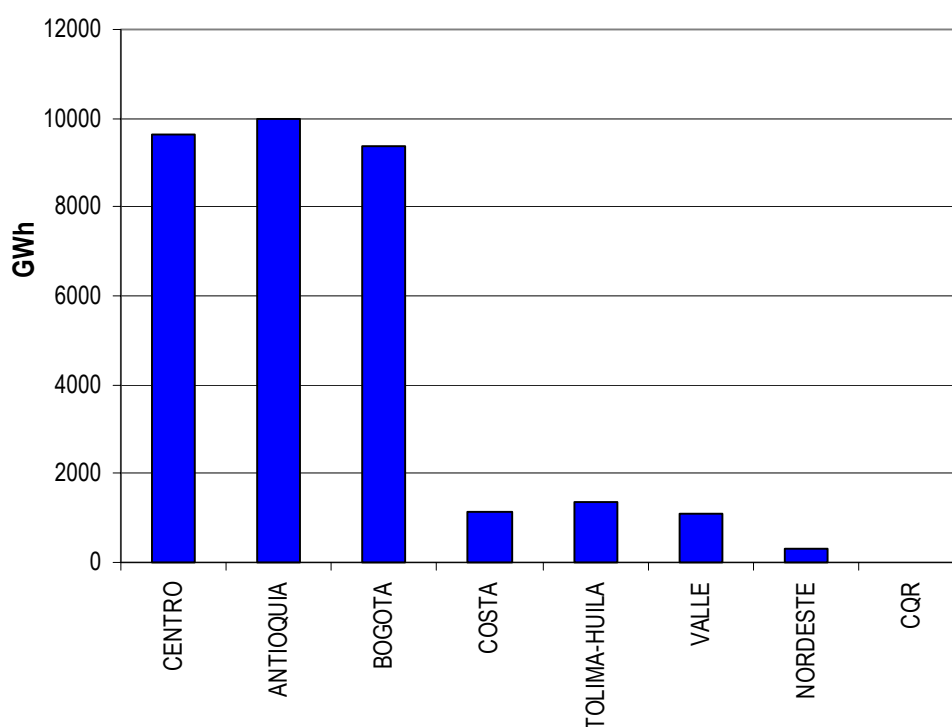
**Gráfica 2-17. Agregado por área de las reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00 – Junio/03 (GWh)**



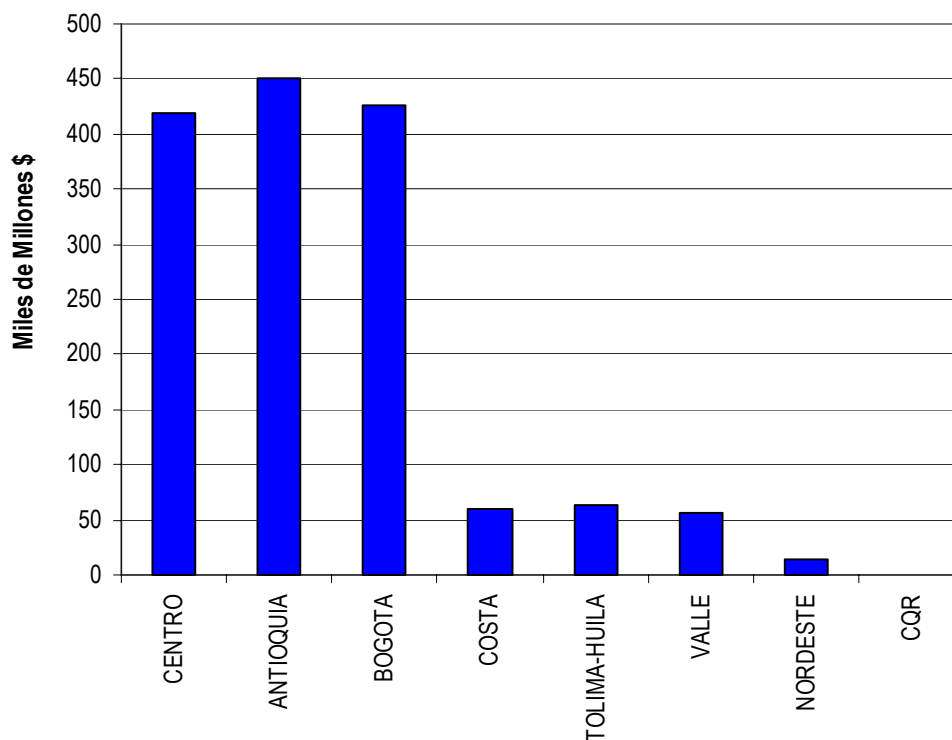
**Gráfica 2-18. Agregado por área de la participación en el costo por reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00 – Junio/03**

#### 2.4.5.2 Reconciliaciones Negativas

La Gráfica 2-19 y Gráfica 2-20 presentan el agregado desde Octubre de 2000 hasta Junio de 2003, en términos de la energía y costos de las reconciliaciones negativas para cada una de las áreas del sistema. Se observa que la generación desplazada por las plantas que reconciliaron positivamente, corresponde aproximadamente a un 80% a las zonas de generación de Bogotá, Antioquia y Centro.

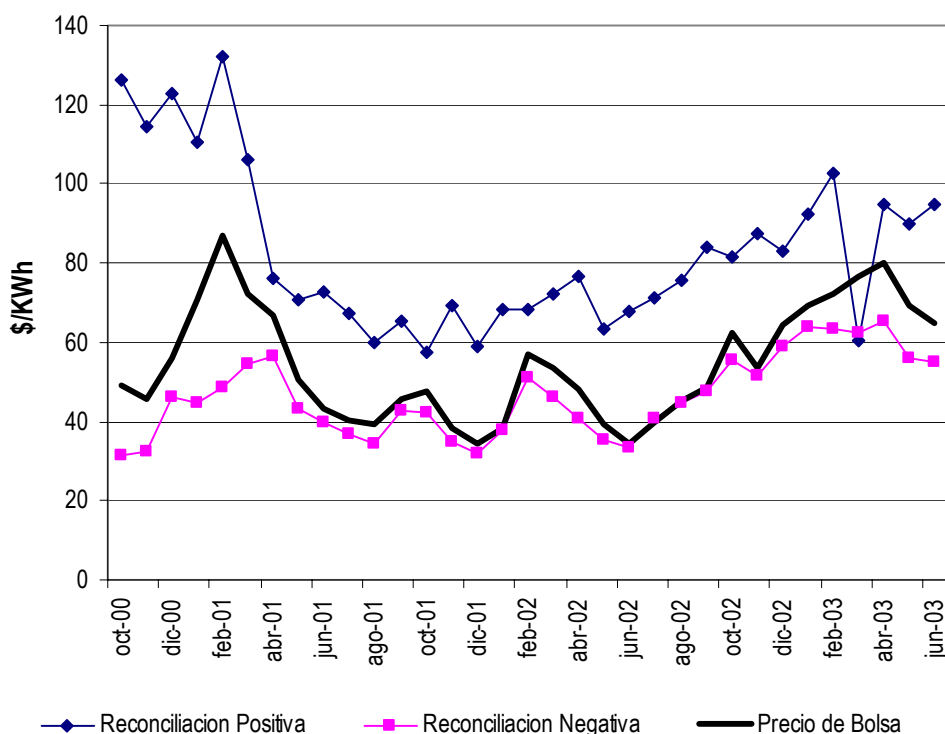


**Gráfica 2-19. Agregado por área de las reconciliaciones negativas en el período Octubre/00 – Junio/03 (GWh)**



**Gráfica 2-20. Agregado por área del costo por reconciliaciones negativas en el período Octubre/00 – Junio/03**

En la Gráfica 2-21 se presentan los precios promedio mensual de kilovatio-hora ofrecido por los generadores que atienden energía forzada, por los generadores desplazados del despacho ideal y el precio de bolsa promedio mes.

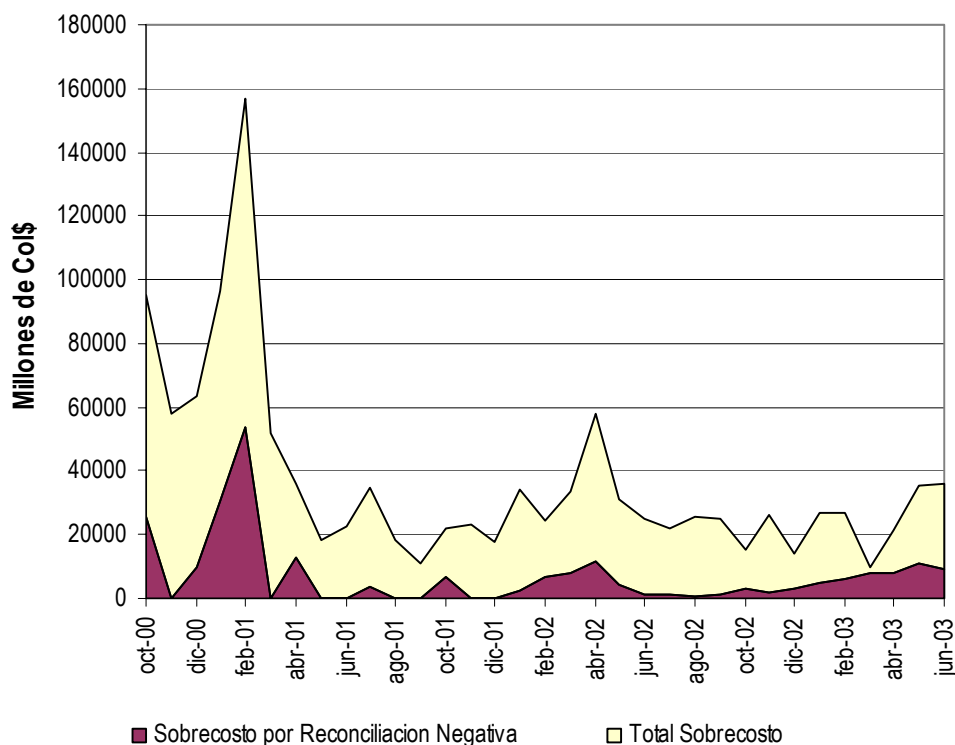


**Gráfica 2-21. Costo Unitario de las reconciliaciones Negativas**

#### 2.4.6 Sobrecostos Operativos

La Gráfica 2-22 muestra el sobrecosto mensual de la operación del sistema para el periodo Octubre de 2000 hasta Junio de 2003. Este sobrecosto tiene dos componentes, la primera de ellas está relacionada con la diferencia de costo de las generaciones forzadas fuera de mérito y el precio de bolsa. La segunda componente está asociada con el costo que se paga por la energía desplazada del despacho ideal.

En la Gráfica 2-22 se muestra el impacto que tuvo la entrada en vigencia de la resolución CREG 034 de 2001 en la disminución del sobrecosto operativo.



**Gráfica 2-22. Composición del sobre costo de operación total**

## 2.5 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2002

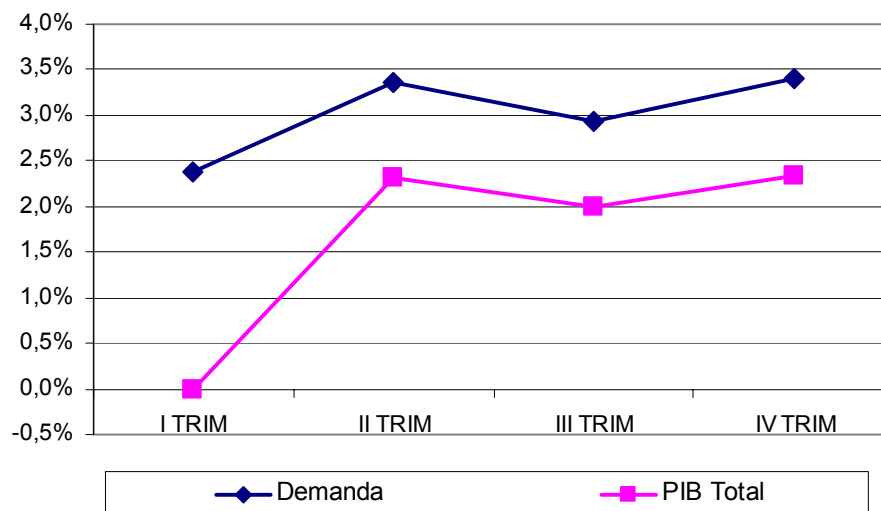
Para el año 2002 la demanda de energía eléctrica presentó un valor acumulado de 44511GWh/año, valor que representa un crecimiento de 3,02% con respecto al año 2001. La Tabla 2-5 muestra la demanda mensual de energía eléctrica para el año 2002.

| Mes        | Energía (GWh/mes) |
|------------|-------------------|
| Enero      | 3640              |
| Febrero    | 3440              |
| Marzo      | 3672              |
| Abril      | 3654              |
| Mayo       | 3789              |
| Junio      | 3575              |
| Julio      | 3740              |
| Agosto     | 3804              |
| Septiembre | 3729              |
| Octubre    | 3863              |
| Noviembre  | 3729              |
| Diciembre  | 3876              |
| Total      | 44511             |

Fuente: CND

**Tabla 2-5 Demanda mensual de Energía Eléctrica 2002**

Al analizar la evolución de la demanda de energía a lo largo del 2002, se observa una tendencia de comportamiento muy afín al de la economía, tal como se muestra en la Gráfica 2-23, lo que permite suponer que se mantiene una elasticidad PIB – Demanda fuerte, tal y como se ha venido dando en los últimos años.

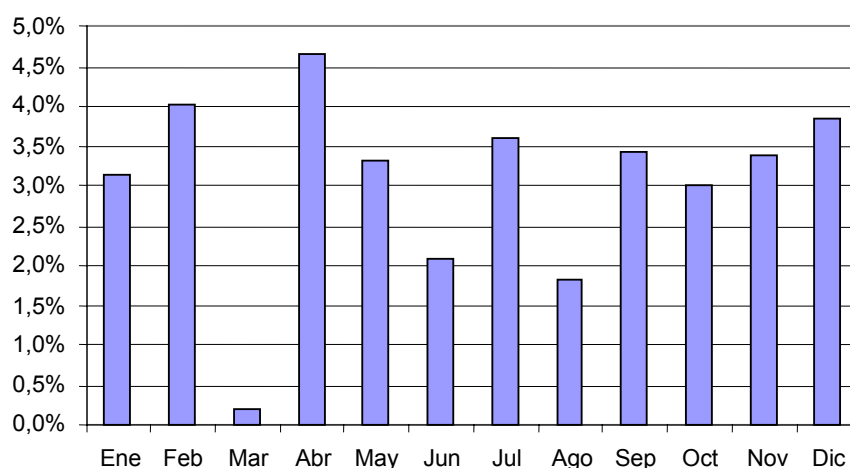


**Gráfica 2-23 Evolución de la demanda vs el PIB**

Del seguimiento mes a mes a la demanda, que se muestra en la Gráfica 2-24, se observa lo siguiente:

En el mes de marzo, se aprecia un crecimiento de menos del 0.3% con respecto a marzo del año 2001, mientras que en abril presentó un crecimiento del 4.6%, la razón de estos crecimientos se explica por la festividades de Semana Santa, que se presentó en el mes de marzo para el 2002 mientras que para el año 2001 esta festividad ocurrió en el mes de abril.

En el caso del mes de Junio se aprecia un crecimiento bajo, que al compararlo con los registros históricos de los últimos cuatro años, permite deducir que esta es una característica propia de nuestro país, que se puede explicar por los ciclos de vacaciones laborales y escolares.



**Gráfica 2-24 Seguimiento a la demanda de energía eléctrica en 2002**

La fuerte correlación entre PIB y la demanda de energía permite suponer que la disminución en el crecimiento económico en el tercer semestre incidió en el bajo crecimiento de la demanda presentado en el mes de agosto.

En el mes de diciembre se aprecia un alto crecimiento con respecto al mismo mes del año 2001, 3.8%. Se presume que esto es producto del Fenómeno del Niño, el cual comenzó su aparición en ese mes, pues las oleadas de calor y la disminución de las lluvias, tienen un efecto directo sobre el consumo de energía eléctrica para satisfacer necesidades de: acondicionamiento de espacios, intensificándose el uso de aire acondicionado y ventiladores especialmente en los sectores residencial y comercial, y bombeo de agua para riego requerido en el sector agrícola.

Respecto a la demanda de potencia, la demanda máxima fue de 8077 MW como se puede apreciar en la Tabla 2-6. Esta ocurrió el día 12 de Diciembre en el periodo 20 (8:00 p.m.), guardando similitud con lo ocurrido en el año 2001.

El crecimiento en la demanda de potencia para el año 2002, con respecto a la del año 2001 fue de 3.7%, crecimiento proporcional al crecimiento de la demanda de energía eléctrica (3.02%) y muy cercano al crecimiento que tuvo el Producto Interno Bruto para el último trimestre del año 2002 (3.4%).



| Mes        | Potencia MW | Periodo | Fecha  | Día       |
|------------|-------------|---------|--------|-----------|
| Enero      | 7240        | 20      | 28-ene | Lunes     |
| Febrero    | 7440        | 20      | 14-feb | Jueves    |
| Marzo      | 7381        | 20      | 18-mar | Lunes     |
| Abril      | 7377        | 20      | 29-abr | Lunes     |
| Mayo       | 7479        | 20      | 15-may | Miercoles |
| Junio      | 7311        | 20      | 12-jun | Miercoles |
| Julio      | 7367        | 20      | 23-jul | Martes    |
| Agosto     | 7436        | 20      | 21-ago | Miercoles |
| Septiembre | 7448        | 20      | 23-sep | Lunes     |
| Octubre    | 7492        | 19      | 17-oct | Jueves    |
| Noviembre  | 7679        | 19      | 21-nov | Jueves    |
| Diciembre  | 8077        | 20      | 12-dic | Jueves    |
| Maxima Año | 8077        | 20      | 12-dic | Jueves    |

Fuente: CND

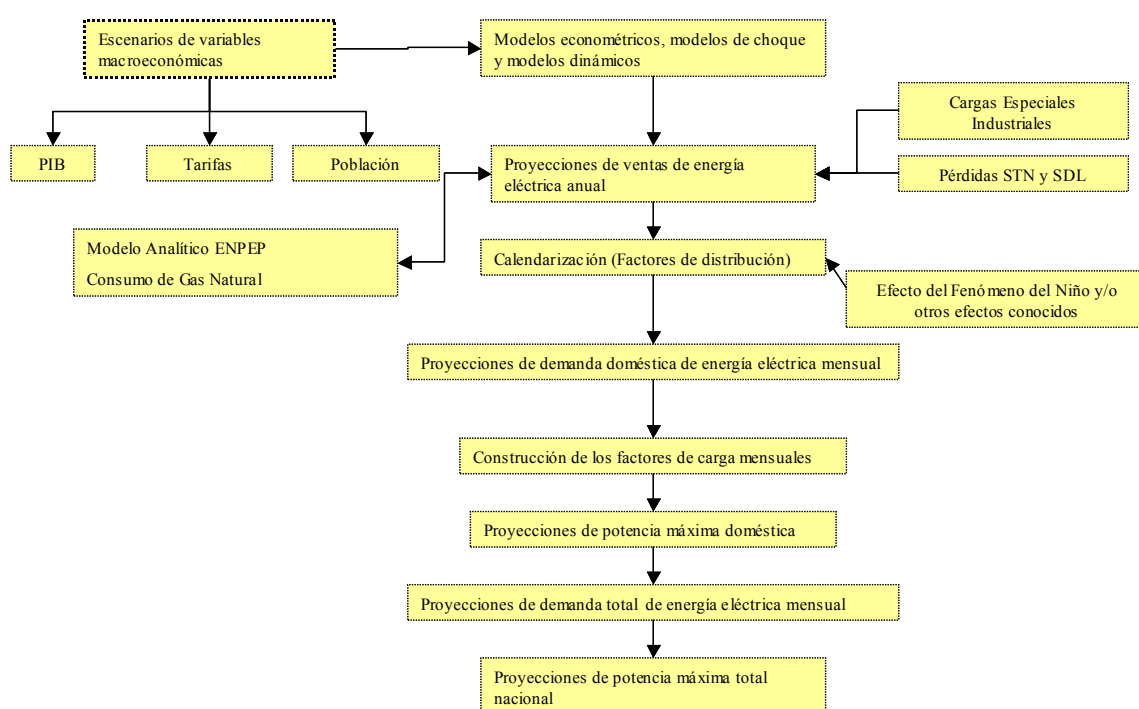
**Tabla 2-6 Comportamiento de la demanda de potencia 2002**

### 3 PROYECCIONES DE DEMANDA DOMESTICA<sup>7</sup> DE ENERGÍA ELECTRICA Y POTENCIA.

A continuación se presenta la metodología implementada para la elaboración de las proyecciones.

#### 3.1 METODOLOGÍA

La metodología de proyección de la demanda doméstica nacional y potencia es la siguiente:



**Gráfica 3-1. Metodología de Proyección**

La información macroeconómica (PIB) es el pilar de las proyecciones realizadas, además de la información referente a tarifas y proyección de población<sup>8</sup>, con esta información se corren los modelos con que cuenta la Unidad, los cuales son de índole econométrico con series de tiempo históricas desde 1970; se utilizan además modelos de choque que permiten simular inversiones importantes a nivel regional y

<sup>7</sup> Demanda total Doméstica: Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del SIN. De acuerdo a Resolución CREG 004 de 2003.

<sup>8</sup> Información proveniente del DANE

por último se emplean modelos de tipo dinámico con el fin de observar otros efectos como el del racionamiento.

Los modelos dan como resultado ventas domésticas de energía eléctrica, por lo tanto es necesario agregar de manera exógena las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Luego se adiciona la demanda de cargas industriales especiales tales como OXI, Intercor y Cerromatoso, de forma que se obtenga el total de demanda doméstica y otros efectos conocidos

A partir de las proyecciones anuales de demanda de energía se procede a su mensualización para lo cual se emplea una metodología basada en modelos Arima y Pronóstico Condicionado Optimo.

Con la demanda doméstica de energía eléctrica mensualizada, se aplican los factores de carga correspondientes a cada mes, que tienen en cuenta lo ocurrido en los tres últimos años, obteniendo como resultado los valores de potencia máxima mensual doméstica, que a su vez generan los valores de potencia máxima anual.

### 3.2 SUPUESTOS MARZO DE 2003

A continuación se presentan los supuestos empleados para revisión de los escenarios llevado a cabo en el mes de marzo de 2003.

#### 3.2.1 Evolución del PIB

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de la variable económica Producto Interno Bruto, PIB, responden a la actualización nacional de ésta variable realizada por el Departamento Nacional de Planeación<sup>9</sup>, los cuales difieren de los empleados en el mes de noviembre de 2002.

La Tabla 3-1 presenta los valores de PIB empleados en la revisión de los presentes proyecciones de energía eléctrica.

| Año  | ESCENARIO |       |      |
|------|-----------|-------|------|
|      | Alto      | Medio | Bajo |
| 2002 | 1,6%      | 1,6%  | 1,6% |
| 2003 | 3,0%      | 2,0%  | 1,6% |
| 2004 | 3,8%      | 3,3%  | 2,0% |
| 2005 | 4,0%      | 3,7%  | 2,2% |
| 2006 | 4,5%      | 3,9%  | 2,4% |
| 2007 | 5,0%      | 4,0%  | 2,5% |
| 2008 | 5,4%      | 4,0%  | 2,6% |
| 2009 | 5,8%      | 4,0%  | 2,7% |
| 2010 | 6,0%      | 4,0%  | 3,0% |
| 2011 | 5,5%      | 4,0%  | 3,0% |

**Tabla 3-1. Escenarios del PIB**

<sup>9</sup> Documento Indicadores líderes



La diferencia entre los valores de PIB utilizados para las proyecciones de demanda del mes de noviembre de 2002 con respecto a los usados en la actualización de marzo de 2003, radica en la disminución en las expectativas de crecimiento económico. Así, para el año 2003 se estaba esperando un crecimiento del 2.5% en el escenario medio, el cual después de ser reevaluado por la entidad pertinente, se proyecta en 2.0%. Esta situación, llevó a la construcción de nuevos escenarios de PIB a largo plazo, que mantienen coherencia conceptual con los empleados en noviembre de 2002.

### 3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional, obedecen al análisis del comportamiento histórico de las mismas, el cual ha sido de 2,42% del total de las ventas de energía eléctrica proyectadas, valor que se mantiene a lo largo del horizonte de proyección.

### 3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponden al agregado de pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan a este nivel de tensión.

Se construyó un único escenario de pérdidas que se conserva en todos los escenarios de proyección. Este escenario fue construido con base en información histórica, datos suministrados por algunos operadores de red y cálculos realizados a partir del Balance Eléctrico Nacional.

| Año  | Porcentaje de pérdidas |
|------|------------------------|
| 2002 | 24.2%                  |
| 2003 | 23.7%                  |
| 2004 | 23.1%                  |
| 2005 | 22.6%                  |
| 2006 | 22.1%                  |
| 2007 | 21.6%                  |
| 2008 | 21.1%                  |
| 2009 | 20.6%                  |
| 2010 | 20.2%                  |
| 2011 | 19.7%                  |

**Tabla 3-2 . Porcentaje de Pérdidas**

Se proyecta una conservadora disminución anual de las mismas de acuerdo con las condiciones económicas actuales, las cuales permiten presumir una limitación importante en inversiones para la recuperación de pérdidas no técnicas, especialmente en los operadores de red que presentan mayores niveles de pérdidas y a su vez mayores déficit financieros.

Los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados a los valores de ventas que arrojan los modelos de proyección y los valores resultantes son considerados como demanda recuperada, es decir, pasan a ser parte de las ventas con un rezago de un año, de esta manera se está considerando que la recuperación de pérdidas del sistema de distribución se realiza principalmente sobre las pérdidas no técnicas.

| AÑO  | Esc. Alto<br>GWh/año | Esc. Medio<br>GWh/año | Esc. Bajo<br>GWh/año |
|------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| 2003 | 185.1                | 184.6                 | 185.1                |
| 2004 | 380.9                | 377.0                 | 352.2                |
| 2005 | 589.6                | 579.5                 | 550.6                |
| 2006 | 814.7                | 792.8                 | 755.4                |
| 2007 | 1059.9               | 1018.5                | 967.6                |
| 2008 | 1328.0               | 1256.9                | 1187.4               |
| 2009 | 1622.9               | 1509.0                | 1415.3               |
| 2010 | 1945.7               | 1775.9                | 1652.1               |
| 2011 | 2285.7               | 2058.8                | 1901.9               |

**Tabla 3-3 . Ventas recuperadas por disminución de pérdidas no técnicas**

Con el objeto de cuantificar la recuperación de pérdidas no técnicas a través del número de usuarios que esto significa, se optó por utilizar el consumo medio nacional para el año 2001 (166 kWh/mes).

| AÑO  | Esc. Alto<br>usuarios<br>nuevos | Esc. Medio<br>usuarios<br>nuevos | Esc. Bajo<br>usuarios<br>nuevos |
|------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| 2003 | 92941                           | 92680                            | 92941                           |
| 2004 | 191201                          | 189275                           | 176789                          |
| 2005 | 295990                          | 290889                           | 276416                          |
| 2006 | 409010                          | 397998                           | 379219                          |
| 2007 | 532072                          | 511300                           | 485758                          |
| 2008 | 666642                          | 630987                           | 596076                          |
| 2009 | 814695                          | 757554                           | 710499                          |
| 2010 | 976772                          | 891540                           | 829372                          |
| 2011 | 1147426                         | 1033528                          | 954773                          |

**Tabla 3-4 . Pérdidas no técnicas recuperadas expresadas en número de usuarios**

Suponiendo una tasa de crecimiento anual del 1,8% y un número promedio de cinco habitantes por usuario, entonces, se puede estimar que la cifra de usuarios del



escenario alto, implicarían mantener la cobertura cerca de los niveles actuales, es decir, un crecimiento vegetativo igual a la tasa de crecimiento de la población.

### 3.2.4 Programa de Sustitución

En cuanto al programa de Sustitución de Gas Natural del sector residencial, se considera que éste seguirá evolucionando de la manera como se ha proyectado y que si bien, algunos mercados nacionales ya alcanzan su límite de saturación, existen algunos en los cuales su desarrollo apenas comienza. Este supuesto se cumplía para revisar la consistencia de las proyecciones mediante el módulo analítico de proyección integrada de demanda ENPEP.

### 3.2.5 Cargas especiales

La revisión de los actuales consumos de las cargas especiales dentro de las que se encuentran OXI, Intercor y Cerromatoso, constituye el principal ajuste de los escenarios actuales versus los escenarios presentados en noviembre de 2002, con lo que la demanda por estas cargas se estima en 1916.6 Gwh/año para el horizonte de proyección distribuidos, así:

OXI: Presenta un incremento en su demanda de energía del SIN a partir del mes de enero del presente año, por lo tanto se considerarán un aumento de 394.2 GWh/año a 440.6 GWh/año<sup>10</sup> para el horizonte de proyección.

Cerromatoso: Presenta un incremento en la demanda de energía eléctrica, luego se considerarán 1320 GWh/año<sup>10</sup> para el ajuste de las cargas especiales para la presente revisión, aumentando en 240 GWh/año su consumo con respecto a lo proyectado en Noviembre del año 2002.

Intercor: Presenta un leve incremento en la demanda de energía eléctrica con respecto al esperado en la revisión del mes de noviembre de 2002 pasando a ser 156 GWh.

Las cargas especiales son sumadas a las proyecciones de manera exógena, dado que en principio son demandas constantes que no obedecen al crecimiento de la economía.

### 3.2.6 Fenómeno de El Niño

Los aspectos climáticos afectan de manera considerable la demanda de energía eléctrica del país. Es por ello, que las proyecciones contemplaron el llamado Fenómeno de El Niño, para el mes de Diciembre de 2002 y durante el periodo Enero – Abril de 2003.

El análisis realizado para cuantificar los efectos que fenómenos climatológicos como estos tiene sobre la demanda de energía eléctrica, se basó en la observación

---

<sup>10</sup> De acuerdo a comunicación con los agentes

histórica del periodo 1.997 – 1.998, durante el cual el país sufrió un evento similar pero con características menos drásticas, de acuerdo al IDEAM.

Se realizaron proyecciones basadas en series de tiempo que permitieron conocer lo que hubiera pasado con la demanda de energía eléctrica del verano 1.997 – 1.998 sin este fenómeno climatológico, con el fin de obtener el impacto real de El Niño sobre la demanda.

Con estas consideraciones, se obtuvieron los siguientes incrementos mensuales para el periodo 2002-2003:

| Factor |       |
|--------|-------|
| Dic-02 | 1.50% |
| Ene-03 | 1.60% |
| Feb-03 | 1.30% |
| Mar-03 | 1.10% |
| Abr-03 | 0.70% |

**Tabla 3-5. Impacto del fenómeno del Niño en la demanda 2002 – 2003**

Estos factores se adicionaron a la proyección de demanda de energía del mes correspondiente, para de esta manera, ajustar el escenario alto de proyección frente al fenómeno climático.

### 3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica.

| AÑO  | ESCENARIO ALTO<br>GWh/año |      | ESCENARIO MEDIO<br>GWh/año |      | ESCENARIO BAJO<br>GWh/año |      |
|------|---------------------------|------|----------------------------|------|---------------------------|------|
|      | DTD                       | Tasa | DTD                        | Tasa | DTD                       | Tasa |
| 2002 | 44511                     |      | 44511                      |      | 44511                     |      |
| 2003 | 46488                     | 4.4% | 46076                      | 3.5% | 45876                     | 3.1% |
| 2004 | 48224                     | 3.7% | 47592                      | 3.3% | 46971                     | 2.4% |
| 2005 | 50267                     | 4.2% | 49480                      | 4.0% | 48201                     | 2.6% |
| 2006 | 52604                     | 4.7% | 51516                      | 4.1% | 49538                     | 2.8% |
| 2007 | 55270                     | 5.1% | 53667                      | 4.2% | 50943                     | 2.8% |
| 2008 | 58255                     | 5.4% | 55894                      | 4.1% | 52420                     | 2.9% |
| 2009 | 61594                     | 5.7% | 58197                      | 4.1% | 53974                     | 3.0% |
| 2010 | 65225                     | 5.9% | 60582                      | 4.1% | 55703                     | 3.2% |
| 2011 | 68775                     | 5.4% | 63049                      | 4.1% | 57478                     | 3.2% |
| 2012 | 72519                     | 5.4% | 65618                      | 4.1% | 59311                     | 3.2% |

\* DTD= Demanda Total Domestica

**Tabla 3-6. Escenarios de proyección de demanda de energía**



Como se puede observar en la Tabla 3-6, las tasas de crecimiento de los escenarios medio y bajo de demanda de energía eléctrica, presentan una tendencia monótona ascendente, a diferencia de las tasas de crecimientos del escenario alto que presenta variación de sus tasas que se explica por el escenario de PIB seleccionado y el efecto que tiene el Fenómeno de El Niño en el corto plazo.

La Tabla 3-7 presenta la demanda de potencia máxima anual para la demanda total doméstica.

|      | ESCENARIO<br>ALTO | ESCENARIO<br>MEDIO | ESCENARIO<br>BAJO |
|------|-------------------|--------------------|-------------------|
|      | MW                | MW                 | MW                |
| 2002 | 8077              | 8077               | 8077              |
| 2003 | 8508              | 8436               | 8146              |
| 2004 | 8854              | 8738               | 8624              |
| 2005 | 9221              | 9076               | 8842              |
| 2006 | 9584              | 9386               | 9026              |
| 2007 | 10053             | 9761               | 9266              |
| 2008 | 10444             | 10020              | 9398              |
| 2009 | 11043             | 10434              | 9677              |
| 2010 | 11694             | 10862              | 9987              |
| 2011 | 12331             | 11304              | 10305             |

**Tabla 3-7. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica**



## **4 PROYECCIONES REGIONALES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA**

### **4.1 ANTECEDENTES**

El artículo 16 de la Ley Eléctrica (Ley 143/94) establece que la Unidad de Planeación Minero Energética deberá establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en las proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos.

Dadas las características de dinamismo y diversidad propias del sector energético y de cada una de las regiones del país, además de las proyecciones de demanda nacional por energético, la UPME ha identificado la necesidad de realizar pronósticos a escala regional y departamental, que contemplen sus estadísticas y evolución esperada de las variables demográficas, económicas y sectoriales, a fin de que dichas proyecciones sean consistentes con las expectativas de evolución de cada región o departamento.

Como una primera tarea, la UPME elaboró el estudio “Metodología para la actualización y proyección de variables y escenarios socioeconómicos departamentales” enfocado a la reconstrucción de las series nacional y departamental de PIB 1986 – 2001, junto con las proyecciones departamentales de PIB 2002 – 2020. De esta manera se obtuvo la variable explicativa de mayor relevancia en las proyecciones regionales ya que involucra la evolución más probable del desempeño económico.

En este marco la UPME planteó como importante tarea la elaboración de proyecciones regionales de demanda de electricidad con el fin de suplir las necesidades de los empresarios y entidades del sector eléctrico. Para cumplir este objetivo, desde agosto de 2002 la UPME ha contado con el apoyo del CND, teniendo en cuenta la experiencia de este último en el análisis y seguimiento de corto plazo de la demanda de electricidad del sector eléctrico.

Este capítulo, sin ser exhaustivo, presenta apartes de la metodología de proyección regional empleada y muestra los resultados de las proyecciones regionales de electricidad tanto en energía como en potencia. No obstante, se debe aclarar que los análisis eléctricos de este Plan de Expansión se basaron en los pronósticos de demanda de potencia del modelo nacional y no se efectuaron a partir de los pronósticos resultantes del ejercicio de regionalización, que al fin y al cabo, en el agregado, coinciden enteramente con los pronósticos del modelo nacional.



## 4.2 CRITERIOS DE REGIONALIZACIÓN

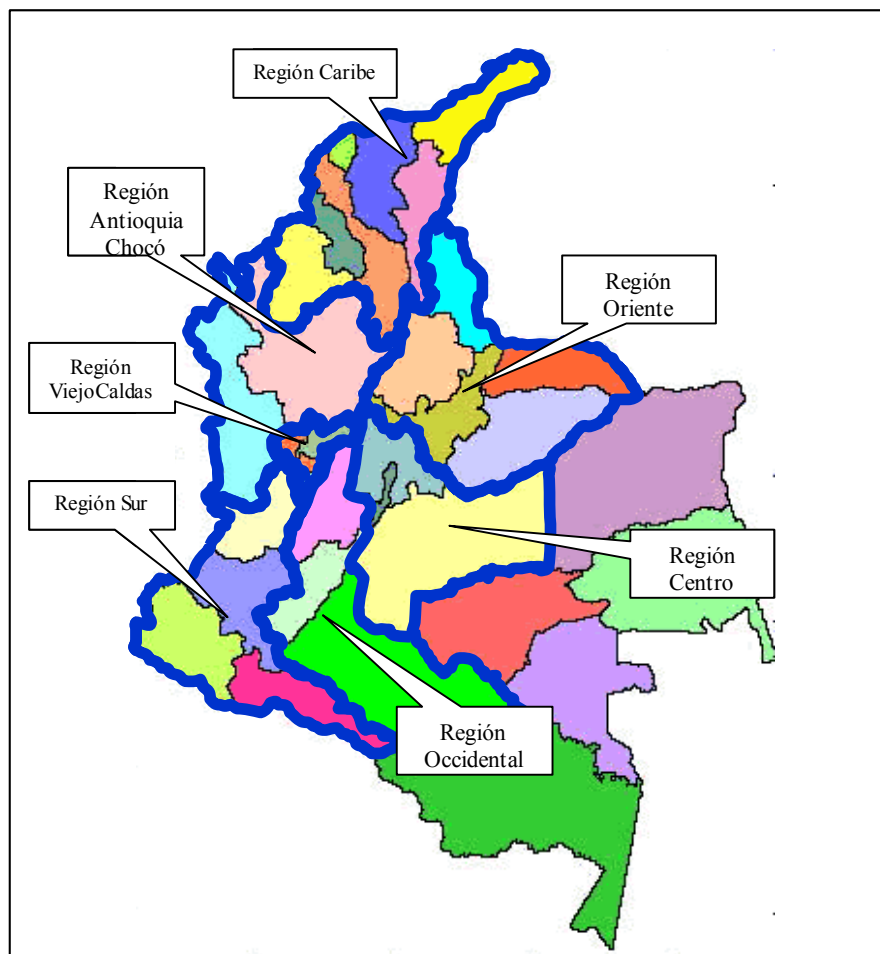
Los criterios empleados para agrupar los departamentos de una misma zona geográfica y construir los modelos regionales para la elaboración de las proyecciones de electricidad, responden básicamente a los siguientes aspectos:

Área de influencia de operadores de red: Se analizó la cobertura municipal de cada uno de los operadores de red para garantizar, en la medida de lo posible, no fraccionar mercados de comercialización.

Área de influencia de gas: Se observó la manera como está construida la red física de gas natural en el país, dado que este energético constituye uno de los principales sustitutos de la energía eléctrica, situación que debe ser observada en la etapa de modelamiento.

Conveniencia geográfica y económica: Con este criterio de regionalización se busco que la agrupación de departamentos que conforman cada una de las regiones tuvieran similitudes geográficas y económicas, buscando la homogeneidad, de forma tal que se puedan inferir conclusiones y características generales regionales.

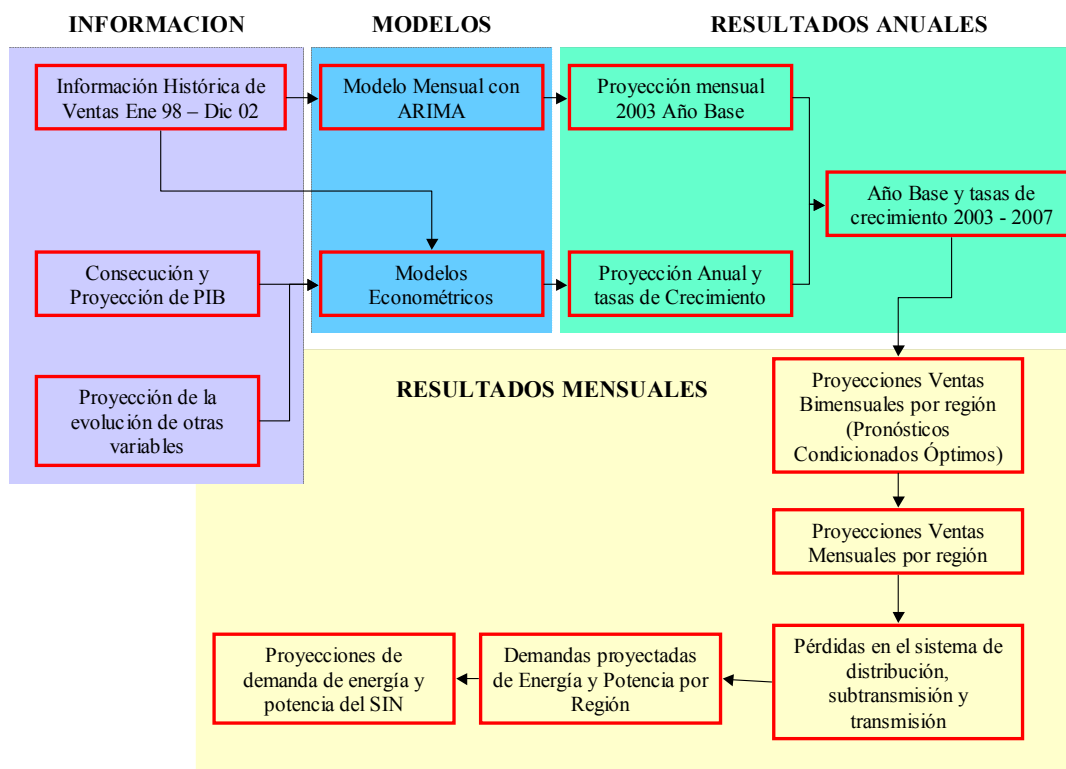
Índice de Pérdidas: Dado que la variable pérdidas de distribución y subtransmisión constituye uno de las principales factores de modelación, se requería que al conformar las regiones la componente de pérdidas técnicas de cada operador de red de una misma región fuera igual estadísticamente y así evitar sesgar el cálculo final de demanda regional.



**Gráfica 4-1. Mapa de regionalización**

#### **4.3 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La Gráfica 4-2 presenta los pasos que conforman la metodología implementada para la obtención de las demandas regionales de energía.



**Gráfica 4-2 Metodología de Proyección de Demanda Regional**

#### 4.3.1 Información

La metodología de proyección requiere de series históricas sólidas, para lo cual se recurrió a fuentes de información tales como las series disponibles de la CREG, información reportada por los agentes a la UPME, base de datos del MEM y finalmente se realizó un trabajo conjunto con los operadores de red, con el fin de validar y verificar dicha información.

Con respecto a las series históricas y de proyección de variables macroeconómicas tales como el PIB, la Unidad contrató el estudio “Metodología para la actualización y proyección de variables y escenarios socioeconómicos departamentales” con el fin de reconstruir las series de Producto Interno Bruto departamental desde 1986 hasta 2001 y proyección 2002 – 2020, de manera que se logró satisfacer esta necesidad de información.

Con respecto a la proyección de las otras variables independientes que inciden en los modelos, se realizaron varios ejercicios en este sentido. Para el caso de la proyección de la variable usuarios, dado los niveles actuales de cobertura, se tomó la tasa de crecimiento de la población como criterio de evolución de ésta variable, cuya fuente es el DANE.



La proyección de la variable tarifa media por sector requirió de varios análisis pues en su momento no estaba definida la nueva fórmula tarifaria que aplica a los usuarios regulados del sector eléctrico y solo se contaba con un proyecto preliminar de la CREG. Por tal razón, la UPME realizó la proyección de cada una de las componentes de la fórmula tarifaria, dado el proyecto preliminar propuesto por la CREG, para construir el agregado de costos que observaría el usuario final, en el horizonte de análisis.

Así, para la componente de Generación (G) se proyectó partiendo del costo marginal de generación obtenido con el modelo de simulación MPODE<sup>11</sup> y corregido con base en los históricos de los precios de los contratos, precios de bolsa y embalse agregado. La componente de transmisión (T) se proyectó considerando la incidencia de los proyectos de expansión del STN en el ingreso regulado. La componente referente a las restricciones (R en la estructura propuesta) se cuantificó teniendo en cuenta la reducción en la magnitud de las restricciones con la entrada de los proyectos de transmisión. La componente de Distribución (D) se proyectó teniendo en cuenta el ajuste por el WACC aprobado por la CREG y el cargo por comercialización (C) se proyectó teniendo en cuenta costos característicos históricos por cada región.

En cuanto a otras variables independientes consideradas para el modelamiento se tienen los consumos de GLP por región, los consumos de gas natural por región y los precios de los mismos, tratando de observar el efecto sustitución de energía eléctrica.

#### **4.3.2 Modelos**

Una vez recolectada, analizada y validada la información histórica de energía y las variables económicas y de población se procedió a la construcción de los modelos de proyección. Los modelos de proyección utilizados fueron: modelos ARIMA con funciones de transferencia utilizadas para el pronóstico a corto plazo (6 pronósticos bimensuales) y los modelos ECONOMETRICOS utilizados para el pronóstico de mediano plazo (2003-2007).

#### **4.3.3 Resultados Anuales**

La estimación de las ventas regionales se desarrolló de manera paralela empleando los dos tipos de modelos mencionados. Como resultado de la comparación de las estimaciones se encontró que para el año 2003, la estimación mas adecuada era la que daba como resultado la aplicación de los modelos ARIMA, dado principalmente porque el consumo de energía eléctrica tiene una componente inercial muy importante que permite que su pronóstico tenga una tendencia definida, en la que el

---

<sup>11</sup> Modelo dinámico estocástico de simulación de la operación del SIN



impacto de la economía o variaciones importantes de la tarifa no tienen efecto inmediato sobre el consumo.

Para la construcción del resto del horizonte de análisis 2003-2007 (mediano plazo) dada la teoría de los modelos ARIMA y la no presencia de las variables económicas y de población, se utilizaron las tasas de crecimiento inter-anual obtenidas con los modelos econométricos para cada región.

#### **4.3.4 Resultados mensuales**

Una vez obtenidos los resultados anuales de ventas de energía por región se hace necesario mensualizar dichas proyecciones. Para esto es necesario utilizar la metodología de pronósticos condicionados óptimos la cual permite compatibilizar los pronósticos de largo plazo producidos con modelos econométricos sobre consumos anuales con los pronósticos mensuales de consumo de electricidad realizados mediante modelos ARIMA. En forma general el procedimiento consiste en obtener los pronósticos mensuales óptimos bajo la restricción de que su suma sea estadísticamente igual a la del pronóstico anual del modelo econométrico.

Después de construidas las series de proyección de ventas de energía por región, es necesario agregar a las mismas la variable pérdidas con el fin de obtener las demandas por región.

### **4.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA MODELACIÓN**

A continuación se presentarán los aspectos más relevantes encontrados como resultado del proceso de modelación.

#### **4.4.1 Supuestos de variables empleadas**

Después de la construcción de todas las series históricas regionales de las variables que posiblemente podían resultar significativas, tales como usuarios, tarifas medias, población, PIB, precios de sustitutos como el Gas Natural y el GLP, y consumos históricos de los mismos, se procedió a ajustar cada uno de los modelos econométricos usando el programa E- Views.

A manera de resumen se muestran las variables explicativas que resultaron de los ajustes de los modelos:

| REGION            | PIB | Usuarios | Poblacion | Tarifa Media | Ventas Rezagadas | Consumo GN | Consumo GLP | Precio GN | Precio GLP |
|-------------------|-----|----------|-----------|--------------|------------------|------------|-------------|-----------|------------|
| Valle             |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Bogotá            |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Sur               |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Antioquia - Chocó |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Oriente           |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Viejo Caldas      |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Caribe            |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Resto Centro      |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |
| Occidente         |     |          |           |              |                  |            |             |           |            |

Nota: Las casillas resaltadas indican que dicha variable resulto ser relevante.

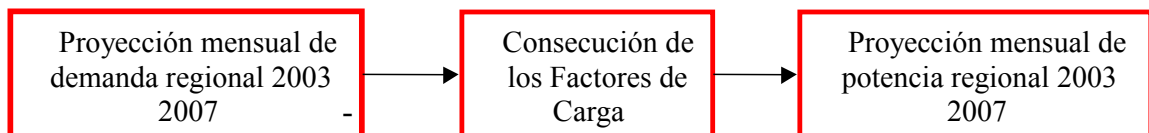
**Tabla 4-1. Variables explicativas**

Como se puede observar, y confirmando una de las hipótesis previas de los modeladores, el PIB resulta ser la variable explicativa más importante, seguida del número de usuarios.

#### 4.5 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE POTENCIA REGIONAL

Para el desarrollo de las proyecciones de potencia regional se utilizó como punto de partida la demanda mensualizada y aplicar los factores de carga correspondientes para cada mes y para cada región de acuerdo con un análisis histórico de los mismos.

Posteriormente, se aplicaron a las proyecciones mensuales por regiones para así obtener las proyecciones de potencia mensuales, de las cuales la máxima constituye la demanda de potencia anual.



**Gráfica 4-3 Metodología de proyección de potencia regional**

#### 4.6 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la modelación por regiones en lo que respecta a demanda de energía eléctrica. Es necesario reiterar que los análisis eléctricos de este Plan de Expansión se basaron en los pronósticos de demanda de potencia del modelo nacional y no se efectuaron a partir de los pronósticos resultantes del ejercicio de regionalización, de modo que estos datos son indicativos y en este sentido pueden ser empleados por los empresarios del sector.

|                          | Proyección de demanda de energía regional (GWh) |       |       |       |       | Tasa<br>2003/2007 |
|--------------------------|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------------------|
|                          | 2003                                            | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  |                   |
| Antioquia                | 7278                                            | 7327  | 7395  | 7493  | 7601  | 1,1%              |
| Cafeteros                | 2296                                            | 2372  | 2461  | 2557  | 2665  | 3,8%              |
| Caribe                   | 8885                                            | 9311  | 9801  | 10337 | 10938 | 5,3%              |
| Centro                   | 11627                                           | 12001 | 12568 | 13192 | 13823 | 4,4%              |
| Occidente                | 1671                                            | 1692  | 1727  | 1768  | 1817  | 2,1%              |
| Oriente                  | 4257                                            | 4458  | 4706  | 4976  | 5277  | 5,5%              |
| Sur                      | 7241                                            | 7583  | 7939  | 8273  | 8588  | 4,4%              |
| <b>Cargas Especiales</b> |                                                 |       |       |       |       |                   |
| Cerromatoso              | 1356                                            | 1356  | 1356  | 1356  | 1356  |                   |
| Intercor                 | 168                                             | 168   | 168   | 168   | 168   |                   |
| OXY                      | 468                                             | 468   | 468   | 468   | 468   |                   |
| <b>Otros</b>             |                                                 |       |       |       |       |                   |
| Pérdidas del STN         | 829                                             | 857   | 891   | 927   | 966   |                   |
| Proyección Nacional      | 46075                                           | 47592 | 49480 | 51516 | 53667 |                   |

**Tabla 4-2 proyecciones de demanda de energía eléctrica**

Con respecto a la demanda de potencia máxima regional, los resultados son:

|                          | Proyección de demanda máxima de potencia regional (MW) |      |      |      |      |
|--------------------------|--------------------------------------------------------|------|------|------|------|
|                          | 2003                                                   | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Antioquia                | 1350                                                   | 1358 | 1365 | 1386 | 1410 |
| Cafeteros                | 419                                                    | 432  | 447  | 465  | 486  |
| Caribe                   | 1503                                                   | 1577 | 1652 | 1745 | 1851 |
| Centro                   | 2088                                                   | 2155 | 2248 | 2367 | 2487 |
| Occidente                | 365                                                    | 369  | 374  | 382  | 392  |
| Oriente                  | 793                                                    | 830  | 872  | 924  | 982  |
| Sur                      | 1283                                                   | 1342 | 1398 | 1458 | 1517 |
| <b>Cargas Especiales</b> |                                                        |      |      |      |      |
| Cerromatoso              | 160                                                    |      |      |      |      |
| Intercor                 | 26                                                     |      |      |      |      |
| OXY                      | 53                                                     |      |      |      |      |

**Tabla 4-3 .proyecciones de demanda de potencia máxima**



## 5 DESARROLLOS TECNOLÓGICOS<sup>12</sup> Y DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

### 5.1 TECNOLOGÍAS DE GAS NATURAL

A nivel mundial las tecnologías a gas natural han tenido notables desarrollos, en parte a que algunas características del gas facilitan su evolución, tales como; su relativa abundancia, costo y efectos ambientales (inferiores a los producidos por las plantas que operan con carbón mineral).

Los avances tecnológicos en ciclos simples han consistido en mejoras de las turbinas de gas, a través del aumento de la temperatura de la combustión, lo cual ha sido posible por la implementación de materiales que poseen mayor resistencia a presiones y temperaturas en el proceso de combustión.

En los ciclos combinados, además de las mejoras obtenidas en las turbinas de gas la tendencia es mejorar los ciclos de vapor por medio del aumento de la presión, así como desarrollar de manera comercial ciclos que posean eficiencias del 60% y temperaturas de combustión de 1,430 °C.

Como se observa el reto en el desarrollo de las nuevas turbinas es que además de operar a presiones y temperaturas de combustión superiores es lograr mantener los estándares ambientales actuales, debido a que un aumento en la temperatura de la combustión implica un aumento en las emisiones de NOx.

### 5.2 TECNOLOGÍAS DE CARBÓN MINERAL

Los costos relativos y la abundancia a nivel mundial de carbón mineral hacen que este recurso se considere como uno de los de mayor importancia para la generación de energía eléctrica, no obstante sus impactos ambientales, los cuales han logrado disminuirse en cierto grado con desarrollos tecnológicos han permitido que la generación con carbón mineral tenga mayor aceptación desde el punto de vista ambiental.

La tecnología de carbón pulverizado sigue siendo la de mayor uso para la generación de energía eléctrica a partir de carbón mineral. Los principales avances se han logrado a través del desarrollo de plantas que emplean aceros de alta resistencia que hacen posible el uso de vapor a condiciones supercríticas y ultra supercríticas, con

<sup>12</sup> La información sobre desarrollo tecnológico fue obtenida a partir de las siguientes referencias:  
<http://www.carbonifera.cl/carbon/ambiente.htm>, 04 de enero de 2002.

GE HYDRO. Innovation Water, General Electric.

Combined Cycle Development Evolution and Futures. General Electric, GE POWER Systems, David L. Chase.



los cuales se alcanzan eficiencias del 45%. Las emisiones producidas en el proceso de combustión son reducidas a través del uso de precipitadores electrostáticos y/o filtros con los cuales se remueve la ceniza y a través de los métodos de desulfurización de gases de combustión. De igual forma con el fin de reducir emisiones de nitrógeno se emplean quemadores de bajo NOx, técnicas de requemado y de reducción catalítica, con las cuales se alcanzan reducciones del 80%.

Otra tecnología de bastante uso es la de lecho fluidizado, la cual opera con carbones de menor calidad a los tradicionalmente utilizados, además las menores temperaturas en la que se desarrolla la combustión origina menor cantidad de NOx y SOx. Existen dos tipos de lechos fluidizados de presión atmosférica comercialmente disponibles: lecho burbujeante (lecho fluidizado atmosférico - AFBCs) y el lecho circulante (CFBCs). La eficiencia de la mayoría de los lechos fluidizados alcanza a ser del 45%.

Recientemente se han desarrollado comercialmente plantas que emplean el ciclo combinado con gasificación de carbón integrada (IGCC), el cual es considerado una de las tecnologías mas limpias para la producción de energía eléctrica a partir de combustibles sólidos y líquidos (crudos pesados) que se caracterizan por su bajo contenido de limpieza.

Las plantas que operan con sistemas IGCC actualmente alcanzan eficiencias del 42% esperándose en el futuro eficiencias del 50%, con tecnologías y materiales que se encuentran en desarrollo. Los sistemas IGCC producen menor cantidad de residuos sólidos y menos emisiones de SOx, NOx y CO<sub>2</sub>. Las plantas IGCC que operan con carbón mineral, requieren aproximadamente tres años para su construcción y aproximadamente seis meses para su puesta en operación. En la actualidad se disponen de plantas de generación con una capacidad entre 40 MW y 550 MW.

### **5.3 TECNOLOGÍAS HÍBRIDAS**

Adicional a las tecnologías descritas anteriormente que generan energía eléctrica a partir de combustibles fósiles se encuentran plantas de generación en las cuales se puede realizar combustión simultánea con carbón, biomasa o residuos. Esto implica quemar o gasificar dichos materiales con carbón. Entre los beneficios se incluyen la reducción en emisiones de CO<sub>2</sub>, SOx y NOx, en relación con plantas que queman únicamente carbón y la recuperación de energía útil de biomasa y residuos con alta eficiencia.

### **5.4 TECNOLOGÍAS PARA HIDROELECTRICIDAD**

Los avances tecnológicos en hidroelectricidad, buscan reducir las pérdidas en los túneles de conducción, y con nuevos diseños se trata de reducir la mortalidad de peces a un 2%, tradicionalmente en turbinas de grandes presas el índice de



mortalidad es del 30%. De igual manera se busca mantener el nivel del oxígeno del agua luego que esta es turbinada.

En la actualidad se construyen turbinas con las siguientes características:

Turbina Kaplan, que pueden operar con una capacidad de 250 MW y cabezas con un rango entre 10 y 70 metros.

Turbina Francis, con una capacidad de 800 MW, y cabezas desde 20 a 800 metros.

Turbina Pelton, con una capacidad de 500 MW, y que pueden operar con una cabeza entre 200 y 1,500 metros.

Turbina bulbo, diseñada para operar pequeñas plantas hidroeléctricas con capacidad de 45 MW.

Turbinas para mini y pequeñas centrales, se dispone de turbinas que cubren rangos desde 0.5 hasta 10 MW y son turbinas que consideran las características principales de las turbinas kaplan, francis y pelton.

## **5.5 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS**

### **5.5.1 Carbón**

Las reservas medidas<sup>13</sup> de carbón en el país al 31 de diciembre de 2002 fueron 6572 Millones de toneladas, mientras que las indicadas<sup>14</sup> 2932 millones de toneladas.

---

<sup>13</sup> Las reservas medidas son aquellas cuya cantidad es establecida a partir de dimensiones obtenidas por afloramientos, trabajos mineros o sondeos. El carácter geológico está bien definido, existe una delimitación correcta de la formación, de su profundidad y su contenido mineral

<sup>14</sup> Las reservas indicadas hacen referencia a aquellas cuyo grado de seguridad en la delimitación de la formación es menor.

| ZONA CARBONÍFERA   | MEDIDAS     | INDICADAS     |
|--------------------|-------------|---------------|
| La Guajira         | 3606        | No Disponible |
| Cesar              | 1890        | 589           |
| Córdoba            | 381         | 257           |
| Antioquia          | 88          | 225           |
| Boyacá             | 166         | 683           |
| Cundinamarca       | 235         | 660           |
| Norte de Santander | 114         | 315           |
| Santander          | 57          | 114           |
| Valle del Cauca    | 20          | 22            |
| Cauca              | 16          | 67            |
| <b>TOTAL</b>       | <b>6572</b> | <b>-----</b>  |

**Tabla 5-1 .Reservas de carbón al 31 de Diciembre de 2002**

(Millones de Toneladas) Cifras preliminares.

Fuente UPME

El 89% (5877 millones de toneladas) de las reservas medidas se ubican en la Costa Atlántica, con el 61% de ellas, es decir, 3606 millones de Toneladas en el departamento de la Guajira.

De otro lado, las reservas medidas del interior del país alcanzan los 695 millones de toneladas, un 11% del total nacional, con el 34% de ellas concentradas en el departamento de Cundinamarca.

De otro lado, la relación R/P de carbón al 31 de diciembre de 2002 era de 240 años, considerando las reservas totales medidas e indicadas y la producción de carbón a esa misma fecha.

|                                     | 2000 | 2001 | 2002 |
|-------------------------------------|------|------|------|
| RESERVAS(1) (Millones de Toneladas) | 9587 | 9543 | 9504 |
| RELACIÓN R/P (Años)                 | 251  | 220  | 240  |

**Tabla 5-2 .Reservas medidas e indicadas de carbón y relación reservas / producción 2000 - 2002**

(1) Considera las reservas medidas e indicadas de gas natural.

Fuente: Memorias al Congreso de la República 2002 – 2003. Estimaciones UPME.

### 5.5.2 Gas Natural

Las reservas probadas<sup>15</sup> de gas natural a diciembre 31 de 2002, ascendieron a 4225 GPCS, las cuales tienen viabilidad concreta de comercialización, es decir, existe seguridad sobre su venta futura. Mientras que, 2963 GPCS de gas no tienen a la fecha definido un esquema de comercialización.

El interior del país cuenta con unas reservas probadas de gas natural de 1953 GPCS, de las cuales los campos de Cusiana – Cupiagua aportan aproximadamente el 94%. De otro lado, las reservas probadas de la Costa Atlántica contabilizaron 2272 GPCS, de las cuales, el 99% se encuentra en los campos Ballena y Chuchupa.

| REGION/CONTRATO          | PROBADAS       |                  |
|--------------------------|----------------|------------------|
|                          | DESARROLLADAS  | NO DESARROLLADAS |
| S:ATAL.-TAURAM.-R.CHIT   | 171,80         | 1656,00          |
| PIEDEMONTE               | 0,00           | 0,00             |
| CASANARE                 | 0,60           | 0,00             |
| LAS MONAS                | 39,98          | 0,00             |
| OTROS DEL INTERIOR       | 70,06          | 15,07            |
| <b>INTERIOR DEL PAÍS</b> | <b>282,44</b>  | <b>1671,07</b>   |
| GUAJIRA                  | 1394,39        | 871,70           |
| GUEPAJE                  | 5,54           | 0,00             |
| <b>COSTA ATLANTICA</b>   | <b>1399,93</b> | <b>871,70</b>    |
| <b>TOTAL PAÍS</b>        | <b>1682,37</b> | <b>2542,77</b>   |

**Tabla 5-3 .Reservas probadas remanentes de Gas Natural al 31 Diciembre de 2002 (Giga Pies Cúbicos estándar - GPCS)**

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos

La relación R/P de gas natural al 31 de diciembre de 2002 era de 25 años, considerando las reservas totales remanentes y la producción de gas natural a esa misma fecha.

<sup>15</sup> Reservas Probadas: Son aquellos volúmenes de gas que mediante el análisis de los datos geológicos y de ingeniería pueden ser estimados con una certeza razonable que serán recobrados comercialmente.

| Reservas                | 2000         | 2001         | 2002         |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Ecopetrol               | 230          | 212          | 212          |
| Asociación              | 6.960        | 7.277        | 6976         |
| <b>total</b>            | <b>7.189</b> | <b>7.490</b> | <b>7.188</b> |
| <b>Años de reservas</b> | <b>25</b>    | <b>26</b>    | <b>25</b>    |

**Tabla 5-4 .Reservas remanentes y relación reservas / producción de gas 2000 – 2002 GPC**

Fuente: Memorias al Congreso de la República 2002 – 2003.

## 5.6 PROYECCIÓN DE PRECIOS

Los indicadores macroeconómicos empleados en las proyecciones, corresponden al escenario de la Dirección de Estudios Económicos del Departamento Nacional de Planeación (DNP) de mes de enero del año 2003.

|                                                      | 2000    | 2001    | 2002    | 2003    |
|------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| <b>I. INFLACIÓN</b>                                  |         |         |         |         |
| Inflación Doméstica (IPC)                            | 8,7     | 7,6     | 6,9     | 5,5     |
| Inflación Doméstica (IPC) Promedio                   | 9,2     | 8,0     | 6,3     | 6,2     |
| Inflación Doméstica (IPM/IPP)                        | 11,0    | 6,9     | 9,0     | 5,5     |
| Inflación Doméstica (IPM/IPP) Promedio               | 13,2    | 9,4     | 5,3     | 7,2     |
| Inflación Externa implícita ITCR                     | -0,1%   | -0,3%   | -0,4%   | 1,8     |
| <b>II. TASA DE CAMBIO REPRESENTATIVA DEL MERCADO</b> |         |         |         |         |
| Tasa de Cambio Nominal Fin Año                       | 2.229,2 | 2.291,2 | 2.856,9 | 2.951,2 |
| Tasa de Cambio Nominal Promedio                      | 2.087,4 | 2.299,8 | 2.507,2 | 2.904,0 |
| Devaluación Fin Año (%)                              | 19,0    | 2,8     | 24,7    | 3,3     |
| Devaluación Promedio Año (%)                         | 18,7    | 10,2    | 9,0     | 15,8    |

**Tabla 5-5 .Balanza de pagos de Colombia – supuestos generales (DEE)  
08/01/2003**

Fuente: Dirección de estudios económicos DNP

\*Los supuestos de este cuadro corresponden a un escenario para la elaboración de la Balanza de Pagos. No tienen por qué corresponder a las metas o supuestos oficiales.

### 5.6.1 Carbón

La proyección de precios de carbón se realizó para un periodo de 10 años, utilizando el Índice de Precios al Consumidor (IPC) tomando como base los precios reportados a la UPME por las distintas plantas térmicas en noviembre del año 2002.



Libertad y Orden

| PLANTA        | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| TERMOTASAJERO | 34925 | 36846 | 38872 | 41010 | 43266 | 45646 | 48156 | 50805 | 53599 | 56547 | 59657 |
| TERMOPAIPA    | 36365 | 38365 | 40475 | 42701 | 45050 | 47528 | 50142 | 52899 | 55809 | 58878 | 62117 |
| TERMOZIPA     | 38000 | 40090 | 42295 | 44621 | 47075 | 49664 | 52396 | 55278 | 58318 | 61526 | 64909 |
| TERMOGUAJIRA  | 42950 | 45312 | 47804 | 50434 | 53208 | 56134 | 59221 | 62478 | 65915 | 69540 | 73365 |

Cálculos: UPME

**Tabla 5-6 .Proyección precios del carbón en plantas térmicas (pesos corrientes / tonelada)**

## 5.6.2 Gas Natural

La proyección del precio del gas natural en planta térmica, considera el cálculo del precio del gas en boca de pozo y de transporte por gasoducto hasta la planta.

Las proyecciones que a continuación se muestran, fueron realizadas en el mes de marzo de 2003, considerando los siguientes aspectos.

### 5.6.2.1 Precio en Boca de Pozo

La proyección del precio en boca de pozo, consideró dos periodos de tiempo: 2002 a 2005, y 2006 en adelante; teniendo como base lo establecido en la Resolución CREG No. 023 de 2000, que a partir del 10 de septiembre de 2005 el precio del gas natural colocado en los puntos de entrada a los sistemas de transporte no estará sujeto a tope alguno.

Periodo 2002 a 2005. Se consideraron los precios en boca de pozo vigentes en el momento de la realización de la proyección y la implementación de la Resolución CREG No. 050 de 2002, para el gas de Cusiana.

Resolución de la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural No. 039 de 1975: 1,6104 US\$/MBTU. Valor Definitivo desde Febrero 10/2003 hasta Agosto 9/2003.

Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 061 de 1983:

1,981 US\$/MBTU (Gas Natural No Asociado de la Región Oriental y Costa Afuera). Valor definitivo I semestre de 2003.

1,790 US\$/MBTU (Gas Natural No Asociado Costa Norte y Valle Medio del Magdalena). Valor definitivo I semestre de 2003.

De otro lado, y dado que las fórmulas tarifarias establecidas en las mencionadas resoluciones tienen en cuenta el precio del fuel oil de exportación precio FOB colombiano para su actualización semestral, se estableció una relación



econométrica, para que éste refleje las variaciones del precio internacional del petróleo crudo<sup>16</sup>.

Se ajustó la expectativa del precio promedio de crudo WTI para el año 2003 a US\$ 30/BI, teniendo en cuenta su incremento durante los primeros meses del año como consecuencia de la guerra contra Irak y la crisis venezolana, principalmente. Para el periodo 2003 al 2005, se asume un precio promedio para el crudo WTI de US\$ 23,8/BI, de un escenario de precios acordado con ECOPETROL.

Periodo 2006 a 2015. Como se consideró la aplicación de la Resolución 023 de 2000, el ejercicio consistió en determinar un precio único a nivel nacional mediante el procedimiento denominado *netback*.

La valoración *netback* en boca de pozo permitió determinar los límites (inferior y superior) que podría alcanzar el precio del gas natural en boca de pozo para seguir siendo competitivo frente a los combustibles sustitutos, así<sup>17</sup>:

Límite inferior: El precio del gas en el límite inferior estaría dado por su sustituto más barato, que es el carbón en el sector industrial. Así que la valoración *netback* en boca de pozo para que el gas sea competitivo con el carbón en el sector industrial muestra un valor límite de 1,22 US\$Ctes2001/KPC.

Límite superior: El precio del gas en el límite superior estaría en el sector de generación eléctrica. El precio del gas natural en boca de pozo con el que el carbón y el gas entrarían a competir en la generación eléctrica sería de 2,04 US\$Ctes2001/KPC.

Finalmente, se estableció un precio equivalente a 1,53 US\$Ctes2001/KPC, que se considera refleja las expectativas de los productores.

#### 5.6.2.2 Transporte por Gasoducto

El costo de transporte por gasoducto consideró las resoluciones vigentes expedidas por la CREG al momento de la realización del ejercicio.

Para las plantas de generación térmica ubicadas en el interior del país se les aplicó los cargos de transporte establecidos en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas No. 057 de 1996<sup>18</sup>, considerando además, la tarifa de transporte aprobada para Transoriente (Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y

<sup>16</sup> Metodología del Ejercicio de Proyección de Demanda de Gas Natural. Ecopetrol, Texas y UPME. 2001.  $PFOCOL = 0,7371 * PWTI - 0,69$

<sup>17</sup> *Ibíd*em 1.

<sup>18</sup> La Resolución Creg 013 de 2003 por medio de la cual se establecen los Cargos Regulados para el Sistema de Transporte de Ecogás fue expedida el 4 de marzo de 2003. Sin embargo, no fue considerada en el ejercicio debido a que contra ella fueron interpuestos recursos de reposición, quedando en firme nuevamente la Resolución Creg 057 de 1996.



Gas No. 016 de 2001) para el tramo Barranca - Bucaramanga; mientras que para las plantas de generación térmica ubicadas en la Costa Atlántica, fueron aplicados los cargos aprobados para el sistema de transporte de la empresa Promigas según la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas No. 014 de 2002. Finalmente, se supuso una distribución de los costos de transporte, entre cargos fijos y cargos variables de 50% / 50% durante todo el periodo de proyección

A continuación, se muestran las proyecciones realizadas del precio del gas natural para cada planta térmica considerada en el ejercicio, incluyendo el precio en boca de pozo del gas natural y su costo del transporte.

| AÑO  | BALLENA - TERMOSIERRA |          |        |        |
|------|-----------------------|----------|--------|--------|
|      | TRANS CF              | TRANS CV | BP     | TOTAL  |
| 2003 | 0.6834                | 0.6834   | 1.5770 | 2.9438 |
| 2004 | 0.6834                | 0.6834   | 1.2010 | 2.5678 |
| 2005 | 0.6846                | 0.6846   | 0.9481 | 2.3173 |
| 2006 | 0.6870                | 0.6870   | 1.1255 | 2.4995 |
| 2007 | 0.6908                | 0.6908   | 1.3567 | 2.7384 |
| 2008 | 0.6961                | 0.6961   | 1.5302 | 2.9223 |
| 2009 | 0.7028                | 0.7028   | 1.5302 | 2.9358 |
| 2010 | 0.7113                | 0.7113   | 1.5302 | 2.9528 |
| 2011 | 0.7216                | 0.7216   | 1.5302 | 2.9733 |
| 2012 | 0.7337                | 0.7337   | 1.5302 | 2.9976 |

**Tabla 5-7 .Proyección de precios Termo Sierra (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

Nota: TRANS CF: Transporte cargo fijo; TRANS CV: Transporte cargo variable; PB: Precio en boca de pozo.

| AÑO  | TRAMO BALLENA - TCENTRO |          |        |               |
|------|-------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.6481                  | 0.6481   | 1.5770 | <b>2.8733</b> |
| 2004 | 0.6488                  | 0.6488   | 1.2010 | <b>2.4987</b> |
| 2005 | 0.6507                  | 0.6507   | 0.9481 | <b>2.2495</b> |
| 2006 | 0.6538                  | 0.6538   | 1.1255 | <b>2.4331</b> |
| 2007 | 0.6582                  | 0.6582   | 1.3567 | <b>2.6732</b> |
| 2008 | 0.6641                  | 0.6641   | 1.5302 | <b>2.8584</b> |
| 2009 | 0.6715                  | 0.6715   | 1.5302 | <b>2.8732</b> |
| 2010 | 0.6806                  | 0.6806   | 1.5302 | <b>2.8914</b> |
| 2011 | 0.6915                  | 0.6915   | 1.5302 | <b>2.9131</b> |
| 2012 | 0.7042                  | 0.7042   | 1.5302 | <b>2.9386</b> |

**Tabla 5-8 .Proyección de Precios Termo Centro (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO BALLENA - TDORADA |          |        |               |
|------|-------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.7473                  | 0.7473   | 1.5770 | <b>3.0716</b> |
| 2004 | 0.7460                  | 0.7460   | 1.2010 | <b>2.6931</b> |
| 2005 | 0.7460                  | 0.7460   | 0.9481 | <b>2.4401</b> |
| 2006 | 0.7472                  | 0.7472   | 1.1255 | <b>2.6199</b> |
| 2007 | 0.7498                  | 0.7498   | 1.3567 | <b>2.8563</b> |
| 2008 | 0.7539                  | 0.7539   | 1.5302 | <b>3.0379</b> |
| 2009 | 0.7595                  | 0.7595   | 1.5302 | <b>3.0492</b> |
| 2010 | 0.7669                  | 0.7669   | 1.5302 | <b>3.0639</b> |
| 2011 | 0.7760                  | 0.7760   | 1.5302 | <b>3.0822</b> |
| 2012 | 0.7871                  | 0.7871   | 1.5302 | <b>3.1044</b> |

**Tabla 5-9 .Proyección de Precios Termo Dorada (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO BALLENA - TMERIL |          |        |               |
|------|------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF               | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.5682                 | 0.5682   | 1.5770 | <b>2.7135</b> |
| 2004 | 0.5705                 | 0.5705   | 1.2010 | <b>2.3420</b> |
| 2005 | 0.5739                 | 0.5739   | 0.9481 | <b>2.0959</b> |
| 2006 | 0.5785                 | 0.5785   | 1.1255 | <b>2.2825</b> |
| 2007 | 0.5845                 | 0.5845   | 1.3567 | <b>2.5256</b> |
| 2008 | 0.5918                 | 0.5918   | 1.5302 | <b>2.7137</b> |
| 2009 | 0.6006                 | 0.6006   | 1.5302 | <b>2.7314</b> |
| 2010 | 0.6111                 | 0.6111   | 1.5302 | <b>2.7524</b> |
| 2011 | 0.6233                 | 0.6233   | 1.5302 | <b>2.7768</b> |
| 2012 | 0.6374                 | 0.6374   | 1.5302 | <b>2.8050</b> |

**Tabla 5-10 .Proyección de Precios Termo Merilétrica (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO BALLENA - TEMCALI |          |        |               |
|------|-------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.9526                  | 0.9526   | 1.5770 | <b>3.4822</b> |
| 2004 | 0.9473                  | 0.9473   | 1.2010 | <b>3.0956</b> |
| 2005 | 0.9433                  | 0.9433   | 0.9481 | <b>2.8347</b> |
| 2006 | 0.9406                  | 0.9406   | 1.1255 | <b>3.0067</b> |
| 2007 | 0.9394                  | 0.9394   | 1.3567 | <b>3.2355</b> |
| 2008 | 0.9397                  | 0.9397   | 1.5302 | <b>3.4096</b> |
| 2009 | 0.9417                  | 0.9417   | 1.5302 | <b>3.4136</b> |
| 2010 | 0.9455                  | 0.9455   | 1.5302 | <b>3.4211</b> |
| 2011 | 0.9511                  | 0.9511   | 1.5302 | <b>3.4324</b> |
| 2012 | 0.9588                  | 0.9588   | 1.5302 | <b>3.4477</b> |

**Tabla 5-11 .Proyección de Precios Termo Emcali (US\$ Constantes 2001 / KPC)**



| AÑO  | TRAMO BALLENA - TVALLE |          |        |               |
|------|------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF               | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.9526                 | 0.9526   | 2.1049 | <b>4.0101</b> |
| 2004 | 0.9473                 | 0.9473   | 1.6348 | <b>3.5294</b> |
| 2005 | 0.9433                 | 0.9433   | 1.3623 | <b>3.2489</b> |
| 2006 | 0.9406                 | 0.9406   | 1.4184 | <b>3.2997</b> |
| 2007 | 0.9394                 | 0.9394   | 1.4823 | <b>3.3611</b> |
| 2008 | 0.9397                 | 0.9397   | 1.5302 | <b>3.4096</b> |
| 2009 | 0.9417                 | 0.9417   | 1.5302 | <b>3.4136</b> |
| 2010 | 0.9455                 | 0.9455   | 1.5302 | <b>3.4211</b> |
| 2011 | 0.9511                 | 0.9511   | 1.5302 | <b>3.4324</b> |
| 2012 | 0.9588                 | 0.9588   | 1.5302 | <b>3.4477</b> |

**Tabla 5-12 .Proyección de Precios Termo Valle (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO CUSIANA - TOCOA |          |        |               |
|------|-----------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF              | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.4166                | 0.4166   | 1.3521 | <b>2.1853</b> |
| 2004 | 0.4219                | 0.4219   | 1.3255 | <b>2.1692</b> |
| 2005 | 0.4282                | 0.4282   | 1.4663 | <b>2.3227</b> |
| 2006 | 0.4357                | 0.4357   | 1.4814 | <b>2.3528</b> |
| 2007 | 0.4444                | 0.4444   | 1.5099 | <b>2.3987</b> |
| 2008 | 0.4545                | 0.4545   | 1.5302 | <b>2.4392</b> |
| 2009 | 0.4661                | 0.4661   | 1.5302 | <b>2.4623</b> |
| 2010 | 0.4792                | 0.4792   | 1.5302 | <b>2.4885</b> |
| 2011 | 0.4940                | 0.4940   | 1.5302 | <b>2.5182</b> |
| 2012 | 0.5107                | 0.5107   | 1.5302 | <b>2.5515</b> |

**Tabla 5-13 .Proyección de Precios Termo Ocoa (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO PAYOA/BALLENA - TPALENQUE |          |        |               |
|------|---------------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                        | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.8993 | <b>2.3210</b> |
| 2004 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.9786 | <b>2.4004</b> |
| 2005 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.6821 | <b>2.1039</b> |
| 2006 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5642 | <b>1.9859</b> |
| 2007 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5447 | <b>1.9665</b> |
| 2008 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5302 | <b>1.9519</b> |
| 2009 | 0.9485                          | 1.0436   | 1.5302 | <b>3.5222</b> |
| 2010 | 0.9595                          | 1.0546   | 1.5302 | <b>3.5442</b> |
| 2011 | 0.9723                          | 1.0673   | 1.5302 | <b>3.5697</b> |
| 2012 | 0.9869                          | 1.0819   | 1.5302 | <b>3.5989</b> |

**Tabla 5-14 .Proyección de Precios Termo Palenque (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO PAYOA/BALLENA - TBARRANCA |          |        |               |
|------|---------------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                        | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.8993 | <b>2.3210</b> |
| 2004 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.9786 | <b>2.4004</b> |
| 2005 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.6821 | <b>2.1039</b> |
| 2006 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5642 | <b>1.9859</b> |
| 2007 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5447 | <b>1.9665</b> |
| 2008 | 0.1871                          | 0.2346   | 1.5302 | <b>1.9519</b> |
| 2009 | 0.5743                          | 0.5743   | 1.5302 | <b>2.6788</b> |
| 2010 | 0.5853                          | 0.5853   | 1.5302 | <b>2.7008</b> |
| 2011 | 0.5980                          | 0.5980   | 1.5302 | <b>2.7262</b> |
| 2012 | 0.6127                          | 0.6127   | 1.5302 | <b>2.7555</b> |

**Tabla 5-15 .Proyección de Precios Termo Barranca (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | BALLENA - GUAJIRA |          |        |               |
|------|-------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF          | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.1989            | 0.1571   | 1.5770 | <b>1.9329</b> |
| 2004 | 0.1827            | 0.1449   | 1.2010 | <b>1.5286</b> |
| 2005 | 0.1666            | 0.1316   | 0.9481 | <b>1.2463</b> |
| 2006 | 0.1504            | 0.1194   | 1.1255 | <b>1.3952</b> |
| 2007 | 0.1504            | 0.1194   | 1.3567 | <b>1.6265</b> |
| 2008 | 0.1504            | 0.1194   | 1.5302 | <b>1.7999</b> |
| 2009 | 0.1504            | 0.1194   | 1.5302 | <b>1.7999</b> |
| 2010 | 0.1504            | 0.1194   | 1.5302 | <b>1.7999</b> |
| 2011 | 0.1504            | 0.1194   | 1.5302 | <b>1.7999</b> |
| 2012 | 0.1504            | 0.1194   | 1.5302 | <b>1.7999</b> |

**Tabla 5-16 .Proyección de Precios Termo Guajira (US\$ Constantes 2001 / KPC)**

| AÑO  | TRAMO BALLENA - BARRANQUILLA |          |        |               |
|------|------------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                     | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.2188                       | 0.1744   | 1.5770 | <b>1.9702</b> |
| 2004 | 0.2127                       | 0.1714   | 1.2010 | <b>1.5850</b> |
| 2005 | 0.2065                       | 0.1663   | 0.9481 | <b>1.3209</b> |
| 2006 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.1255 | <b>1.4890</b> |
| 2007 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.3567 | <b>1.7202</b> |
| 2008 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.5302 | <b>1.8937</b> |
| 2009 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.5302 | <b>1.8937</b> |
| 2010 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.5302 | <b>1.8937</b> |
| 2011 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.5302 | <b>1.8937</b> |
| 2012 | 0.2003                       | 0.1632   | 1.5302 | <b>1.8937</b> |

**Tabla 5-17 .Proyección de Precios Termo Barranquilla (US\$ Constantes 2001 / KPC)**



Libertad y Orden

| AÑO  | TRAMO BALLENA - CARTAGENA |          |        |               |
|------|---------------------------|----------|--------|---------------|
|      | TRANS CF                  | TRANS CV | BP     | TOTAL         |
| 2003 | 0.2577                    | 0.1959   | 1.5770 | <b>2.0306</b> |
| 2004 | 0.2635                    | 0.1999   | 1.2010 | <b>1.6645</b> |
| 2005 | 0.2693                    | 0.2010   | 0.9481 | <b>1.4184</b> |
| 2006 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.1255 | <b>1.6056</b> |
| 2007 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.3567 | <b>1.8369</b> |
| 2008 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.5302 | <b>2.0103</b> |
| 2009 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.5302 | <b>2.0103</b> |
| 2010 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.5302 | <b>2.0103</b> |
| 2011 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.5302 | <b>2.0103</b> |
| 2012 | 0.2751                    | 0.2050   | 1.5302 | <b>2.0103</b> |

**Tabla 5-18 .Proyección de Precios Termo Cartagena (US\$ Constantes 2001 / KPC)**



## **6 ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN**

El análisis de prospectiva de generación busca determinar las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo de la generación de menor costo para el sistema, que permitan atender los requerimientos de energía en el país. El análisis comprendió los periodos 2003-2007 y 2008–2012 para el corto y largo plazo respectivamente. El criterio bajo el cual se busca determinar la expansión y operación del sistema es minimizar los costos de inversión y operación del sistema, considerando la diversidad y disponibilidad de recursos energéticos con los cuales cuenta el país.

### **6.1 SUPUESTOS PARA LA DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE GENERACIÓN**

Dada la gran cantidad de variables que influyen en un sistema de generación como el colombiano, se han considerado en el análisis de prospectiva las variables que mayor incidencia tienen sobre él. Entre las variables consideradas y supuestos utilizados se tienen: incertidumbre de hidrologías, desarrollo de proyectos de generación, costos de combustibles, evolución de la demanda de energía y potencia, instalación y retiros de unidades de generación entre otros. A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en la obtención de las alternativas y estrategias de generación.

#### **6.1.1 Proyectos de generación registrados**

A pesar de encontrarse inscritos una cantidad significativa de proyectos en el registro, solo en cinco proyectos se observan avances. Estos proyectos corresponden a La Vuelta, La Herradura y Jepirachi en el corto plazo y a Porce 3 y Amoyá en el largo plazo. Con respecto a la evolución de otros proyectos no se han logrado avances significativos en sus desarrollos.

En el último año se presentó la inscripción de un nuevo proyecto de generación, Porce 3, el cual es desarrollado por Empresas Públicas de Medellín. El proyecto contará con una capacidad de 660 MW y posee licencia ambiental.

### 6.1.2 Eventos de Hidrología

Para la determinación de las alternativas de corto plazo y las estrategias de largo plazo de generación se utilizan 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP<sup>19</sup> a partir de datos históricos del periodo comprendido entre enero de 1990 y febrero de 2003. Esta hidrología contiene los periodos secos de los años de 1991-1992 y 1997-1998.

Con el propósito de realizar sensibilidades sobre la alternativa y estrategia base se emplearon las series sintéticas resultantes de los modelos GESS y ARP pero considerando series históricas de caudales del sistema durante el periodo 1937-2002.

### 6.1.3 Retiro de unidades de generación

Se consideró el retiro de aproximadamente de 400 MW de las plantas que actualmente operan en el sistema, 290 MW anunciadas mediante comunicaciones enviadas por los agentes del sector, mientras que los restantes 110 MW corresponden a un supuesto de retiro por periodos de vida útil cumplidos. Los retiros de unidades de generación considerados se presentan en la Tabla 6-1.

| PLANTA      | UNIDAD | FECHA DE RETIRO | CAPACIDAD MW |
|-------------|--------|-----------------|--------------|
| RIOGRANDE I | 1      | Ene. 23 / 2003  | 25           |
|             | 3      | Ene. 23 / 2003  | 25           |
| SALTO       | 1      | Abr. 11 / 2003  | 13.8         |
|             | 2      | Abr. 11 / 2003  | 13.8         |
| LAGUNETA    | 1      | Abr. 11 / 2003  | 18           |
|             | 2      | Abr. 11 / 2003  | 18           |
|             | 6      | Abr. 11 / 2003  | 50           |
| COLEGIO     | 1      | Oct. 11 / 2003  | 50           |
|             | 2      | Oct. 11 / 2003  | 50           |
| SALTO       | 3      | Oct. 11 / 2003  | 13.8         |
|             | 4      | Oct. 11 / 2003  | 13.8         |
| U. GAS 1    | 1      | Ene. 01 / 2005  | 63           |
| U. CARBON   | 1      | Ene. 01 / 2005  | 28           |
| U. GAS 2    | 1      | Ene. 01 / 2005  | 14           |
| TOTAL       |        |                 | 396.2        |

**Tabla 6-1. Cronograma de retiros de unidades de generación**

<sup>19</sup> ARP: Modelo de parámetros autoregresivos



#### **6.1.4 Alternativas de generación en el corto plazo**

Para el periodo de planeamiento de corto plazo es poco factible que se presenten variaciones importantes en la entrada de proyectos de generación por cuanto los proyectos que pueden entrar durante este periodo deben haber iniciado su construcción o estar en periodo definitorio.

En este análisis se han considerado los siguientes proyectos en construcción: La Herradura (19,7 MW), La Vuelta (11.8 MW) y Jepirachi (19,5 MW). Adicionalmente en algunas alternativas de corto plazo con el fin de cumplir con los requerimientos de confiabilidad se consideró la instalación de un proyecto hidráulico, el cierre de un ciclo abierto y un ciclo combinado de los cuales no se tiene completa certidumbre sobre su construcción.

En el corto plazo se analizan cinco alternativas mediante simulaciones estocásticas de la operación del sistema, utilizando el modelo MPODE. En la alternativa 1 o base se asumen todos los supuestos descritos en las secciones anteriores.

En la alternativa 2 se asumen los mismos supuestos del caso base pero no se contemplan los retiros por periodos de vida útil de plantas térmicas (110 MW).

En la alternativa 3 además de los supuestos utilizados en la alternativa 2 se asume que hay restricciones para la instalación de capacidad adicional en la costa y por lo tanto la entrada de proyectos se restringe a aquellos de menor costo en el interior.

En la alternativa 4 además de los supuestos utilizados en la alternativa 2, se contemplan intercambios de energía con Ecuador que permiten la importación de energía cuando ésta es requerida, adicionalmente se estima la reincorporación al SIN de las centrales de Ocoa 27 MW y Gualanday 38 MW y se asume un incremento en la disponibilidad de las plantas de Barranca 4 y Barranca 5 justificado por su posible traslado al departamento de Casanare para conformar una nueva central de generación.

La quinta alternativa, considera intercambios de energía con Ecuador además de la entrada del proyecto Termoyopal de 82 MW, así como los trasvases de los ríos Guarinó, Manso y la reincorporación al sistema de las plantas de Gualanday y del río Calderas, esta última de 26 MW.

Todas las alternativas de generación propuestas en este análisis cumplen con los requerimientos de confiabilidad establecidos en la resolución CREG 025 de 1995. De acuerdo con los resultados de los modelos de expansión y operación se obtuvo el cronograma de expansión de corto plazo.

- **Alternativa de corto plazo - CP1**

Esta alternativa corresponde al caso base y busca satisfacer la demanda de energía del escenario medio de crecimiento proyectado por la UPME, teniendo en cuenta una demanda adicional por exportaciones a Ecuador de 5,5 GWh-día entre los meses de septiembre y marzo del periodo de análisis y bajo todos los demás supuestos planteados en las secciones anteriores. Las necesidades energéticas corresponden a 451 MW de los cuales 51 MW se encuentran en construcción: Jepirachi proyecto eólico de 19.5 MW, La Vuelta proyecto hidráulico de 11.7 MW, La Herradura proyecto hidráulico de 19.8 MW, la fecha de entrada para estos proyectos es la prevista por Empresas Públicas de Medellín. Adicionalmente se requieren 400 MW los cuales pueden corresponder al cierre de un ciclo abierto que aporte una capacidad de 150 MW y a la instalación de un ciclo combinado de 250 MW en la costa en los años 2006 y 2007 respectivamente, ver Tabla 6-2.

| PLANTA       | UNIDAD | FECHA DE ENTRADA | DE | CAPACIDAD MW |
|--------------|--------|------------------|----|--------------|
| JEPIRACHI    | 15     | Feb. 01 /2004    |    | 19.5         |
| LA VUELTA    | 1      | Jun. 01 / 2004   |    | 11.7         |
| LA           | 1      | Jul. 01 / 2004   |    | 9.9          |
| HERRADURA    | 2      | Ago. 01 / 2004   |    | 9.9          |
| CC COSTA 1   | 1      | Ene. 01 / 2006   |    | 150          |
| CC COSTA 2   | 1      | Ene. 01 / 2007   |    | 250          |
| <b>TOTAL</b> |        |                  |    | <b>451</b>   |

**Tabla 6-2 . Alternativa de corto plazo CP1**

Los proyectos de ciclo combinado corresponden a los de menor costo de energía media que podrían instalarse en el país, además su tiempo de construcción permite que estén disponibles para las fechas requeridas.

- **Alternativa de corto plazo - CP2**

La demanda a satisfacer y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos del caso base a excepción de los retiros por periodo de vida útil cumplidos para plantas térmicas<sup>20</sup> 110 MW, los cuales no se consideran. La entrada en operación de los proyectos de La Herradura, La Vuelta y Jepirachi, 51 MW en total, se contempla para las fechas previstas por Empresas Públicas de Medellín; los requerimientos adicionales de generación necesarios para cumplir con los criterios de confiabilidad corresponden a 78 MW de un proyecto hidráulico en el año 2006 y el cierre de un ciclo abierto de la costa en el año 2007, ver Tabla 6-3.

| PLANTA | UNIDAD | FECHA DE ENTRADA | DE | CAPACIDAD MW |
|--------|--------|------------------|----|--------------|
|--------|--------|------------------|----|--------------|

<sup>20</sup> Ver Tabla 6-1

|              |    |                |            |
|--------------|----|----------------|------------|
| JEPIRACHI    | 15 | Feb. 01 / 2004 | 19.5       |
| LA VUELTA    | 1  | Jun. 01 / 2004 | 11.7       |
| LA HERRADURA | 2  | Jul. 01 / 2004 | 19.8       |
| HIDRÁULICO 1 | 1  | Jun. 01 / 2006 | 78         |
| CC COSTA 1   | 1  | Ene. 01 / 2007 | 150        |
| <b>TOTAL</b> |    |                | <b>279</b> |

**Tabla 6-3. Alternativa de corto plazo CP2**

#### Alternativa de corto plazo - CP3

La demanda a satisfacer en esta alternativa y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos de la alternativa 2. Adicionalmente en este caso se asume que hay restricciones para la instalación de capacidad adicional en la Costa y por lo tanto la entrada de proyectos se restringe a aquellos de menor costo y viabilidad en cuanto a tiempos de construcción, que se encuentran inscritos en el registro de la UPME para el interior.

La capacidad adicional requerida se cubre con un proyecto hidráulico (78 MW) cuya entrada se plantea para junio del 2006 y una planta a gas ciclo abierto en los Llanos Orientales (215 MW) que entraría en operación en enero del 2007. La entrada en operación de los proyectos de La Herradura, La Vuelta y Jepirachi, de 51 MW en total, se contemplan de acuerdo a las fechas previstas por Empresas Públicas de Medellín. En la Tabla 6-4 se presenta la expansión requerida para esta alternativa.

| PLANTA       | UNIDAD | FECHA DE ENTRADA | DE CAPACIDAD MW |
|--------------|--------|------------------|-----------------|
| JEPIRACHI    | 15     | Feb. 01 / 2004   | 19.5            |
| LA VUELTA    | 1      | Jun. 01 / 2004   | 11.7            |
| LA HERRADURA | 2      | Jul. 01 / 2004   | 19.8            |
| HIDRÁULICO 1 | 1      | Jun. 01 / 2006   | 78              |
| CA LLANOS    | 1      | Ene. 01 / 2007   | 215             |
| <b>TOTAL</b> |        |                  | <b>344</b>      |

**Tabla 6-4. Alternativa de corto plazo CP3**

#### Alternativa de corto plazo - CP4

La demanda a satisfacer en esta alternativa corresponde al escenario medio de crecimiento proyectado por la UPME, reemplazando el supuesto de las exportaciones planteado en los casos anteriores por los intercambios de energía bajo el esquema de las TIES<sup>21</sup>. En esta alternativa se asume la reincorporación al SIN de las plantas de Gualanday (38 MW) y Ocoa (27 MW), así como un incremento en la

<sup>21</sup> Transferencias Internacionales de Electricidad, resolución CREG 004 del 2003.



disponibilidad de las plantas Barranca 4 y Barranca 5 que pasarían a ser parte de una nueva central. No se asumen retiros de plantas térmicas por periodos de vida útil cumplida.

La capacidad adicional requerida para cumplir con los límites de confiabilidad de energía establecidos, es en este caso, es de 150 MW térmico en el 2006, los cuales corresponderían al cierre de ciclo mencionado en las otras alternativas. Los proyectos de Jepirachi, La Herradura y La Vuelta se incorporarían al sistema en las fechas indicadas por Empresas Públicas de Medellín. En la Tabla 6-5 se presenta la expansión requerida para esta alternativa.

| PLANTA       | UNIDAD | FECHA DE ENTRADA | DE | CAPACIDAD MW |
|--------------|--------|------------------|----|--------------|
| JEPIRACHI    | 15     | Feb. 01 / 2004   |    | 19.5         |
| LA VUELTA    | 1      | Jun. 01 / 2004   |    | 11.7         |
| LA HERRADURA | 2      | Jul. 01 / 2004   |    | 19.8         |
| OCOA         | 1      | Ene. 01 / 2005   |    | 27           |
| GUALANDAY    | 1      | Ene. 01 / 2005   |    | 38           |
| CC COSTA 1   | 1      | Ene. 01 / 2006   |    | 150          |
| TOTAL        |        |                  |    | 266          |

**Tabla 6-5. Alternativa de corto plazo CP4**

#### Alternativa de corto plazo – CP5

Esta alternativa contempla la atención de la demanda del escenario medio de energía, pero considerando un escenario de hidrologías que tiene como base caudales históricos 1975-2002 y el desarrollo de algunos proyectos que están en construcción y otros en estudio como son los de cogeneración y trasvases de ríos, aunque estos últimos realizan solo aportes en energía al sistema. Adicionalmente se contempló intercambios con Ecuador de 250 MW y retiros de las plantas Barranca 1 (10 MW), Barranca 2 (30 MW), Barranca 4 (30 MW), Barranca 5 (19 MW), y 320 MW contemplados en la Tabla 6-1. En la Tabla 6-6 se presenta la expansión requerida para satisfacer dicha demanda.

| PLANTA    | UNIDAD | FECHA DE ENTRADA | DE | CAPACIDAD MW |
|-----------|--------|------------------|----|--------------|
| JEPIRACHI | 15     | Feb. 01 / 2004   |    | 19.5         |

|                   |    |                |            |
|-------------------|----|----------------|------------|
| LA VUELTA         | 1  | Jun. 01 / 2004 | 11.7       |
| LA HERRADURA      | 2  | Jul. 01 / 2004 | 19.8       |
|                   |    | Mar. 01 / 2004 | 18         |
|                   |    | Mar. 01 / 2004 | 28         |
| TERMOYOPAL        | 4  | Sep. 01 / 2004 | 18         |
|                   |    | Mar. 01 / 2004 | 18         |
| TRASVASE CALDERAS | -- | Ene. 01 / 2005 | --         |
| GUALANDAY         | 1  | Ene. 01 / 2005 | 38         |
| CALDERAS          | 2  | Mar. 01 / 2006 | 26         |
| COGENERACIÓN      | -- | Ene. 01 / 2007 | 100        |
| TRASVASE GUARINÓ  | -- | Jun. 01 / 2007 | --         |
| TRASVASE MANSO    | -- | Dic. 01 / 2007 | --         |
| <b>TOTAL</b>      |    |                | <b>297</b> |

**Tabla 6-6 . Alternativa de corto plazo CP5**

### 6.1.5 Evaluación de confiabilidad en el corto plazo

La evaluación de confiabilidad se realiza con el fin de establecer los valores de los límites de confiabilidad de energía, establecidos en la resolución CREG 025 de 1995<sup>22</sup>, en cada una de las alternativas planteadas.

Los resultados del desempeño del sistema en cuanto a confiabilidad para las diferentes alternativas se muestran en la Tabla 6-7 la cual presenta los valores de VERE, VEREC y Número de Casos con déficit.

| PERIODO | NÚMERO DE CASOS |      |      |      |      | VERE % |      |      |      |      | VEREC % |      |      |      |      |
|---------|-----------------|------|------|------|------|--------|------|------|------|------|---------|------|------|------|------|
|         | C P1            | C P2 | C P3 | C P4 | C P5 | C P1   | C P2 | C P3 | C P4 | C P5 | C P1    | C P2 | C P3 | C P4 | C P5 |
| DIC05-  | 3               | 1    | 2    | --   | --   | 0.     | 0.   | 0.   | --   | --   | 2.      | 0.   | 2.   | --   | --   |

<sup>22</sup> VERE: Valor esperado de racionamiento, límite 1,5% de la demanda.

VEREC: Valor esperado de racionamiento condicionado, límite 3%.

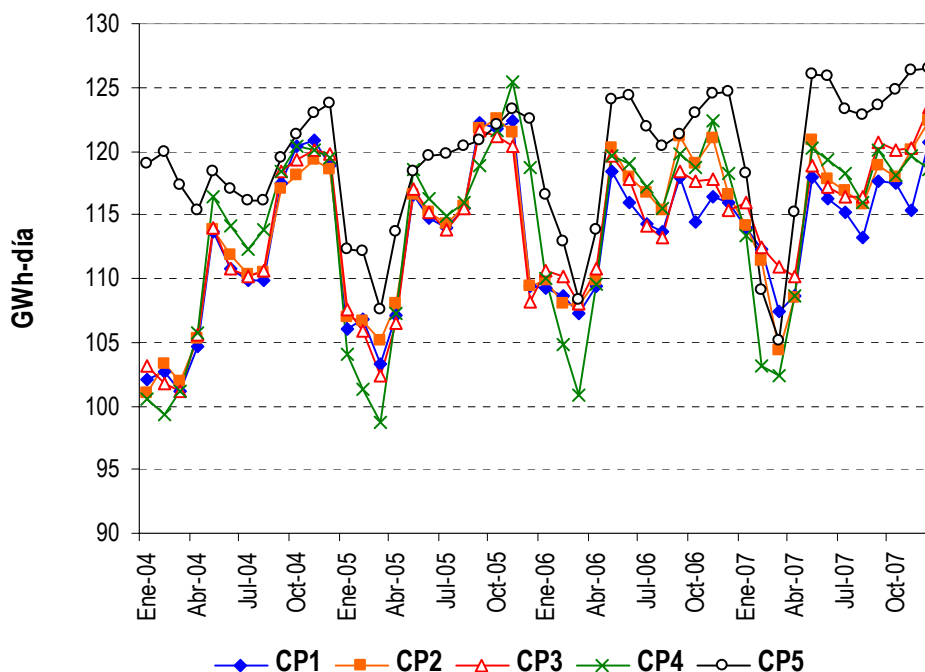
Número de casos con racionamiento: Límite máximo 5.

|                 |   |   |    |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
|-----------------|---|---|----|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| ABR06           |   |   |    |   |   | 1  | 0  | 0  |    |    | 5  | 3  | 2  |    |    |
| DIC06-<br>ABR07 | 2 | 2 | -- | 1 | 1 | 0. | 0. | -- | 0. | 0. | 2. | 2. | -- | 1. | 0. |
|                 |   |   |    |   |   | 1  | 1  | -- | 0  | 0  | 7  | 8  | -- | 0  | 2  |

**Tabla 6-7. Límites de confiabilidad de energía en el corto plazo**

### 6.1.6 Generación térmica e hidráulica corto plazo

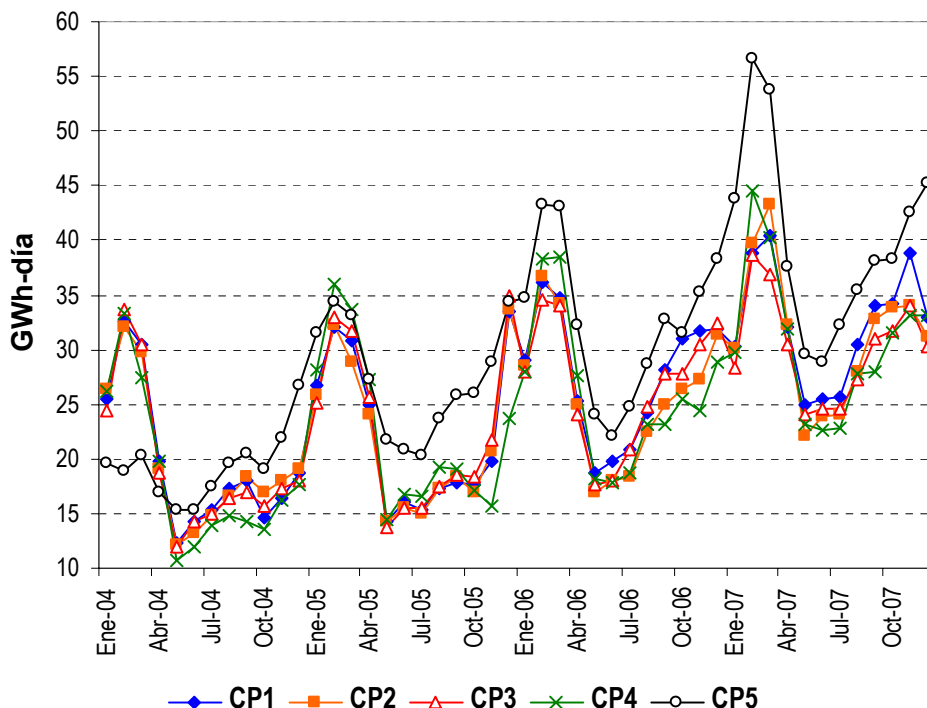
En la Gráfica 6-1 se presenta la generación hidráulica para cada una de las alternativas planteadas. Se espera que esta generación tenga valores cercanos a los 120 GWh-día en los inviernos y entre 100 y 110 GWh-día en los veranos. Para la alternativa CP4 y CP5 la importación de energía desde Ecuador hace que durante los veranos se genere menos con las plantas hidroeléctricas.



**Gráfica 6-1. Generación hidráulica en el corto plazo**

En la Gráfica 6-2 se presenta la generación térmica promedio para el periodo de corto plazo, se observa que la cantidad de energía generada en los inviernos se incrementa con el paso del tiempo debido al aumento de la demanda, esto implica que la cantidad de recursos térmicos despachados en la base se incrementa a lo largo del periodo de análisis. Para los periodos de verano esta generación puede alcanzar picos de hasta 45 GWh en el 2007.

Es importante anotar que los mayores incrementos en la generación con recursos térmicos para todas las alternativas se presentan en los años 2006 y 2007 cuando se requieren incrementos en la capacidad instalada del sistema y la demanda de energía es mayor.



**Gráfica 6-2. Generación térmica en el corto plazo**

### 6.1.7 Consumo de combustibles en el corto plazo

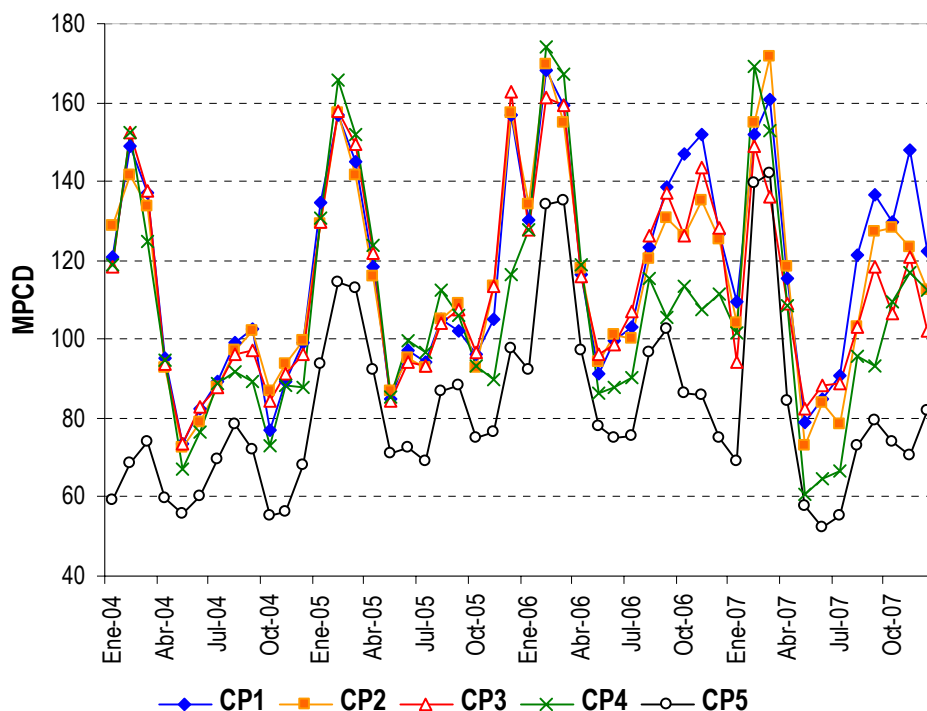
Los resultados de la generación promedio térmica permiten la obtención de las proyecciones promedio del consumo de combustible para las alternativas planteadas. Los resultados son aproximaciones donde se tiene en cuenta la eficiencia térmica promedio de las plantas utilizadas para el cálculo del cargo por capacidad. Se asume un suministro ilimitado de gas natural para realizar las simulaciones<sup>23</sup>.

Existe una gran diferencia entre la cantidad de energía generada con gas natural en la costa y en el interior, la cual se manifiesta en el consumo del combustible. Mientras para la costa se esperan consumos de gas mínimos en los inviernos de 55 MPCD y máximos en los veranos de hasta 175 MPCD, en el interior estos valores podrían llegar a ser cero en los inviernos y máximo 35 MPCD en los veranos. Además los consumos de gas en el interior presentarán una reducción considerable en el verano del 2007 con respecto al año anterior debido a la entrada del proyecto de transmisión de la costa y de recursos con menores costos de operación, especialmente en las alternativas CP1 y CP2. En la alternativa CP3 a pesar de la entrada de la planta a gas en los Llanos Orientales también se presenta esta

<sup>23</sup> En sección posterior se realiza un análisis de los requerimientos de suministro y transporte de gas natural teniendo en cuenta las demandas de otros sectores, los perfiles de producción de los yacimientos y la capacidad de transporte de los gasoductos, ver sección 6.2.10.

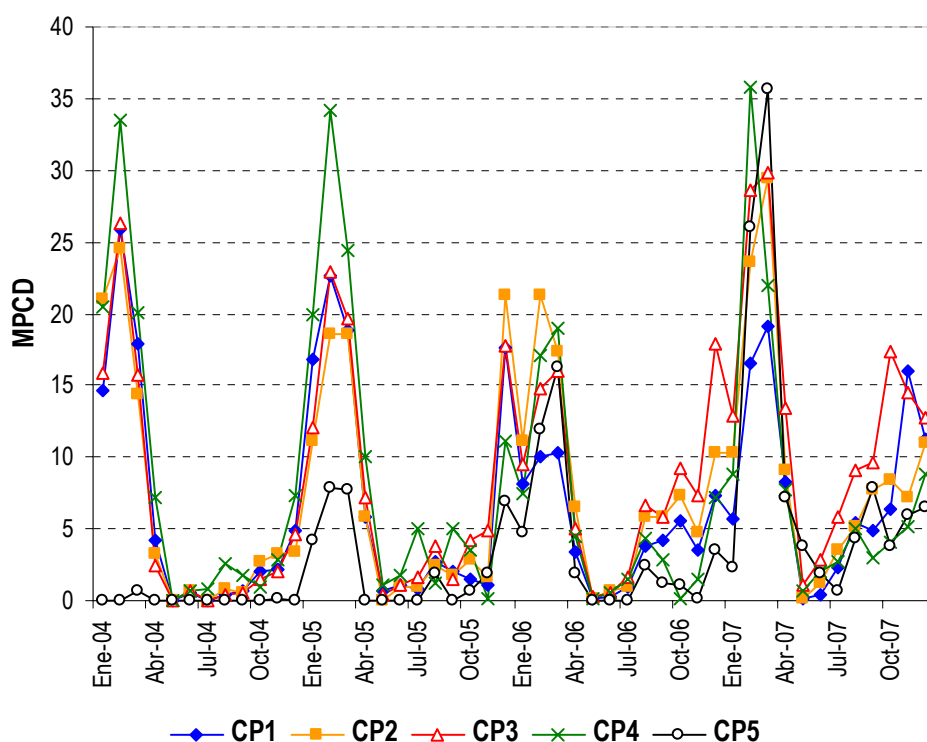
reducción aunque en menor proporción, no obstante, el desarrollo esperado del yacimiento de Cusiana.

En la Gráfica 6-3 y Gráfica 6-4 se presenta el consumo promedio de gas natural para la costa y el interior de acuerdo con las simulaciones realizadas.

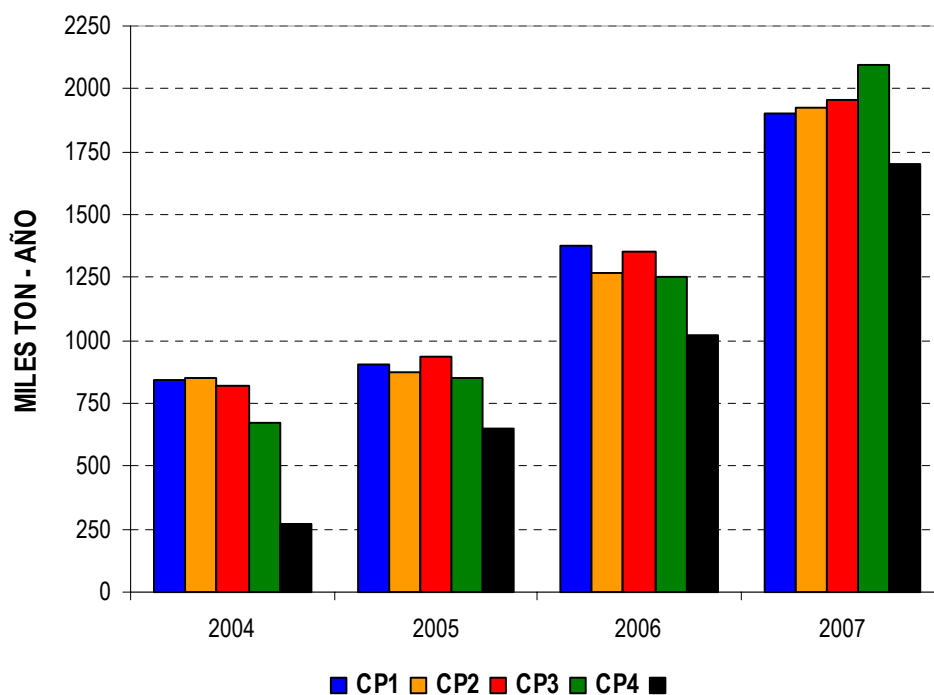


**Gráfica 6-3. Consumo promedio de gas natural en la costa 2004-2007**

Por otra parte de la generación promedio de energía eléctrica realizada con carbón mineral se espera que su consumo anual se incremente durante el periodo de análisis hasta alcanzar valores máximos cercanos a los 2 millones de toneladas anuales que para el largo plazo después de un leve incremento por el crecimiento de la demanda podrán ser superados únicamente mediante la instalación de nuevas plantas o el incremento en la disponibilidad de las actuales. No se esperan diferencias considerables en el consumo para las alternativas planteadas porque al final del periodo cuando las estrategias se diferencian por el tipo de expansión las plantas que operan con carbón mineral serán despachadas en la base. La Gráfica 6-5 presenta el consumo promedio de carbón para las tres alternativas en las cuales se considera la entrada de nueva generación con base en este recurso.



**Gráfica 6-4. Consumo promedio de gas natural en el interior 2004-2007**



**Gráfica 6-5. Consumo promedio carbón 2004-2007**



Como se observa en la Gráfica 6-2, Gráfica 6-3, Gráfica 6-4 y Gráfica 6-5, los intercambios de electricidad con Ecuador tienen un impacto considerable en la generación térmica y por lo tanto en los consumos de combustible, especialmente de gas natural, después del 2006, para esta época la utilización del parque térmico será mayor y por lo tanto lo será también la utilización de recursos mas costosos (generalmente térmicos). De acuerdo con lo planteado en la alternativa CP4 esta mayor utilización de plantas térmicas y la necesidad de expansión pueden en parte ser reemplazadas con importaciones de energía desde Ecuador, por ende es de esperarse que la generación térmica y el consumo de combustibles para CP4 sea una de las menores. Este hecho es más notorio en el caso del gas natural ya que de acuerdo con las proyecciones realizadas estos recursos estarán en el margen debido a los mayores costos operativos que tendrán frente al carbón.

### 6.1.8 Costos marginales en el corto plazo

El precio de bolsa es una señal importante para la expansión en el Sistema Interconectado Nacional. Las proyecciones de costos marginales del sistema para las diferentes alternativas de corto plazo son equivalentes a proyecciones de precio de bolsa, teniendo en cuenta que la función objetivo en modelos de simulación es minimizar el costo operativo total del sistema en el horizonte de análisis sin considerar estrategias que puedan utilizar los diferentes agentes al realizar sus ofertas en el mercado de energía. Los costos marginales del sistema se calculan a partir de los valores promedio de generación por planta obtenidos en la simulación de despachos ideales para cada una de las alternativas de corto plazo, teniendo en cuenta el costo de combustible (suministro y transporte)<sup>24</sup>, el costo variable de operación y mantenimiento<sup>25</sup> y los cargos adicionales incluidos en la oferta de generación<sup>26</sup>.

A medida que aumenta la demanda el costo marginal se incrementa ya que se deben despachar recursos más costosos. Es así como la alternativa que presenta el costo marginal mas alto es la CP5. Así mismo a medida que se incrementa la capacidad instalada con recursos de mayor eficiencia este costo tiende a disminuir debido a que se desplazan aquellos recursos más costosos de menores eficiencias, por esta razón al final del periodo la alternativa que presenta el menor costo marginal es la CP1 donde se presenta la mayor expansión con recursos eficientes.

La variable hídrica continúa siendo determinante para los costos marginales, en la Gráfica 6-6 se observa la diferencia que puede presentarse por efecto del régimen

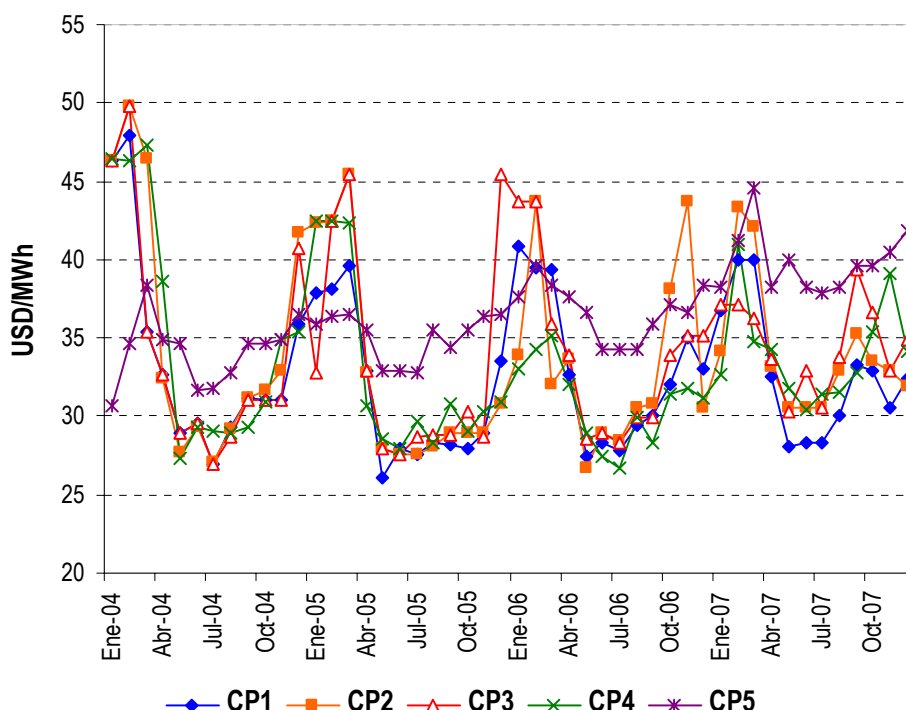
<sup>24</sup> Costo de combustible calculado a partir del rendimiento térmico, reportado por los agentes para el cargo por capacidad 2003 y las proyecciones de precio para suministro y transporte de combustibles a cada planta térmica elaboradas por la UPME.

<sup>25</sup> Costo promedio de operación y mantenimiento por tecnología determinado a partir de información suministrada por agentes y fabricantes.

<sup>26</sup> Se asumió para todo el periodo de análisis el valor del CEE para mayo de 2003 y el FAZNI para abril del mismo año, el equivalente en dólares del 2002 es 12,37 US\$/MWh.

estacionario, la expansión con recursos de menores costos operativos y mayor firmeza influye para que este diferencial se reduzca en el tiempo.

En promedio para todo el periodo de análisis el menor costo marginal se presenta en la alternativa CP1 con 32,82 US\$/MWh seguida por CP4 con 33,26 US\$/MWh, para CP2 y CP3 el costo marginal promedio es aproximadamente 33,8 US\$/MWh, mientras que la CP5 el promedio es de 36.45 US\$/MWh. En promedio el menor costo para los veranos y la menor diferencia entre invierno y verano ocurre en la alternativa CP4 debido a las importaciones que se pueden hacer de Ecuador y que permiten un mejor manejo del embalse.



**Gráfica 6-6. Costos marginales promedio en el corto plazo**

### 6.1.9 Utilización recursos expansión

El factor de utilización de los recursos depende de las restricciones en el transporte de la electricidad y de los costos operativos variables en el caso de los térmicos o de la disponibilidad de agua en el caso de las hidráulicas. Para la alternativa CP1 donde se tienen en cuenta ciclos combinados a gas en la costa con altas eficiencias se espera que la utilización promedio de los nuevos recursos este entre 50% y 80%, de acuerdo con lo mencionado en la sección 6.1.6 estos recursos serán despachados en la base.

Para la alternativa CP2 se espera que la planta a gas ciclo combinado en la costa sea despachada en la base como en el caso de CP1 y que además la planta filo de



agua utilice todos los recursos hídricos con que dispone y por lo tanto su utilización dependa únicamente del nivel de aportes. En promedio se estima unos factores de utilización que estarán entre un 60% y 80%.

Para la alternativa CP3 la utilización de la planta filo de agua tendrá un comportamiento similar al de CP2, mientras la planta a gas instalada en los Llanos será utilizada únicamente en el verano. El valor promedio del factor de utilización del ciclo abierto en los Llanos para el verano del 2007 será menor al 1% mientras los valores P98 y P99 (probabilidad del 1% y del 2% de ser superado) que ocurren para series hidrológicas muy secas será del 80%<sup>27</sup>. Esto indica que la entrada de la planta es requerida estrictamente para cumplir con los límites de confiabilidad de energía establecidos siendo un respaldo para el sistema en periodos de intensa sequía pero manteniendo una baja probabilidad de ser despachada durante la mayor parte del tiempo. La entrada de esta planta se plantea como una alternativa si se llegan a presentar problemas para la expansión en la Costa pero no corresponde a la más económica, lo mismo sucedería con cualquier otra planta a gas instalada en el interior. Se estima un factor de utilización para la planta hidráulica entre un 60% y 90%.

Para la alternativa CP4 el cierre de ciclo de la costa tendrá una utilización similar a las otras alternativas, siendo siempre superior al 65 %. Las plantas a gas del interior Ocoa y Gualanday serán requeridas únicamente en los veranos y para series hidrológicas críticas, su comportamiento es similar al de la planta a gas en los Llanos considerada en la alternativa CP3. En este caso a pesar de que la expansión en el sistema es menor si se compara con las otras alternativas, los factores de utilización no se incrementan ya que los requerimientos adicionales en algunos periodos críticos pueden ser cubiertos con importaciones desde Ecuador. Se espera que las plantas nuevas presenten factores de utilización entre 65% y 80% y reincorporadas al sistema para esta alternativa sea aproximadamente del 10%.

Para la alternativa CP5 los factores de utilización son bajos cercanos al 20%.

#### **6.1.10 Sensibilidad de la expansión de corto plazo a los aportes hídricos**

Las alternativas de expansión descritas hasta ahora se propusieron teniendo en cuenta algunas series hidrológicas críticas con aportes menores a los mínimos históricos, generadas por el modelo ARP a partir de los aportes al sistema entre los años 1990 y 2003. Esta condición implica que de entrar la totalidad de la capacidad propuesta se estaría en capacidad de atender eventos de sequía peores a los fenómenos de El Niño de los años 1991-1992 y 1997-1998 de manera confiable.

De lo anterior puede deducirse que la capacidad requerida en las diferentes alternativas sería menor de haber utilizado un conjunto de series hidrológicas cuyos mínimos fueran mayores a los obtenidos o iguales a los históricos. Este hecho se hace evidente al revisar la alternativa CP3, donde la planta térmica propuesta es

<sup>27</sup> En realidad se trabaja a plena carga ya que se asume una indisponibilidad del 20%.



requerida para garantizar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad por dos series hidrológicas críticas. Para estas dos series el despacho de la planta es pleno durante el verano del 2007 mientras para las 98 series restantes es cero.

Para determinar el impacto que sobre las necesidades de expansión del sistema tiene el uso de un conjunto específico de series hidrológicas se realizó una sensibilidad al caso base (CP1), calculando las necesidades de expansión bajo los mismos supuestos pero utilizando dos conjuntos diferentes de hidrologías. El primero corresponde a 100 series sintéticas generadas por el modelo ARP a partir de todos los datos históricos de las diferentes estaciones, es decir teniendo en cuenta todos los años registrados anteriores a 1990; el segundo conjunto corresponde a las 100 series hidrológicas generadas con el modelo GESS.

La diferencia en cuanto a aportes energéticos en los casos analizados es notable para las series más secas. Es de esperarse entonces que las necesidades de expansión que resultan de cada caso sean diferentes sobre todo teniendo en cuenta la exigencia y rigidez de los límites de confiabilidad de energía utilizados<sup>28</sup>. En la Gráfica 6-7 se presentan los aportes energéticos para la mínimos para cada mes en los casos en que se utilizan 100 series sintéticas, estos valores se comparan con el mínimo histórico<sup>29</sup>.

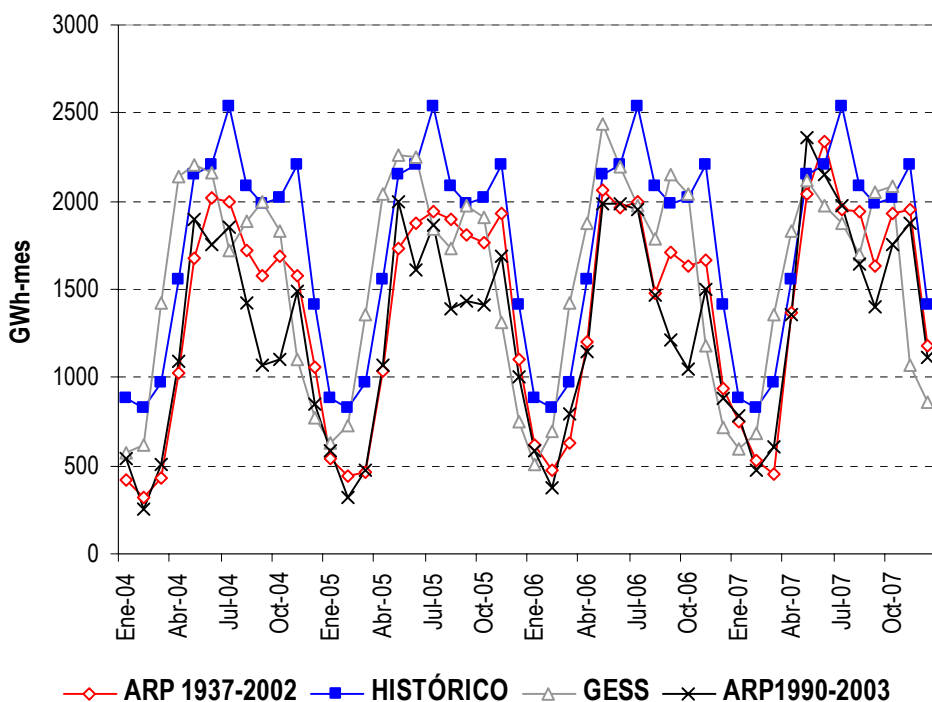
Antes de presentar las sensibilidades es importante anotar que un déficit de energía superior a 150 GWh en un mes en una sola serie hidrológica equivale durante la mayor parte del periodo de análisis a un VEREC superior al 3%. Teniendo en cuenta que en los casos analizados se pueden presentar diferencias en los aportes que alcanzan los 200 GWh (Gráfica 6-7), es de esperarse que en la serie donde se presentan los mínimos más pronunciados (CP1) ocurran déficit con VEREC superiores al límite de confiabilidad y por lo tanto requerimientos de expansión mayores.

---

<sup>28</sup> Número de casos con déficit menor o igual a 5, VEREC menor o igual al 3%, VERE menor o igual al 1,5%.

<sup>29</sup> Los aportes en energía se calcularon a partir de los aportes en m<sup>3</sup>/s que generan los modelos utilizando los factores de conversión de las plantas correspondientes. Los factores son los que suministran los agentes para el cálculo del cargo por capacidad en MW/m<sup>3</sup>/s. En todos los casos y para todas las estaciones asociadas a las cadenas CASALCO y PAGUA se utilizó un factor de 15,99 MW/m<sup>3</sup>/s que corresponde al promedio ponderado de las dos cadenas.

El mínimo histórico se calcula a partir del mínimo aporte en m<sup>3</sup>/s recibido en cada una de las estaciones del sistema multiplicado por los factores de conversión.



**Gráfica 6-7. Aportes de energía casos de estudio**

- **Caso hidrología histórica**

Como se observa en la Gráfica 6-7 los mínimos de los aportes para el caso en el que se generan 100 series sintéticas con todos los valores históricos (ARP Histórico) son superiores a los del caso base (CP1). De acuerdo con los valores de los límites de confiabilidad de energía obtenidos, atrasando la entrada del cierre de ciclo propuesto en el caso base en el 2006 para el 2008 y atrasando la entrada del otro ciclo combinado planteado en el 2007 para el 2008, se cumpliría con los requerimientos establecidos. Por lo tanto en el periodo de corto plazo no se requeriría de expansión.

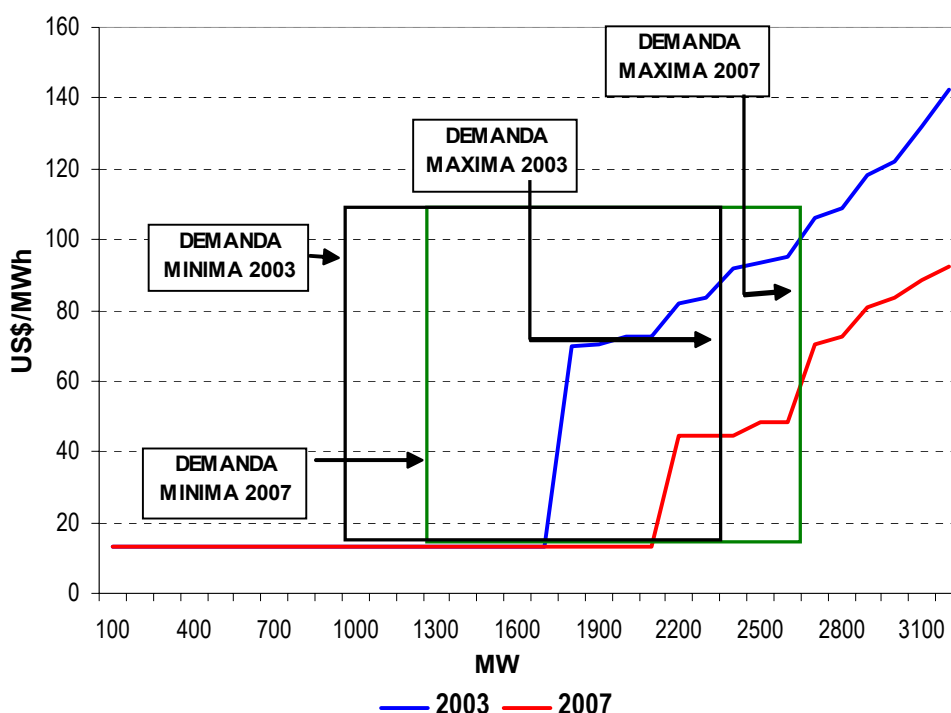
- **Caso hidrología GESS**

Como se observa en la Gráfica 6-7 los aportes mínimos para el conjunto de 100 series generado con el modelo GESS son superiores a los generados con el modelo ARP, en algunos casos esta diferencia alcanza los 200 GWh lo cual si se mira en términos de la demanda actual equivale a mas de un día de suministro de energía o con una sola serie hidrológica a un VEREC del 5%. Debido a la notable diferencia en los aportes hídricos descrita anteriormente, las necesidades de expansión del sistema planteadas en el caso base para el corto plazo se aplazan al utilizar las series generadas con el modelo GESS.

### 6.1.11 Intercambios de energía con Ecuador

Actualmente la capacidad instalada en Ecuador es aproximadamente 3,100 MW de los cuáles cerca del 50% son térmicos y 50% hidráulicos. Más del 90% de la capacidad térmica instalada corresponde a plantas que utilizan combustibles fósiles (diesel-fuel oil) con altos costos de operación. La demanda máxima de potencia supera los 2,000 MW, esto implica que en los periodos de máxima carga tengan que ser despachadas algunas de estas plantas térmicas mas costosas y que el costo marginal sea superior al presentado en Colombia, esta situación se evidencia mas en los veranos cuando la generación hídrica se reduce notablemente por la baja capacidad de regulación de los embalses. En los periodos de menor carga la demanda puede ser cubierta con los recursos hídricos o con las plantas térmicas a gas existentes y los costos marginales pueden llegar a ser inferiores a los de Colombia.

En la Gráfica 6-8 se presenta la oferta de energía en Ecuador, asumiendo que los costos de las plantas hídricas son iguales a un valor piso de 13,31 US\$/MWh y que estas se encuentran 100% disponibles. Como puede observarse para los periodos de máxima carga el costo de la energía puede superar los 80 US\$/MWh mientras para la mínima carga dependiendo del estado de los embalses este valor puede ser aproximadamente de 13 US\$/MWh.



**Gráfica 6-8. Oferta Energía Ecuador 2003 y 2007<sup>30</sup>**

<sup>30</sup> Los costos de acuerdo a información suministrada por el CND en las bases de datos para correr el modelo MPODE.

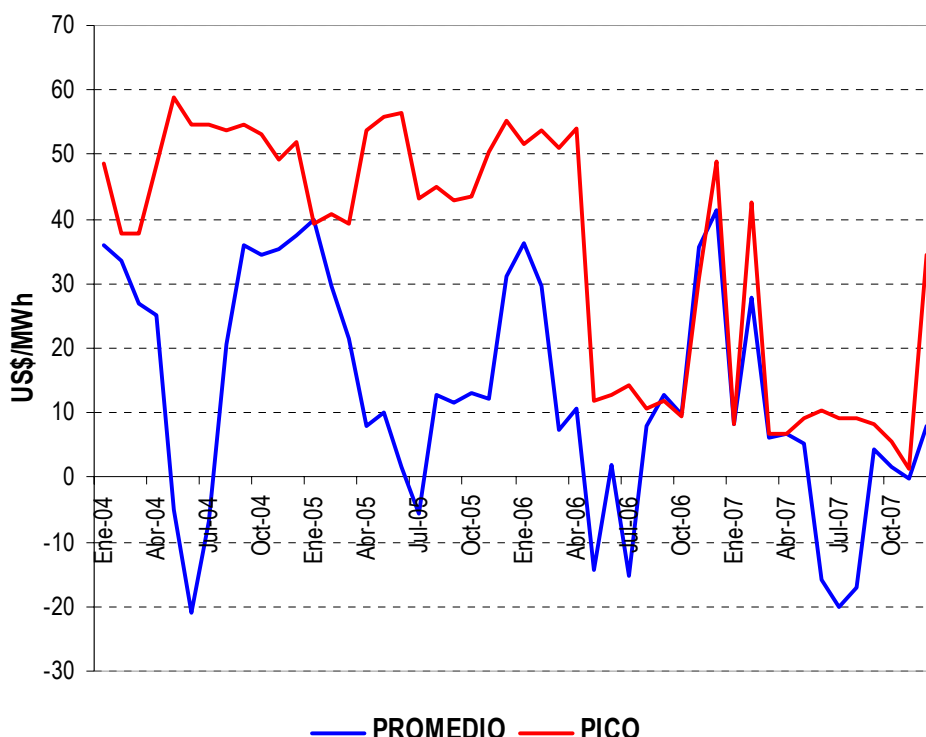


Para el año 2005 se espera en Ecuador la entrada de la planta térmica Termoriente de 265 MW y el cierre de ciclo de EDC, todas ellas con menores costos operativos a los de las térmicas actualmente instaladas. En el 2006 se espera la entrada de la central hídrica filo de agua San Francisco de 230 MW que recibirá el caudal turbinado por la central de Agoyán actualmente en operación, así mismo para el 2007 se espera la entrada de la central hidroeléctrica Mazar de 186 MW de embalse con volumen útil de 321.86 Hm<sup>3</sup> que estará aguas arriba de la central Paute (1,075MW). La entrada de capacidad térmica de mayor eficiencia, el incremento de la capacidad hídrica y el incremento de la capacidad de regulación en los embalses permitirán para finales del periodo de análisis de corto plazo una reducción importante en los costos marginales del sistema Ecuatoriano (ver Gráfica 6-8), lo cual se reflejará en los intercambios de electricidad con Colombia.

En la Gráfica 6-9 se presenta el diferencial en los costos marginales de los sistemas colombiano y ecuatoriano en promedio y para los periodos de punta, obtenidos en las simulaciones de la operación coordinada de los dos sistemas<sup>31</sup> que se realizaron para la alternativa CP4. Como puede observarse el diferencial para el periodo de punta es considerable en los primeros años del periodo de análisis y se reduce a medida que se expande el sistema Ecuatoriano y que el margen de reserva en el colombiano se hace menor. La reducción en el diferencial de costos es más notoria en los meses de invierno en Ecuador cuando pueden ser despachados a plena carga los recursos hídricos de ese país, en verano la utilización de los recursos térmicos más costosos hace que el diferencial a pesar de la expansión sea alto.

---

<sup>31</sup> Se asumió para todo el periodo de corto plazo una capacidad del enlace de 200 MW para exportar de Colombia a Ecuador y 100 MW para exportar de Ecuador a Colombia.



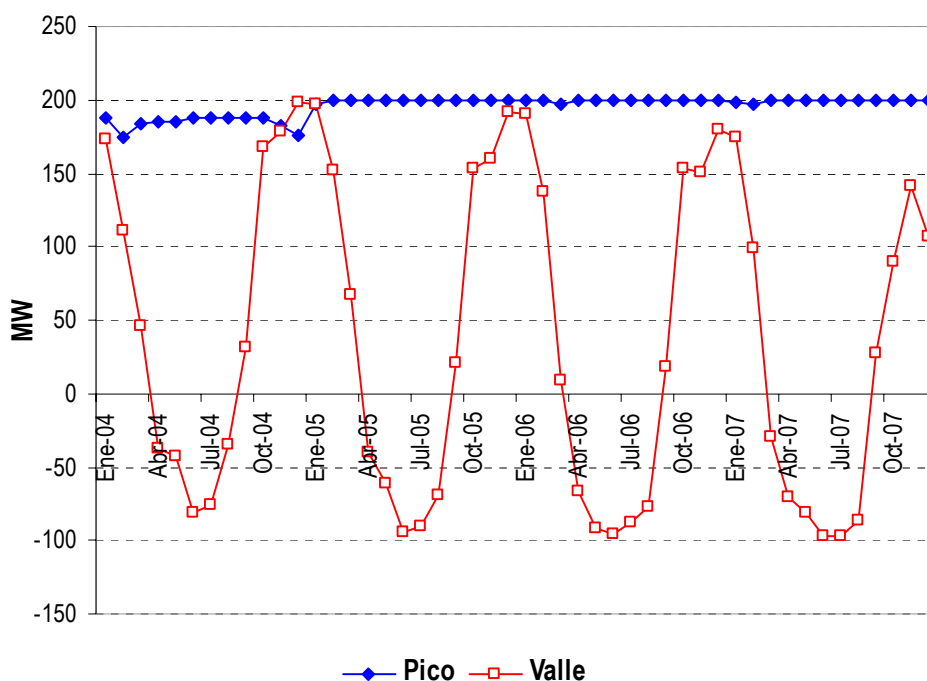
**Gráfica 6-9. Diferencial de Costos Marginales Ecuador-Colombia**

En general el costo marginal promedio en Colombia es menor que el Ecuatoriano aunque pueden presentarse periodos en que suceda lo contrario hacia los meses de mayo a julio. Para finales del periodo de análisis esta diferencia como en el caso del periodo de punta se reduce por las razones ya expuestas. El diferencial de costos marginales entre Ecuador y Colombia es mayor para el periodo de punta en comparación con el promedio porque para la máxima carga en Ecuador se deben utilizar recursos con costos de operación muy elevados mientras para periodos de carga baja se puede satisfacer la demanda con recursos hídricos o térmicos de menor costo (ver Gráfica 6-8).

De acuerdo con lo expuesto en esta sección se espera que en los periodos de plena carga se exporte energía de Colombia a Ecuador y en periodos de menor carga el sentido de los intercambios dependa de los aportes hídricos en cada uno de los sistemas, si hay suficientes recursos hídricos en Ecuador este exportará a Colombia sino sucederá lo contrario.

Así mismo, es de esperarse que ante sequías fuertes en Colombia posteriores al año 2006 se importe energía de Ecuador fundamentalmente en los periodos de demanda baja y media debido a la reducción en el diferencial de costos marginales que se presentará entre los dos sistemas. En la Gráfica 6-10 se presentan en términos de

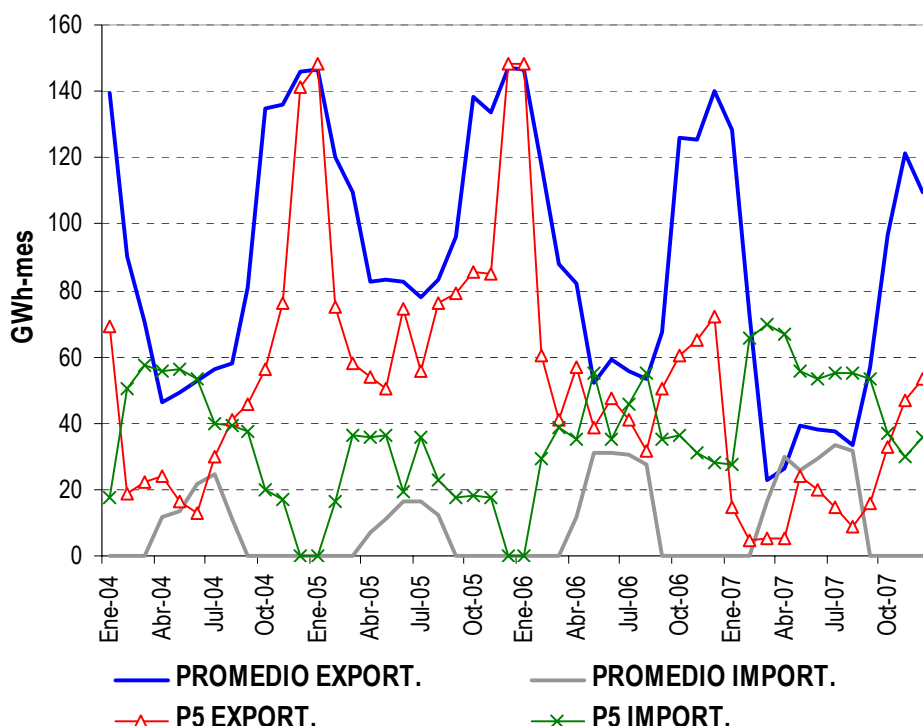
potencia el promedio de los intercambios para el pico y la mínima carga obtenidos en las simulaciones de operación de la alternativa CP4<sup>32</sup>.



**Gráfica 6-10. Intercambios promedio pico y valle demanda**

En la Gráfica 6-11 se presentan el promedio y el percentil 5 (P5) de las 100 series simuladas para la alternativa CP4 de los intercambios netos de energía con Ecuador para el periodo de análisis, el valor P5 corresponde a una condición hídrica de sequía en Colombia que reduce la posibilidad de las exportaciones entre el 2004 y el 2005 y obliga a la importación en el 2006 y 2007 la cuál se ve favorecida además por la reducción en el diferencial de precios de los dos sistemas.

<sup>32</sup> La curva de duración de carga se modela mediante 5 bloques de demanda cada uno con una potencia y duración determinada, en la Gráfica 6-8 se presenta el bloque de máxima y mínima potencia. Los valores positivos indican exportación de Colombia a Ecuador, los negativos exportación de Ecuador a Colombia. Los valores presentados corresponden al promedio de las 100 series simuladas.



**Gráfica 6-11. Intercambios netos mensuales de energía Colombia-Ecuador**

Bajo las condiciones planteadas para estos análisis es posible que ante periodos secos en Colombia se importe energía de Ecuador y que esta importación se favorezca por la reducción de costos marginales en el país vecino. La energía que se importe de Ecuador permitirá ante eventos de extrema sequía un mejor manejo de las reservas hídricas del país y por lo tanto reducir o eliminar el déficit de energía que pueda presentarse, esto tiene como consecuencia una disminución en la capacidad adicional requerida en el corto plazo por el Sistema de Interconexión Nacional, como la que se presenta en la alternativa CP4.

#### 6.1.12 Conclusiones Corto Plazo

- Los proyectos planteados corresponden a aquellos registrados ante la UPME con menores costos medios de energía y con tiempos de construcción viables para el corto plazo que se obtuvieron de los modelos de expansión y operación.
- La capacidad adicional requerida en el corto plazo es básicamente de respaldo para el sistema ante situaciones de sequía. Como se muestra en las alternativas 1 y 3, dependiendo de los costos variables de estos nuevos recursos su utilización será alta o baja. No se espera que recursos térmicos a gas instalados en el interior tengan una alta utilización debido a los mayores costos de transporte de combustible comparados con los de la Costa, su función si llegan a instalarse será la de capacidad de respaldo para el sistema.



- De los resultados obtenidos en las alternativas CP2, CP3, CP4 y CP5 se tiene que el respaldo que suministran al sistema las plantas térmicas antiguas puede resultar determinante en el corto plazo si no se presentan nuevos proyectos que garanticen el suministro de la demanda ante situaciones de contingencia hidrológica. Por sus bajas eficiencias comparadas con otras plantas que operan en el sistema y elevados costos de mantenimiento estas centrales no son viables para competir en el MEM, se recomienda la búsqueda de mecanismos que posibiliten su disponibilidad cuando sean requeridas como respaldo por el sistema.
- La entrada de nuevos proyectos de generación con menores costos variables de operación al final del periodo tendrá como consecuencia una disminución de los costos marginales del sistema, ya que se emplearían plantas de alta eficiencia.
- De acuerdo a las simulaciones realizadas empleando todas las series históricas de caudales en los modelos GESS y ARP, no se necesitaría la instalación de capacidad adicional durante el periodo de corto plazo. Los requerimientos de estos recursos se presentarían uno y dos años después cuando la demanda se haya incrementado. Este hecho no implica que se elimine la preocupación por incrementar la capacidad instalada en el sistema para garantizar el suministro de energía. Con esta capacidad adicional se contaría con mayor respaldo ante una eventual sequía y por lo tanto se mejoraría la confiabilidad en el sistema y una mayor estabilidad en los precios.
- Garantizando la disponibilidad de las plantas térmicas que actualmente están instaladas pero no hacen parte del MEM y aplazando el retiro de aquellas que se considera ya han cumplido su vida útil, como se plantea en la alternativa CP4, sería necesario un incremento menor en la capacidad instalada en el SIN, asumiendo cualquiera de los tres conjuntos de aportes hídricos utilizados. Los resultados de esta alternativa no significan que la entrada de los proyectos planteados para el caso base sea reemplazada por la recuperación de algunas plantas térmicas; quiere decir que la entrada de estos proyectos, los más convenientes para el sistema de acuerdo con los modelos de expansión, puede ser aplazada por un periodo de corto tiempo.
- Bajo las condiciones planteadas para estos análisis es posible que ante eventos secos en Colombia se importe energía de Ecuador para periodos diferentes al de carga pico y que esta importación se favorezca por la reducción de costos marginales en el país vecino. La energía que se importe de Ecuador permite ante eventos de extrema sequía un mejor manejo de las reservas hídricas del país y por lo tanto incrementar la confiabilidad del sistema en términos de energía eléctrica.

## 6.2 GENERACIÓN DE LARGO PLAZO 2008-2012

Para satisfacer en el largo plazo los requerimientos energéticos del país dentro de los límites de confiabilidad establecidos existen diversas alternativas en la evolución de la expansión que pueden considerarse factibles. La expansión real del sistema en



el largo plazo podrá ser seguramente una combinación de las estrategias aquí presentadas.

Las estrategias se plantean mediante el uso del modelo de planeación SUPER OLADE-BID, a partir de las alternativas de corto plazo planteadas en este mismo análisis. Se analizaron diferentes escenarios de acuerdo con restricciones a la expansión en determinadas regiones del país, atraso en proyectos mayores e interconexiones con países vecinos. Con cada una de las estrategias se busca satisfacer la demanda con un mínimo costo cumpliendo con los límites de confiabilidad de energía establecidos en la resolución 025 de 1995. La operación del sistema para cada una de estas estrategias se simula y analiza mediante el uso del modelo MPODE para un espectro amplio de aportes hídricos (100 series estocásticas, las cuales a su vez emplearon el modelo ARP y GESS).

### **6.2.1 Costos indicativos de referencia de proyectos de generación**

Estos costos pretenden dar una información de tipo referencial. Para su determinación se han incluido los principales componentes de costos que se consideran en la instalación de un proyecto de generación de energía eléctrica, entre los que se han tenido en cuenta, transportar una planta desde su sitio de fabricación cubriendo todos los posibles costos como son: costo directos (costos FOB puerto de embarque, CIF puerto colombiano, CIF sitio de planta con impuestos) costos indirectos (ingeniería y administración). Adicionalmente, para su operación se han considerado costos de combustibles en boca de pozo, transporte fijo y variable para el gas natural, esta misma metodología se empleó para el carbón pero considerando el costo de éste mineral en planta.

Por otra parte para la obtención de los costos variables de las plantas se consultaron fabricantes a través de los cuales se encontraron los principales elementos que intervienen en la operación, no obstante, se resalta que estos costos pueden variar debido a la tecnología, tipo y forma operativa. Es así como los costos obtenidos representan una aproximación de los costos variables y fijos de una planta de generación, y en los cuales no se han considerado costos adicionales como arranques y paradas de unidades de generación, de igual manera no consideran costos debido a financiación y construcción de un proyecto de generación. La tasa de descuento empleada en los cálculos es del 10%.

Así mismo, los costos consideran factores de utilización de 0.5 para ciclos abiertos que operan con gas natural y 0.7 para ciclos combinados y plantas que operan con carbón mineral. Es de resaltar que estos factores se pueden considerar altos con respecto a las plantas que actualmente se encuentran operando en el mercado



colombiano, en donde los factores de utilización<sup>33</sup> han oscilado entre 0.18 para ciclos abiertos, 0.15 para ciclos combinados y 0.23 para carbón mineral.

En el anexo A se presentan los costos de referencia de generación para plantas que operan con gas natural y carbón mineral.

## 6.2.2 Estrategias de largo plazo 2008-2012

- **Estrategia de largo plazo – LP1**

Se considera en el corto plazo la expansión y supuestos planteados en la alternativa CP1 de este plan. Se asume la entrada en operación de un proyecto hidráulico de 78 MW para el año 2008 y otro hidráulico de 660 MW para el 2011. No considera restricciones en el suministro de combustibles ni en la instalación de capacidad adicional en alguna región del país, por lo tanto los requerimientos de expansión que no son cubiertos con los proyectos hídricos se completan con plantas a gas ciclo combinado en la costa, que bajo los escenarios de costos de combustibles manejados resultan la alternativa de menor costo para el sistema. En total en esta estrategia se requieren 750 MW a gas, ubicados en la Costa Atlántica.

- **Estrategia de largo plazo – LP2**

Se consideran en el corto plazo la expansión y los supuestos planteados en la alternativa CP2 de este plan. Se asume que un proyecto hidráulico de 78 MW entra en el 2008 y atraso en un proyecto hidráulica de 660 MW hasta el 2013 y por lo tanto no entra en el horizonte de análisis. Como consecuencia de este atraso se presentan requerimientos por 900 MW térmicos, 750 de los cuales se cubren con ciclos combinados en la Costa mientras los restantes 150 MW con una planta a carbón instalada en el interior.

- **Estrategia de largo plazo – LP3**

Esta estrategia considera en el corto plazo la expansión y los supuestos planteados en la alternativa CP3 de este plan. Asume además la entrada en operación de un proyecto hidráulico de 660 MW para el 2011. Adicionalmente considera que no se instala capacidad adicional en la Costa Atlántica antes del 2009, por lo tanto los recursos para cubrir las necesidades del sistema se reparten entre plantas a carbón de 150 MW ubicadas en el interior del país que entrarán antes del 2009 y ciclos combinados en la costa 650 MW que entrarán en el 2009 y 2010.

En el 2008 se asume el retiro de 110 MW de unidades térmicas por periodos de vida útil cumplidos, estos retiros son los mismos considerados para la alternativa de corto plazo CP1<sup>34</sup>

<sup>33</sup> El cálculo del factor de utilización, consideró información desde el año 1997 y la cual consiste en la generación real de las plantas y capacidad efectiva neta.

<sup>34</sup> Ver Tabla 6-1 sección 6.1.3.



- **Estrategia de Largo Plazo – LP4**

Se consideran en el corto plazo la expansión y los supuestos planteados en la alternativa CP4 de este plan. Así mismo se asume la entrada en operación de un proyecto hidráulico de 78 MW para el año 2008 y un proyecto hidráulico de 660 MW para el 2011. No se consideran restricciones en el suministro de combustibles ni en la instalación de capacidad adicional en alguna región del país, por lo tanto los requerimientos de expansión que no son cubiertos con los proyectos hídricos se completan con plantas a gas natural ciclo combinado ubicadas en la Costa Atlántica. Los requerimientos adicionales son de 250 MW en el 2008 y 500 MW en el 2009. Se asume en el 2008 el retiro de 110 MW de unidades térmicas por periodos de vida útil cumplidos, estos retiros son los mismos considerados para la alternativa de corto plazo CP1. La capacidad total requerida para esta estrategia es la misma de la estrategia LP1 aunque en este caso al final del periodo la capacidad instalada en el SIN será 260 MW menor debido a que en el corto plazo los requerimientos fueron menores (ver análisis de corto plazo).

La expansión del sistema en el largo plazo se fundamenta en el proyecto hidráulico de 660 MW y la entrada de posibles ciclos combinados que operarían con gas natural en la Costa Atlántica. Este hecho se explica por los avances que ha tenido en el último año la iniciación del proyecto hídrico y por los menores costos medios de energía que presentan los ciclos combinados en la Costa de acuerdo con el factor de utilización esperado, si se comparan con cualquier otro tipo de central térmica en el país.

- **Estrategia de Largo Plazo – LP5**

Esta estrategia tiene como base la alternativa CP5 de corto plazo, y en el largo plazo contempla un escenario medio de demanda en Colombia al igual que exportaciones de 250 MW hacia Ecuador. Dado que esta estrategia emplea hidrologías que poseen caudales históricos del periodo comprendido entre los años 1975-2002, se observa que los requerimientos de expansión pueden ser cubiertos por 738 MW, los cuales corresponden a proyectos hidráulicos.

En la Tabla 6-8 se presentan las estrategias de expansión planteadas para el periodo 2008-2012.

| AÑO             | LP1         |     |   | LP2        |    |     | LP3         |     |     | LP4         |     |   | LP5        |     |   |
|-----------------|-------------|-----|---|------------|----|-----|-------------|-----|-----|-------------|-----|---|------------|-----|---|
|                 | G           | H   | C | G          | H  | C   | G           | H   | C   | G           | H   | C | G          | H   | C |
| 2008            | 250         | 78  |   | 250        | 78 |     |             |     | 150 | 250         | 78  |   |            | 78  |   |
| 2009            | 250         |     |   | 500        |    |     | 400         |     |     | 500         |     |   |            |     |   |
| 2010            | 250         |     |   |            |    | 150 | 250         |     |     |             |     |   |            | 660 |   |
| 2011            |             | 660 |   |            |    |     |             | 660 |     |             | 660 |   |            |     |   |
| 2012            |             |     |   |            |    |     |             |     |     |             |     |   |            |     |   |
| SUBTOTAL        | 750         | 738 |   | 750        | 78 | 150 | 650         | 660 | 150 | 750         | 738 |   |            |     |   |
| <b>TOTAL MW</b> | <b>1488</b> |     |   | <b>978</b> |    |     | <b>1460</b> |     |     | <b>1488</b> |     |   | <b>738</b> |     |   |

**Tabla 6-8 . Requerimientos de expansión largo plazo**

### 6.2.3 Evaluación de la confiabilidad en el largo plazo

La capacidad adicional en el sistema planteada para las diferentes estrategias es la requerida para satisfacer los límites de confiabilidad de energía establecidos en la resolución CREG 025 de 1995. De la Tabla 6-9 se observa que el mejor nivel de confiabilidad se da para la estrategia LP4 en donde se consideran los intercambios de energía con Ecuador. Esto se debe a la energía que se importa del país vecino durante los periodos de baja carga, la cual permite dar un mejor manejo a las reservas hídricas con que cuenta el SIN.

| PERIODO         | NÚMERO DE CASOS |    |    |    |    | VERE %  |         |         |         |         | VEREC % |         |         |         |         |
|-----------------|-----------------|----|----|----|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                 | LP              | LP | LP | LP | LP | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      | LP      |
|                 | 1               | 2  | 3  | 4  | 5  | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       |
| DIC07-<br>ABR08 | 5               | -- | -- | -- | -- | 0.<br>1 | --      | --      | --      | --      | 3.<br>0 | --      | --      | --      | --      |
| DIC08-<br>ABR09 | 1               | -- | 1  | 1  | -- | 0.<br>0 | --      | 0.<br>0 | 0.<br>0 | --      | 2.<br>9 | --      | 2.<br>9 | 2.<br>9 | --      |
| DIC09-<br>ABR10 | 4               | 1  | 4  | -- | 1  | 0.<br>1 | 0.<br>0 | 0.<br>1 | --      | 0.<br>0 | 2.<br>5 | 1.<br>8 | 1.<br>6 | --      | 1.<br>0 |
| DIC10-<br>ABR11 | --              | 1  | 1  | -- | -- | --      | 0.<br>0 | 0.<br>0 | --      | --      | --      | 1.<br>6 | 2.<br>3 | --      | --      |
| DIC11-<br>ABR12 | 1               | 1  | 1  | -- | 5  | 0.<br>0 | 0.<br>0 | 0.<br>0 | --      | 1.<br>4 | 2.<br>9 | 2.<br>8 | 2.<br>8 | --      | 3.<br>0 |

**Tabla 6-9. Límites de confiabilidad de energía en el largo plazo**

### 6.2.4 Sensibilidad a la capacidad de generación en el largo plazo

En el anterior análisis de largo plazo se consideró como base las hidrologías ocurridas en el periodo 1990-2002, las cuales contienen hidrologías que contemplan dos fenómenos tipo El Niño, sin embargo al realizar un análisis con hidrologías que contienen toda la información histórica de las secuencias de caudales (1937-2002) y la alternativa CP4 en el corto plazo, los requerimientos de expansión se limitan a 888 MW, que pueden ser cubiertos con el cierre de un ciclo combinado de 150 MW, la instalación de una planta hidráulica con capacidad de 78 MW en el año 2008 y la

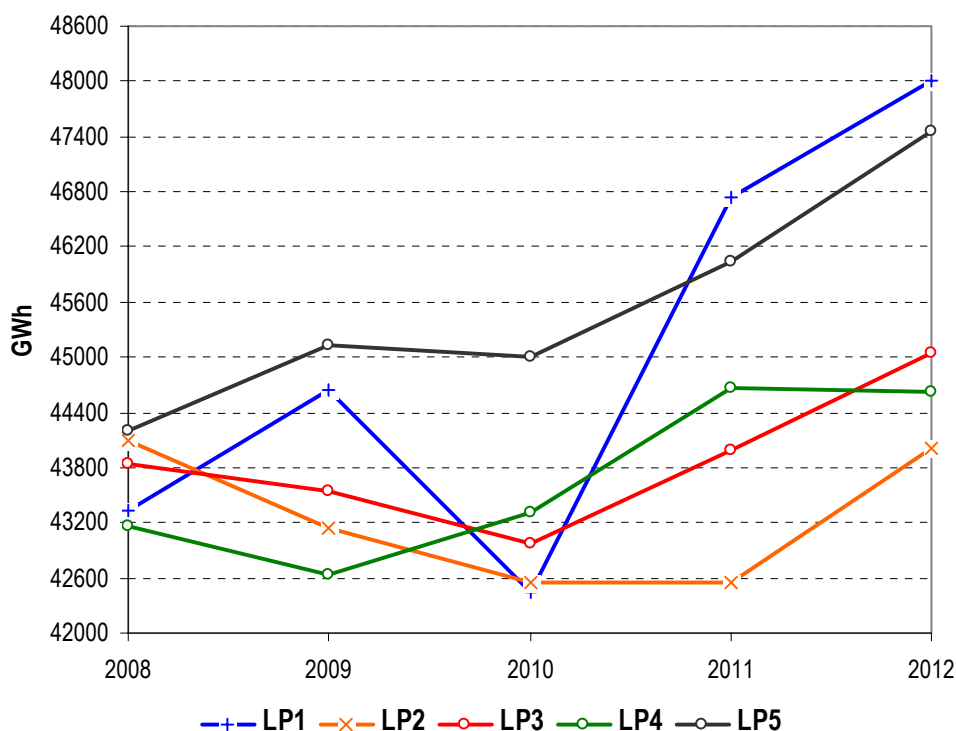
instalación de 660 MW hidráulicos en el segundo semestre del año 2010. Los requerimientos de capacidad se muestra en la Tabla 6-10.

| PLANTA       | UNIDAD | FECHA ENTRADA | DE | CAPACIDAD MW |
|--------------|--------|---------------|----|--------------|
| CC- COSTA 1  | 1      | Ene 01 /2008  |    | 150          |
| HIDRÁULICA 1 | 1      | Ene 01 /2008  |    | 78           |
| HIDRÁULICA 2 | 3      | Ene 01 / 2011 |    | 660          |
| TOTAL        |        |               |    | 888          |

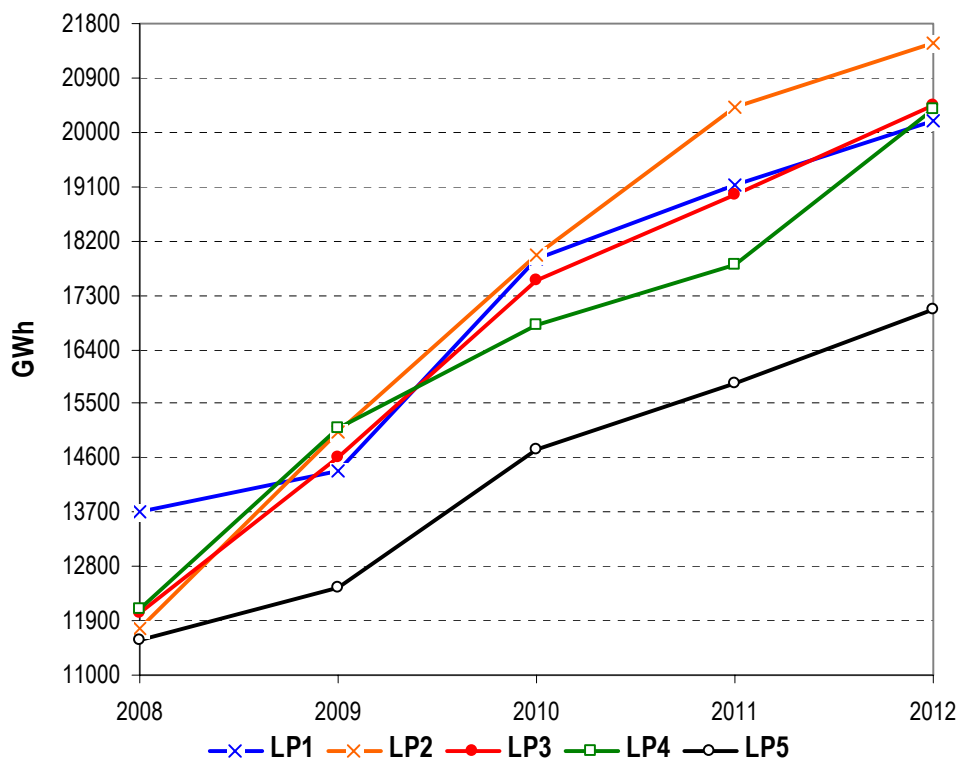
**Tabla 6-10 . Requerimientos de capacidad con hidrología 1937-2002**

### 6.2.5 Generación térmica e hidráulica

En la Gráfica 6-12 y la Gráfica 6-13 se presenta la generación hidráulica y térmica total esperada para el periodo 2008 - 2012 para cada estrategia. Se observa que la generación hídrica se incrementa únicamente con el ingreso del proyecto hidráulico de 660 MW mientras la térmica crece constantemente durante el periodo de análisis. Para el final del periodo se espera que las plantas térmicas aporten más del 30% del total de la energía generada.



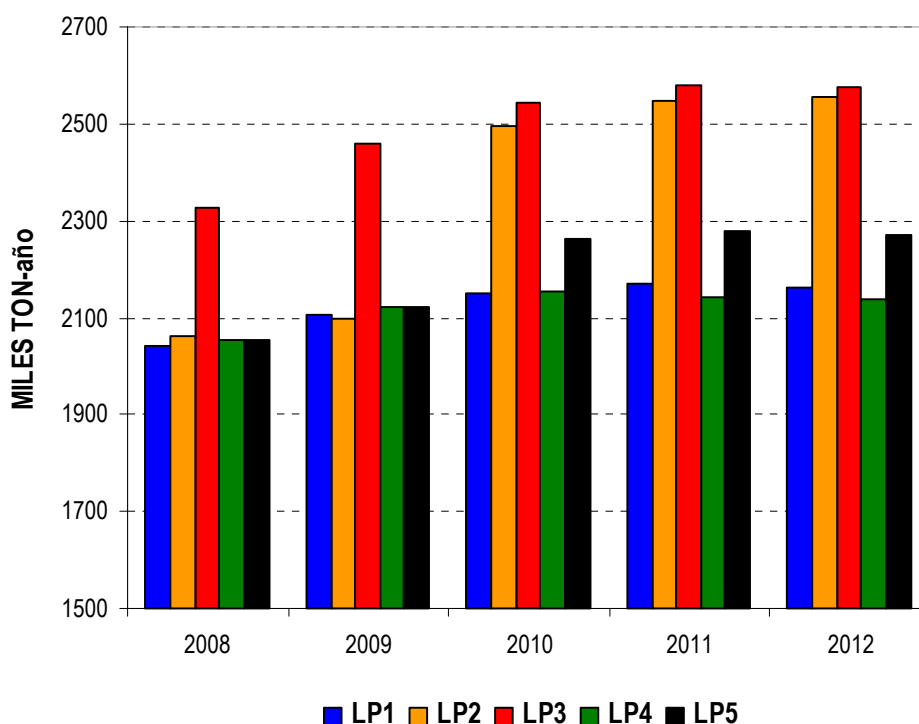
**Gráfica 6-12. Generación hidráulica de alternativas de largo plazo GWh**



**Gráfica 6-13. Generación térmica de alternativas de largo plazo GWh**

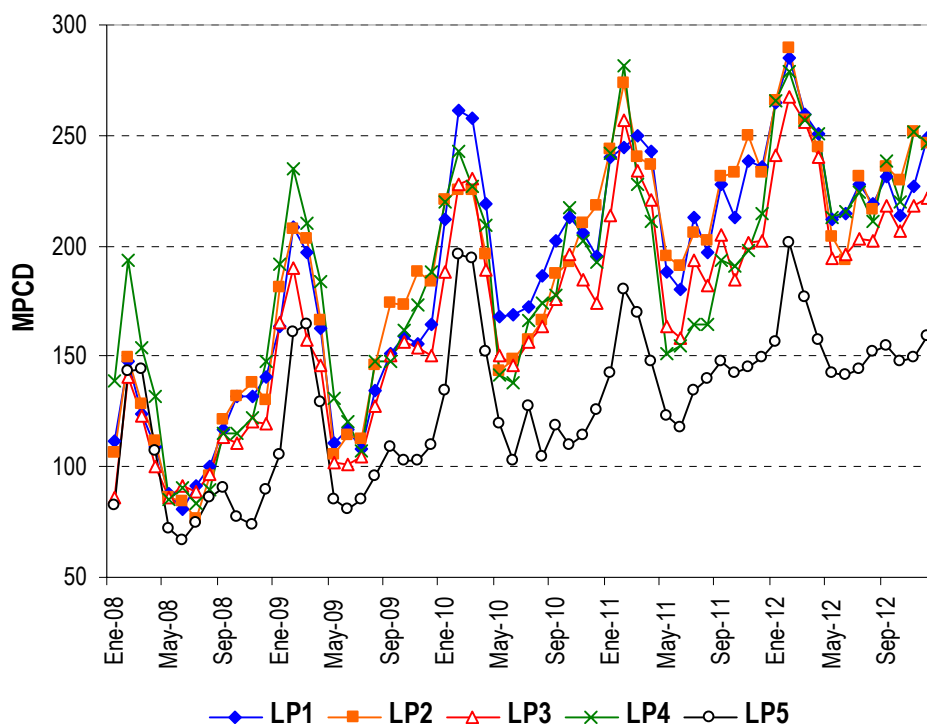
### 6.2.6 Consumo de combustibles

En la Gráfica 6-14 se presenta el consumo promedio de carbón mineral esperado en el largo plazo en miles de toneladas, este valor no varía considerablemente para cada estrategia durante el periodo de análisis. El consumo de carbón permanece constante porque las plantas que utilizan este combustible son despachadas en la base debido a los menores costos variables que presentan con respecto a las demás plantas térmicas que operan en el país. En las estrategias LP2 y LP3 el consumo de carbón es mayor por la entrada de la planta de 150 MW proyectada para el 2008 en la estrategia LP3 y para el 2010 en la estrategia LP 2.



**Gráfica 6-14. Consumo de carbón largo plazo**

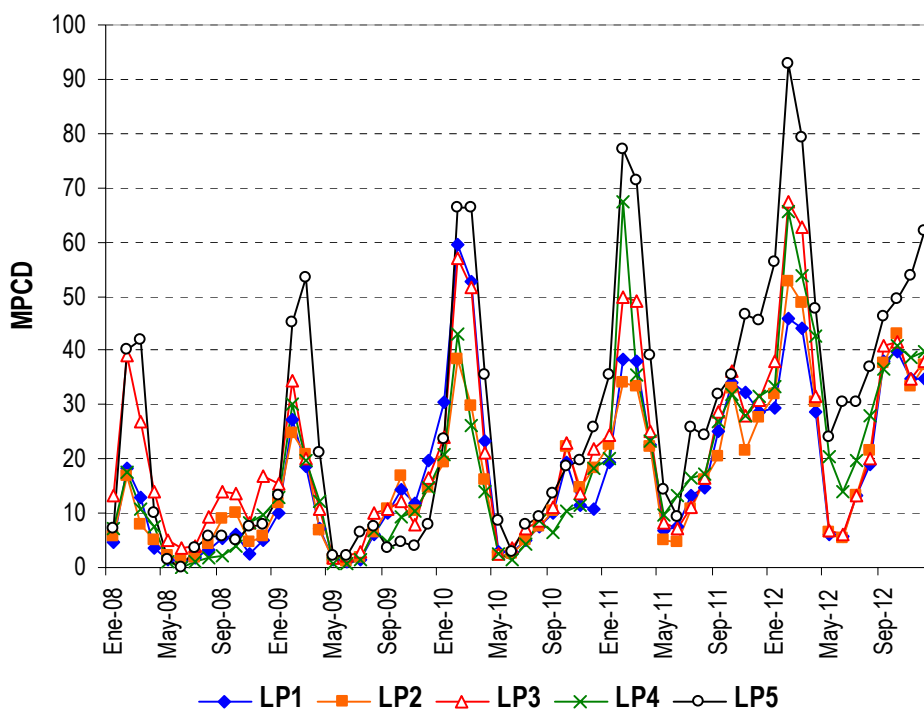
La Gráfica 6-15 muestra el consumo promedio de gas natural esperado para la Costa en el largo plazo, la diferencia entre los máximos que se presentan en los veranos y los mínimos de los inviernos se reduce con el paso del tiempo lo cual indica que cada vez más recursos a gas de la Costa son despachados en la base, entre ellos las nuevas plantas propuestas en las estrategias planteadas. El mayor consumo de gas natural después del 2010 se presenta en la estrategia LP2 debido a que esta no cuenta con los 660 MW hídricos que implica la entrada del proyecto hidráulico y por lo tanto obliga la utilización intensiva de recursos térmicos.



**Gráfica 6-15. Consumo de gas en la Costa largo plazo**

En la Gráfica 6-16 se presenta el consumo de gas en el interior. Este consumo corresponde básicamente a las necesidades de generación térmica adicional que se presentan en los veranos. El consumo para los inviernos se restringe a las plantas de mayor eficiencia que pueden especialmente al final del periodo salir despachadas.

En promedio el mayor consumo se presenta en la estrategia LP3, la cual incluye en la expansión de corto plazo una planta a gas ciclo abierto en los Llanos.



**Gráfica 6-16. Consumo de gas en el Interior largo plazo**

### 6.2.7 Utilización de recursos nuevos en el largo plazo

Para el periodo de largo plazo se espera en todas las estrategias una alta utilización de los recursos de expansión debido a las mayores eficiencias que estos presentan y a la reducción del margen de reserva de capacidad con que cuenta el sistema. Las plantas a gas en la Costa tendrán al inicio del periodo un factor de utilización entre el 60 % y el 65 % que se incrementará hasta superar el 80 % en el 2012. Las plantas que operan con carbón mineral tendrán desde su entrada en operación un factor de utilización superior al 80 %. El proyecto hidráulico de 660 MW tendrá en promedio una utilización de 67 %, este valor dependerá del régimen estacionario. Finalmente se estima que el proyecto hídrico con capacidad de 78 MW tendrá un factor de utilización promedio del 79 %.

### 6.2.8 Costos Marginales largo plazo

De acuerdo con los resultados obtenidos el promedio del costo marginal en el sistema estará entre 32,14 US\$/MWh y 43.60 US\$/MWh dependiendo de la época del año y la estrategia.

Comparando las diferentes estrategias se tiene que en promedio el menor costo marginal se presenta en la estrategia LP1 y el mayor en la LP5. Así mismo la estrategia LP2 es la que presenta los menores costos marginales en los veranos debido al predominio de la expansión térmica. Las menores diferencias entre invierno y verano para los costos marginales se presentan en la estrategia LP5 la cual considera los intercambios de energía con Ecuador. En la Tabla 6-11 se presentan los promedios de los costos marginales obtenidos para cada estrategia durante todo el periodo de análisis, en verano y en invierno.

| ESTRATEGIAS    | LP1   | LP2   | LP3   | LP4   | LP5  |
|----------------|-------|-------|-------|-------|------|
| Promedio       | 34.88 | 34.91 | 36.45 | 35.46 | 43.6 |
| Prom. Verano   | 38.75 | 37.32 | 40.02 | 37.75 | 45.6 |
| Prom. Invierno | 32.14 | 32.86 | 33.84 | 33.54 | 42.7 |

**Tabla 6-11. Costo marginal US\$/MWh de largo plazo**

### 6.2.9 Costo incremental promedio de largo plazo

Para la expansión del sistema de generación en el largo plazo es necesario evaluar el costo en el que se incurriría al entrar un serie de proyectos de generación, este costo corresponde a los que incurriría un agente al realizar un proyecto, es decir, costos de inversión, operación y mantenimiento. En la Tabla 6-12 se presenta el costo incremental promedio de largo plazo evaluado para los proyectos de expansión presentados en la Tabla 6-8, el cual fue evaluado considerando una tasa de oportunidad del 10%.

| ALTERNATIVAS | LP 1  | LP 2  | LP 3  | LP4   | LP 5  |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CIPLP        | 34.42 | 35.80 | 39.47 | 40.36 | 43.25 |

**Tabla 6-12. Costo incremental promedio de largo plazo - US\$/MWh**

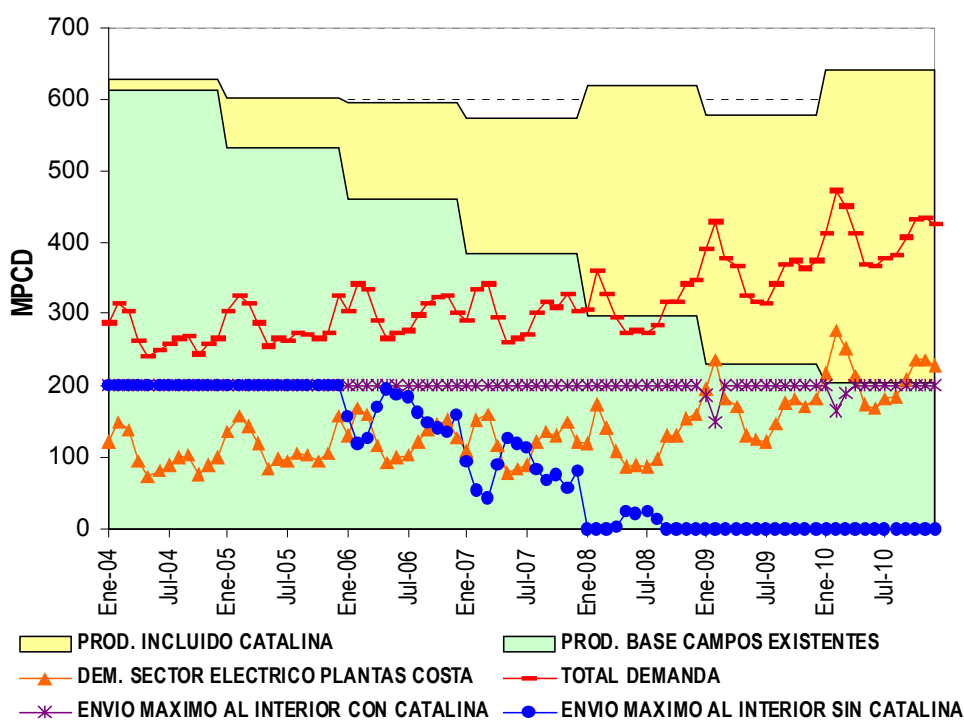
### 6.2.10 Requerimientos suministro y transporte de gas natural

En el planeamiento integrado de los recursos de generación se determina la expansión de mínimo costo desde el punto de vista energético, cumpliendo con los límites de confiabilidad en energía establecidos en la resolución CREG 025 de 1995 para diferentes conjuntos de escenarios hidrológicos y teniendo en cuenta los proyectos de generación inscritos ante la UPME.

Una vez se determinan los recursos adicionales de generación necesarios para cumplir con los requerimientos energéticos del sistema, se revisa para los escenarios planteados la disponibilidad de los combustibles a ser utilizados por las diferentes plantas en el corto y mediano plazo. Esta revisión se lleva a cabo teniendo en cuenta las proyecciones de demanda de combustibles para sectores diferentes al

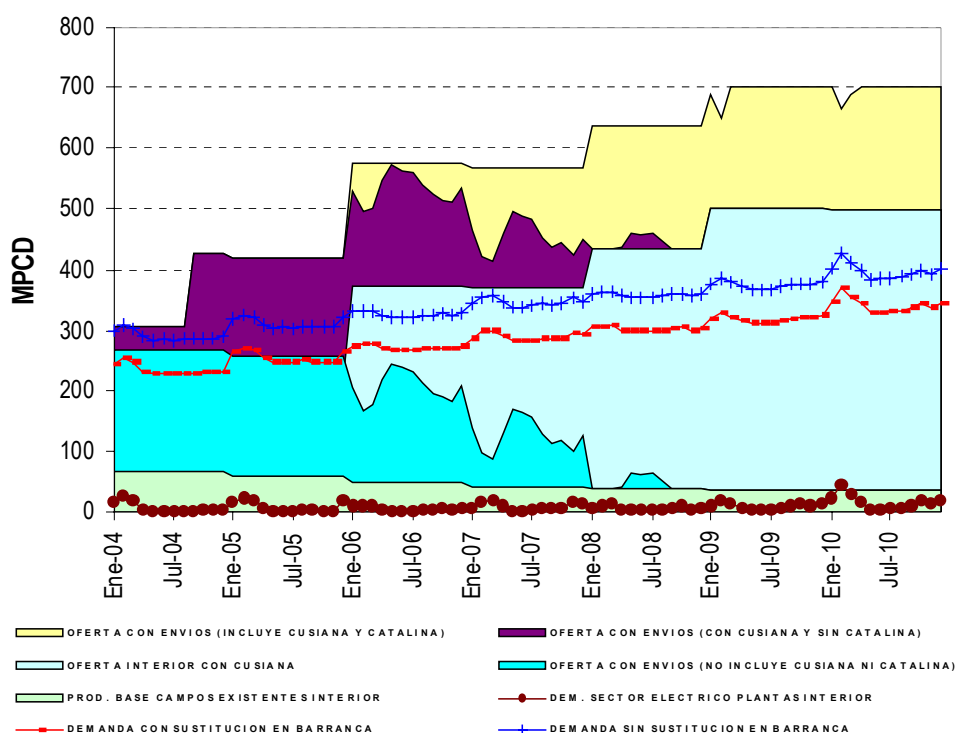
termoeléctrico que elabora la UPME, los perfiles de producción de los diferentes yacimientos suministrados por ECOPETROL y la capacidad de transporte de los combustibles suministrada por los agentes transportadores. Producto de esta revisión son; un balance de gas natural para la Costa Atlántica e interior del país y un análisis de los requerimientos de transporte de gas para el corto y largo plazo.

En los balances realizados para el caso base del plan de expansión 2003-2012 (alternativa de corto plazo CP1 y estrategia de largo plazo LP1) se encuentra que tanto en la Costa como en el interior del país se cuenta con los recursos requeridos<sup>35</sup> siempre y cuando la explotación de Catalina y Cusiana sea la proyectada para el mediano plazo. En la Gráfica 6-17 y Gráfica 6-18 se presentan los balances de gas para la Costa y el interior.



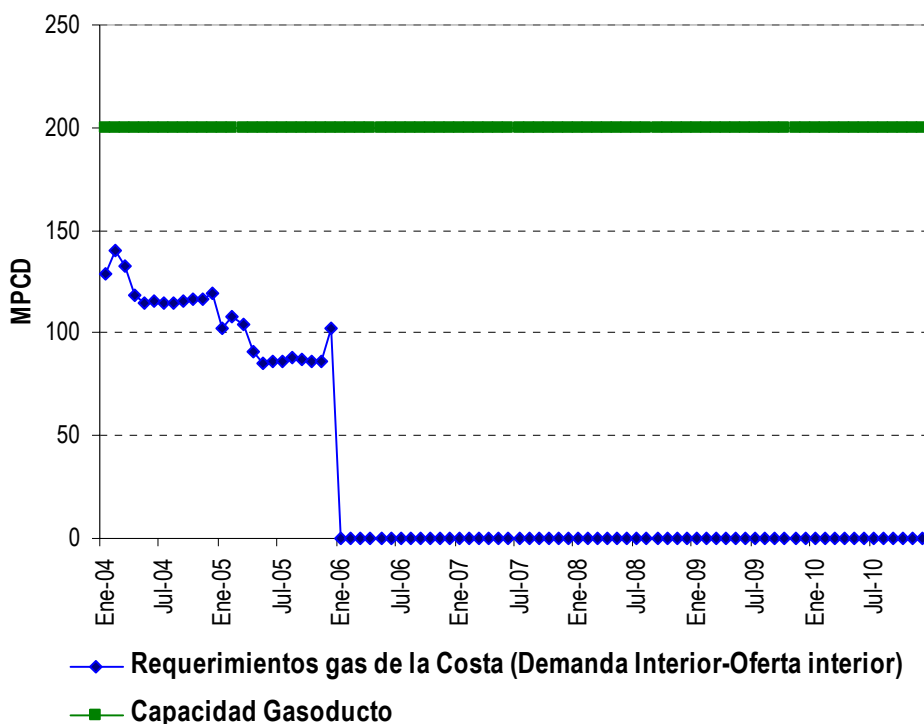
**Gráfica 6-17. Balance oferta y demanda de gas Costa**

<sup>35</sup> El balance se realiza sin tener en cuenta posibles exportaciones o importaciones de gas natural.



**Gráfica 6-18. Balance oferta y demanda de gas Interior**

Teniendo en cuenta que la producción de Cusiana servirá para satisfacer la demanda de gas natural en el interior del país, se encuentra que para esta región la capacidad de transporte actual cumple con los requerimientos futuros de acuerdo con la proyección del caso base del plan de expansión. En la Gráfica 6-19 se presentan los requerimientos para el gasoducto Ballenas Barranca que transporta el gas de la Costa al interior del país, después del 2006 estos valores son iguales a cero debido a que la demanda será atendida con la producción de los campos del interior, incluido Cusiana.



**Gráfica 6-19. Requerimientos transporte de gas Interior**

En la Costa Atlántica asumiendo que la demanda de transporte para algunos sectores diferentes al térmico es prioritaria, la cantidad de gas que se puede transportar para los generadores se irá reduciendo con el paso del tiempo, pasando de aproximadamente 310 MPCD<sup>36</sup> en el 2003 a aproximadamente 278 MPCD en el 2010.

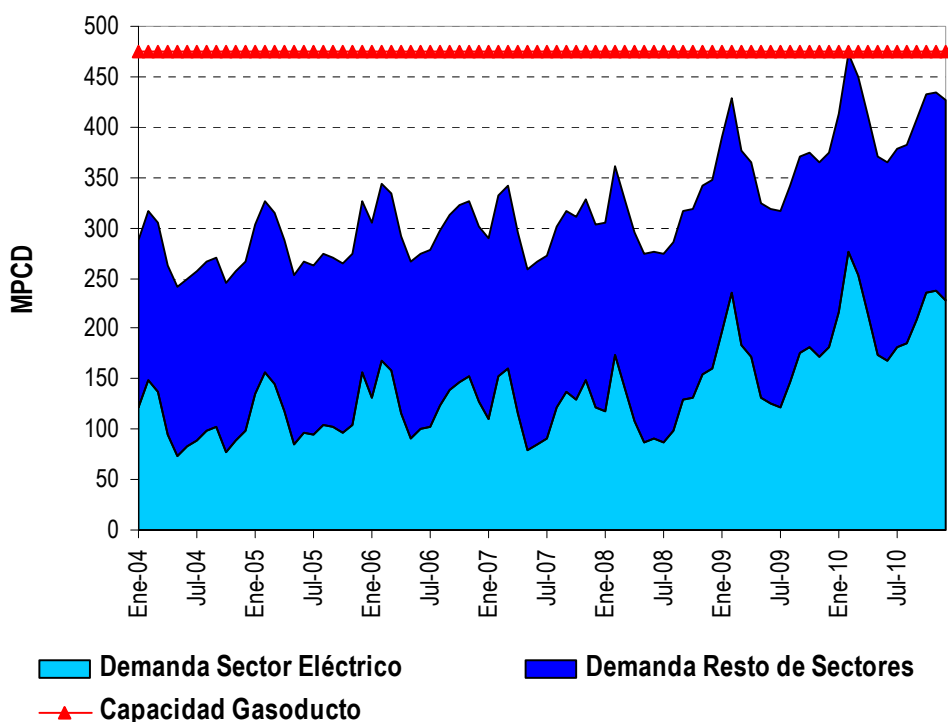
De acuerdo con las proyecciones realizadas para el caso base del plan de expansión, en el verano 2009-2010 se alcanza una generación por orden de mérito de 40 GWh/día en las plantas a gas de la Costa; la cantidad de combustible requerida para dicha generación se calcula a partir del Heat Rate promedio de las diferentes plantas (reportado por los agentes para el cálculo del cargo por capacidad<sup>37</sup>), en este caso la cantidad es de 276 MPCD.

Sumando la demanda de gas del sector eléctrico y la del resto de sectores se requieren 473 MPCD para principios del año 2010, valor aproximadamente igual al

<sup>36</sup> Los cálculos realizados son asumiendo que para todo el periodo de análisis la capacidad de transporte se mantiene constante en 475 MPCD. Dicha capacidad de 426 MPCD que reporta Promigas es con base en los compromisos contractuales a la fecha.

<sup>37</sup> Se asume el Heat Rate promedio por lo tanto no se pueden tener en cuenta los factores consumo durante la toma de carga o la operación con una carga inferior a la plena. Se utiliza un factor de conversión de 1 PC Gas Natural = 1000 BTU.

asumido para la capacidad del gasoducto (475 MPCD). En la Gráfica 6-20 se presentan los requerimientos de transporte en la Costa entre el 2004 y el 2010.



**Gráfica 6-20. Requerimientos transporte de gas Costa**

De la Gráfica 6-18 a Gráfica 6-200 se concluye que bajo las condiciones planteadas, en el verano del 2010 se estaría alcanzando la máxima capacidad de transporte en la Costa. Si se asume que la demanda de los sectores diferentes al térmico tiene prioridad en el transporte, la máxima cantidad de gas natural que podrán recibir las plantas térmicas en el año 2010 será aproximadamente de 278 MPCD, de acuerdo con el Heat Rate de las plantas al generar aproximadamente 41 GWh/día.

### 6.2.11 Conclusiones largo plazo

- Para el periodo de largo plazo 2008-2012 considerando hidrologías severas como las presentadas en los fenómenos tipo El Niño de los años 1991-1992 y 1997-1998 se requiere en general un incremento de la capacidad instalada cercano a 1,500 MW, equivalentes al 11 % de la capacidad instalada actualmente. No obstante al considerar hidrologías relajadas las cuales incluyen toda la serie histórica de caudales presentada en el sistema, los requerimientos de capacidad de generación estarían entre 750 y 900 MW.
- La expansión en el largo plazo se basará en un proyecto hidráulico con una capacidad de 660 MW y en cierres de ciclos combinado en la Costa. En caso de



presentarse retrasos en la entrada del proyecto hídrico o de existir restricciones para la instalación de plantas en la Costa, los requerimientos de expansión se cubrirán mediante la instalación de plantas térmicas que utilicen carbón como combustible.

- Para el largo plazo de acuerdo con los escenarios de costos de combustibles manejados se espera que las plantas hídricas y las térmicas a carbón sean despachadas en la base. Se estima además que las plantas a gas natural más eficientes de la Costa sean despachadas en la base mientras las de menor eficiencia y las instaladas en el interior sean utilizadas únicamente en los periodos de verano.
- La cantidad de energía que generará el parque hidráulico se incrementará durante el periodo de análisis únicamente por la entrada en operación del proyecto hidráulico de 660 MW. La cantidad de energía que generarán las plantas térmicas especialmente las que funcionan con gas natural se incrementarán constantemente a lo largo del periodo de análisis. Se espera que para el año 2008 la energía generada con plantas termoeléctricas represente el 20 % del total y que este valor se incremente para el año 2012 hasta el 30%.
- Debido a la reducción del margen de reserva con que cuenta el sistema interconectado y los menores costos variables de los recursos de expansión, se espera que estos presenten unos altos factores de utilización en el periodo de análisis y los años posteriores. En el caso de las térmicas el factor de utilización será superior al 80 % para el 2012 y para el hidráulico del 67 %.
- De acuerdo con los análisis de requerimientos en el suministro y transporte de gas natural es posible que para el año 2010 se requiera la ampliación de la capacidad de transporte en la Costa para atender los picos de demanda que se presentarán en los veranos.



## 7 EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La ley 143 de 1994 asignó a la UPME la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, con criterios tanto técnicos como económicos, y la CREG en el desarrollo de la regulación ha establecido los criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su ejercicio del Plan de Expansión.

Desde el año 1998 la UPME ha venido realizando el Plan de Expansión de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 051 de ese año y sus modificaciones y como resultado de las diferentes revisiones de dicho Plan se ha propuesto la ejecución de varios proyectos de los cuales han entrado en operación las líneas Primavera – Guatiguará – Tasajero y Sabanalarga – Cartagena 230 kV. El 22 y 29 de Agosto se llevó a cabo la apertura de las convocatorias públicas internacionales para la selección de un inversionista que lleve a cabo la ejecución de la línea a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá y la instalación de compensación capacitiva en Nordeste y Bogotá respectivamente, obras que fueron definidas en el Plan de Expansión 2000 y ratificadas en los Planes de expansión 2001, 2002.

### 7.1 ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN

Si bien el objetivo primordial del Plan es proponer los proyectos adicionales que requiere el Sistema de Transmisión Nacional, en esta versión, por una parte, se realizaron análisis complementarios que ratifican la necesidad del proyecto a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera y Bacatá, y se continuó con los análisis correspondientes a los sistemas regionales de subtransmisión.

Estimando una duración aproximada de 44 meses a partir de la expedición de la Resolución de la CREG con el IAE<sup>38</sup>, la fecha más temprana de entrada en operación del proyecto 500 kV sería el 1 de Octubre del año 2007.

Para el caso de los proyectos de expansión de los sistemas de transmisión regional se pretende dar señales que permitan a los agentes involucrados estudiar con mayor detalle sus necesidades de expansión e incorporar en sus presupuestos las inversiones requeridas.

---

<sup>38</sup> IAE: Ingreso Anual Esperado



## **7.2 Señales de Expansión para el Sistema**

### **7.2.1 Información Básica**

La información básica para estos análisis, es la concerniente a las proyecciones de demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de recursos y precios de los combustibles y los escenarios de generación de corto y largo plazo, la cual se ha descrito en los capítulos anteriores.

El modelamiento de la red considera todo el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional a nivel IV, las unidades de generación en el nivel de tensión al cual operan incluyendo sus respectivos sistemas de control. La información de la topología y los parámetros eléctricos del sistema fue suministrada por los diferentes agentes y complementada con la disponible en el CND.

Con respecto a las obras de expansión del STN, definidas en los planes anteriores, se asumen las siguientes fechas de entrada en operación:

Compensación Capacitiva 75 Mvar en Noroeste, 1 de Diciembre de 2004.  
Compensación Capacitiva 60 Mvar en Nordeste, 1 de Diciembre de 2004.  
Tercer circuito Sabanalarga – Fundación a 220 kV, 1 de Enero de 2005.  
Proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá a 500 kV, 1 de Octubre de 2007.  
Transformador 500 /115 kV en Bacatá, 1 de Octubre de 2007.

En cuanto a los sistemas de distribución regional se incluyeron los proyectos de expansión contemplados en los planes de los operadores de red, como se muestra en el Anexo B.

La información de indisponibilidades empleada, corresponde al registro de los eventos de los subsistemas eléctricos que administra el CND en cumplimiento de la Resolución CREG 062 de 2000. En el Anexo C se presenta la descripción de los eventos de indisponibilidad de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN, transformadores de uso y de conexión, para el periodo diciembre del 2001 a diciembre de 2002.

### **7.2.2 Análisis de Corto y Mediano Plazo**

Los estudios eléctricos realizados en el horizonte 2003 – 2011 incluyen análisis de estado estable, flujo de carga, cortocircuito, confiabilidad y estabilidad de voltaje, análisis dinámico, estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal.



## Despachos de Generación

Las estrategias de generación empleadas para los análisis tanto en el corto como en el largo plazo corresponden a los casos base descritos en el capítulo 6.

De los despachos de generación obtenidos a partir de simulaciones energéticas, se seleccionaron los casos extremos por área (despachos mínimos y máximos), con el fin de simular intercambios críticos entre las diferentes áreas.

## Desempeño del Sistema en el Horizonte 2002 – 2011

En esta revisión del Plan se encontró que se mantienen los resultados obtenidos en los Planes de Expansión anteriores, en los cuales se recomendó la ejecución del proyecto de 500 kV y de las compensaciones en las áreas de Nordeste y Bogotá.

Igualmente, como se indicó en la revisión del año 2002, con la entrada en operación del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatà 500 kV el nivel de corto en San Carlos supera el límite de su capacidad, esta situación está siendo estudiada por ISA, propietario de la subestación, y en este capítulo se presentan las alternativas planteadas por ISA.

En general, el comportamiento del Sistema de Transmisión es satisfactorio en el horizonte de planeamiento definido, cumpliendo con los criterios establecidos.

### 7.3 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DEL PROYECTO COSTA 500 KV

En el Plan de Expansión 2002 – 2011, se revisaron los análisis técnicos y económicos de los proyectos incluidos en Planes de Expansión de Transmisión anteriores y que no se habían ejecutado, con el fin de incorporar los cambios en las expectativas de crecimiento de la demanda, el efecto de la Resolución CREG 034 de 2001, las modificaciones en las expectativas de desarrollo de proyectos de generación y sensibilidad a las inversiones.

En busca de una solución en el corto plazo a los problemas de generaciones de seguridad en el área Guajira – Cesar – Magdalena, el CND recomendó la realización del tercer circuito Sabana – Fundación 220 kV, el cual emplearía la infraestructura del circuito Sabana – Fundación 2, requiriéndose el vestido de torres y tendido de conductor.

En la reunión N. 38 del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, realizada el 19 de Septiembre de 2002, la UPME presentó los análisis técnicos y económicos para el tercer circuito Sabana – Fundación y para una solución alternativa consistente en la puesta en operación del tramo Bolívar – Copey 500 kV pre-energizado a 220 kV a mediados del año 2005. Una vez realizada la presentación, el CAPT, recomendó llevar a cabo la alternativa propuesta por la UPME, pre-energización del tramo Bolívar – Copey 500 kV a 220 kV y hacer énfasis en la



urgencia de realizar los procesos de convocatoria para los proyectos recomendados en los planes de expansión 2000 y 2001. Posteriormente, el Plan de Expansión fue presentado al MME, quien lo aprobó en Resolución 181306.

En respuesta a una solicitud efectuada por la CREG para apoyar el trabajo de la misma, el CND presentó en Mayo de 2003, el informe “Análisis de Alternativas de Expansión para eliminar o reducir restricciones, periodo 2003 – 2012”, ya que consideró que actualmente se tenían nuevas condiciones que podían modificar las conclusiones y recomendaciones con respecto al plan propuesto, justificando una revisión y actualización de los estudios y recomendaciones.

La UPME analizó y discutió el informe con el CND en diferentes reuniones, con el fin de complementar los análisis. El 20 de Junio de 2003, la UPME presentó sus análisis al CND, los cuales se muestran a continuación, y como resultado de la reunión se concluyó que la fecha de entrada en operación del proyecto Costa 500 kV, no debía aplazarse y que esta dependía solamente del tiempo necesario para la ejecución del mismo.

### **7.3.1 Análisis Complementarios del Transmisión**

#### **7.3.1.1 Metodología**

Con el fin de ampliar el conjunto de información que soporte la recomendación de una alternativa específica, se plantea un análisis de robustez de cada alternativa frente a diferentes balances de generación local / demanda local de cada una de las sub-áreas (GCM, Bolívar, Atlántico).

Para los análisis de confiabilidad se utiliza el software REAL – Reliability Analysis, desarrollado por Real Systems, Inc. – RSI (Itajuba, Brasil – Toronto, Canadá). Este modelo calcula índices de confiabilidad por medio de estados seleccionados usando el Método de Enumeración de Estados o Simulación de Monte Carlo (secuencial o no secuencial), mediante ejecución de flujo AC. Los índices de confiabilidad para el sistema se obtienen con coeficientes de variación menores al 5%, como máximo margen de error, y siguiendo los criterios de tensión y cargabilidad estipulados en el Código de Redes, los principales índices analizados son:

Probabilidad de pérdida de carga (%).

Valor esperado de potencia no suministrada (MW).

Frecuencia de pérdida de carga (ocurrencias/año).

Duración de pérdida de carga (Horas)



Teniendo en cuenta el tiempo requerido para la entrada en operación de los proyectos definidos en el Plan de Expansión, se consideraron las siguientes fechas de entrada:

Pre-energización Bolívar – Copey a 220 kV, Enero de 2006.  
Proyecto Costa 500 kV – Octubre de 2007.

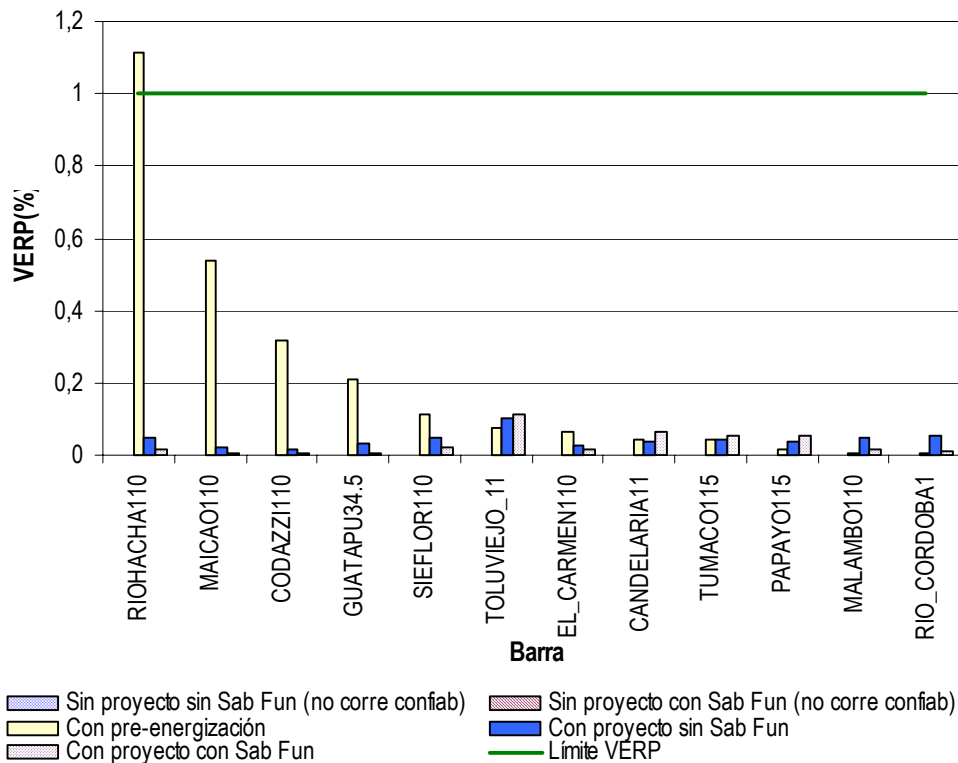
Para el análisis del tercer circuito Sabana – Fundación, se utilizó como fecha de entrada Enero de 2005.

#### 7.3.1.2 Resultados

A continuación se presentan los principales resultados del impacto del Proyecto Costa 500 kV en la confiabilidad del sistema, para la estrategia de generación LP3 del plan de expansión 2002 - 2011.

En la Gráfica 7-1 se muestran los resultados de confiabilidad para el año 2008, ante despachos mínimos en la Costa con un balance generación / demanda del 65%. La generación despachada se distribuye en 80 MW en GCM, 366 MW en Atlántico y 611 MW en Bolívar .

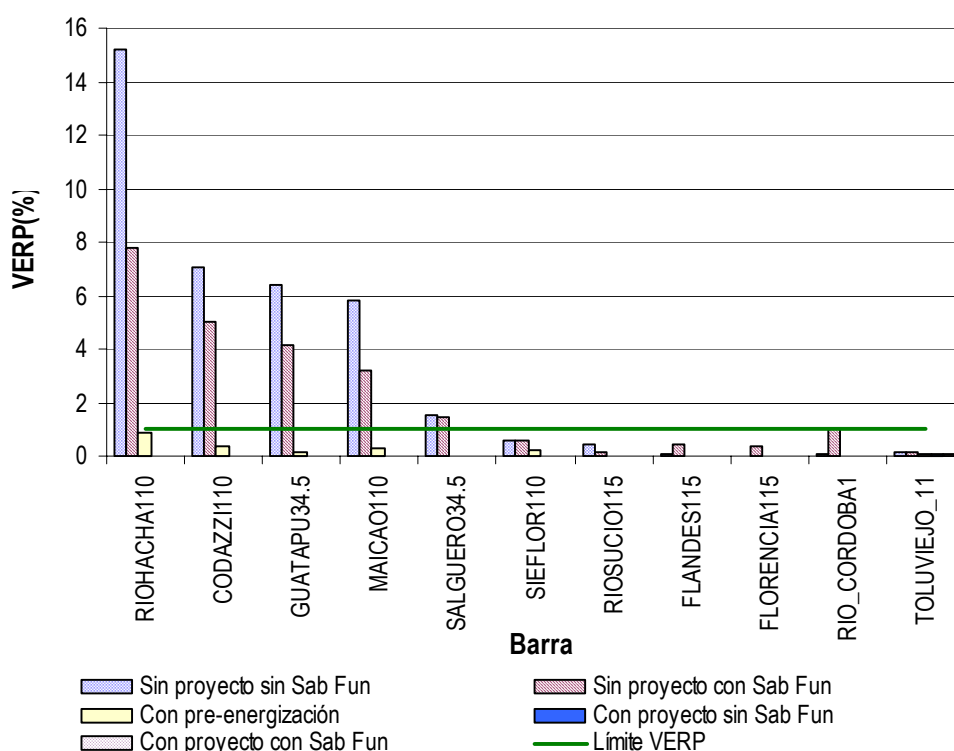
Con estos despachos y sin el proyecto Costa 500 kV, no es posible obtener resultados de confiabilidad, aún con la entrada del tercer circuito Sabana – Fundación, mientras que con la pre-energización del tramo Bolívar – Copey si es posible obtener los índices de confiabilidad los cuales son inferiores al 1%, excepto para una de las barras que tiene un valor de 1.1%. Con la entrada del proyecto Costa 500 kV, con y sin el tercer circuito Sabana – Fundación, se logra superar los problemas de confiabilidad sin necesidad de modificar el balance generación / demanda del área.



**Gráfica 7-1. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Costa año 2008**

En la Gráfica 7-2 se muestran los resultados de confiabilidad para el año 2008, ante despachos mínimos en la Costa con un balance generación / demanda del 65%. La generación despachada se distribuye en 80 MW en GCM, 446 MW en Atlántico y 531 MW en Bolívar.

Sin el proyecto Costa 500 kV, se presenta violación de los índices de confiabilidad en algunas barras aún con la entrada del tercer circuito Sabana – Fundación, con la pre-energización del tramo Bolívar – Copey los índices de confiabilidad son inferiores al 1%. Con la entrada del proyecto Costa 500 kV, con y sin el tercer circuito Sabana – Fundación, se logra superar los problemas de confiabilidad sin necesidad de modificar el balance inicial generación / demanda del área.

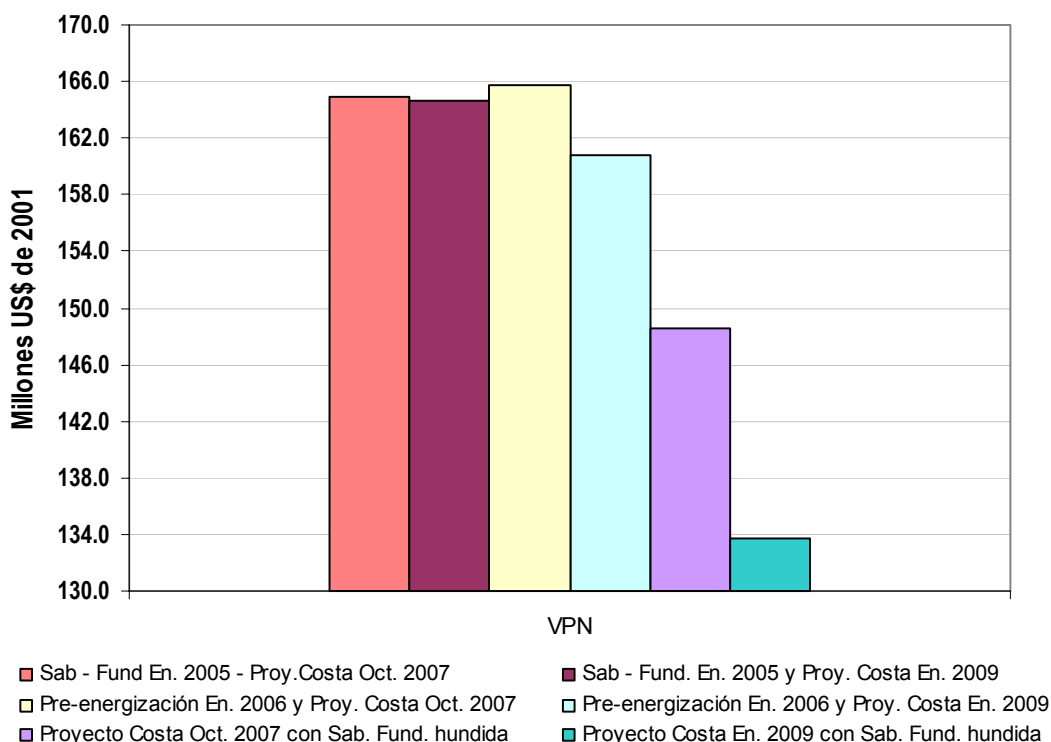


**Gráfica 7-2. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Costa año 2008**

Los resultados anteriores muestran que los índices de confiabilidad son sensibles al despacho de las plantas de las diferentes áreas.

La evaluación económica de las alternativas se fundamenta en los costos de inversión y los costos de operación, considerando como beneficios la disminución de estos últimos.

La Gráfica 7-3 muestra el valor presente de los valores netos anuales calculados como la diferencia entre los beneficios y costos de cada una de las posibles alternativas planteadas, considerando las diferentes fechas de entrada en operación de cada una de ellas.



**Gráfica 7-3. Valor Presente Neto de los Valores Actuales de Beneficios menos los Costos**

Como se observa de la gráfica anterior para ninguno de los casos resulta conveniente aplazar la fecha de entrada del proyecto Costa 500 kV, por el contrario se observa que los mayores valores presentes netos se dan con la entrada del proyecto Costa 500 kV en Octubre de 2007. Adicionalmente, los resultados muestran que no existe diferencia entre la entrada del tercer circuito Sabana – Fundación y la pre-energización de tramo Bolívar – Copey a 220 kV.

#### 7.3.1.3 Conclusiones

La ubicación de las plantas nuevas de generación modifica los resultados de los análisis de transmisión.

Los anteriores análisis ratifican los resultados presentados en el Plan de Expansión 2002 – 2011 en cuanto a que los beneficios tanto técnicos como económicos con la alternativa Sabana – Fundación y la pre-energización del tramo Bolívar – Copey a 220 kV son similares.

Los análisis de confiabilidad muestran que sin la entrada del proyecto de 500 kV se violan los índices de confiabilidad. Así mismo, estos resultados varían dependiendo de los despachos de las áreas.



La evaluación económica indica que en ningún caso es conveniente aplazar la fecha de entrada del proyecto Costa 500 kV.

Atrasar la fecha de entrada en operación del proyecto Costa 500 kV hasta el 2009 equivaldría a una pérdida neta de 70 MUS\$.

#### 7.3.1.4 Recomendaciones

Ratificar los resultados del Plan de Expansión Generación – Transmisión 2002 – 2011 en lo concerniente a la entrada en operación del proyecto Costa 500 kV, cuya fecha más temprana es el 1 de Octubre de 2007.

Teniendo en cuenta que el proyecto Sabana – Fundación es un proyecto de corto plazo que genera beneficios que superan sus costos y tiene bajos niveles de riesgo<sup>39</sup>, se recomienda modificar el Plan de Expansión 2002 – 2011 en cuanto a la ejecución de la pre-energización del tramo Bolívar – Copey 500 kV a 230 kV y reemplazarla por el tercer circuito Sabana – Fundación, sujeto lo anterior a que la fecha de entrada del proyecto sea el 1 de Enero de 2005, tal como lo plantea el CND.

De acuerdo con lo anterior, se solicitó a la CREG establecer un mecanismo alternativo para que la ejecución de este proyecto en particular se realice en el término previsto.

La conversión de circuito sencillo a circuito doble constituye un proyecto de ampliación. Por lo anterior, se debe constatar que el propietario de la línea tenga la capacidad y disposición para ejecutar el proyecto.

### 7.4 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DEL PROYECTO BOGOTÁ 500 KV

#### 7.4.1 Metodología

Con el fin de analizar los posibles problemas de confiabilidad en el área de Bogotá antes de la entrada en operación del proyecto Bogotá 500 kV, se llevaron a cabo ejercicios complementarios, para los cuales se emplearon dos metodologías.

La primera metodología considera tanto indisponibilidad del sistema de transmisión local como de los recursos de generación local. Para la evaluación económica de las alternativas se cuantifican los beneficios obtenidos por confiabilidad sin modificar la generación de seguridad del área.

La segunda considera solo indisponibilidad del sistema de transmisión local y adicionalmente ajusta el despacho original. Para la evaluación económica de las alternativas se valoran los redespachos y los diferentes niveles de confiabilidad.

<sup>39</sup> Riesgos inherentes al trámite de licencia ambiental, compra de servidumbres, etc.



Libertad y Orden

Adicionalmente, para las dos metodologías se consideran los costos de inversión de cada alternativa.

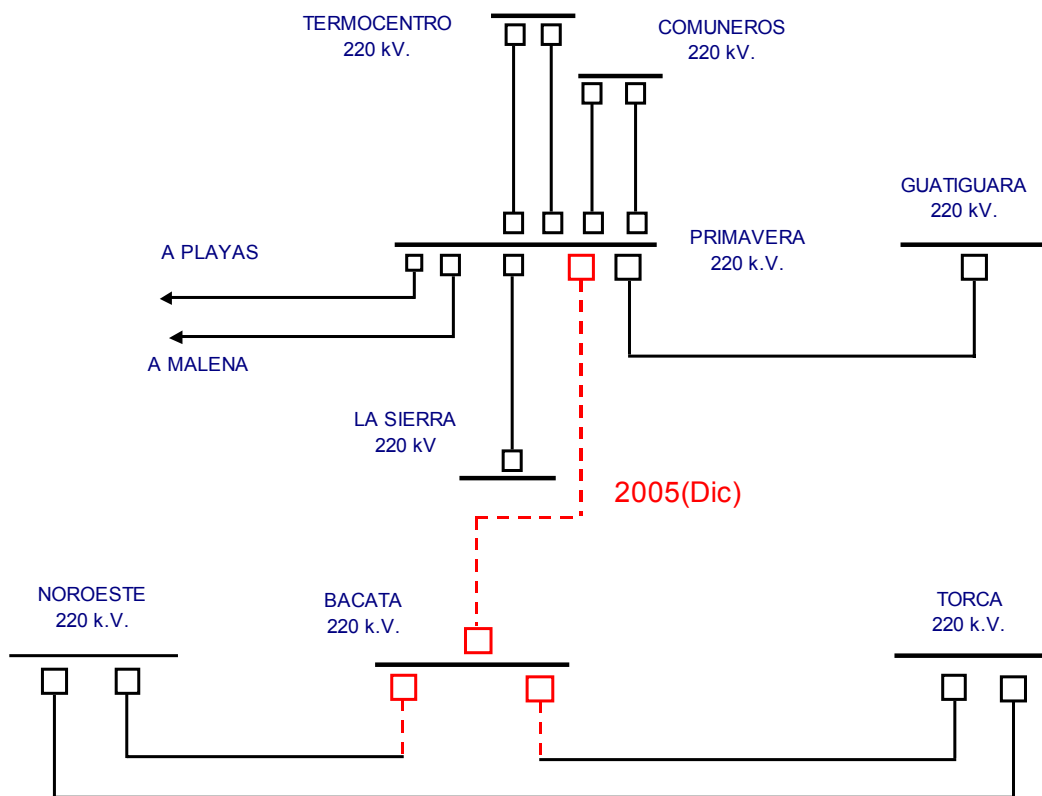
Para estos análisis complementarios se parte de despachos mínimos en el área de Bogotá y se considera el impacto de las alternativas que se describen a continuación.

- La entrada en operación del proyecto Primavera – Bacatá a 500 kV pre-energizado a 230 kV a partir de Junio de 2006.
- Instalación de 75 Mvar de compensación capacitiva en la S/E Tunal a nivel de 230 kV.
- Instalación de 150 Mvar de compensación capacitiva en la S/E Tunal a nivel de 230 kV.
- Instalación de 75 Mvar de compensación capacitiva en la S/E Tunal a nivel de 115 kV.
- Instalación de 150 Mvar de compensación capacitiva en la S/E Tunal a nivel de 115 kV.

## **7.4.2 Descripción de la alternativas**

### **7.4.2.1 Pre-energización a 230 kV de la línea Primavera – Bacatá 500 kV**

La Gráfica 7-4 muestra esta propuesta resaltando las obras que deben acometerse. Para realizar la revisión de esta alternativa se considera los siguientes aspectos:



**Gráfica 7-4. Descripción Pre-energización Primavera – Bacatá a 230 kV**

La entrada de la línea Primavera - Bacatá 500 kV, pre-energizada a 230 kV en Junio de 2006, como parte de la convocatoria del Proyecto Bogotá el cual debe entrar en Octubre de 2007.

➤ El tiempo estimado para el desarrollo del Proyecto es de dos años y medio.

La Tabla 7-1 muestra la valoración de la línea Primavera - Bacatá 500 kV, con costos de unidades constructivas.

| ITEM                           | CANTIDAD | Costo Unitario<br>USD/01 | Costo Total<br>USD/01 |
|--------------------------------|----------|--------------------------|-----------------------|
| Línea 500 kV                   | 228      | 231,927                  | 52,879,400            |
| Línea 220 kV (CD)              | 25       | 167,096                  | 4,177,401             |
| Módulo de Línea 230 kV         | 3        | 1,144,052                | 3,432,156             |
| Módulo de Transformador 230 kV | 1        | 872,500                  | 872,500               |
| Módulo común                   | 1        | 2,623,597                | 2,623,597             |
| Bahía de transferencia         | 1        | 1,710,018                | 1,710,018             |

**Tabla 7-1 . Desagregación de Costos**



El costo de esta alternativa que está representado en el adelanto de la inversión de estos activos más los costos de AOM, es de USD 9.5 millones de 2001.

#### 7.4.2.2 Instalación de compensación capacitiva en la S/E Tunal a 230 kV y 115 kV.

Se consideraron cuatro situaciones que consisten en la instalación de 150 Mvar y 75 Mvar de compensación capacitiva en los niveles de tensión 230 kV y 115 kV, con fecha de entrada en operación en Junio de 2005.

El costo de estas alternativas representado en la inversión de estos activos, se muestra en la Tabla 7-2.

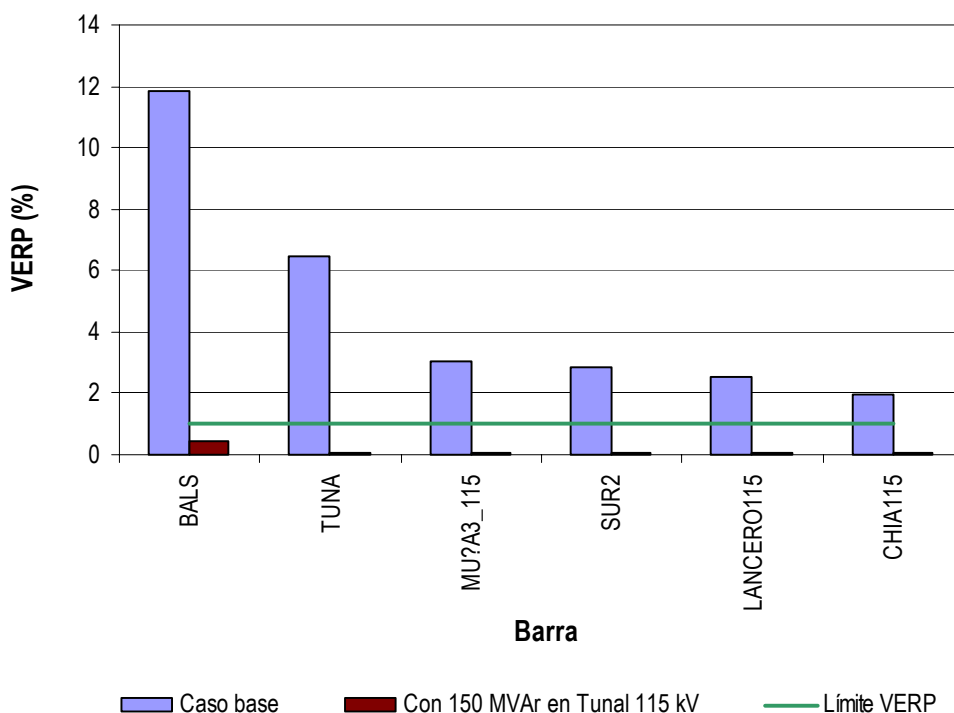
| Alternativa                           | Costo Total<br>USD/2001 |
|---------------------------------------|-------------------------|
| Compensación 75 Mvar a nivel 230 kV   | 2,168,013               |
| Compensación 2*75 Mvar a nivel 230 kV | 4,336,027               |
| Compensación 75 Mvar a nivel 115 kV   | 1,130,983               |
| Compensación 2*75 Mvar a nivel 230 kV | 2,261,966               |

**Tabla 7-2 . Costo de las Alternativas de Compensación**

#### 7.4.3 Resultados Metodología 1

A continuación se presentan los principales resultados del impacto de las alternativas en la confiabilidad del área de Bogotá.

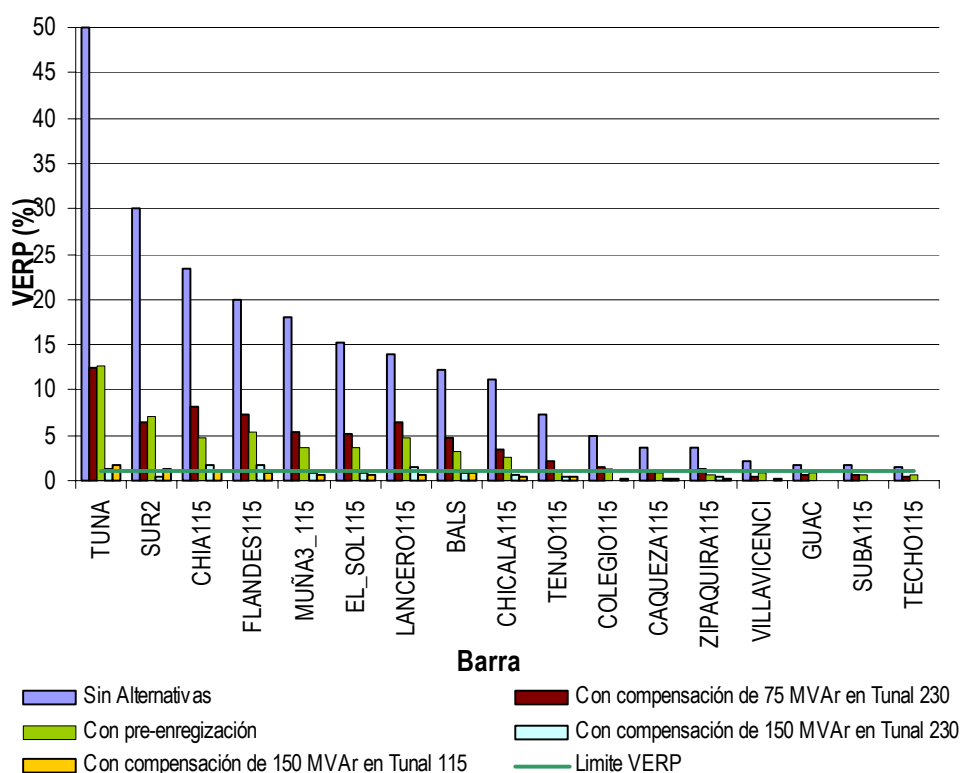
En la Gráfica 7-5 se muestra los resultados de confiabilidad para el año 2005, ante despachos mínimos en el área de Bogotá con un balance generación / demanda del 76%.



**Gráfica 7-5. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2005**

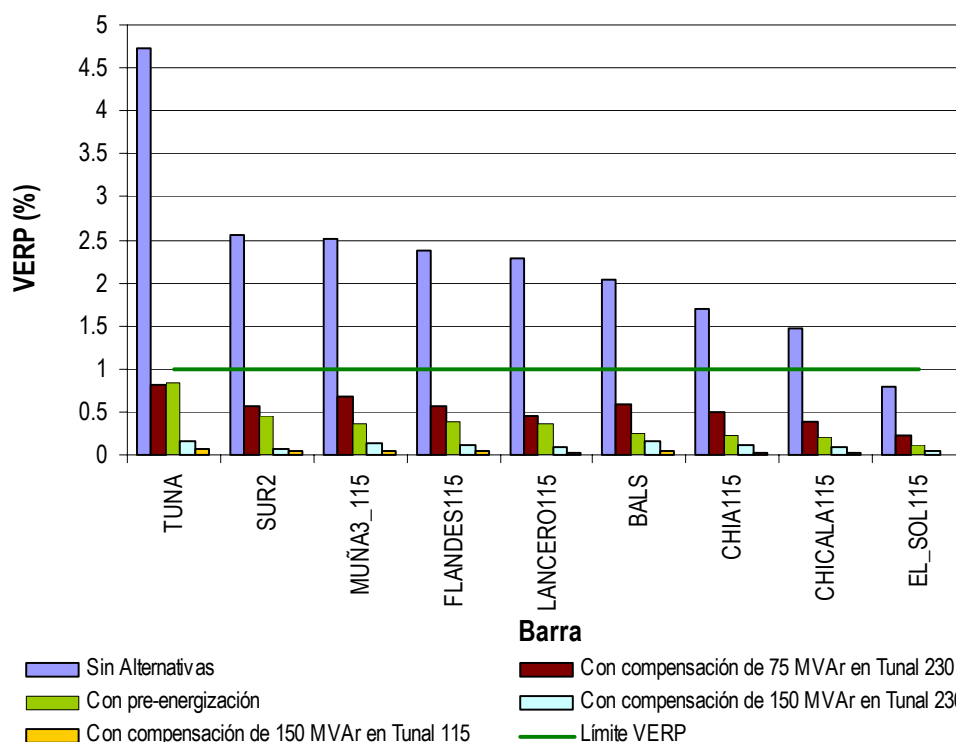
En la Gráfica 7-6 se muestran los resultados de confiabilidad para el año 2006, ante despachos mínimos en el área de Bogotá con un balance generación / demanda del 69%.

Con estos despachos y sin considerar alternativas de expansión, se presenta violación de los índices de confiabilidad en la mayoría de las barras a nivel de 230 kV en el área de Bogotá, siendo crítica la subestación Tunal 230 kV con valores de VERP del 50%. Con las alternativas propuestas se mejoran los índices de confiabilidad, sin embargo solo con la compensación de 150 Mvar tanto a nivel de 230 kV como de 115 kV es posible que los índices de confiabilidad sean inferiores al 1%.



**Gráfica 7-6. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2006**

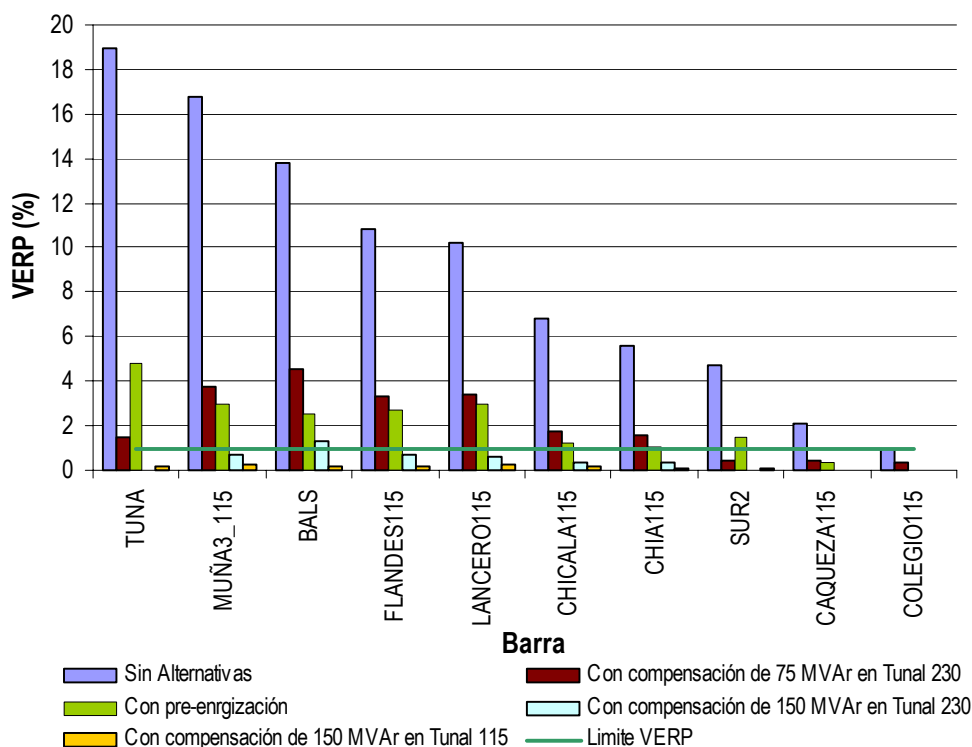
En la Gráfica 7-7 se muestran los resultados de confiabilidad con las alternativas planteadas y con un balance generación / demanda del 81%, con este balance los índices de confiabilidad son inferiores al 1% para todas las alternativas propuestas.



**Gráfica 7-7. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2006**

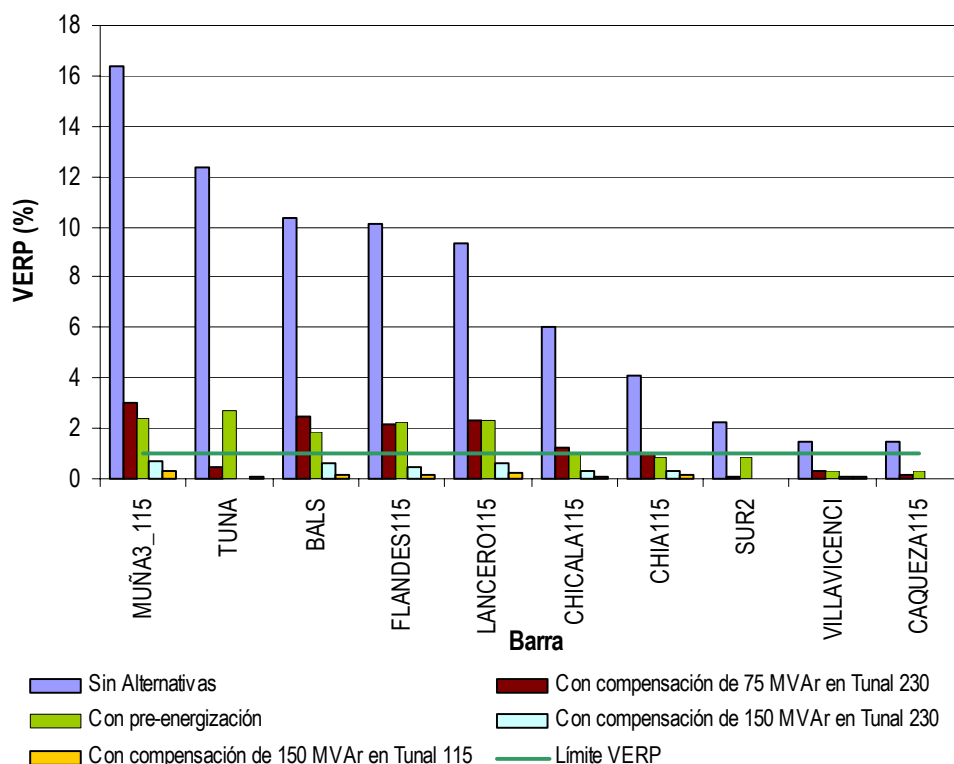
En la Gráfica 7-8 se muestran los resultados de confiabilidad para el año 2007, ante despachos mínimos en el área de Bogotá con un balance generación / demanda del 78%.

Con estos despachos y sin considerar alternativas de expansión, se presenta violación de los índices de confiabilidad en la mayoría de las barras a nivel de 230 kV en el área de Bogotá, siendo crítica la subestación Tunal 230 kV con valores de VERP del 19%. Con las alternativas propuestas se mejoran los índices de confiabilidad, sin embargo solo con la compensación de 150 Mvar, tanto a nivel de 230 kV como 115 kV, es posible que los índices de confiabilidad sean inferiores al 1%.



**Gráfica 7-8. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2007**

En la Gráfica 7-9 se muestran los resultados de confiabilidad para el año 2007 con las alternativas planteadas y con un balance generación / demanda del 82%, sin embargo se observa que aún con este nivel de generación en el área de Bogotá los índices de confiabilidad son superiores al 1% con las alternativas propuestas, excepto con la instalación de 150 MVAR en Tunal tanto a nivel de 230 kV como de 115 kV.



**Gráfica 7-9. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2007**

#### 7.4.3.1 Evaluación Económica

Los beneficios por confiabilidad se obtienen como la diferencia entre los costos de racionamiento del sistema sin alternativas y los costos de racionamiento del sistema con las alternativas planteadas.

Con la curva de costo de racionamiento se obtiene el costo de la energía en \$/kwh para cada una de las barras del sistema de acuerdo con su porcentaje de carga racionado, este porcentaje corresponde al VERP por barra.

Con este costo y con el VERP, se obtiene el Valor esperado de energía no suministrada en el año para el escalón de demanda máxima y media y para cada barra del sistema.

Para ponderar los costos o beneficios se utiliza la información resultante de los análisis energéticos, con los cuales se establece la probabilidad de cada situación estudiada.



En las Tabla 7-3, Tabla 7-4, Tabla 7-5 y Tabla 7-6 se muestra el beneficio por confiabilidad para cada una de las alternativas:

| Costo de Racionamiento MUS\$            |            |            |            |            |
|-----------------------------------------|------------|------------|------------|------------|
|                                         | Año 2006*  |            | Año 2007*  |            |
| Balance Generación/Demanda Bogotá       | 69%        | 81%        | 78%        | 82%        |
| Probabilidad                            | 12%        | 23%        | 37%        | 4%         |
| Sin Pre-energización Primavera - Bacatá | 6.1        | 0.7        | 9.8        | 0.8        |
| Con Pre-energización Primavera - Bacatá | 1.3        | 0.1        | 1.3        | 0.1        |
| <b>Beneficio MUS</b>                    | <b>4.8</b> | <b>0.6</b> | <b>8.5</b> | <b>0.7</b> |
| <b>Beneficio MUS</b>                    | <b>5.4</b> |            | <b>9.2</b> |            |

**Tabla 7-3 . Pre-energización línea Primavera – Bacatá 500 kV a 230 kV**

\* Para el año 2006 se consideran 6 meses y para el año 2007 se consideran 9 meses para la valoración del beneficio

| Costo de Racionamiento MUS\$        |            |            |            |            |
|-------------------------------------|------------|------------|------------|------------|
|                                     | Año 2006   |            | Año 2007*  |            |
| Balance Generación / Demanda Bogotá | 69%        | 81%        | 78%        | 82%        |
| Probabilidad                        | 12%        | 23%        | 37%        | 4%         |
| Sin Compensación 75 Mvar            | 12.1       | 1.4        | 9.8        | 0.8        |
| Con Compensación 75 Mvar            | 3.3        | 0.2        | 1.4        | 0.1        |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>8.8</b> | <b>1.1</b> | <b>8.4</b> | <b>0.7</b> |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>9.9</b> |            | <b>9.1</b> |            |

**Tabla 7-4 . Instalación compensación 75 MVar a nivel de 230 kV**

\* Para el año 2007 se consideran 9 meses para la valoración del beneficio

| Costo de Racionamiento MUS\$        |             |            |             |            |
|-------------------------------------|-------------|------------|-------------|------------|
|                                     | Año 2006    |            | Año 2007*   |            |
| Balance Generación / Demanda Bogotá | 69%         | 81%        | 78%         | 82%        |
| Probabilidad                        | 12%         | 23%        | 37%         | 4%         |
| Sin Compensación 150 Mvar           | 12.1        | 1.4        | 9.8         | 0.8        |
| Con Compensación 150 Mvar           | 0.3         | 0.0        | 0.2         | 0.0        |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>11.8</b> | <b>1.3</b> | <b>9.6</b>  | <b>0.8</b> |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>13.1</b> |            | <b>10.4</b> |            |

**Tabla 7-5 . Instalación Compensación 150 MVar a nivel de 230 kV**

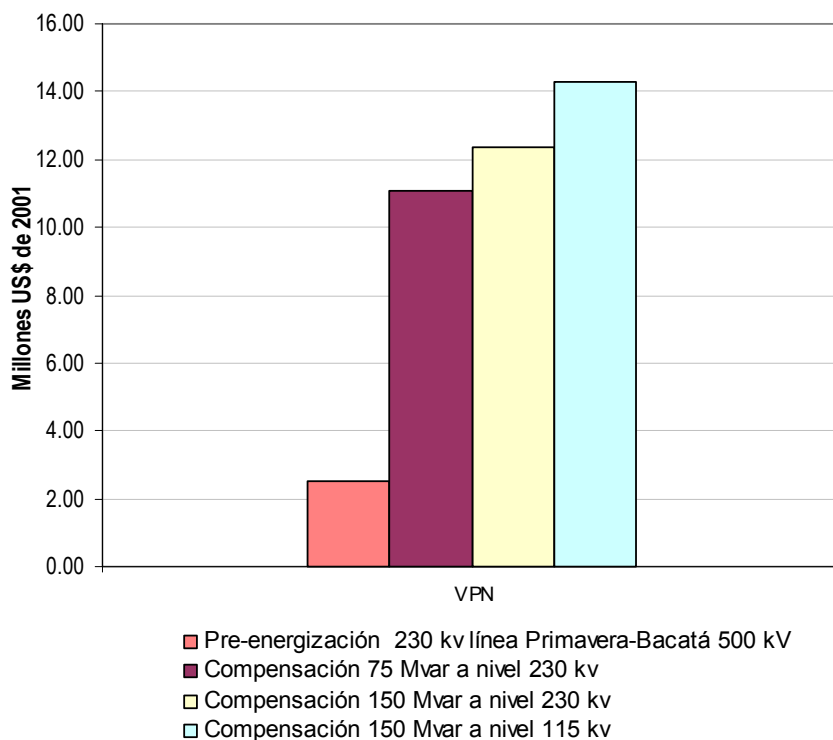
\* Para el año 2007 se consideran 9 meses para la valoración del beneficio

| Costo de Racionamiento MUS\$        |             |            |             |            |
|-------------------------------------|-------------|------------|-------------|------------|
|                                     | Año 2006    |            | Año 2007*   |            |
| Balance Generación / Demanda Bogotá | 69%         | 81%        | 78%         | 82%        |
| Probabilidad                        | 12%         | 23%        | 37%         | 4%         |
| Sin Compensación 150 Mvar           | 12.1        | 1.4        | 9.8         | 0.8        |
| Con Compensación 150 Mvar           | 0.2         | 0.0        | 0.1         | 0.0        |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>11.9</b> | <b>1.3</b> | <b>9.7</b>  | <b>0.8</b> |
| <b>Beneficio MUS\$</b>              | <b>13.2</b> |            | <b>10.5</b> |            |

**Tabla 7-6 . Instalación Compensación 150 MVAR a nivel de 115 kV**

\* Para el año 2007 se consideran 9 meses para la valoración del beneficio

Para comparar las alternativas y encontrar cuál de ellas es la mejor encontramos el valor presente de los valores netos anuales calculados como la diferencia entre los beneficios y costos de cada una de las posibles alternativas planteadas. Se consideró la inversión distribuida en el periodo en el cual ocasiona beneficios al sistema, tres periodos en el caso de las compensaciones y dos periodos para el caso de la pre-energización. En la Gráfica 7-10 se muestra este VPN y se observa que la mejor alternativa es la instalación de compensación de 150 MVAR en la subestación Tunal 115 kV.

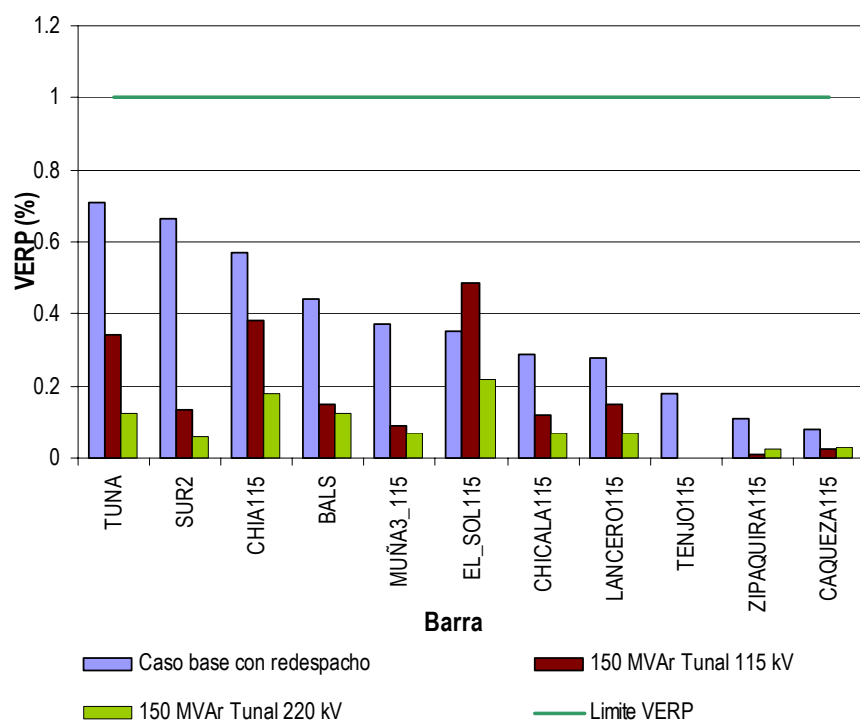


**Gráfica 7-10. Valor Presente Neto de los Valores netos anuales de los beneficios menos los costos**

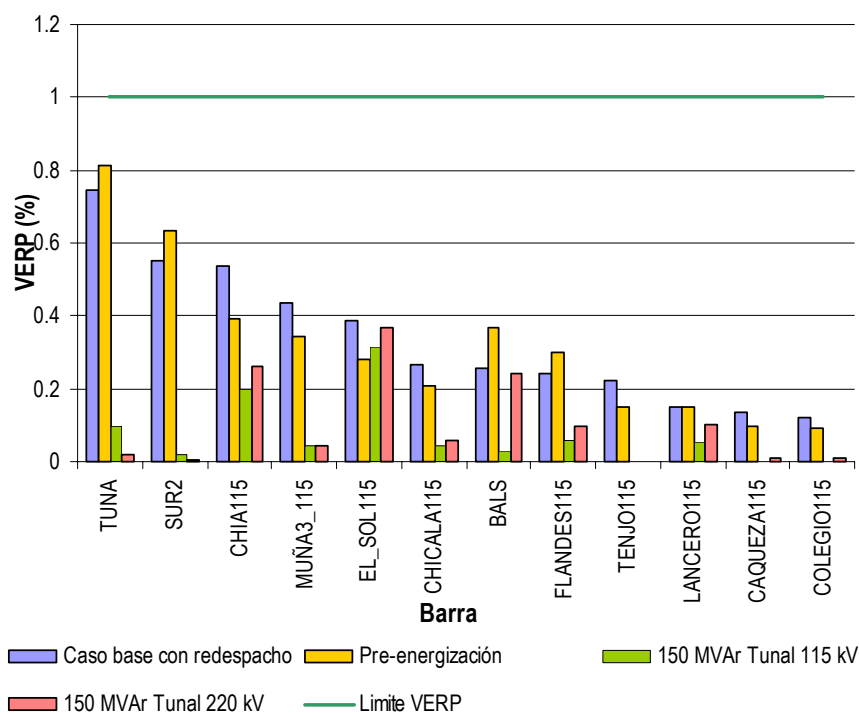
#### 7.4.4 Resultados Metodología 2

Los resultados obtenidos con la anterior metodología permiten centrar estos análisis en las alternativas de compensación de 150 MVar a nivel de 115 kV y 230 kV, ya que en las mismas condiciones de despacho se obtienen mejores resultados y el nivel de inversión requerido es menor para el caso específico de la pre-energización.

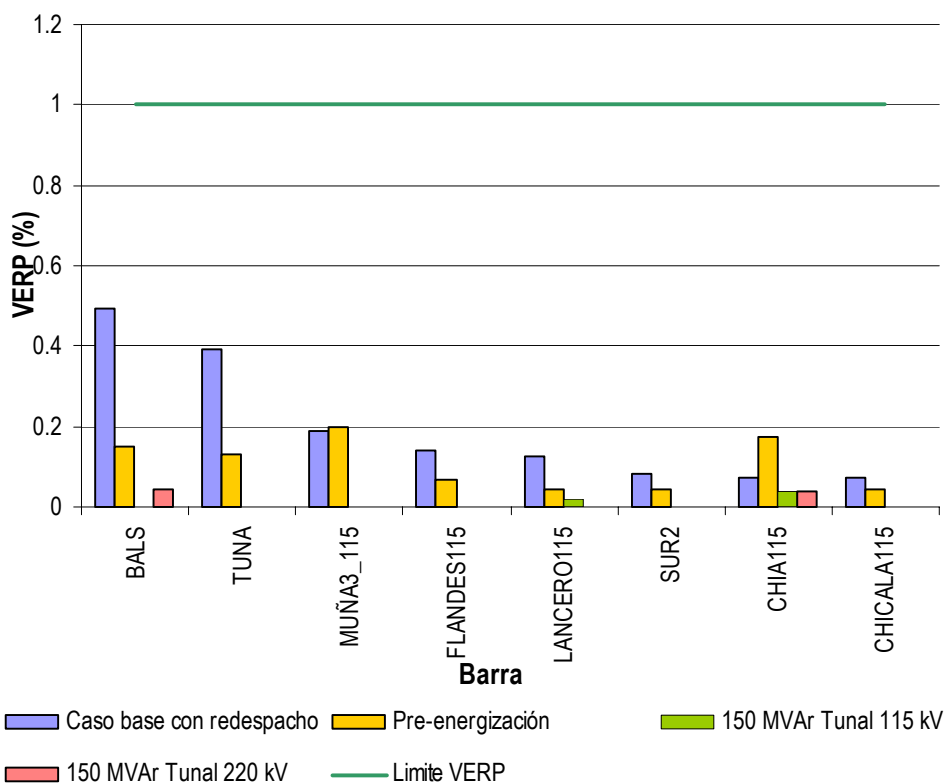
A partir de la Gráfica 7-11 hasta la Gráfica 7-13 se presentan los resultados de los análisis para el caso base en el cual se ajusta el despacho original y para cada una de las alternativas en las cuales se conserva el despacho original.



**Gráfica 7-11 . Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2005**



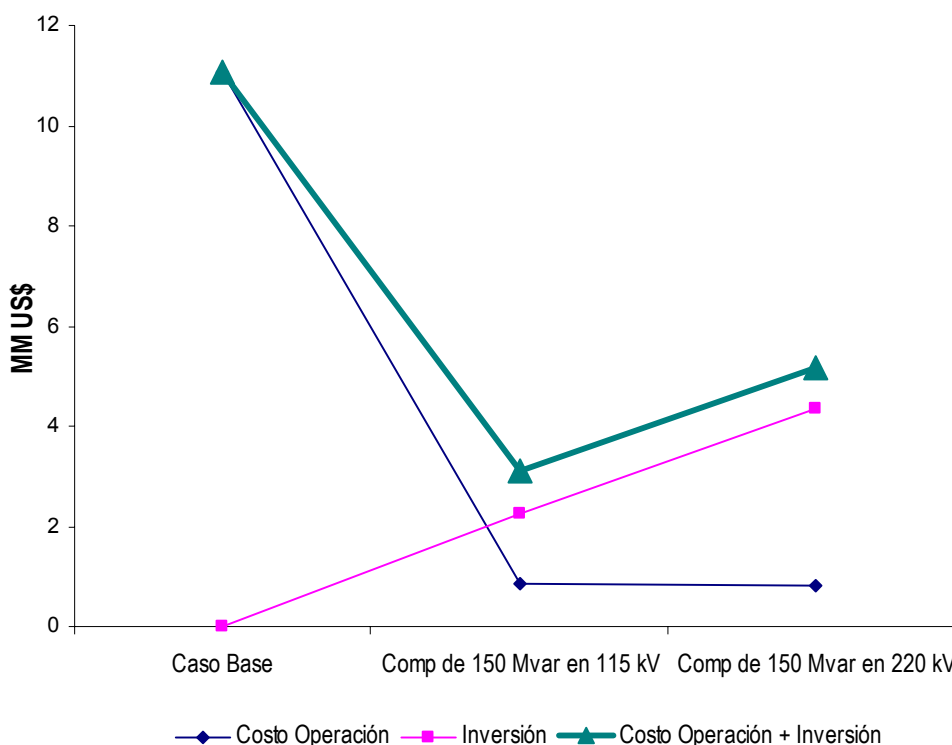
**Gráfica 7-12. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2006**



**Gráfica 7-13. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra año 2007**

#### 7.4.4.1 Evaluación económica Metodología 2

En la Gráfica 7-14 se presenta el resultado de la Evaluación Económica para los años 2005, 2006 y 2007.

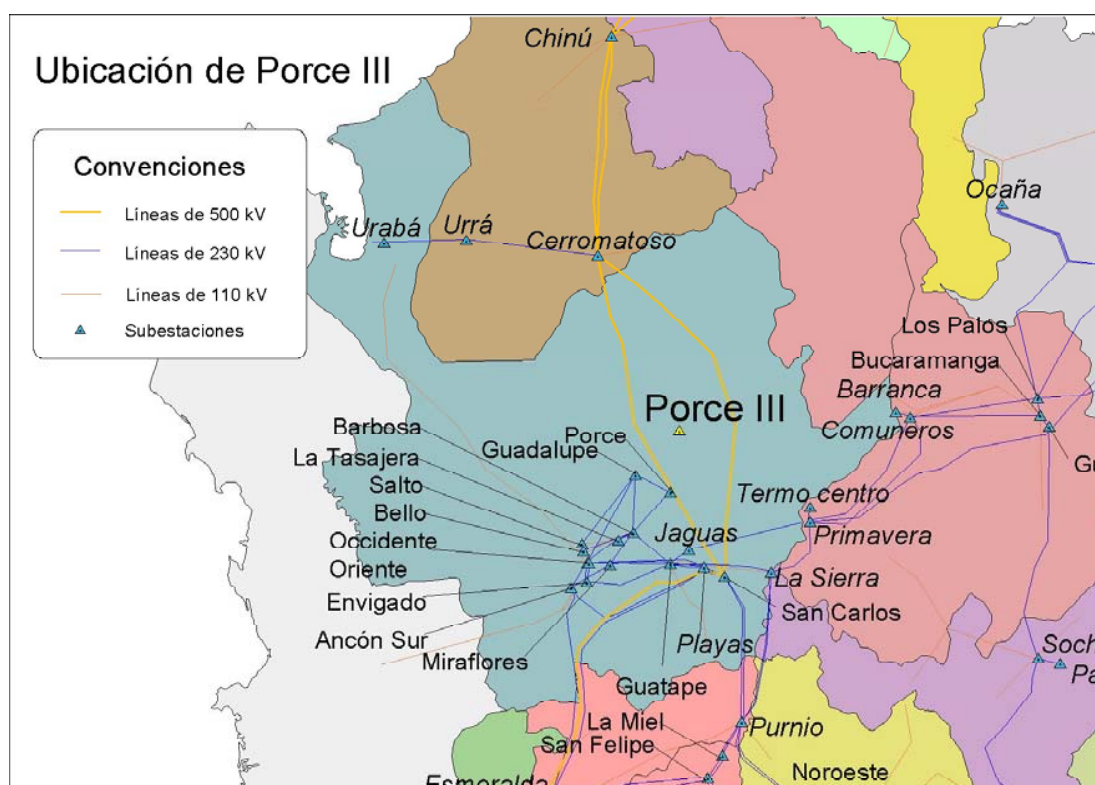


**Gráfica 7-14. Evaluación económica de los análisis complementarios para las alternativas de solución de Bogotá en el corto plazo**

Estos análisis complementarios muestran que instalar la compensación capacitiva de 150 MVar en la subestación Tunal 115 kV es la mejor alternativa, lo cual ratifica la conclusión obtenida con la metodología 1.

## 7.5 ANÁLISIS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO PORCE III

De acuerdo con la estrategia LP 1 y el estudio de conexión enviado por ISA, el Proyecto Porce III entraría en operación al Sistema en Diciembre 2010, con una capacidad de 660 MW, en el área de Antioquia, en la Gráfica 7-15 se presenta la ubicación geográfica del proyecto.



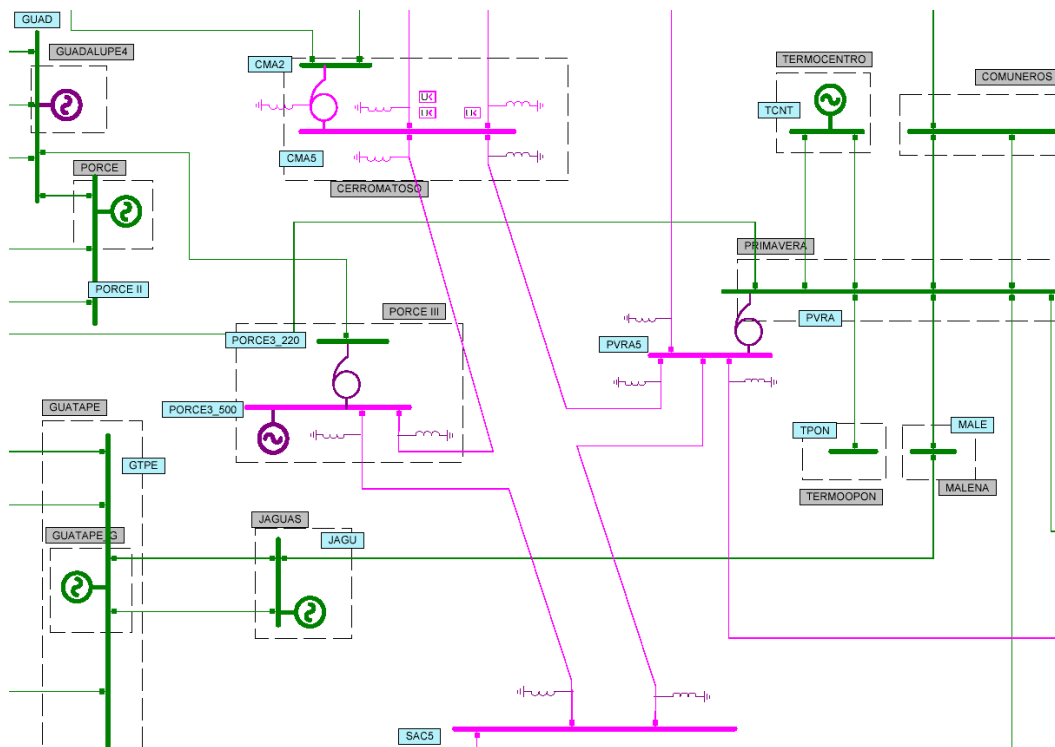
**Gráfica 7-15 . Ubicación Geográfica**

A continuación se analizan las diferentes Alternativas de conexión de este proyecto al Sistema de Transmisión Nacional para demanda mínima y demanda máxima.

## 7.5.1 Descripción de Alternativas

### 7.5.1.1 Alternativa 1

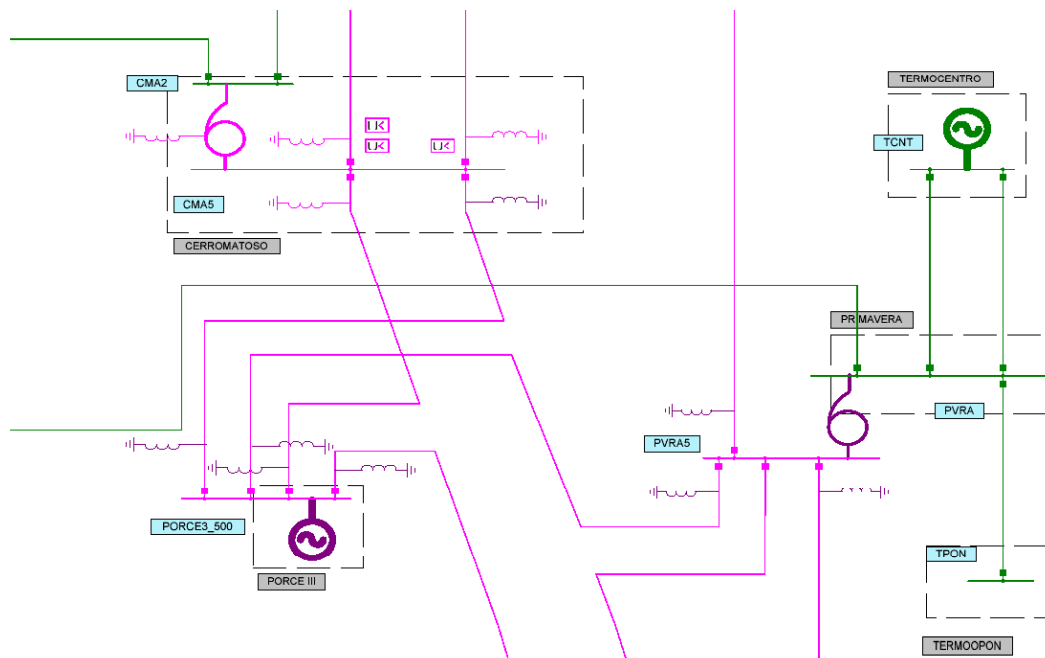
Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-16 y consiste en abrir el circuito 1 San Carlos – Cerromatoso a 500 kV y construir dos tramos a 500 kV, con una longitud aproximada de 22 km, hasta la subestación Porce III a 500 kV. Adicionalmente, se realiza una conexión a 230 kV desde la subestación Porce III a 230 kV a la subestación Guadalupe con una longitud aproximada de 30 km.



Gráfica 7-16 . Alternativa 1

### 7.5.1.2 Alternativa 2

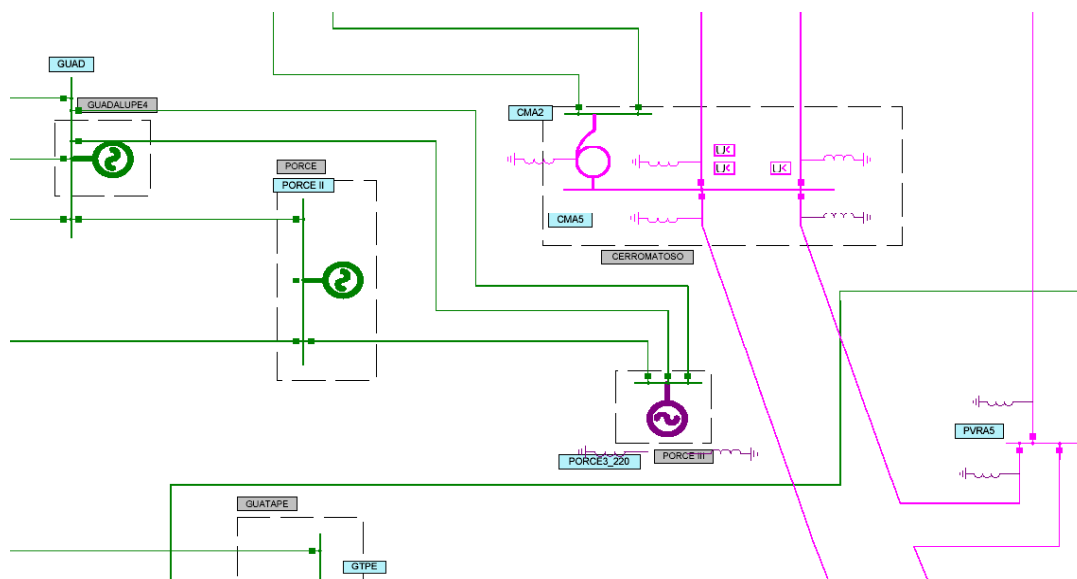
Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-17 y consiste en la apertura de los circuitos San Carlos – Cerromatoso a 500 kV y Cerromatoso – Primavera a 500 kV. Quedarían dos tramos en doble circuito a 500 kV desde la subestación Porce III a 500 kV hasta cada punto de interrupción de los circuitos, el primer tramo tendría una longitud aproximada de 22 km y el segundo de 56 km.



**Gráfica 7-17 . Alternativa 2**

### 7.5.1.3 Alternativa 3

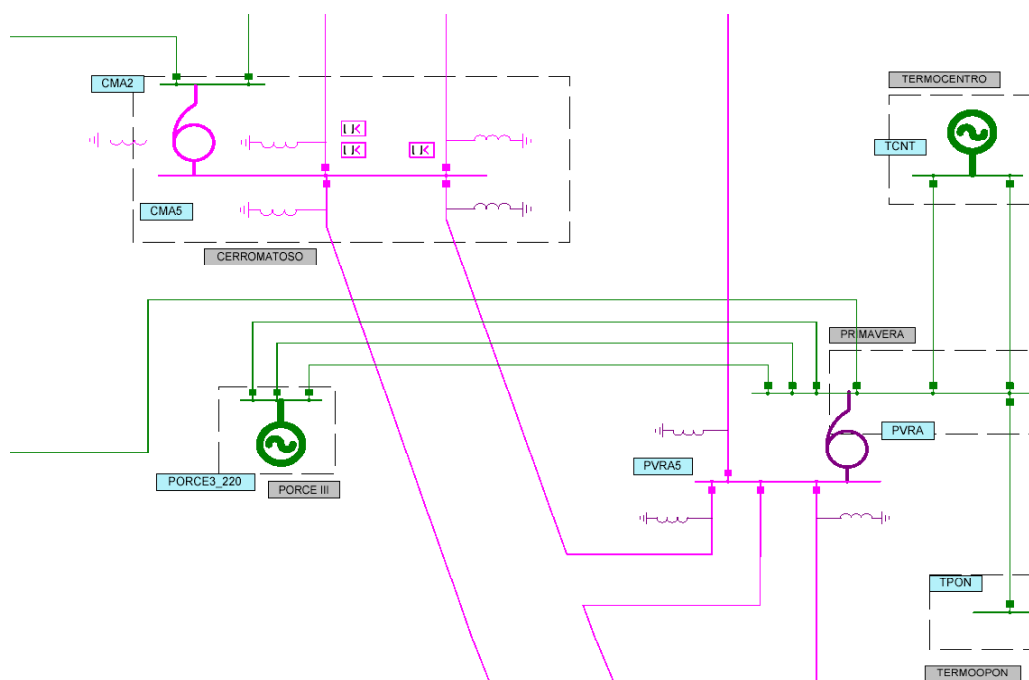
Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-18 y consiste en la conexión de la subestación Porce III a 230 kV con las subestaciones Porce II y Guadalupe. El tramo para la conexión a Porce II es en circuito sencillo y tiene una longitud aproximada de 28 km y el tramo a Guadalupe es un doble circuito de 30 km aproximadamente.



**Gráfica 7-18 . Alternativa 3**

#### 7.5.1.4 Alternativa 4

Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-19 y consiste en la conexión de la subestación Porce III a 230 kV a la subestación Primavera 230 kV mediante tres circuitos en paralelo, los cuales tienen una longitud aproximada de 118 km, cada uno.



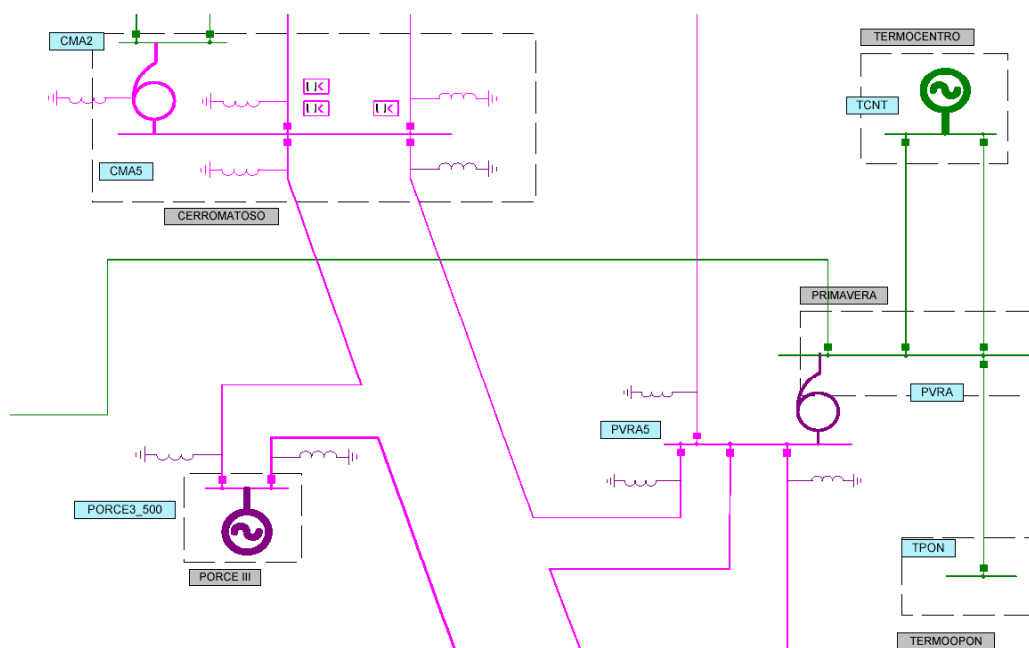
**Gráfica 7-19 . Alternativa 4**



Libertad y Orden

#### 7.5.1.5 Alternativa 5

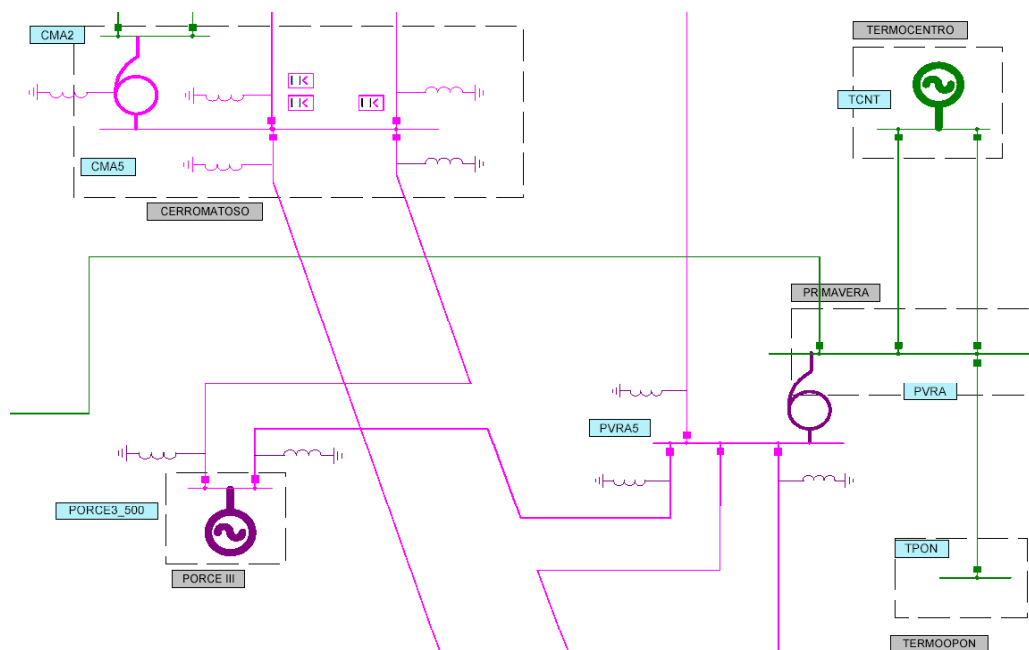
Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-20 y consiste en abrir el circuito 1 San Carlos – Cerromatoso a 500 kV y construir dos tramos a 500 kV, con una longitud aproximada de 22 km, hasta la subestación Porce III a 500 kV.



Gráfica 7-20 . Alternativa 5

#### 7.5.1.6 Alternativa 6

Esta alternativa se muestra en la Gráfica 7-21 y consiste en abrir el circuito Cerromatoso – Primavera a 500 kV y construir dos tramos a 500 kV, con una longitud aproximada de 56 km, hasta la subestación Porce III a 500 kV.



**Gráfica 7-21 . Alternativa 6**

En la Tabla 7-7 se muestra el costo de inversión para las diferentes alternativas, encontrándose que la alternativa con menor inversión es la 5.

| Alternativa | Costo de Inversión (\$MUSD de Sep./2001) |
|-------------|------------------------------------------|
| 1           | 40.262                                   |
| 2           | 57.472                                   |
| 4           | 50.208                                   |
| 5           | 21.260                                   |
| 6           | 36.211                                   |

Fuente: Estudio de conexión ISA

**Tabla 7-7 . Costo de Inversión de las alternativas**

## 7.5.2 Resultados

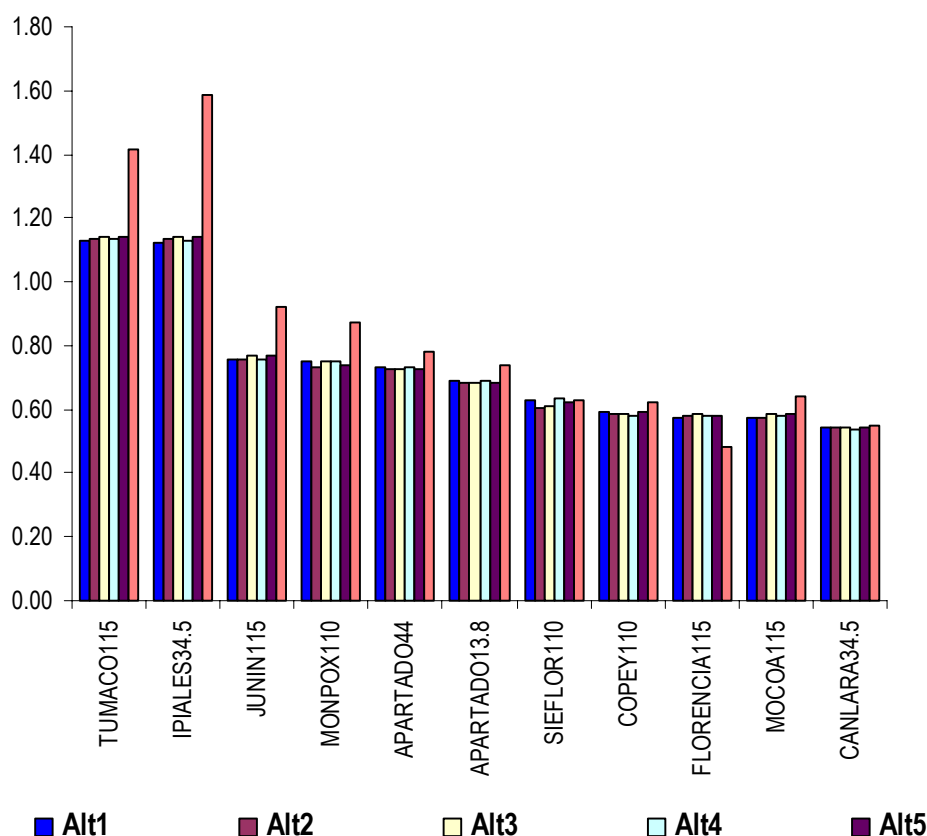
Los resultados de estado estable muestran que todas las alternativas cumplen con los criterios de planeamiento establecidos en el código de redes, sin embargo ante contingencia n-1 de algunas líneas se encuentra que para la alternativa 3 hay sobrecargas superiores al 20% en la red de 230 kV de EEPPM.

A continuación se presentan los principales resultados de estabilidad de voltaje, estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria para cada una de las alternativas planteadas.

En la Gráfica 7-22 se muestran los resultados de estabilidad de voltaje para condiciones de demanda mínima en el año 2010 y para cada alternativa, encontrándose que los valores propios son positivos y mayores a cero, lo que significa que el sistema está operando en una condición estable. Los valores propios críticos no están asociados al proyecto.

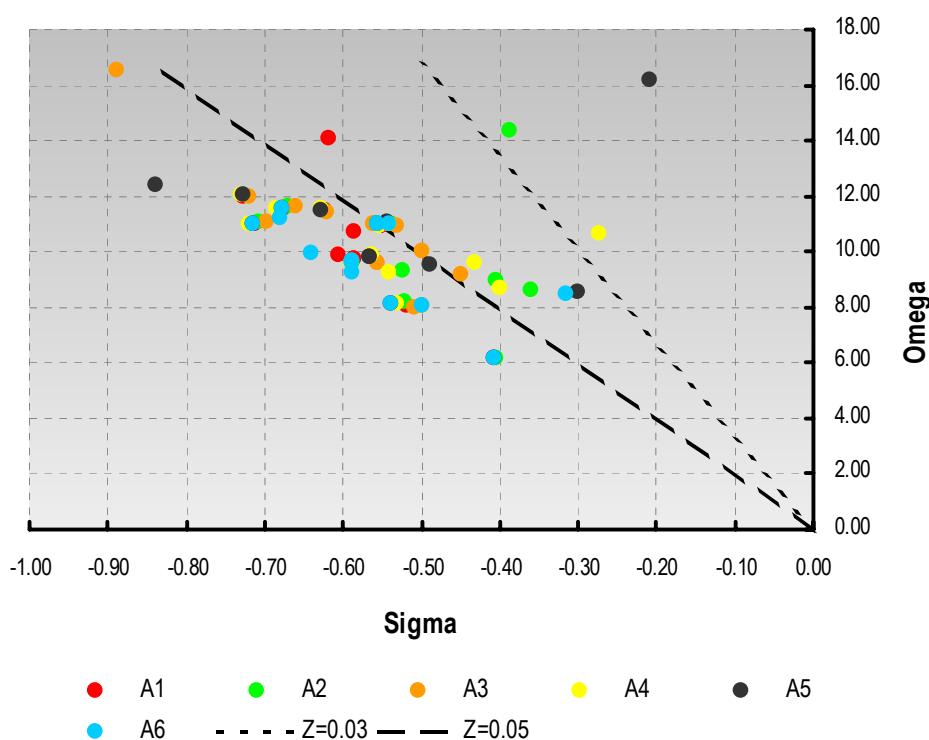
El valor propio más crítico para todos los casos se encuentra asociado a las subestaciones del área Sur, Tumaco 115, Junín 115, Mocoa 115 e Ipiales 34.5, el cual es independiente de la alternativa de conexión de Porce III, tal como se indicó en el Plan de Expansión 2002 – 2011.

Adicionalmente, se observa que existen otras áreas que pueden ser débiles en estabilidad de voltaje como es el caso de las áreas asociadas con los nodos de Mompo, Apartado, Florencia y Mocoa.



**Gráfica 7-22 . Sensibilidad % / MVar**

En la Gráfica 7-23 se muestra la respuesta del Sistema en cuanto a Pequeña Señal con los controles de los generadores. Si bien los resultados no muestran nodos inestables en pequeña señal para ninguna de las alternativas, si se encuentran valores de amortiguación por debajo del 3%, valor utilizado de acuerdo con referencias internacionales, para las alternativas 2, 4 y 5.



**Gráfica 7-23 . Pequeña Señal**

En cuanto a estabilidad transitoria se realizaron contingencias en las líneas de 500 kV y en los enlaces más importantes del área de influencia del proyecto, para cada una de las alternativas. Todas las contingencias presentaron una característica estable, es decir oscilaciones amortiguadas en el tiempo.

### 7.5.3 Análisis Regulatorio

Una vez analizadas todas las alternativas se encuentra que la alternativa de mínimo costo es la construcción de una subestación nueva a 500 kV, la cual se conecta con el sistema existente de 500 kV mediante la interrupción del circuito Cerromatoso – San Carlos 500 kV.

Sin embargo, dada la definición regulatoria de activos del STN, las obras necesarias para la conexión del proyecto Porce III, harían parte del Sistema de Transmisión



Nacional y por lo tanto deben ser ejecutadas mediante el desarrollo de un proceso de Convocatoria Pública. No obstante, las Resoluciones que reglamentan el tema (025 de 1995, 030 de 1996) no consideran los siguientes aspectos:

- El procedimiento cuando no existe propietario del punto de conexión, que en este caso es una subestación nueva, para la firma del contrato de conexión con el generador.
- Un mecanismo que garantice que una vez realizadas la obras de expansión del STN necesarias para la conexión de un proyecto de generación, entre en operación en la fecha definida.

Estos temas han sido consultados a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para definir el proceso a seguir.

## **7.6 ANÁLISIS DEL ÁREA CHINÚ**

El área de Chinú está conectada con el Sistema de Transmisión Nacional por 2 transformadores de 500/110 kV con capacidad de 150 MVA cada uno, además de interconectarse a nivel de 110 kV con otras áreas por medio del enlace de Sierra Flores–Boston, que opera generalmente abierto, e interconecta esta área con Bolívar, y por el enlace Tierra Alta - Urrá que la interconecta con el área de Cerromatoso.

Según las proyecciones, para condiciones de demanda máxima y operación normal, se observa que la cargabilidad de los transformadores de Chinú en el año 2006 se acerca al 100 % y del año 2007 en adelante ésta puede superar dicho valor. Adicionalmente, el sistema de 110 kV presenta bajas tensiones en las barras de Río Sinú y de Mompox a partir del 2007.

A continuación se muestra un análisis de las posibles alternativas de solución a los problemas en esta área específica.

### **7.6.1 Descripción de alternativas**

#### **7.6.1.1 Alternativa 1**

La primera alternativa analizada para solucionar el problema de sobrecarga en los transformadores de conexión al Sistema de Transmisión Nacional consiste en instalar un segundo circuito Tierra Alta-Urrá y cerrar el enlace Sierra Flores – Boston 110 kV, el cual opera normalmente abierto. Los análisis muestran que esta solución alivia la sobrecarga en el año 2006. Sin embargo, a partir del año 2007 el problema reaparece y se debe prender generación adicional en Urrá, la cual no es suficiente a partir del año 2009 para aliviar los problemas de sobrecargas en operación normal, lo



que conduciría necesariamente a racionar energía en el área para cumplir los estándares de seguridad.

Para solucionar el problema de bajas tensiones, se estudió la alternativa de instalar compensación capacitiva a nivel de 110 kV en las subestaciones Río Sinú y Mompox. Esta alternativa soluciona el problema de bajas tensiones en el área durante el horizonte analizado.

Adicionalmente se analizaron alternativas que consisten en obras a nivel de 220 kV y 500 kV, las cuales se describen a continuación.

#### 7.6.1.2 Alternativa 2

Instalación en el año 2007 de la Línea Urrá Montería a 220 kV con una longitud aproximada de 99 km, asociada con la subestación Montería 220 kV y el transformador 220/110 kV con capacidad de 90 MVA.

Con esta alternativa se solucionan los problemas de sobrecargas en los transformadores de Chinú sin prender generación adicional en Urrá hasta el año 2010, a partir del año 2011 con esta alternativa es necesario prender generación adicional en Urrá para evitar las sobrecargas en los Transformadores de Chinú.

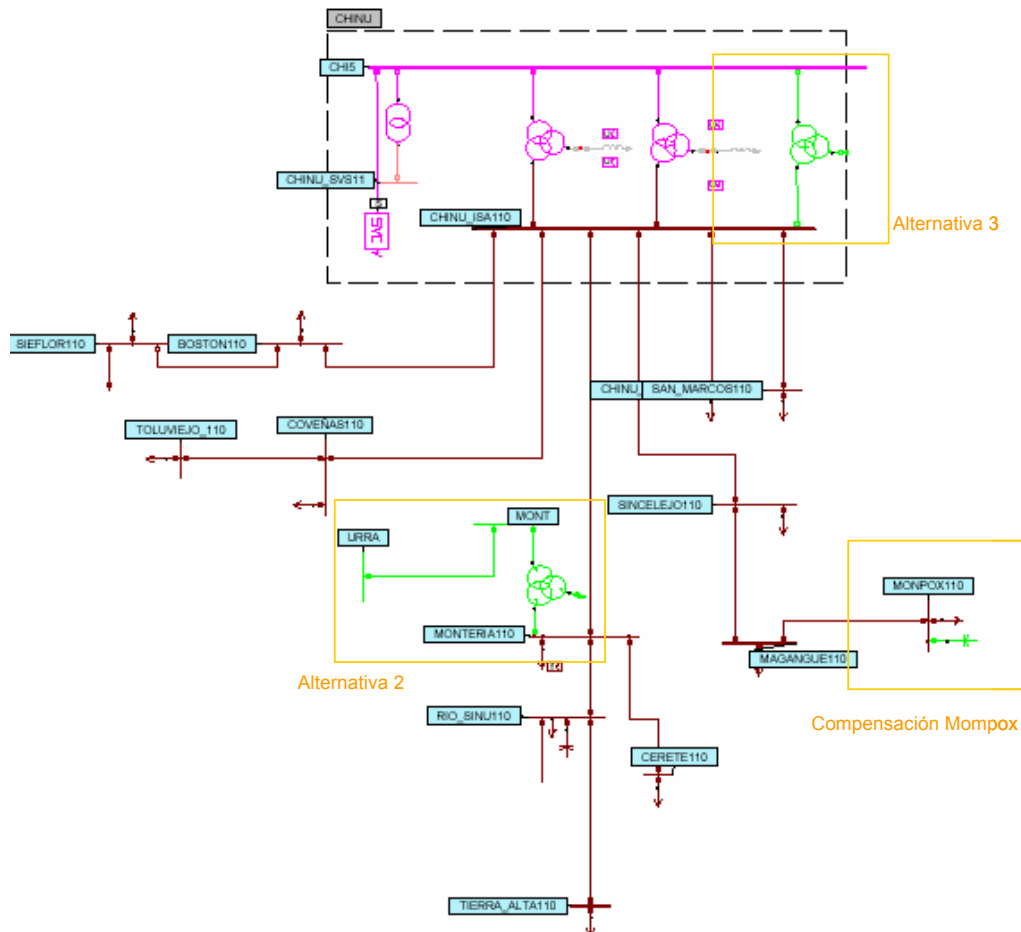
El costo estimado de la alternativa es de 19,6 MUS\$ de 2001, incluido AOM. El costo de las obras asociadas con el STN es de 16,19 MUS\$ de 2001.

#### 7.6.1.3 Alternativa 3

Instalación en el año 2007 de un tercer transformador Chinú 500/110 kV – 150 MVA. Esta alternativa soluciona los problemas de sobrecarga en Chinú para el horizonte analizado sin necesidad de aumentar la generación de seguridad. El costo estimado de la alternativa es de 5,1 MUS de 2001, incluido el AOM.

Para cualquiera de las dos alternativas planteadas es necesario instalar desde el año 2007 la compensación en Mompox 110 kV para solucionar el problema de baja tensión en esta barra, el problema de baja tensión en la barra Río Sinú se soluciona con cualquiera de las dos alternativas sin necesidad de instalar compensación capacitiva en la barra.

En la Gráfica 7-24 se muestra un diagrama con las alternativas de expansión propuestas incluyendo la compensación en Mompox 110 kV.



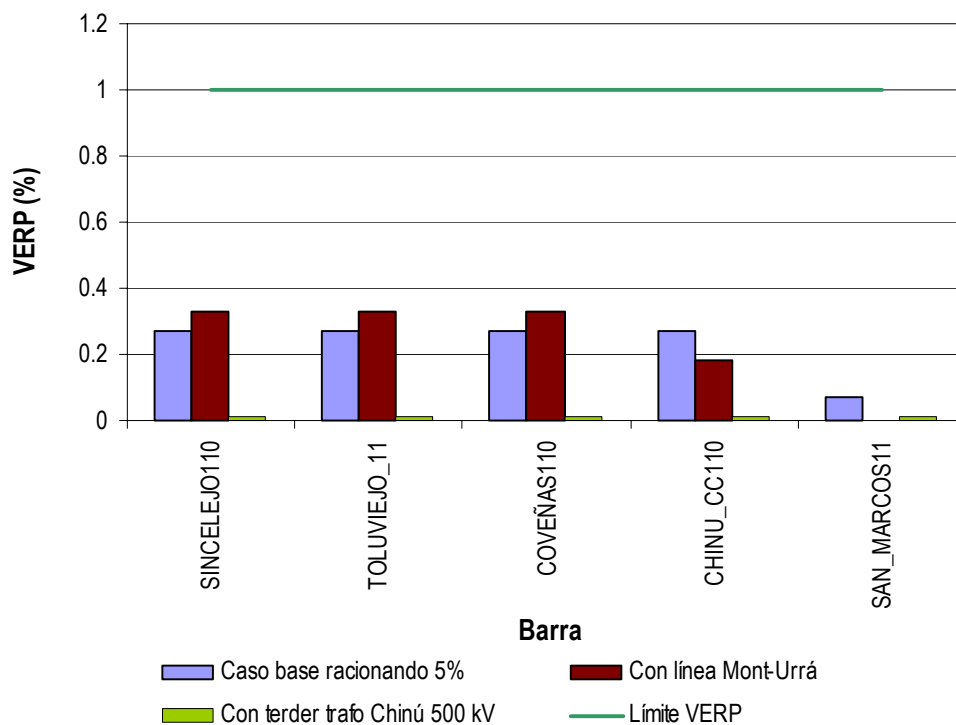
**Gráfica 7-24 . Área Chinú con alternativas de expansión**

## 7.6.2 Resultados

Los análisis de estado estable muestran que a partir del año 2007 de no llevar a cabo obras de expansión en el área de Chinú sería necesario racionar en operación normal en las barras del área con el fin de evitar las sobrecargas en los transformadores o tener generación de seguridad asociada con la planta Urrá.

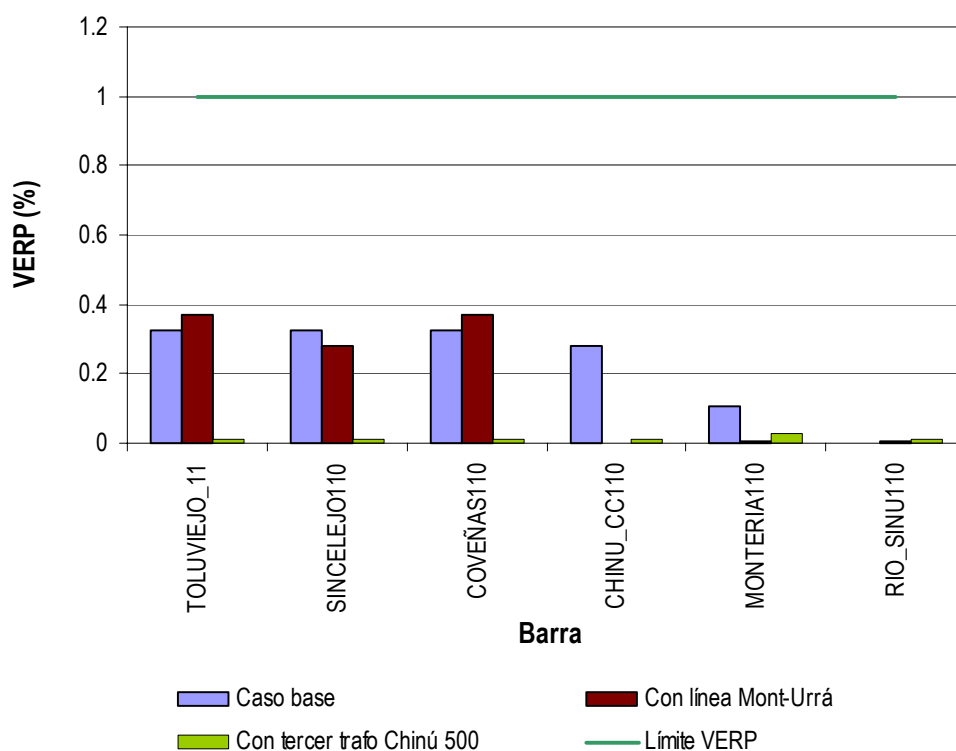
Los resultados obtenidos de confiabilidad probabilística muestran que para el horizonte analizado y con las alternativas planteadas todas las barras del área tienen un VERP inferior al 1 %.

La Gráfica 7-25 muestra el VERP para el año 2007 con las diferentes alternativas y con una unidad de Urrá generando, con el fin de obtener resultados de confiabilidad en el caso Base se debe racionar el 5 % de la demanda del área.



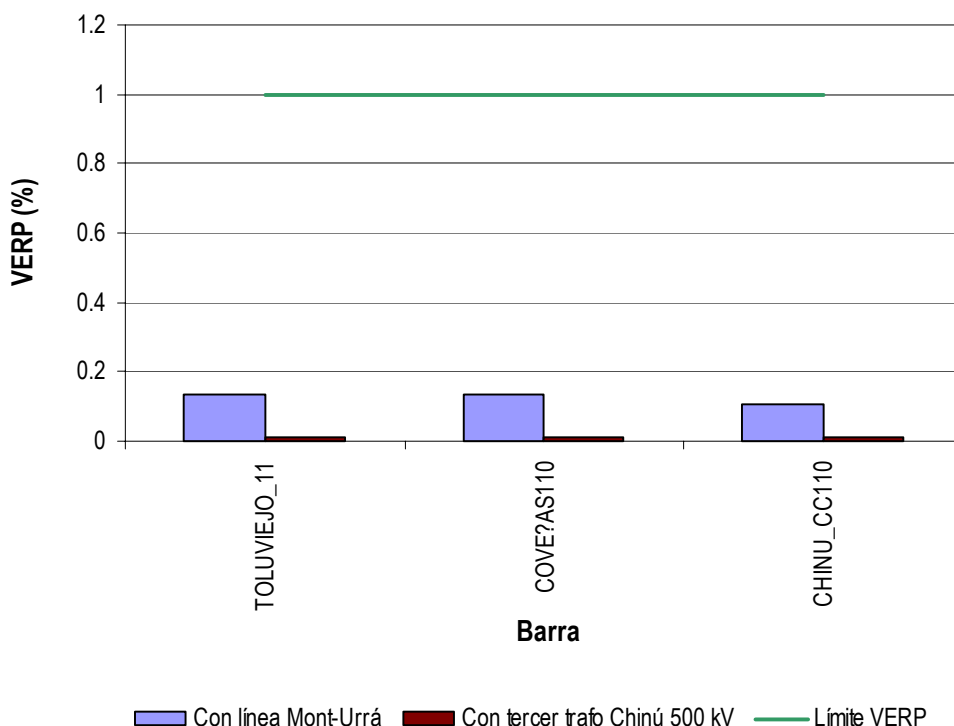
**Gráfica 7-25. VERP Área Chinú 2007**

La Gráfica 7-26 muestra el VERP para el año 2007 con las diferentes alternativas y con las cuatro unidades de Urra Generando, bajo esta condición de generación no es necesario racionar en el caso base.



**Gráfica 7-26. VERP Área Chinú 2007- 4 unidades en Urrá-**

La Gráfica 7-27 muestra el VERP para el año 2010 con las diferentes alternativas y con una unidad de Urrá generando, no se incluye el caso base puesto que el mismo presenta problemas de sobrecargas en estado estable incluso con toda la generación del área disponible.



**Gráfica 7-27. VERP Área Chinú 2010**

La Tabla 7-8 muestra el costo de racionamiento incurrido al no llevar a cabo ninguna obra de expansión en el área, el VERP lo valoramos con la curva de costo de racionamiento para el escalón de demanda máxima y lo afectamos por la probabilidad de ocurrencia de un determinado despacho en la planta de Urrá.

| Costo de Racionamiento |           |       |           |         |      |            |            |
|------------------------|-----------|-------|-----------|---------|------|------------|------------|
|                        | Año 2007  |       | Año 2008  |         |      | Año 2009   |            |
| Generación Urrá        | 1 ud      | >1 ud | 1 ud      | 2 ud    | >3ud | 1 ud       | >2 ud      |
| Probabilidad           | 29.8%     | 70.2% | 28%       | 4.3%    | 0    | 0.28       | 0.72       |
| % Racionamiento        | 5         | 0     | 7.68      | 2.68    | 0    | 14         | 11         |
| Costo racionamiento    | 1,659,731 | -     | 4,304,560 | 130,882 | -    | 8,234,431  | 16,554,140 |
| sin Alternativas US    | 1,659,731 |       | 4,435,442 |         |      | 24,788,571 |            |

**Tabla 7-8. Costo de racionamiento Área Chinú**

Estos resultados muestran que para los años 2007 y 2008 es posible aumentar la generación de seguridad de Urrá y evitar los racionamientos.



Los resultados del año 2009 muestran que así se cuente con las cuatro unidades de la planta Urrá como generación de seguridad es necesario racionar para condiciones de operación normal del orden del 11% de la demanda del área.

## **7.7 ANÁLISIS ÁREA EPSA**

A partir del año 2007 y con una baja generación en EPSA a nivel de 115 kV, se observan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV. Teniendo en cuenta la expansión propuesta a nivel de 230 kV por el OR, Anexo B, se logra eliminar estas sobrecargas.

En el año 2010 para condiciones de baja generación a nivel de 115 kV en el área y con la expansión propuesta, se observa que la mayoría de los transformadores 230/115 kV tendrían una cargabilidad del orden de 80% a excepción del transformador de Tulúa el cual solo tendría niveles del 34%. Por lo anterior, es importante que el OR considere estos aspectos para establecer la capacidad óptima de los transformadores de expansión.

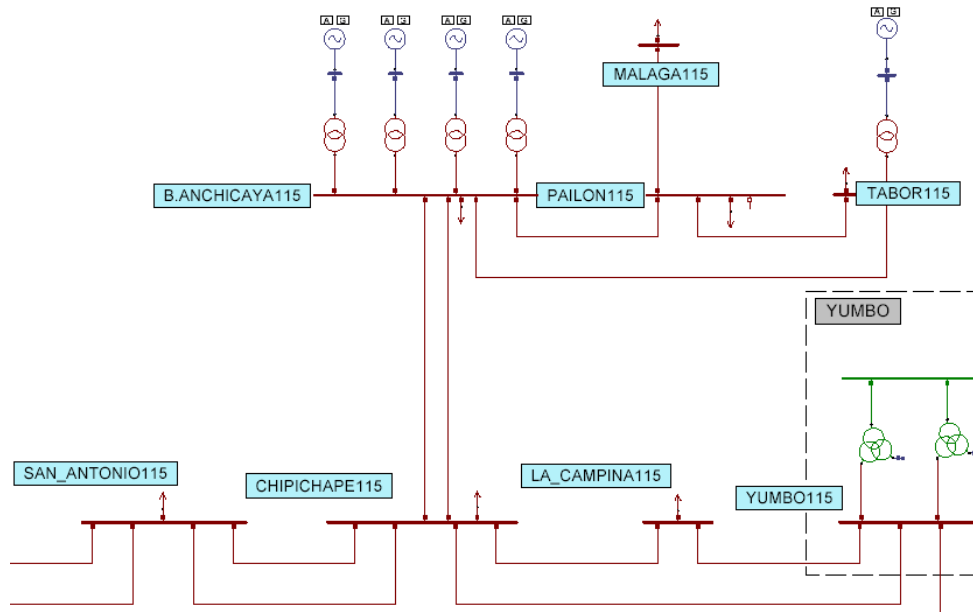
Adicionalmente y por solicitud del Ministerio de Minas y Energía, se presenta un análisis del comportamiento del sistema eléctrico de Buenaventura.

### **7.7.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Buenaventura**

El Sistema eléctrico de Buenaventura se alimenta de un doble circuito a nivel de 115 kV desde la subestación Chipichape hasta la subestación Bajo Anchicayá.

La demanda en potencia actual de esta zona es del orden de 45,7 MW y su generación corresponde a cuatro unidades de Bajo Anchicayá con una capacidad instalada de 74 MW.

La Gráfica 7-28 presenta el diagrama unifilar del área.



**Gráfica 7-28 . Diagrama Unifilar del área de Buenaventura**

### 7.7.2 Información empleada

Para el análisis de la zona de Buenaventura se utilizaron los siguientes supuestos:

Se consideró el plan de expansión a nivel de 115 kV suministrado por EPSA, el cual se presenta en el anexo B.

Se analizó el impacto de las obras a 220 kV que interconectan Buenaventura propuestas por EPSA.

De acuerdo con la información de EPSA se actualizó la capacidad de corriente de las líneas Bajo Anchicayá– Pailón– Tabor y Bajo Anchicayá – Tabor, las cuales fueron repotenciadas.

Se utilizó la información de indisponibilidades de las líneas de 115 kV del área de Buenaventura suministrada por EPSA, las cuales se presentan en la Tabla 7-9 y la Tabla 7-10.

| LÍNEA                 | MTTR  | LAMBDA |
|-----------------------|-------|--------|
| Bajo Anchicayá-Pailón | 0.166 | 0.25   |
| Bajo Anchicayá-Tabor  | 0.166 | 0.5    |
| Tabor-Pailón          | 2.816 | 0.75   |

**Tabla 7-9 .Indisponibilidades debidas a fallas técnicas**



Libertad y Orden

| LÍNEA                 | MTTR   | LAMBDA |
|-----------------------|--------|--------|
| Bajo Anchicayá-Pailón | 15.26  | 0.5    |
| Bajo Anchicayá-Tabor  | 235.81 | 0.75   |
| Tabor-Pailón          | 219.43 | 1.25   |

**Tabla 7-10 . Indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados**

### 7.7.3 Metodología

Se adelantaron análisis eléctricos, con los cuales se muestran los posibles problemas de tensión, confiabilidad, sobrecargas y sus posibles soluciones. Teniendo en cuenta que la ejecución de cualquier obra propuesta toma por lo menos del orden de 2 años el horizonte de planeamiento utilizado fue 2005 – 2010.

### 7.7.4 Resultados de estado estable y confiabilidad determinística

#### 7.7.4.1 Año 2005

Para condiciones de demanda máxima y operación normal de la red no se observan problemas de sobrecargas en ninguno de los elementos de la red ni niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u según los criterios establecidos tanto en el código de planeamiento como en el código de operación de la resolución CREG 025 de 1995.

Sin embargo, ante contingencias de las líneas a nivel de 115 kV del área de Buenaventura y para situaciones en las que no se encuentre disponible la generación de la planta Bajo Anchicayá, se observan niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u. en las subestaciones Tabor, Pailón y Málaga. Estos problemas de tensión se alivian con la generación de Bajo Anchicayá o con la instalación de compensación.

En la Tabla 7-11 y la Tabla 7-12 se presentan los resultados en operación normal y ante contingencia de cada uno de los circuitos del área.



| <b>B.Anchicaya apagada</b>     |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
|--------------------------------|------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>% Cargabilidad</b>          |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| <b>Lineas</b>                  | <b>Op Normal</b> |                     | <b>Contingencias</b> |                     |                     |                     |
| B.Anchicaya-Chipichape 1       | 29.2             | <b>contingencia</b> | 60.5                 | 31.3                | 29.1                | 31.4                |
| B.Anchicaya-Chipichape 2       | 29.2             | 60.5                | <b>contingencia</b>  | 31.3                | 29.1                | 31.4                |
| B.Anchicaya-Tabor              | 26.4             | 27.4                | 27.4                 | <b>contingencia</b> | 26.7                | 57.3                |
| Tabor-Pailon                   | 3.2              | 3.3                 | 3.3                  | 29.1                | <b>contingencia</b> | 29.0                |
| Pailon-B.Anchicaya             | 26.8             | 27.8                | 27.8                 | 57.2                | 26.7                | <b>contingencia</b> |
| Malaga-Pailon                  | 10.2             | 10.6                | 10.6                 | 10.9                | 10.1                | 11.1                |
| <b>Niveles de Tensión p.u.</b> |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| <b>Subestaciones</b>           |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| B.Anchicaya                    | 0.96             | 0.93                | 0.93                 | 0.94                | 0.97                | 0.94                |
| Chipichape                     | 0.99             | 0.99                | 0.99                 | 0.97                | 0.99                | 0.97                |
| Tabor                          | 0.93             | 0.89                | 0.89                 | 0.86                | 0.93                | 0.87                |
| Pailon                         | 0.93             | 0.90                | 0.90                 | 0.87                | 0.94                | 0.86                |
| Malaga                         | 0.93             | 0.89                | 0.89                 | 0.87                | 0.94                | 0.86                |

**Tabla 7-11 . Resultados año 2005 – Bajo Anchicayá apagada**

| <b>B.Anchicaya Prendida</b>    |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
|--------------------------------|------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>% Cargabilidad</b>          |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| <b>Lineas</b>                  | <b>Op Normal</b> |                     | <b>Contingencias</b> |                     |                     |                     |
| B.Anchicaya-Chipichape 1       | 10.6             | <b>contingencia</b> | 20.9                 | 9.2                 | 10.5                | 9.2                 |
| B.Anchicaya-Chipichape 2       | 10.6             | 20.9                | <b>contingencia</b>  | 9.2                 | 10.5                | 9.2                 |
| B.Anchicaya-Tabor              | 25.0             | 25.0                | 25.0                 | <b>contingencia</b> | 25.4                | 52.9                |
| Tabor-Pailon                   | 3.2              | 3.2                 | 3.2                  | 26.9                | <b>contingencia</b> | 26.8                |
| Pailon-B.Anchicaya             | 25.4             | 25.4                | 25.4                 | 52.8                | 25.5                | <b>contingencia</b> |
| Malaga-Pailon                  | 9.7              | 9.7                 | 9.7                  | 10.1                | 9.7                 | 10.2                |
| <b>Niveles de Tensión p.u.</b> |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| <b>Subestaciones</b>           |                  |                     |                      |                     |                     |                     |
| B.Anchicaya                    | 1.01             | 1.01                | 1.01                 | 1.01                | 1.01                | 1.01                |
| Chipichape                     | 0.99             | 0.97                | 0.97                 | 0.99                | 0.99                | 0.99                |
| Tabor                          | 0.98             | 0.98                | 0.98                 | 0.93                | 0.97                | 0.94                |
| Pailon                         | 0.98             | 0.98                | 0.98                 | 0.94                | 0.98                | 0.93                |
| Malaga                         | 0.98             | 0.98                | 0.98                 | 0.94                | 0.98                | 0.93                |

**Tabla 7-12 . Resultados 2005 – Bajo Anchicayá prendida**

#### 7.7.4.2 Año 2010

Para condiciones de demanda máxima y operación normal de la red se observan problemas de sobrecargas y niveles de tensión bajos cuando la generación en 115 kV es baja.

Si se aumenta la generación en 115 kV se alivian los problemas de sobrecargas y tensión en todos los elementos del área. Sin embargo, ante contingencias de las líneas a nivel de 115 kV del área de Buenaventura y para situaciones en las que no se encuentre disponible la generación de la planta Bajo Anchicayá, se observan niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u. en las subestaciones Tabor, Pailón y Málaga. Estos problemas de tensión se alivian con la generación de Bajo Anchicayá.

En la Tabla 7-13 y la Tabla 7-14 se presentan los resultados en operación normal y ante contingencia de cada uno de los circuitos del área.

| <b>B.Anchicaya apagada</b>     |                  |              |                      |              |              |              |
|--------------------------------|------------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>% Cargabilidad</b>          |                  |              |                      |              |              |              |
| <b>Lineas</b>                  | <b>Op Normal</b> |              | <b>Contingencias</b> |              |              |              |
| B.Anchicaya-Chipichape 1       | 34               | contingencia | 71.8                 | 36.5         | 34.1         | 36.6         |
| B.Anchicaya-Chipichape 2       | 34               | 71.8         | contingencia         | 36.5         | 34.1         | 36.6         |
| B.Anchicaya-Tabor              | 30.7             | 32.5         | 32.5                 | contingencia | 31.4         | 66.8         |
| Pailon-Tabor                   | 3.6              | 3.7          | 3.7                  | 34           | contingencia | 33.9         |
| B.Anchicaya-Pailon             | 31.2             | 33           | 33                   | 66.6         | 31.2         | contingencia |
| Pailon-Malaga                  | 11.9             | 12.5         | 12.5                 | 12.7         | 11.6         | 12.9         |
| Yumbo - La Campiña             | 99.1             | 100.4        | 100.4                | 100.6        | 99.2         | 100.7        |
| La Campiña - Chipichape        | 99.1             | 100.4        | 100.4                | 100.6        | 99.2         | 100.7        |
| Yumbo - Chipichape             | 99.2             | 100.5        | 100.5                | 100.6        | 99.2         | 100.7        |
| <b>Niveles de Tensión p.u.</b> |                  |              |                      |              |              |              |
| <b>Subestaciones</b>           |                  |              |                      |              |              |              |
| B.Anchicaya                    | 0.96             | 0.91         | 0.91                 | 0.95         | 0.96         | 0.95         |
| Chipichape                     | 0.99             | 0.99         | 0.99                 | 0.99         | 0.99         | 0.99         |
| Tabor                          | 0.92             | 0.87         | 0.87                 | 0.85         | 0.91         | 0.86         |
| Pailon                         | 0.92             | 0.87         | 0.87                 | 0.86         | 0.92         | 0.85         |
| Malaga                         | 0.92             | 0.87         | 0.87                 | 0.86         | 0.92         | 0.85         |

**Tabla 7-13. Resultados 2010 – Bajo Anchicayá apagada**

| <b>B.Anchicaya prendida</b>    |                  |              |                      |              |              |              |
|--------------------------------|------------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>% Cargabilidad</b>          |                  |              |                      |              |              |              |
| <b>Lineas</b>                  | <b>Op Normal</b> |              | <b>Contingencias</b> |              |              |              |
| B.Anchicaya-Chipichape 1       | 4.8              | contingencia | 7.7                  | 2.7          | 4.7          | 2.6          |
| B.Anchicaya-Chipichape 2       | 4.8              | 7.7          | contingencia         | 2.7          | 4.7          | 2.6          |
| B.Anchicaya-Tabor              | 29.1             | 29.1         | 29                   | contingencia | 29.7         | 62.3         |
| Pailon-Tabor                   | -3.5             | -3.5         | -3.5                 | 31.7         | contingencia | -31.6        |
| B.Anchicaya-Pailon             | 29.6             | 29.4         | 29.4                 | 62.1         | 29.6         | contingencia |
| Pailon-Malaga                  | 11.2             | 11.2         | 11.2                 | 11.8         | 11.2         | 12           |
| <b>Niveles de Tensión p.u.</b> |                  |              |                      |              |              |              |
| <b>Subestaciones</b>           |                  |              |                      |              |              |              |
| B.Anchicaya                    | 1.01             | 1.01         | 1.01                 | 1.00         | 1.00         | 1.00         |
| Chipichape                     | 0.99             | 0.99         | 0.99                 | 0.99         | 0.99         | 0.99         |
| Tabor                          | 0.97             | 0.97         | 0.97                 | 0.91         | 0.96         | 0.92         |
| Pailon                         | 0.97             | 0.97         | 0.97                 | 0.92         | 0.97         | 0.91         |
| Malaga                         | 0.97             | 0.97         | 0.97                 | 0.92         | 0.97         | 0.91         |

**Tabla 7-14. Resultados 2010 – Bajo Anchicayá prendida**

### 7.7.5 Resultados de confiabilidad Probabilística

Para este análisis se tomó como base la información de indisponibilidades del área de EPSA y se reflejó la carga de la subestación Málaga 115 kV en la subestación El Pailón 115 kV. A continuación se presentan los resultados para los años 2005 y 2010.

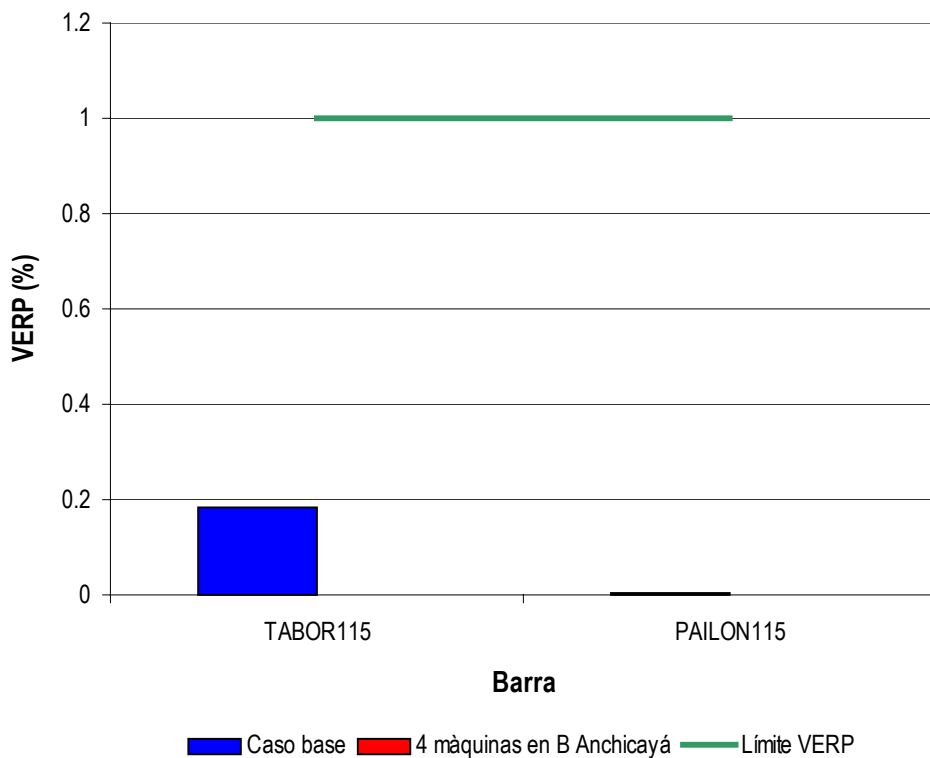
#### 7.7.5.1 Año 2005

A continuación se presentan los principales resultados de la confiabilidad del área de Buenaventura, para condiciones de demanda máxima.

Para este análisis, en el caso base, se tienen en cuenta las inflexibilidades de la generación de Bajo Anchicayá las cuales obligan a que por lo menos una de estas máquinas esté prendida.

Los resultados del análisis de confiabilidad muestran que ante indisponibilidades debidas a fallas técnicas más atentados, excluyendo salidas programadas, no se presentan valores de energía no suministrada en el área.

En la Gráfica 7-29 se muestran los valores esperados de racionamiento de potencia en las barras del área de Buenaventura, utilizando las indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados en las líneas de 115 kV del área.



**Gráfica 7-29 . VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados**

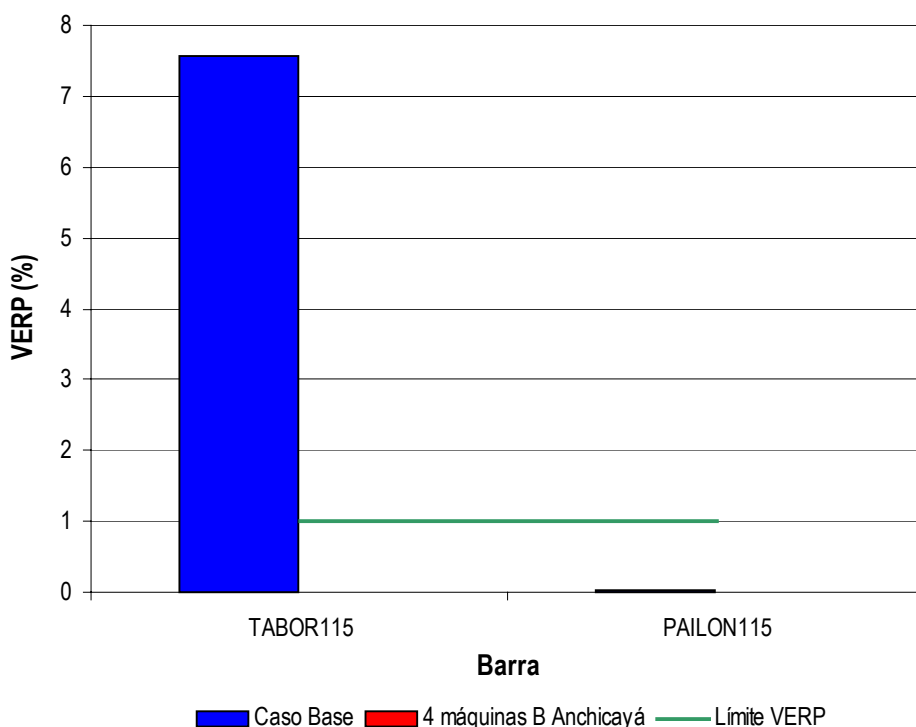
En la gráfica se puede observar que el VERP en las barras del área de Buenaventura está muy por debajo del 1%, aun cuando sólo esté prendida una máquina en Bajo Anchicayá y existan indisponibilidades debidas a fallas técnicas y a atentados.

#### 7.7.5.2 Año 2010

Para condiciones de demanda máxima y de topología de la red en el año 2010, se estudió el impacto en la confiabilidad del sistema ante la ocurrencia de fallas técnicas del sistema e indisponibilidades debidas a atentados.

La Gráfica 7-30 muestra el valor esperado de racionamiento de potencia para el año 2010 en el área de EPSA, cuando las indisponibilidades de los elementos de la red son causadas por fallas técnicas.

Los resultados muestran que cuando la generación en Bajo Anchicayá se limita a una única máquina, el VERP en Tabor 115 kV es cercano al 8%, mostrando la debilidad en dicha barra ante estas condiciones.

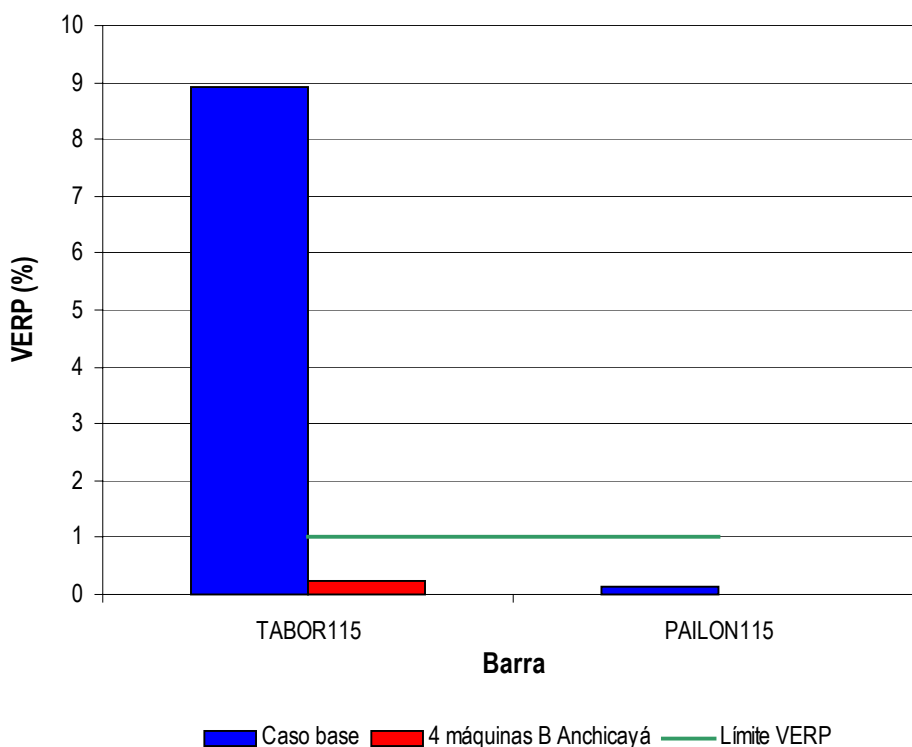


**Gráfica 7-30. VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas 2010**

En el caso en el que se despachan las cuatro máquinas en Bajo Anchicayá, los resultados muestran que ante este tipo de indisponibilidades las magnitudes del VERP son inferiores al 1%.

La Gráfica 7-31 muestra el valor esperado de racionamiento de potencia para el año 2010 cuando las fallas en la red son debidas a fallas técnicas y atentados.

Cuando tan solo se tiene la generación mínima permitida por la inflexibilidad de Bajo Anchicayá, los resultados muestran que en Tabor el VERP se aproxima al 9%, mientras que en El Pailón dicho valor está muy por debajo del 1%.



**Gráfica 7-31. VERP con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados 2010**

Ante este tipo de fallas y con todas las máquinas de Bajo Anchicayá despachadas, se puede observar que no hay valores esperados de racionamiento de potencia superiores al 1%, en el área de Buenaventura.

### 7.7.6 Descripción Alternativas de Solución

De acuerdo con los resultados obtenidos, teniendo en cuenta que en el año 2010 se evidencian problemas de confiabilidad en el área, para este año se estudiaron cuatro alternativas de solución con base en el caso más crítico para el sistema, es decir, con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados en la infraestructura de la red.

#### 7.7.6.1 Compensación en Pailón 115 kV

Consiste en la instalación de compensación capacitiva de 25 MVar en la subestación El Pailón a 115 kV. El costo aproximado de esta obra es de MMUS \$ 0.8 de Diciembre de 2002.



#### 7.7.6.2 Línea Calima – El Pailón a 115 kV.

Consiste en la construcción de una línea en circuito sencillo entre las subestaciones Calima y El Pailón a 115 kV con una longitud aproximada de 58 kilómetros. De acuerdo con los valores de unidades constructivas contenidos en la resolución CREG 082 de 2002, el costo aproximado de esta obra a nivel de 115 kV es de MMUS \$ 5.2 de 2001.

#### 7.7.6.3 Línea Pailón – Alto Anchicayá a 220 kV.

Consiste en la construcción de la subestación Pailón a nivel de 220 kV, línea en circuito sencillo entre las subestaciones Pailón y Alto Anchicayá a 220 kV con una longitud aproximada de 38 kilómetros, e instalación de 90 MVA de transformación 220/115 kV.

Empleando los costos unitarios de la Resolución 026 de 1999, el costo de esta obra a nivel de 220 kV es del orden de MMUS \$ 14 de 2001. En la Tabla 7-15 y la Tabla 7-16 se presenta la desagregación de estos costos.

| ITEM                     | CANTIDAD | Costo Unitario<br>USD/01 | Costo Total<br>USD/01 |
|--------------------------|----------|--------------------------|-----------------------|
| Modulo Común 220 kV      | 1        | 2.623.597                | 2.623.597             |
| Línea 220 kV             | 38       | 107.735                  | 4.093.940             |
| Módulo de Línea          | 2        | 1.144.052                | 2.288.104             |
| Módulo de Transformador  | 1        | 872.500                  | 872.500               |
| Transformador 230/115 kV | 1        | 936.687                  | 936.687               |
| Bahía de transferencia   | 1        | 1.710.018                | 1.710.018             |

**Tabla 7-15. Costos unitarios**

| Item                       | Desagregación<br>de Costos (US\$<br>MM) |
|----------------------------|-----------------------------------------|
| Activos, Constr. y Montaje | 13,2                                    |
| Costos de Financiación     | 0,5                                     |
| AOM                        | 0,2                                     |
| <b>Total</b>               | <b>14,0</b>                             |

**Tabla 7-16. Costo Total**

#### 7.7.6.4 Reconfiguración Bajo Anchicayá – Tabor

Consiste en reconfigurar el circuito Bajo Anchicayá – Tabor, abriendo el circuito a la altura de la subestación El Pailón y conectándolo a ésta, quedando así dos circuitos entre las subestaciones Bajo Anchicayá – El Pailón y El Pailón – Tabor.



La inversión necesaria para llevar a cabo esta alternativa se muestra en la siguiente tabla:

| Descripción                                                                  | Cantidad | Unidades | Valor instalado y actualizado (US\$ dic de 2001) | Valor Total (US\$ dic de 2001) |
|------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|--------------------------------------------------|--------------------------------|
| Bahía de línea, configuración barra sencilla tipo convencional               | 2        | Un       | \$ 340,156.60                                    | \$ 680,313.20                  |
| km de línea: Circuito doble, estructuras de celosía, rural, conductor tipo 1 | 5        | km       | \$ 72,094.29                                     | \$ 360,471.46                  |
| Módulo de barraje tipo 1, configuración barra sencilla tipo convencional     | 2        | Un       | \$ 55,725.00                                     | \$ 111,450.00                  |

**Tabla 7-17. Inversión alternativa de reconfiguración**

De acuerdo con la tabla el valor total de esta alternativa es del orden de MUS\$ 1,15.

#### 7.7.6.5 Resultados de estado estable y confiabilidad determinística para las alternativas

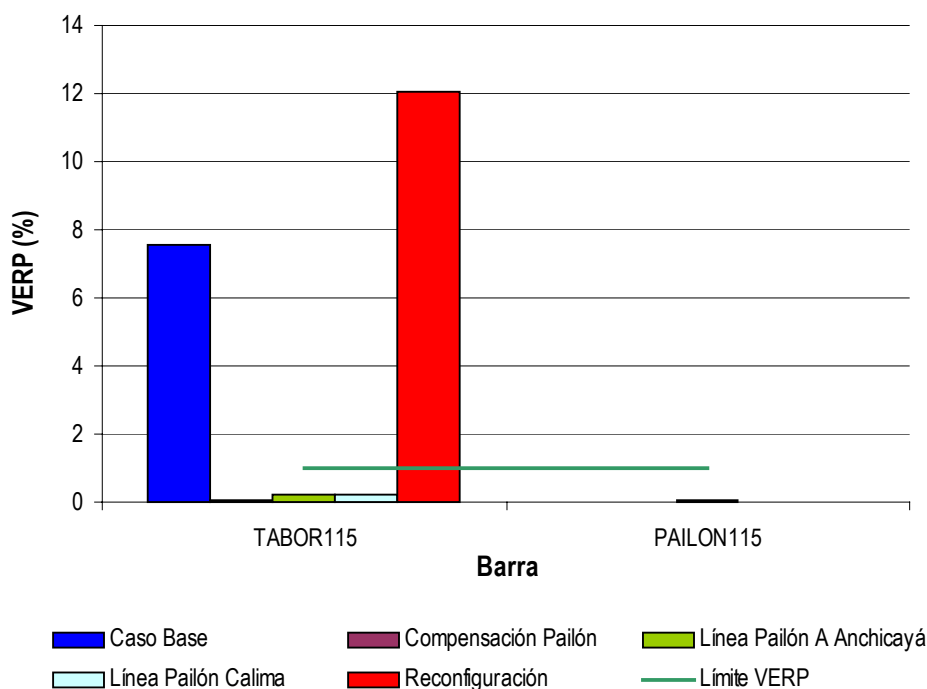
Los resultados de los análisis realizados sin contar con la generación de Bajo Anchicayá, para el año 2005 muestran que tanto en operación normal como ante contingencia de cada uno de los circuitos del área, no se presentan problemas de niveles de tensión bajos para los nodos de 115 kV ni de sobrecargas en las líneas para ninguna de las alternativas.

Para el año 2010, los resultados muestran que con una baja generación a nivel de 115 kV y sin contar con la generación en Bajo Anchicayá existen violaciones de tensión y carga en el sistema con las alternativas de la compensación en El Pailón y la línea El Pailón – Calima 115 kV.

#### 7.7.6.6 Resultados de confiabilidad probabilística para las alternativas

El análisis de confiabilidad probabilística de cada una de las alternativas se realizó para el año 2010, tomando como punto de partida el caso base, es decir con una sola máquina de Bajo Anchicayá prendida y teniendo en cuenta las indisponibilidades debidas a fallas técnicas y fallas técnicas más atentados. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

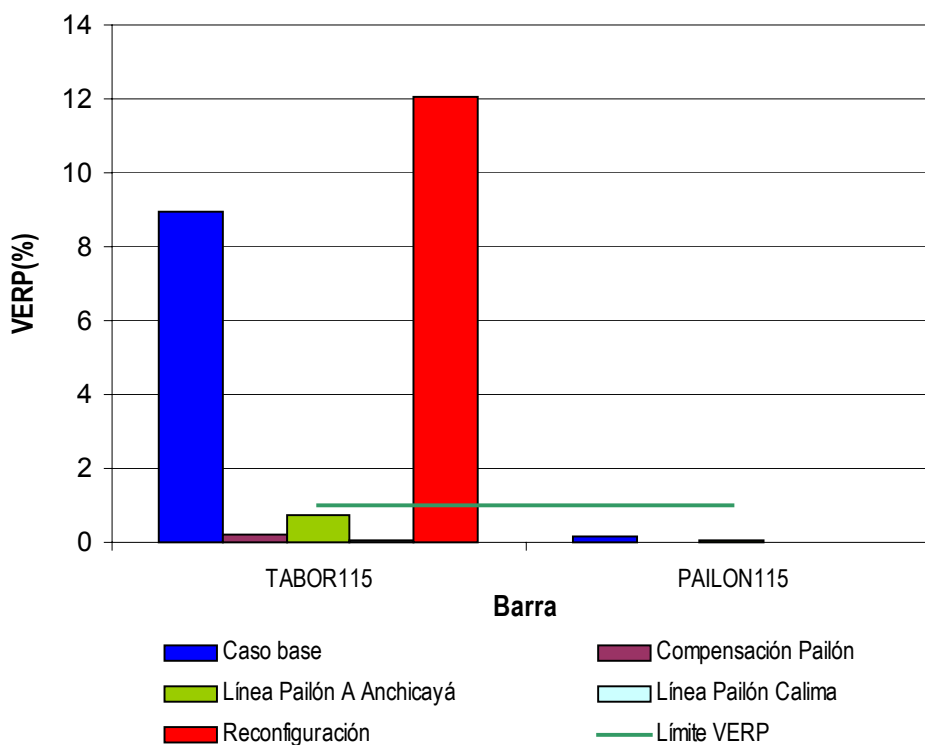
La Gráfica 7-32 muestra los resultados de confiabilidad cuando el sistema únicamente presenta indisponibilidades debidas a fallas técnicas



**Gráfica 7-32. VERP alternativas con indisponibilidades debidas a fallas técnicas año 2010**

Como se puede observar, en el caso base el VERP en Tabor sobrepasa el 7% ante estas condiciones. En el caso de las alternativas propuestas, los resultados muestran que únicamente la reconfiguración no logra reducir el VERP.

La Gráfica 7-33 muestra el VERP en el área ante indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados.



**Gráfica 7-33 . VERP alternativas con indisponibilidades debidas a fallas técnicas y atentados año 2010**

Para estas condiciones, en el caso base se puede observar que el VERP en Tabor es aproximadamente del 9%.

Con las alternativas analizadas, al igual que con las indisponibilidades debidas solamente a fallas técnicas, el VERP en las barras del área está por debajo del 1%. Los mejores resultados se obtienen con la línea El Pailón – Calima o con la compensación en El Pailón.

#### 7.7.6.7 Conclusiones

- En condiciones de operación normal y para el año 2005 no se encuentran niveles de tensión inferiores a 0.9 p.u. ni sobrecargas en las líneas. Sin embargo, para el año 2010 y con un bajo nivel de generación en 115 kV en el área se observan problemas de sobrecargas y niveles de tensión bajos, los cuales se mejoran al aumentar dicha generación.
- Para el horizonte 2005 – 2010 y ante contingencias de uno de los circuitos del área es necesario disponer del mínimo de generación en la planta de Bajo Anchicayá con el fin de cumplir con los criterios establecidos en cuanto a niveles de tensión.



- Los resultados de confiabilidad probabilística para la zona de Buenaventura muestran que para el año 2005 no se presentan índices de VERP superiores al 1% aún en condiciones de mínima generación en Bajo Anchicayá y para indisponibilidades de fallas técnicas más atentados.
- Los análisis de confiabilidad probabilística muestran que en el año 2010 para el caso base y ante indisponibilidades debidas a fallas técnicas y a fallas técnicas más atentados, el VERP sobrepasa el 8% y 9% respectivamente. Estas condiciones obligan a plantear alternativas de solución que logren reducir esos valores y mejorar la confiabilidad del área.
- Las alternativas que presentan mejores resultados de confiabilidad en el área son la compensación de 25 MVAR en El Pailón y la línea El Pailón - Calima, ya que con estas se logra reducir en mayor proporción el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia, ante indisponibilidades debidas sólo a fallas técnicas o a fallas técnicas más atentados.
- Teniendo en cuenta estos resultados y los costos de cada alternativa, la compensación de 25 MVAR en El Pailón es la mejor alternativa pues mejora la confiabilidad del sistema y es la de menor costo.
- A partir del análisis del área de Buenaventura, es necesario que el OR realice un estudio complementario para el área de EPSA en el cual se identifiquen las obras de expansión necesarias y su respectiva evaluación económica

## 7.8 ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETA

En esta revisión del plan se ratifican los resultados del plan de expansión 2002 – 2001, los cuales indican que para el horizonte de planeamiento 2003 - 2011 no se observan problemas en el área, aún considerando baja generación en Betania. El nodo con voltaje más bajo, pero superior a 0.9 pu, es el de Florencia 115 kV, subestación conectada radialmente. Es importante mencionar que en la realización de estos análisis se incluyeron las obras de expansión reportadas por el OR del área, las cuales se incluyen en el anexo B.

Para el año 2006 se encuentran sobrecargas en el transformador Mirolindo 230/115 kV. Como alternativa se estudió la operación del enlace Cajamarca - Regivit 115 kV normalmente cerrado, lo cual disminuye la cargabilidad del transformador de Mirolindo pero aumenta la sobrecarga en los transformadores de Esmeralda 230/115 kV.



## **7.9 ÁREA CAUCA NARIÑO**

Como se indicó en el Plan de Expansión 2002 – 2011, a partir del año 2006 se observan niveles de cargabilidad muy cercanos al 100% en el transformador de Jamondino 230/115 kV aun con la generación del área a nivel de 115 kV prendida. Lo anterior sugiere ampliar la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Jamondino. Para estos análisis no se incluyen intercambios por la interconexión Colombia - Ecuador a nivel de 138 kV.

## **7.10 ÁREA BOLÍVAR**

Los análisis de estado estable muestran que con el plan de expansión presentado por el OR, anexo B, se alivian los problemas de bajas tensiones en algunos nodos del área, los cuales fueron mencionados en el plan de expansión 2002 – 2011. Sin embargo, para el año 2006 se observan problemas de sobrecarga en la línea Cartagena – Chambacú 66 kV, la cual de acuerdo con el cronograma de entrada de proyectos presentado por el OR cambiará del nivel de tensión de 66 kV a 110 kV en el año 2008.

Por lo anterior se recomienda al OR analizar la posibilidad de adelantar la conversión de este circuito para el año 2006.

## **7.11 ÁREA GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA**

En esta área se observan sobrecargas en los transformadores 220/115 kV en Fundación y Copey. Por lo tanto se sugiere ampliar la capacidad de transformación.

## **7.12 ÁREA NORDESTE**

En el año 2006 se observan tensiones en el área por debajo de 0.9 p.u y sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Bucaramanga y Barranca. En el año 2010 se agravan estos problemas, presentándose además sobrecargas en el transformador 115/34.5 kV de Palenque y en la línea Realminas – Bucaramanga 115 kV.

Con el fin de eliminar estas sobrecargas sin recurrir a generaciones de seguridad o a racionamientos en el área se recomienda ampliar la capacidad de transformación en estas subestaciones.

En cuanto a la transformación 230/115 kV en la subestación Paipa, se observa que se presentan sobrecargas cuando no se cuenta con la generación local.



### **7.13 ÁREA BOGOTÁ**

En cuanto a los transformadores de conexión del área de Bogotá, al igual que en el Plan 2002 – 2011 se observan sobrecargas a partir del año 2008 en Guaca y Villavicencio, adicionalmente se presentan sobrecargas en las líneas El Sol – Zipaquirá 115 kV y Zipaquirá – Suba 115 kV.

### **7.14 ÁREA CALDAS – QUINDÍO – RISARALDA**

Para el año 2006 se presentan tensiones por debajo de 0.9 p.u en esta zona, sobrecargas en la línea La Hermosa – Regivit 115 kV y en los transformadores de Hermosa y Esmeralda.

Como se mencionó en el plan 2002 – 2011 una posible solución es ampliar la capacidad de transporte de la línea La Hermosa – Regivit y la capacidad de transformación en las subestaciones La Hermosa y Esmeralda. Otra posible solución consiste en establecer si los enlaces existentes Regivit – Cajamarca 115 kV y Papeles Nacionales – Dosquebradas 115 kV, que operan normalmente abiertos, pueden adecuarse para operar normalmente cerrados.

### **7.15 PÉRDIDAS ESPERADAS EN EL STN**

A partir de los análisis efectuados en esta revisión del Plan, se determinaron las pérdidas en el STN para los diferentes casos de generación en el horizonte definido.

Las pérdidas de potencia activa del STN, presentan porcentajes similares a los de los años anteriores, permaneciendo por debajo del 2%.

### **7.16 NIVEL DE CORTO EN LA SUBESTACIÓN SAN CARLOS**

ISA presentó en Julio del año 2002 el documento denominado “Subestación San Carlos 230 kV, Superación de Cortocircuito”, el cual indica que de acuerdo con los estudios realizados el nivel de cortocircuito en la subestación San Carlos 230 kV, ante falla monofásica y en condiciones de demanda máxima en el año 2006, superará la capacidad de los equipos de esta subestación, el cual es de 40 kA.

A continuación se presentan las alternativas de solución analizadas en el estudio teniendo en cuenta que la actual configuración de la subestación es interruptor y medio.

Seccionamiento de barras  
Cambio de equipos de la subestación  
No hacer nada



La alternativa que se elija debe reducir el nivel de cortocircuito en la subestación cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad y representando el menor costo a largo plazo.

De la alternativa de seccionamiento de barras se desprenden las siguientes opciones:

Seccionamiento por medio de inductancias: Esta opción no es viable, aunque reduce en gran medida el nivel de corto en la subestación, requiere equipos de reactores grandes en dimensiones y peso, para los cuales no hay espacio en la subestación.

Seccionamiento por medio de interruptores: Con esta opción es necesario reconfigurar el circuito Guatapé - La Sierra, quedando Guatapé – San Carlos y La Sierra – San Carlos. Adicionalmente, la generación se distribuye entre estos dos barajes, para lo cual es necesario redistribuir los circuitos.

Con esta alternativa es posible mantener cerrados los interruptores en condiciones de niveles de cortocircuito menores que 40 kA. Esta alternativa es viable ya que reduce el nivel de cortocircuito en la subestación para el horizonte 2006-2010.

Seccionamiento de barras con interruptores con un autotransformador de 500 kV en cada barra: Esta alternativa no es viable ya que en contingencia de alguno de los autotransformadores, el que queda en servicio presenta altos valores de sobrecarga.

Las alternativas de cambio de equipos de patio en la subestación y la alternativa de no hacer nada, no son viables ya que la primera genera costos muy altos y la segunda expone a la destrucción los equipos ante fallas monofásicas o, en el mejor de los casos, al reducir la generación en San Carlos, a costos muy altos causados por restricciones operativas.

En el documento se concluye que la mejor alternativa es el seccionamiento de barras por medio de interruptores. A la fecha ISA se encuentra realizando un estudio de detalle en la subestación para definir la viabilidad técnica y económica de llevar a cabo esta alternativa.

En cuanto al estudio presentado por ISA, la UPME considera que se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Evaluación técnica y económica si se realiza el seccionamiento de los barrajes y no se instalan interruptores.

Efecto que tiene la reconfiguración en los límites de importación y exportación entre las áreas.

Tiempo necesario para llevar a cabo esta modificación en la subestación.



Posibles sobrecostos operativos durante la ejecución de la alternativa.

Impacto económico de las alternativas en los cargos por uso del STN.

### **7.17 RESULTADOS DEL PLAN 2003**

Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan se recomienda llevar a cabo las siguientes obras:

Ampliación del segundo circuito Sabana – Fundación 220 kV de circuito sencillo a circuito doble y sus respectivos módulos en las subestaciones Sabana y Fundación.

Instalación de compensación capacitiva de 2 x 75 MVAR en la subestación Tunal 115 kV, con fecha de entrada en operación 1 de Junio de 2005.

Adicionalmente, la UPME invita a los OR a realizar análisis conjuntos para establecer mejores soluciones a los problemas encontrados por la UPME.



## **8 COSTOS DE GESTION AMBIENTAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

El análisis de los costos de gestión ambiental de las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo de la generación, busca evaluar anticipadamente los impactos ambientales y definir los costos de las medidas de manejo en etapas futuras de construcción y operación de los proyectos. El análisis incluye todos los nuevos proyectos de generación que permiten atender los requerimientos de energía en los periodos 2003-2007 y 2008–2012 para el corto y largo plazo respectivamente.

Los impactos y costos de gestión para cada una de los proyectos de generación en el corto y largo plazo, se simulan y analizan a partir del uso del modelo de Costos de Gestión Ambiental – CGA.

### **8.1 FUNCIONAMIENTO DEL MODELO CGA**

Al insertar un proyecto de generación en determinado espacio geográfico y con una información técnica básica del proyecto, se definen unos impactos potenciales, clasificados en niveles: alto, medio, bajo o poco significativo, sobre una escala de 0 a 10. La información ambiental está disponible en bases de datos y mapas, mediante variables georeferenciadas. Los indicadores de impacto son variables agregadas y su calificación se construye a partir de los niveles de influencia que tienen esas variables sobre los atributos medio ambientales.

Con el indicador de impacto se relacionan las variables que de acuerdo con sus características sobre el área geográfica del proyecto, determinan el grado de complejidad ambiental de la zona del proyecto sobre el medio biótico, físico y social. Los costos de gestión ambiental se determinan a partir de la relación entre las acciones o actividades necesarias para manejar el impacto, estimados a partir de costos históricos de referencia.

Los costos de las medidas del plan de manejo ambiental variarán según las especificaciones técnicas y las características de la zona, entre otros factores. Las medidas consideradas son las más representativas para evaluar este tipo de proyectos; sin embargo, es posible que en una etapa más avanzada de factibilidad del proyecto se detecten impactos adicionales a los considerados debido a condiciones especiales del proyecto o del ambiente y se adopten medidas de manejo no contempladas en el modelo.



## 8.2 ALTERNATIVAS DE CORTO PLAZO

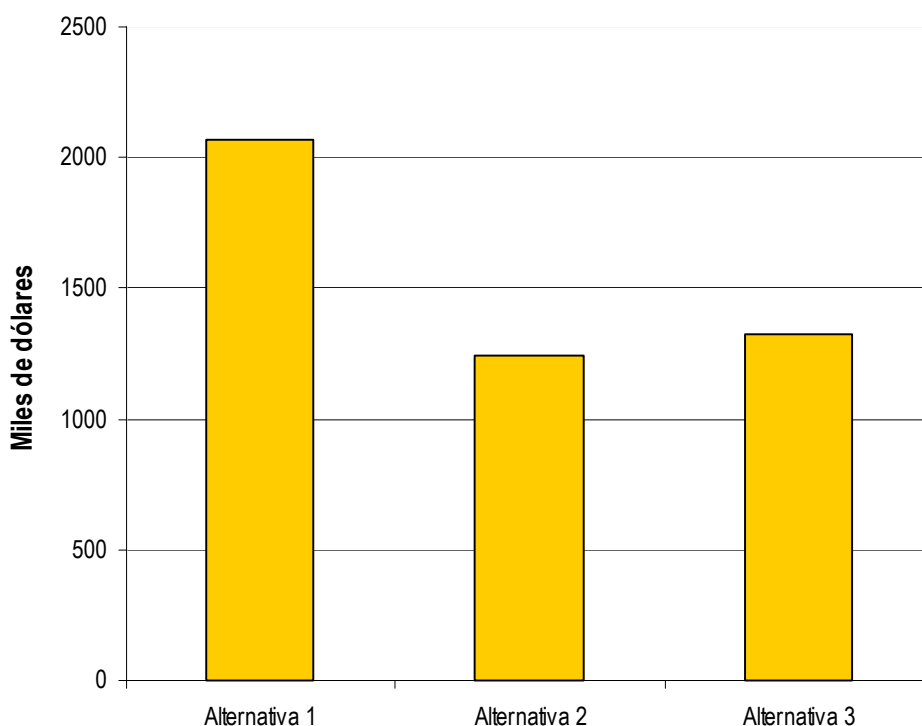
Con el fin de realizar análisis comparativos entre los costos potenciales y reales, se presenta una evaluación de los proyectos previstos en el período de planeamiento de corto plazo. Los proyectos de generación que pueden entrar en este período deben haber iniciado su construcción o estar en periodo definitivo.

En este análisis se han considerado los siguientes proyectos en construcción: La Herradura (19,7 MW), La Vuelta (11.8 MW) y Jepirachi (19,5 MW). Adicionalmente en las alternativas de corto plazo se considera el cierre de un ciclo abierto Llanos (215 MW) y dos ciclos combinados Costa 1 (150 MW) y Costa 2 (250 MW) de los cuales no se tiene certidumbre. No se incluyen el proyecto río Amoyá que se analiza en el largo plazo y las centrales de Ocoa (27 MW) y Gualanday (38 MW) que no se encuentran en servicio y que se estima vuelvan a entrar en operación en el corto plazo.

Este análisis no considera la estrategia CP4 porque los proyectos y capacidad requerida al no considerar Amoya y las centrales de Ocoa y Gualanday son las mismas de la estrategia CP2.

### 8.2.1 Costos potenciales etapa de construcción

El componente principal de los costos potenciales de gestión ambiental para todas las alternativas se debe principalmente a los costos que comprenden la gestión ambiental del contratista, la gestión ambiental del dueño del proyecto y la interventoría durante la construcción, los cuales representan hasta el 50% del total de los costos potenciales de gestión ambiental.



**Gráfica 8-1 . Cotos potenciales etapa de construcción**

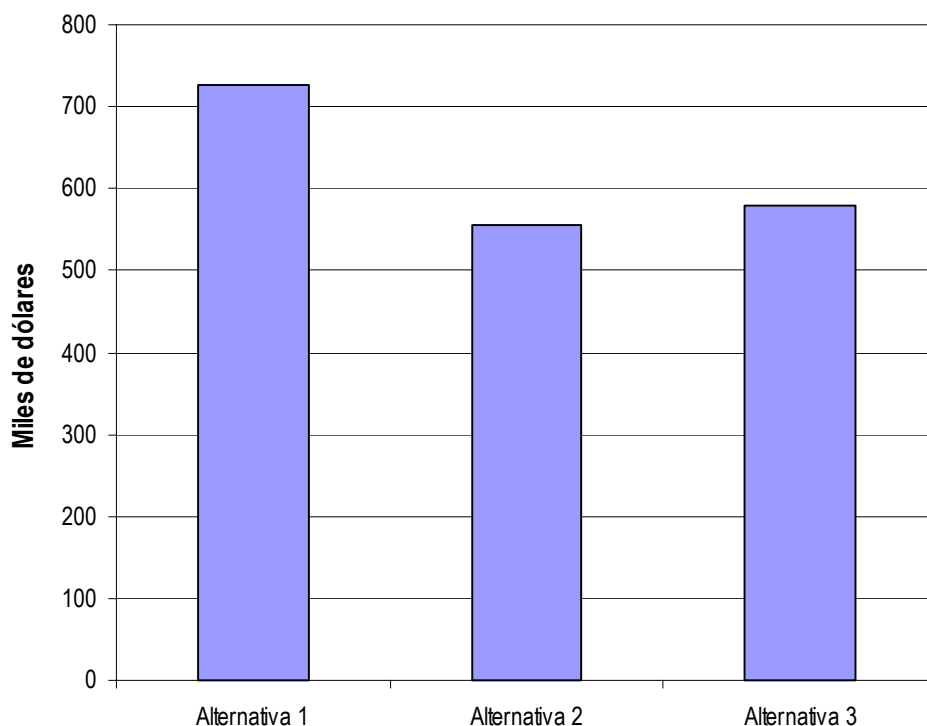
En la Gráfica 8-1, la alternativa 1 de corto plazo contempla los mayores costos potenciales en construcción ya que incluye dos térmicas a gas localizadas en la Costa Atlántica. Los mayores costos de la alternativa 1 están relacionados directamente con una mayor generación.

En la alternativa 3 los mayores costos potenciales en construcción corresponden a la térmica a gas Llanos, representados por los costos de reforestación y el manejo de las aguas residuales. Así mismo, los mayores costos de la térmica a gas Llanos están relacionados directamente con la mayor generación con relación a los proyectos que componen esta alternativa.

En el proyecto la Vuelta que hace parte de las alternativas 1, 2, y 3 de corto plazo, los costos de gestión ambiental en construcción tienen un bajo impacto en la estructura de costos, ya que los impactos ocasionados en la dimensión biótica, física y social son mínimos y así mismo las inversiones requeridas para el desarrollo de los planes de manejo ambiental.

## 8.2.2 Costos potenciales etapa de operación

Para los proyectos de generación, los costos de operación fueron estimados con base en la capacidad de generación de cada alternativa, para cada año.



**Gráfica 8-2 . Cotos potenciales etapa de construcción**

En la Gráfica 8-2 se presentan los costos potenciales de gestión por operación para cada alternativa de corto plazo. Aunque en el modelo CGA se calculan los costos por transferencias y la inversión del 1%, estos no se incluyen en este análisis ya que posteriormente se hace un análisis específico para esta variable.

La diferencia de los costos de operación de las alternativas presentadas esta relacionada con la capacidad de generación total de cada una de las alternativas. El alto costo en las alternativas 1, 2, y 3 se debe a que esta incluye el proyecto la Herradura, lo cual eleva los costos de manejo por el tratamiento de aguas residuales, monitoreo de aguas y labores de reforestación y revegetalización. Se concluye que la gestión en términos porcentuales para proyectos pequeños no depende de la escala del proyecto cuando este se clasifica en el rango de proyectos medianos a pequeños.



### 8.3 ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO

En el largo plazo la expansión de generación considera la entrada en operación de los proyectos hídricos Amoyá (78 MW ) y Porce 3 (660 MW ). Los requerimientos de expansión que no son cubiertos con los proyectos hídricos se completan con plantas a gas ciclo combinado (750 MW) ubicadas en la Costa Atlántica y con una planta a carbón (150 MW) instalada en el interior.

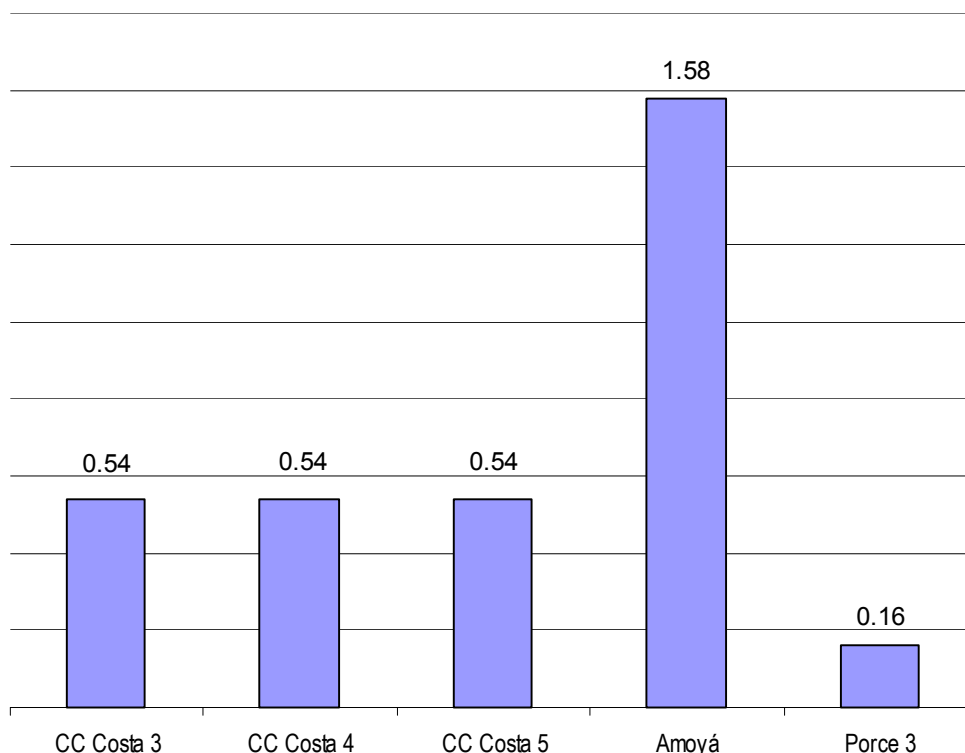
Este análisis no considera la estrategia LP4 porque los proyectos y capacidad requerida es la misma de la estrategia LP1.

#### 8.3.1 Costos potenciales etapa de construcción

##### Estrategía LP1

Para esta estrategia se presenta en la Gráfica 8-3 la participación de los costos potenciales de gestión ambiental en construcción como porcentaje del costo de instalación de la planta para cada uno de los proyectos que componen la estrategia.

Como se observa en la Gráfica 8-3, la participación de los costos de gestión ambiental con respecto a los costos del proyecto, es mas alta en el proyecto Amoyá con una capacidad instalada menor a las otros proyectos. Una de las causas de este hecho es que mas del 50% de los impactos ocasionados en la dimensión social y física son importantes, teniendo en cuenta la susceptibilidad a la erosión de la zona donde se ubicará el proyecto y los cambios en el uso del suelo, que representan costos de manejo para el control de la erosión y restitución de infraestructura productiva y cultivos. En la Tabla 8-1 se presenta la participación de los costos potenciales por dimensiones y otros costos de gestión.



**Gráfica 8-3 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW instalado en construcción estrategia LP-1**

| Proyecto   | Interventoría y Gestión % | Sociales% | Bióticos % | Físicos% |
|------------|---------------------------|-----------|------------|----------|
| CC COSTA 3 | 55.0                      | 16.7      | 11.8       | 16.5     |
| CC COSTA 4 | 55.0                      | 16.7      | 11.8       | 16.5     |
| CC COSTA 5 | 55.0                      | 16.7      | 11.8       | 16.5     |
| CARBON 150 | 45.8                      | 18.0      | 13.6       | 22.6     |
| AMOYA      | 46.0                      | 28.5      | 2.5        | 23.0     |
| PORCE 3    | 26.7                      | 19.3      | 7.0        | 47.0     |

**Tabla 8-1 . Participación de los costos potenciales por proyecto y por dimensiones en construcción**

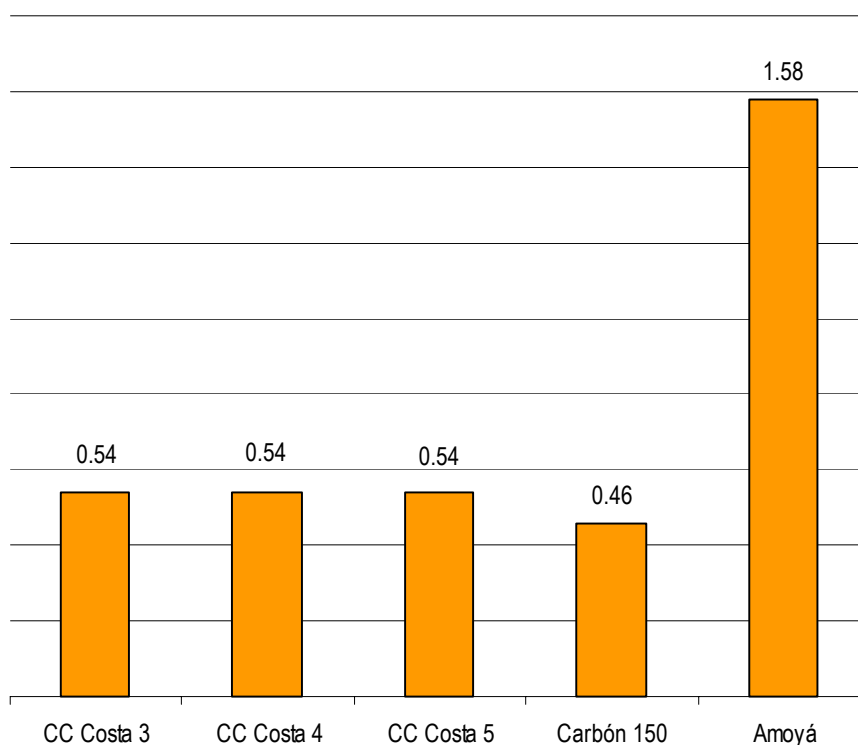
## Estrategia LP2

Al igual que en la estrategia 1, se observa una mayor participación para el proyecto Amoyá en cuanto a los costos potenciales de gestión ambiental por kW.

Los costos correspondientes a las térmicas a gas de la Costa Atlántica son evaluados para tres plantas de 250 kW con las mismas características de

localización y área. La participación porcentual por KW instalado más alta en los ciclos combinados de la Costa que en la planta a Carbón del interior se debe a la mayor capacidad de generación.

El costo de gestión de la planta carboeléctrica, se ve influenciado por las acciones definidas como bióticas en las cuales la reforestación y revegetalización juegan un papel importante para el paisajismo y el tratamiento de material particulado para este tipo de proyectos.



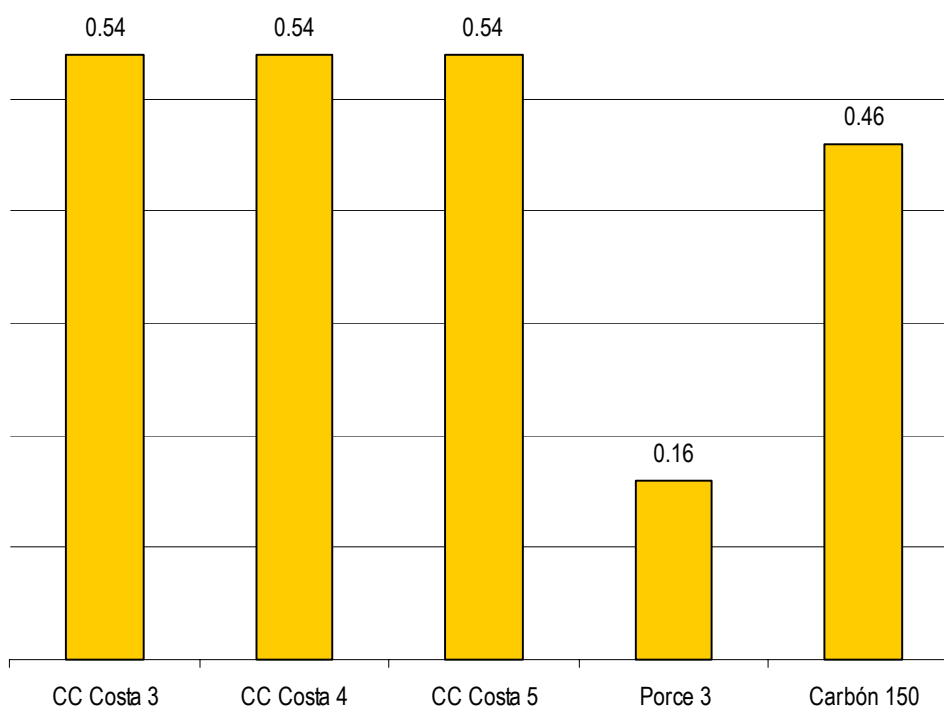
**Gráfica 8-4 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW en construcción estrategia LP2**

### Estrategia LP3

El costo de gestión ambiental con respecto al costo por kW instalado para cada tipo de proyecto se presenta en la Gráfica 8-5.

Se debe tener en cuenta que la participación porcentual por kW instalado mas bajo en Porce 3 con una potencia equivalente de 660 MW, se debe a su ubicación geográfica y a economías de escala, considerando que este proyecto se verá beneficiado de inversiones en infraestructura, estudios y medidas complementarias realizadas en el proyecto Porce 2.

En el proyecto Porce 3 los costos físicos representan el 47% de los costos totales, teniendo en cuenta la susceptibilidad a la erosión de la zona donde se ubica el proyecto y los costos de manejo para el control de la erosión.



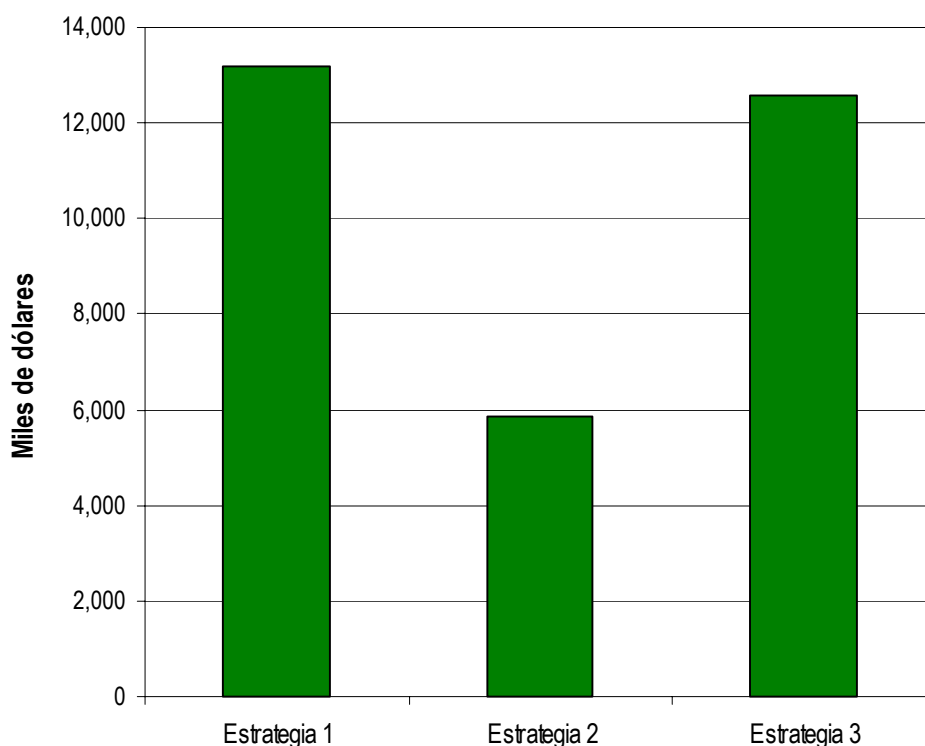
**Gráfica 8-5 . Participación de los costos ambientales respecto al costo total por KW en construcción estrategia LP3**

### 8.3.2 Análisis comparativo costos estrategias etapa construcción

En las estrategias de largo plazo, los proyectos de generación hidroeléctrica representan el 80% de los costos totales de la gestión.

Las térmicas a gas de la Costa que hacen parte de las estrategias 1, 2 y 3 de largo plazo, presentan los costos más bajos con respecto a los proyectos hidroeléctricos y a la planta carboeléctrica.

La estrategia 2 es la de costos más bajos, ya que su relación de los costos potenciales a la capacidad instalada es menor que la estrategia 1 y 3.



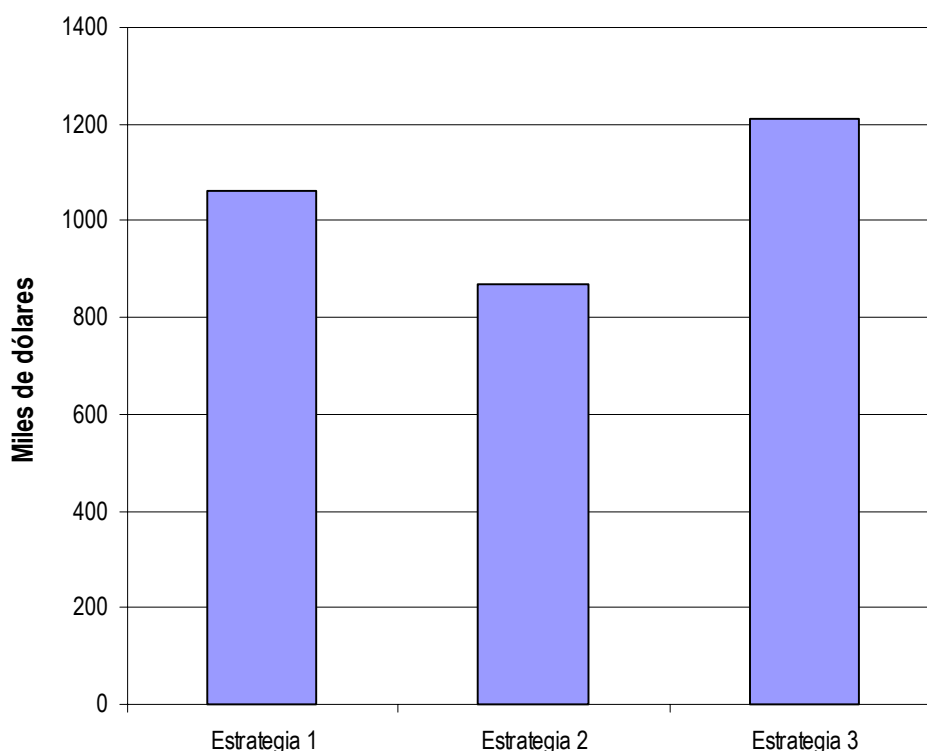
**Gráfica 8-6 . Costos potenciales en etapa de construcción por estrategia**

### 8.3.3 Costos potenciales etapa de operación

Así como para las alternativas de corto plazo, los costos potenciales de operación para el largo plazo están determinados por la capacidad de generación que entra en operación cada año.

En la Gráfica 8-7 la estrategia 3 de largo plazo contempla los mayores costos potenciales de operación ya que incluye el proyecto hidroeléctrico Porce 3 y la planta carboeléctrica. Los costos de Porce 3 están representados por los impactos pérdida de suelo y contaminación del agua y adicionalmente su manejo en operación incluye programas para el control de la erosión y monitoreo de la calidad del agua. La planta carboeléctrica causa impactos por el uso del combustible y su manejo incluye programas de monitoreo de emisiones y reforestación y revegetalización para el manejo de material particulado.

Al igual que en las alternativas de corto plazo, la capacidad de generación está directamente relacionada con los costos potenciales de operación, a la mayor capacidad (estrategia 3), corresponden los mayores costos potenciales de gestión ambiental en operación, véase Tabla 8-2.



**Gráfica 8-7 . Costos potenciales de operación por estrategia**

| Alternativa o estrategia | Capacidad Total (MW) | Costos Gestión ambiental en construcción (miles US \$) | Costos Gestión ambiental en operación (miles US \$) |
|--------------------------|----------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Alternativa 1            | 452                  | 2.072                                                  | 727                                                 |
| Alternativa 2            | 202                  | 1.243                                                  | 555                                                 |
| Alternativa 3            | 267                  | 1.328                                                  | 579                                                 |
| Estrategia 1             | 1490                 | 13.171                                                 | 1.063                                               |
| Estrategia 2             | 980                  | 5.875                                                  | 870                                                 |
| Estrategia 3             | 1560                 | 12.557                                                 | 1.212                                               |

**Tabla 8-2 . Relación de MW instalados y el costo de gestión ambiental por alternativa de corto plazo y estrategia de largo plazo.**

### 8.3.4 Indicadores de impacto potenciales

La magnitud de los costos potenciales presentados, en algunos casos está directamente relacionada con los posibles impactos expresados en los indicadores. En otros casos, aunque se obtenga un valor de indicador, puede no incurrirse en un costo de gestión para su tratamiento.



### **Etapas de construcción**

Para la **estrategia 1** que incluye las térmicas a gas y los proyectos hidroeléctricos, el 54% presenta afectación baja y 46% con una afectación media. Este último porcentaje básicamente está representado por el indicador Influencia de la fragmentación, ya que de acuerdo con las bases de datos utilizadas pudo haber impactos sobre áreas de mayor importancia en cuanto a cobertura vegetal como un bosque intervenido; al hacer remoción de esta cobertura se generan zonas en las cuales la vida vegetal interrumpe su desarrollo natural. Esto se ve reflejado en los costos de gestión ambiental a través de las actividades de reforestación.

Con la **estrategia 2**, las condiciones cambian al introducir una planta carboeléctrica. La distribución del resultado de las afectaciones es diferente al de la estrategia 1: aproximadamente el 40% de los impactos presentan afectación media, el 54% de afectación baja y el 6% con una afectación alta. La Presión sobre el recurso fauna acuática es el indicador relacionado con la afectación alta por los posibles vertimientos a las corrientes de agua existentes en las zonas donde quedará instalada la carboeléctrica, que pueden afectar la fauna acuática.

En la **estrategia 3**, el mayor peso de los impactos medidos por los indicadores, es la participación del proyecto hidroeléctrico Porce 3. Las afectaciones más representativas están en la dimensión social. Se destacan los indicadores modificación de la estructura productiva y susceptibilidad de afectación de la comunidad. Los proyectos hidroeléctricos ocupan grandes áreas y pueden generar costos por Reasentamiento de población y por Restitución de infraestructura productiva.

### **Etapas de operación**

En operación, para los proyectos hidroeléctricos los impactos medidos por los indicadores son bajos o poco significativos. Para las térmicas a gas y la carboeléctrica los impactos se incrementan principalmente por el indicador Presión sobre el recurso fauna.

Lo anterior se debe a que la población alrededor de los proyectos puede ejercer mayor presión sobre el recurso fauna dadas unas nuevas condiciones en la infraestructura vial proporcionadas por el proyecto.

### **8.3.5 Pago de transferencias por venta de energía e inversión del 1%**

El Modelo CGA permite calcular los resultados potenciales para el pago de transferencias en los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos para las alternativas de generación de corto plazo y las estrategias de largo plazo, las cuales constituyen



una guía para el inversionista al tener la estructura total de los costos de gestión ambiental de los proyectos.

#### 8.3.5.1 Transferencias por ventas brutas de energía

Para el cálculo del rubro de transferencias se utilizan los siguientes datos:

La potencia nominal instalada en MW.

El factor de utilización de la hidroeléctrica que expresa la relación entre el promedio de la energía que se espera generar según las condiciones del mercado y la capacidad de generación instalada para la central en estudio, expresada en porcentaje.

La tarifa de regulación energética según Resolución CREG 135 de 1997 que se debe actualizar de acuerdo con el IPC.

Tasa representativa del dólar en el mercado.

Ventas brutas de energía

En la Tabla 8-3 se presenta el valor de las transferencias teniendo en cuenta el factor de utilización.

| Proyecto   | Potencia nominal<br>MW | Factor de<br>utilización | Transferencias<br>(miles de \$US) |
|------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| CC COSTA 1 | 150                    | 50%                      | 391                               |
| CC COSTA 2 | 250                    | 50%                      | 651,3                             |
| CA LLANOS  | 215                    | 50%                      | 560,0                             |
| CC COSTA 3 | 250                    | 50%                      | 651,3                             |
| CC COSTA 4 | 250                    | 50%                      | 651,3                             |
| CC COSTA 5 | 250                    | 50%                      | 651,3                             |
| PORCE 3    | 660                    | 75%                      | 3.286                             |
| CARBÓN 150 | 150                    | 50%                      | 391                               |

**Tabla 8-3 . Valor de las transferencias**

El evaluador de cada uno de los proyectos deberá revisar el factor de utilización para ajustar el valor de las transferencias hacia abajo o hacia arriba del costo propuesto.

#### 8.3.5.2 Inversión del 1%

Para el cálculo de la Inversión del 1% el modelo requiere el rubro de costos técnicos del proyecto y el total de los costos de gestión ambiental calculados por el modelo.

Para los proyectos que hacen parte del Plan de expansión los costos técnicos fueron calculados con respecto al valor del kW instalado por tipo de proyecto así:

| <b>Tecnología</b>                     | <b>US/kW</b> |
|---------------------------------------|--------------|
| Hidroeléctrica                        | 1500 US/kW   |
| Termoeléctrica de gas ciclo simple    | 400 US/kW    |
| Termoeléctrica de gas ciclo combinado | 600 US/kW    |
| Termoeléctrica de carbón              | 1300 US/kW   |
| Eólica                                | 1850 US/kW   |

**Tabla 8-4 . Costo índice de instalación por tecnología**

Los datos de la inversión del 1% para los proyectos de generación son los siguientes:

| <b>Proyecto</b> | <b>Inversión del 1%<br/>miles de \$US</b> |
|-----------------|-------------------------------------------|
| JEPIRACHI       | 281                                       |
| LA VUELTA       | 160                                       |
| LA HERRADURA    | 245                                       |
| CC COSTA 1      | 906                                       |
| CC COSTA 2      | 1.508                                     |
| HIDRO 1         | 974                                       |
| CA LLANOS       | 866                                       |
| CC COSTA 3      | 1.508                                     |
| CC COSTA 4      | 1.508                                     |
| CC COSTA 5      | 1.508                                     |
| HIDRO 2         | 5.732                                     |
| CARBÓN 150      | 1.959                                     |

**Tabla 8-5 . Inversión del 1% para los proyectos de generación**

Notas aclaratorias:

Para definir los costos potenciales de gestión ambiental por dimensiones, se realizó la siguiente agrupación.

|                       |                                                                                                                                                                                     |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Costos físicos</b> | Tratamiento de aguas<br>Manejo de residuos sólidos<br>Manejo de material particulado<br>Manejo de aguas residuales<br>Monitoreo del ruido<br>Estabilización y control de la erosión |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|



Libertad y Orden

|                 |                                                                                                                                                                                                 |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Costos bióticos | Reforestación y revegetalización<br>Salvamento de fauna (aplica para algunas hidroeléctricas)<br>Salvamento de flora (aplica para algunas hidroeléctricas)<br>Manejo y conservación de la fauna |
| Costos sociales | Información y participación comunitaria<br>Reasentamiento de población<br>Restitución de infraestructura productiva (sólo para hidroeléctricas)<br>Rescate arqueológico<br>Educación ambiental  |

Se denominan costos potenciales porque de acuerdo con el conocimiento del proyecto más a fondo, se podrá evitar pasos o instalaciones del proyecto donde puede causar grandes afectaciones y así evitar incurrir en unos altos costos de gestión ambiental tanto en construcción como en operación.



## **ANEXO A. COSTOS INDICATIVOS DE GENERACIÓN**

**Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Gas - Ciclo Abierto**

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2002)

Sin Impuestos

| PROYECTO                | CAP. EN SITIO MW (1) | ENERGIA (GWh) (2) | PPTO. INV US\$ MILL. | COSTO INDICE INV US\$/kW (3) | COSTO INDICE INV US\$/MWh (4) | COSTO TRANSPORTE (6) |              |                    |               | COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP) |               |               | COSTO COMBUS. US\$/MWh | COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh |
|-------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------|--------------|--------------------|---------------|---------------------------|---------------|---------------|------------------------|------------------------------|
|                         |                      |                   |                      |                              |                               | COSTO INDICE AO&M    |              | var.               |               | fijo US\$/kW-año          | fijo US\$/MWh | var. US\$/MWh |                        |                              |
|                         |                      |                   |                      |                              |                               | fijo US\$/kW-año     | var US\$/MWh | capac. US\$/kW-año | var. US\$/MWh |                           |               |               |                        |                              |
| CICLO ABIERTO DE 100 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                      |              |                    |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 92.06                | 342.73            | 45.04                | 450.40                       | 12.28                         | 27.11                | 3.89         | 7.36               | 1.61          | 34.48                     | 9.89          | 5.50          | 14.46                  | 42.13                        |
| Magdalena Medio         | 90.40                | 336.55            | 47.66                | 476.60                       | 13.24                         | 27.11                | 3.89         | 28.05              | 7.54          | 55.17                     | 15.59         | 11.43         | 14.48                  | 54.74                        |
| Cali                    | 88.26                | 328.59            | 49.25                | 492.52                       | 14.01                         | 27.11                | 3.89         | 35.93              | 9.65          | 63.04                     | 17.90         | 13.54         | 14.32                  | 59.77                        |
| Villavicencio           | 90.07                | 335.33            | 49.21                | 492.07                       | 13.72                         | 27.11                | 3.89         | 19.55              | 5.25          | 46.66                     | 13.34         | 9.14          | 14.91                  | 51.10                        |
| CICLO ABIERTO DE 150 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                      |              |                    |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 138.08               | 514.09            | 67.56                | 450.37                       | 12.28                         | 27.11                | 3.89         | 7.36               | 1.61          | 34.48                     | 9.89          | 5.50          | 14.46                  | 42.13                        |
| Magdalena Medio         | 135.60               | 504.83            | 71.49                | 476.57                       | 13.24                         | 27.11                | 3.89         | 28.05              | 7.54          | 55.17                     | 15.59         | 11.43         | 14.48                  | 54.74                        |
| Cali                    | 132.39               | 492.89            | 73.87                | 492.49                       | 14.01                         | 27.11                | 3.89         | 35.93              | 9.65          | 63.04                     | 17.90         | 13.54         | 14.32                  | 59.77                        |
| Villavicencio           | 135.10               | 502.99            | 73.81                | 492.04                       | 13.72                         | 27.11                | 3.89         | 19.55              | 5.25          | 46.66                     | 13.34         | 9.14          | 14.91                  | 51.10                        |
| CICLO ABIERTO DE 200 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                      |              |                    |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 184.11               | 685.45            | 90.09                | 450.44                       | 12.29                         | 27.11                | 3.89         | 7.36               | 1.61          | 34.48                     | 9.89          | 5.50          | 14.46                  | 42.13                        |
| Magdalena Medio         | 180.80               | 673.10            | 95.33                | 476.65                       | 13.24                         | 27.11                | 3.89         | 28.05              | 7.54          | 55.17                     | 15.59         | 11.43         | 14.48                  | 54.74                        |
| Cali                    | 176.52               | 657.19            | 98.51                | 492.57                       | 14.01                         | 27.11                | 3.89         | 35.93              | 9.65          | 63.04                     | 17.90         | 13.54         | 14.32                  | 59.77                        |
| Villavicencio           | 180.14               | 670.66            | 98.42                | 492.12                       | 13.72                         | 27.11                | 3.89         | 19.55              | 5.25          | 46.66                     | 13.34         | 9.14          | 14.91                  | 51.11                        |
| CICLO ABIERTO DE 300 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                      |              |                    |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 276.17               | 1028.18           | 135.12               | 450.39                       | 12.28                         | 27.11                | 3.89         | 7.36               | 1.61          | 34.48                     | 9.89          | 5.50          | 14.46                  | 42.13                        |
| Magdalena Medio         | 271.19               | 1009.65           | 142.98               | 476.59                       | 13.24                         | 27.11                | 3.89         | 28.05              | 7.54          | 55.17                     | 15.59         | 11.43         | 14.48                  | 54.74                        |
| Cali                    | 264.78               | 985.78            | 147.75               | 492.51                       | 14.01                         | 27.11                | 3.89         | 35.93              | 9.65          | 63.04                     | 17.90         | 13.54         | 14.32                  | 59.77                        |
| Villavicencio           | 270.21               | 1005.99           | 147.62               | 492.06                       | 13.72                         | 27.11                | 3.89         | 19.55              | 5.25          | 46.66                     | 13.34         | 9.14          | 14.91                  | 51.10                        |

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Gas - Ciclo Abierto**

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2002)

Con Impuestos

| PROYECTO                | CAP. EN SITIO MW (1) | ENERGIA (GWh) (2) | PPTO. INV US\$ MILL. | COSTO INDICE INV US\$/kW (3) | COSTO INDICE INV US\$/MWh (4) | COSTO INDICE AO&M |              | COSTO TRANSPORTE (6) |               | COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP) |               |               | COSTO COMBUS. US\$/MWh | COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh |
|-------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------|----------------------|---------------|---------------------------|---------------|---------------|------------------------|------------------------------|
|                         |                      |                   |                      |                              |                               | fijo US\$/kW-año  | var US\$/MWh | capac. US\$/kW-año   | var. US\$/MWh | fijo US\$/kW-año          | fijo US\$/MWh | var. US\$/MWh |                        |                              |
|                         |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |                        |                              |
| CICLO ABIERTO DE 100 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 92.06                | 342.73            | 52.38                | 523.85                       | 14.29                         | 27.11             | 4.65         | 7.36                 | 1.73          | 34.48                     | 9.89          | 6.38          | 14.46                  | 45.02                        |
| Magdalena Medio Cali    | 90.40                | 336.55            | 55.43                | 554.32                       | 15.40                         | 27.11             | 4.65         | 28.05                | 8.10          | 55.17                     | 15.59         | 12.75         | 14.48                  | 58.22                        |
|                         | 88.26                | 328.59            | 57.28                | 572.83                       | 16.30                         | 27.11             | 4.65         | 35.93                | 10.37         | 63.04                     | 17.90         | 15.02         | 14.32                  | 63.54                        |
| Villavicencio           | 90.07                | 335.33            | 57.23                | 572.31                       | 15.95                         | 27.11             | 4.65         | 19.55                | 5.44          | 46.66                     | 13.34         | 10.09         | 14.91                  | 54.28                        |
| CICLO ABIERTO DE 150 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 138.08               | 514.09            | 78.57                | 523.82                       | 14.29                         | 27.11             | 4.65         | 7.36                 | 1.73          | 34.48                     | 9.89          | 6.38          | 14.46                  | 45.01                        |
| Magdalena Medio Cali    | 135.60               | 504.83            | 83.14                | 554.29                       | 15.39                         | 27.11             | 4.65         | 28.05                | 8.10          | 55.17                     | 15.59         | 12.75         | 14.48                  | 58.22                        |
|                         | 132.39               | 492.89            | 85.92                | 572.80                       | 16.29                         | 27.11             | 4.65         | 35.93                | 10.37         | 63.04                     | 17.90         | 15.02         | 14.32                  | 63.54                        |
| Villavicencio           | 135.10               | 502.99            | 85.84                | 572.28                       | 15.95                         | 27.11             | 4.65         | 19.55                | 5.38          | 46.66                     | 13.34         | 10.03         | 14.91                  | 54.23                        |
| CICLO ABIERTO DE 200 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 184.11               | 685.45            | 104.78               | 523.89                       | 14.29                         | 27.11             | 4.65         | 7.36                 | 1.73          | 34.48                     | 9.89          | 6.38          | 14.46                  | 45.02                        |
| Magdalena Medio Cali    | 180.80               | 673.10            | 110.87               | 554.37                       | 15.40                         | 27.11             | 4.65         | 28.05                | 8.10          | 55.17                     | 15.59         | 12.75         | 14.48                  | 58.22                        |
|                         | 176.52               | 657.19            | 114.58               | 572.89                       | 16.30                         | 27.11             | 4.65         | 35.93                | 10.37         | 63.04                     | 17.90         | 15.02         | 14.32                  | 63.54                        |
| Villavicencio           | 180.14               | 670.66            | 114.47               | 572.37                       | 15.95                         | 27.11             | 4.65         | 19.55                | 5.44          | 46.66                     | 13.34         | 10.09         | 14.91                  | 54.29                        |
| CICLO ABIERTO DE 300 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |                        |                              |
| Costa Atlántica         | 276.17               | 1028.18           | 157.15               | 523.84                       | 14.29                         | 27.11             | 4.65         | 7.36                 | 1.73          | 34.48                     | 9.89          | 6.38          | 14.46                  | 45.02                        |
| Magdalena Medio Cali    | 271.19               | 1009.65           | 166.29               | 554.31                       | 15.40                         | 27.11             | 4.65         | 28.05                | 8.10          | 55.17                     | 15.59         | 12.75         | 14.48                  | 58.22                        |
|                         | 264.78               | 985.78            | 171.85               | 572.82                       | 16.29                         | 27.11             | 4.65         | 35.93                | 10.37         | 63.04                     | 17.90         | 15.02         | 14.32                  | 63.54                        |
| Villavicencio           | 270.21               | 1005.99           | 171.69               | 572.30                       | 15.95                         | 27.11             | 4.65         | 19.55                | 5.44          | 46.66                     | 13.34         | 10.09         | 14.91                  | 54.28                        |

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Gas - Ciclo Combinado**  
Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2002)  
Sin Impuestos

| PROYECTO                                                    | CAP. EN SITIO MW (1) | ENERGIA (GWh) (2) | PPTO. INV US\$ MILL. | COSTO INDICE INV US\$/kW (3) | COSTO INDICE INV US\$/MWh (4) | COSTO INDICE AO&M |              |                    | COSTO TRANSPORTE (6) |                  | COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP) |               |      | COSTO COMBUS. US\$/MWh | COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh |
|-------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------|--------------------|----------------------|------------------|---------------------------|---------------|------|------------------------|------------------------------|
|                                                             |                      |                   |                      |                              |                               | fijo US\$/kW-año  | var US\$/MWh | capac. US\$/kW-año | var. US\$/MWh        | fijo US\$/kW año | fijo US\$/MWh             | var. US\$/MWh |      |                        |                              |
|                                                             |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                    |                      |                  |                           |               |      |                        |                              |
| CICLO COMBINADO DE 100 MW                                   |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                    |                      |                  |                           |               |      |                        |                              |
| Costa Atlántica<br>Magdalena Medio<br>Cali<br>Villavicencio | 92.06                | 479.82            | 65.26                | 652.63                       | 12.71                         | 27.11             | 3.89         | 6.51               | 1.02                 | 33.62            | 6.90                      | 4.91          | 9.13 | 33.65                  |                              |
|                                                             | 90.40                | 471.17            | 68.65                | 686.53                       | 13.62                         | 27.11             | 3.89         | 24.81              | 4.76                 | 51.92            | 10.51                     | 8.65          | 9.15 | 41.93                  |                              |
|                                                             | 88.26                | 460.03            | 68.61                | 686.14                       | 13.94                         | 27.11             | 3.89         | 31.77              | 6.10                 | 58.88            | 11.99                     | 9.99          | 9.04 | 44.96                  |                              |
|                                                             | 90.07                | 469.46            | 70.04                | 700.38                       | 13.95                         | 27.11             | 3.89         | 17.29              | 3.32                 | 44.40            | 9.09                      | 7.21          | 9.42 | 39.66                  |                              |
| CICLO COMBINADO DE 150 MW                                   |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                    |                      |                  |                           |               |      |                        |                              |
| Costa Atlántica<br>Magdalena Medio<br>Cali<br>Villavicencio | 138.08               | 719.72            | 94.30                | 628.66                       | 12.25                         | 27.11             | 3.89         | 6.51               | 1.02                 | 33.62            | 6.90                      | 4.91          | 9.13 | 33.19                  |                              |
|                                                             | 135.60               | 706.76            | 99.20                | 66.13                        | 13.12                         | 27.11             | 3.89         | 24.81              | 4.76                 | 51.92            | 10.51                     | 8.65          | 9.15 | 41.43                  |                              |
|                                                             | 132.39               | 690.05            | 99.14                | 660.94                       | 13.43                         | 27.11             | 3.89         | 31.77              | 6.10                 | 58.88            | 11.99                     | 9.99          | 9.04 | 44.45                  |                              |
|                                                             | 135.10               | 704.19            | 101.20               | 674.66                       | 13.43                         | 27.11             | 3.89         | 17.29              | 3.32                 | 44.40            | 9.09                      | 7.21          | 9.42 | 39.15                  |                              |
| CICLO COMBINADO DE 200 MW                                   |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                    |                      |                  |                           |               |      |                        |                              |
| Costa Atlántica<br>Magdalena Medio<br>Cali<br>Villavicencio | 184.11               | 959.63            | 122.26               | 611.31                       | 11.91                         | 27.11             | 3.89         | 6.51               | 1.02                 | 33.62            | 6.90                      | 4.91          | 9.13 | 32.85                  |                              |
|                                                             | 180.80               | 942.34            | 128.62               | 643.08                       | 12.76                         | 27.11             | 3.89         | 24.81              | 4.76                 | 51.92            | 10.51                     | 8.65          | 9.15 | 41.07                  |                              |
|                                                             | 176.52               | 920.06            | 128.54               | 642.70                       | 13.06                         | 27.11             | 3.89         | 31.77              | 6.10                 | 58.88            | 11.99                     | 9.99          | 9.04 | 44.08                  |                              |
|                                                             | 180.14               | 938.92            | 131.21               | 656.04                       | 13.06                         | 27.11             | 3.89         | 17.29              | 3.32                 | 44.40            | 9.09                      | 7.21          | 9.42 | 38.78                  |                              |
| CICLO COMBINADO DE 300 MW                                   |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                    |                      |                  |                           |               |      |                        |                              |
| Costa Atlántica<br>Magdalena Medio<br>Cali<br>Villavicencio | 276.17               | 1439.45           | 177.14               | 590.45                       | 11.50                         | 27.11             | 3.89         | 6.51               | 1.02                 | 33.62            | 6.90                      | 4.91          | 9.13 | 32.44                  |                              |
|                                                             | 271.19               | 1413.51           | 186.34               | 621.13                       | 12.32                         | 27.11             | 3.89         | 24.81              | 4.76                 | 51.92            | 10.51                     | 8.65          | 9.15 | 40.63                  |                              |
|                                                             | 264.78               | 1380.10           | 186.23               | 620.77                       | 12.61                         | 27.11             | 3.89         | 31.77              | 6.10                 | 58.88            | 11.99                     | 9.99          | 9.04 | 43.63                  |                              |
|                                                             | 270.21               | 1408.38           | 190.10               | 633.65                       | 12.62                         | 27.11             | 3.89         | 17.29              | 3.32                 | 44.40            | 9.09                      | 7.21          | 9.42 | 38.33                  |                              |

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.  
Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoelectricos a Gas - Ciclo Combinado**

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2002)

Con Impuestos

| PROYECTO                  | CAP. EN SITIO MW (1) | ENERGIA (GWh) (2) | PPTO. INV US\$ MILL. | COSTO INDICE INV US\$/kw (3) | COSTO INDICE INV US\$/MWh (4) | COSTO INDICE AO&M |              | COSTO TRANSPORTE (6) |               | COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP) |               |               |      | COSTO COMBUS. US\$/MWh | COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh |  |
|---------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------|----------------------|---------------|---------------------------|---------------|---------------|------|------------------------|------------------------------|--|
|                           |                      |                   |                      |                              |                               | fijo US\$/kw-año  | var US\$/MWh | capac. US\$/kw-año   | var. US\$/MWh | fijo US\$/kw-año          | fijo US\$/MWh | var. US\$/MWh |      |                        |                              |  |
|                           |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
|                           |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
| CICLO COMBINADO DE 100 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
| Costa Atlántica           | 92.06                | 479.82            | 75.78                | 757.83                       | 14.76                         | 27.11             | 4.65         | 6.51                 | 1.09          | 33.62                     | 6.90          | 5.74          | 9.13 | 36.54                  |                              |  |
| Magdalena Medio           | 90.40                | 471.17            | 79.72                | 797.19                       | 15.82                         | 27.11             | 4.65         | 24.81                | 5.12          | 51.92                     | 10.51         | 9.77          | 9.15 | 45.24                  |                              |  |
| Cali                      | 88.26                | 460.03            | 79.67                | 796.74                       | 16.19                         | 27.11             | 4.65         | 31.77                | 6.55          | 58.88                     | 11.99         | 11.20         | 9.04 | 48.43                  |                              |  |
| Villavicencio             | 90.07                | 469.46            | 81.33                | 813.27                       | 16.19                         | 27.11             | 4.65         | 17.29                | 3.43          | 44.40                     | 9.09          | 8.08          | 9.42 | 42.79                  |                              |  |
| CICLO COMBINADO DE 150 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
| Costa Atlántica           | 138.08               | 719.72            | 109.50               | 729.99                       | 14.22                         | 27.11             | 4.65         | 6.51                 | 1.09          | 33.62                     | 6.90          | 5.74          | 9.13 | 36.00                  |                              |  |
| Magdalena Medio           | 135.60               | 706.76            | 115.19               | 76.79                        | 15.23                         | 27.11             | 4.65         | 24.81                | 5.12          | 51.92                     | 10.51         | 9.77          | 9.15 | 44.66                  |                              |  |
| Cali                      | 132.39               | 690.05            | 115.12               | 767.47                       | 15.59                         | 27.11             | 4.65         | 31.77                | 6.55          | 58.88                     | 11.99         | 11.20         | 9.04 | 47.83                  |                              |  |
| Villavicencio             | 135.10               | 704.19            | 117.51               | 783.40                       | 15.60                         | 27.11             | 4.65         | 17.29                | 3.43          | 44.40                     | 9.09          | 8.08          | 9.42 | 42.19                  |                              |  |
| CICLO COMBINADO DE 200 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
| Costa Atlántica           | 184.11               | 959.63            | 141.97               | 709.85                       | 13.83                         | 27.11             | 4.65         | 6.51                 | 1.09          | 33.62                     | 6.90          | 5.74          | 9.13 | 35.60                  |                              |  |
| Magdalena Medio           | 180.80               | 942.34            | 149.35               | 746.73                       | 14.81                         | 27.11             | 4.65         | 24.81                | 5.12          | 51.92                     | 10.51         | 9.77          | 9.15 | 44.24                  |                              |  |
| Cali                      | 176.52               | 920.06            | 149.26               | 746.29                       | 15.16                         | 27.11             | 4.65         | 31.77                | 6.55          | 58.88                     | 11.99         | 11.20         | 9.04 | 47.40                  |                              |  |
| Villavicencio             | 180.14               | 938.92            | 152.36               | 761.78                       | 15.17                         | 27.11             | 4.65         | 17.29                | 3.43          | 44.40                     | 9.09          | 8.08          | 9.42 | 41.76                  |                              |  |
| CICLO COMBINADO DE 300 MW |                      |                   |                      |                              |                               |                   |              |                      |               |                           |               |               |      |                        |                              |  |
| Costa Atlántica           | 276.17               | 1439.45           | 205.69               | 685.62                       | 13.36                         | 27.11             | 4.65         | 6.51                 | 1.09          | 33.62                     | 6.90          | 5.74          | 9.13 | 35.13                  |                              |  |
| Magdalena Medio           | 271.19               | 1413.51           | 216.37               | 721.25                       | 14.31                         | 27.11             | 4.65         | 24.81                | 5.12          | 51.92                     | 10.51         | 9.77          | 9.15 | 43.74                  |                              |  |
| Cali                      | 264.78               | 1380.10           | 216.25               | 720.83                       | 14.65                         | 27.11             | 4.65         | 31.77                | 6.55          | 58.88                     | 11.99         | 11.20         | 9.04 | 46.88                  |                              |  |
| Villavicencio             | 270.21               | 1408.38           | 220.74               | 735.79                       | 14.65                         | 27.11             | 4.65         | 17.29                | 3.43          | 44.40                     | 9.09          | 8.08          | 9.42 | 41.24                  |                              |  |

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Carbón Mineral**  
Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10 % (Dólares constantes de Diciembre de 2002)  
Sin Impuestos

| PROYECTO           | CAPACIDAD<br>EN SITIO<br>(MW) | ENERGÍA<br>ANUAL (GWh) | PPTO. INV<br>US\$ MILL. | COSTO<br>INDICE INV<br>US\$/kW | COSTO<br>INDICE INV<br>US\$/MWh | COSTO EQUIVALENTE DE AO&M |          |               | COSTO<br>COMBUS.<br>US\$/MWh | COSTO DE<br>ENERGÍA<br>MEDIA<br>US\$/MWh |
|--------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------|----------|---------------|------------------------------|------------------------------------------|
|                    |                               |                        |                         |                                |                                 | US\$/kW-año               | US\$/MWh | var. US\$/MWh |                              |                                          |
| ANTIOQUIA          | 150                           | 730.23                 | 216.14                  | 1440.93                        | 23.47                           | 41.80                     | 8.60     | 4.94          | 4.47                         | 41.48                                    |
| BOYACA             | 150                           | 730.23                 | 201.63                  | 1344.18                        | 21.89                           | 41.80                     | 7.99     | 4.94          | 5.37                         | 40.19                                    |
| CUNDINAMARCA       | 150                           | 730.23                 | 187.37                  | 1249.16                        | 21.91                           | 41.80                     | 8.03     | 4.94          | 5.61                         | 40.50                                    |
| NORTE DE SANTANDER | 150                           | 730.23                 | 205.59                  | 1370.59                        | 24.04                           | 41.80                     | 8.60     | 4.94          | 4.88                         | 42.47                                    |

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a carbón son de referencia.  
Se considera una vida útil de 25 años.

- (1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.
- (2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%
- (3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.
- (4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Carbón Mineral**  
Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10 % (Dólares constantes de Diciembre de 2002)  
Con Impuestos

| PROYECTO           | CAPACIDAD<br>EN SITIO<br>(MW) | ENERGÍA<br>ANUAL (GWh) | PPTO. INV<br>US\$ MILL. | COSTO<br>INDICE INV<br>US\$/kW | COSTO<br>INDICE INV<br>US\$/MWh | COSTO EQUIVALENTE DE AO&M |          |               | COSTO<br>COMBUS.<br>US\$/MWh | COSTO DE<br>ENERGÍA<br>MEDIA<br>US\$/MWh |
|--------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------|----------|---------------|------------------------------|------------------------------------------|
|                    |                               |                        |                         |                                |                                 | US\$/kW-año               | US\$/MWh | var. US\$/MWh |                              |                                          |
| ANTIOQUIA          | 150                           | 730.23                 | 251.39                  | 1675.91                        | 27.30                           | 41.80                     | 8.60     | 4.94          | 4.47                         | 45.31                                    |
| BOYACA             | 150                           | 730.23                 | 234.51                  | 1563.37                        | 25.46                           | 41.80                     | 7.99     | 4.94          | 5.37                         | 43.76                                    |
| CUNDINAMARCA       | 150                           | 730.23                 | 217.93                  | 1452.86                        | 25.49                           | 41.80                     | 8.03     | 4.94          | 5.61                         | 44.08                                    |
| NORTE DE SANTANDER | 150                           | 730.23                 | 239.11                  | 1594.09                        | 27.97                           | 41.80                     | 8.60     | 4.94          | 4.88                         | 46.39                                    |

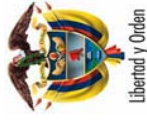
(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a carbón son de referencia.  
Se considera una vida útil de 25 años.

- (1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.
- (2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%
- (3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.
- (4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

## **ANEXO B. PROYECTOS DE EXPANSIÓN PLANTEADOS POR LOS OR'S**



CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P.

| Circuitos Projectados  |                 |                            |         |                      |                            |
|------------------------|-----------------|----------------------------|---------|----------------------|----------------------------|
| De                     | Para            | Año de Entrada             | Circ No | Reconfigura Circuito | Tensión (kV) Longitud (km) |
| La Insula<br>La Insula | Cucuta<br>Zulia | Por Definir<br>Por Definir | 1<br>1  | Cucuta - Zulia       | 115<br>115 11.4<br>29      |

CODENSA

| Subestaciones Proyectadas               |                |                         |         |                                          |              |                 |
|-----------------------------------------|----------------|-------------------------|---------|------------------------------------------|--------------|-----------------|
| Subestación                             | Año de Entrada | Niveles de Tensión (kV) |         | Servicio                                 | Localización |                 |
| Chía                                    | 2003           | 115/34.5-11.4           |         | STR                                      | Bogotá       |                 |
| Transformadores de Conexión Proyectados |                |                         |         |                                          |              |                 |
| Subestación                             | Año de Entrada | Trafo No.               | Alta    | Media                                    | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) |
| Tunal                                   | 2003           | 3                       | 230     | 115                                      | 13.8         | 168             |
| Noroste                                 | 2004           | 3                       | 230     | 115                                      | 13.8         | 168             |
| Circuitos Proyectados                   |                |                         |         |                                          |              |                 |
| De                                      | Para           | Año de Entrada          | Circ No | Reconfigura Circuito                     | Tensión (kV) | Longitud (km)   |
| Muzu                                    | Tunal          | 2003                    | 2       | Nuevo Circuito                           | 115          | 4               |
| Calle 51                                | Usaquen        | 2003                    | 1       | Calle 51 - Castellana, Tramo existente   | 115          | 7.8             |
| Circo                                   | Usme           | 2003                    | 1       | Circo - Concordia, Calle 51 - Castellana | 115          | 9.2             |
| Usme                                    | Victoria       | 2003                    | 1       | Nueva y Desconexion San Carlos - Usme    | 115          | 5               |
| Chia                                    | Tsuba          | 2004                    | 1       | Termozipa - TermoSuba                    | 115          | 24.8            |
| Chia                                    | Tzipa          | 2004                    | 1       | Termozipa - TermoSuba                    | 115          | 22.3            |



Libertad y Orden

ELECTRO COSTA – ELECTROCARIBE S.A E.S.P.

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

| Subestaciones Proyectadas               |                |                         |              |                       |                        |                 |
|-----------------------------------------|----------------|-------------------------|--------------|-----------------------|------------------------|-----------------|
| Subestación                             | Año de Entrada | Niveles de Tensión (kV) |              | Servicio              | Localización           |                 |
| Cereté                                  | 2004           | 110/34.5                |              | SDL                   | Cereté                 |                 |
| Zaragocilla**                           | 2006           | 110/13.8                |              | SDL                   | Zaragocilla            |                 |
| Chambacu**                              | 2008           | 110/13.8                |              | SDL                   | Cartagena              |                 |
| Cartagena                               | 2008           | 220/110/66              |              | SDL                   | Cartagena              |                 |
| Bocagrande**                            | 2009           | 110/13.8                |              | SDL                   | Cartagena              |                 |
| Transformadores de Conexión Proyectados |                |                         |              |                       |                        |                 |
| Subestación                             | Año de Entrada | Trafo No.               | Tensión (kV) |                       |                        | Capacidad (MVA) |
|                                         |                |                         | Alta         | Media                 | Baja                   |                 |
| Candelaria                              | 2006           | 2                       | 220          |                       | 110                    | 100             |
| Cartagena                               | 2008           | 2                       | 220          |                       | 110                    | 100             |
| Circuitos Proyectados                   |                |                         |              |                       |                        |                 |
| De                                      | Para           | Año de Entrada          | Circ No      | Reconfigura Circuito  | Tensión (kV)           | Longitud (km)   |
| Zaragocilla                             | Candelaria     | 2006                    | 1            | Energización a 110 kV | 110                    | 12.3            |
| Chambacu                                | Cartagena      | 2008                    | 1            | Energización a 110 kV | 110                    | 11.8            |
| Zaragocilla                             | Chambacu       | 2008                    | 1            | Energización a 110 kV | 110                    | 7               |
| Cartagena                               | Bocagrande     | 2009                    | 1            | Energización a 110 kV | 110                    | 22.2            |
| Montería                                | Cerete         | 2004                    | 1            | Nuevo Circuito        | 110                    |                 |
| Compensaciones Proyectadas              |                |                         |              |                       |                        |                 |
| Subestación                             | Año de Entrada | Tipo                    |              | Tensión (kV)          | Capacidad Total (MVar) |                 |
| Belén                                   | 2003           | Capacitiva              |              | 66                    | 40                     |                 |
| Mompox                                  | 2005           | Capacitiva              |              | 110                   | 15                     |                 |
| Carmen                                  | 2007           | Capacitiva              |              | 66                    | 15                     |                 |

**ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P.**

| Circuitos Proyectados |            |                |         |                      |              |               |
|-----------------------|------------|----------------|---------|----------------------|--------------|---------------|
| De                    | Para       | Año de Entrada | Circ No | Reconfigura Circuito | Tensión (kV) | Longitud (km) |
| Altamira              | Pitalito   | 2003           | 1       |                      | 115          | 40            |
| Betania               | Altamira   | 2003           | 2       | Betania - Hobo       | 115          | 85            |
| Betania               | Altamira * | 2007           | 1       |                      | 230          | 85            |

## EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

| Subestaciones Proyectadas |                |                         |          |              |
|---------------------------|----------------|-------------------------|----------|--------------|
| Subestación               | Año de Entrada | Niveles de Tensión (kV) | Servicio | Localización |
| Sub 220*                  | 2006           | 220/115                 | STR/SDL  | Cali         |
| Bitaco                    | 2007           | 115/34.5/13.2           | STR/SDL  | La Cumbre    |
| Tulua*                    | 2008           | 220/115                 | STR/SDL  | Tulua        |
| Jamundi                   | 2008           | 115/34.5                | STR/SDL  | Jamundi      |
| Sevilla                   | 2008           | 115/34.5/13.2           | STR/SDL  | Sevilla      |

| C           |                |           |              |       |      |                 |       |      |
|-------------|----------------|-----------|--------------|-------|------|-----------------|-------|------|
| Subestación | Año de Entrada | Trafo No. | Tensión (kV) |       |      | Capacidad (MVA) |       |      |
|             |                |           | Alta         | Media | Baja | Alta            | Media | Baja |
| Sub 220     | 2006           | 1         | 220          | 115   | 13.8 | 90              | 90    | 30   |
| Tulua       | 2008           | 1         | 220          | 115   | 13.2 | 168             | 168   | 60   |
| Pailón      | 2008           | 1         | 220          | 115   | 13.2 | 90              | 90    | 27   |



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

Libertad y Orden

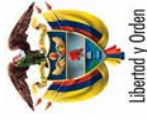
Circuitos Propuestos

| De          | Para       | Año de Entrada | Circ No | Reconfigura Circuito                    | Tensión (kV) | Longitud (km) |
|-------------|------------|----------------|---------|-----------------------------------------|--------------|---------------|
| Pance       | Sub 220*   | 2006           | 1       | Nuevo Circuito                          | 220          | 13.5          |
| Sub 220     | Yumbo*     | 2006           | 1       | Nuevo Circuito                          | 220          | 13.2          |
| B.Anchicaya | Sub 220    | 2006           | 1       | Reconfiguración B.Anchicaya-Chipichape1 | 115          | 44.2          |
| Sub 220     | Chipichape | 2006           | 1       | Reconfiguración B.Anchicaya-Chipichape1 | 115          | 6             |
| Sub 220     | Chipichape | 2006           | 2       | Reconfiguración B.Anchicaya-Chipichape2 | 115          | 6             |
| B.Anchicaya | Bitaco     | 2007           | 1       | Reconfiguración B.Anchicaya-Chipichape2 | 115          | 30            |
| Bitaco      | Sub 220    | 2007           | 1       | Reconfiguración B.Anchicaya-Chipichape2 | 115          | 14.2          |
| Pance       | Jamundi    | 2007           | 1       | Recon. Pance - Santander                | 115          | 14            |
| Jamundi     | Santander  | 2007           | 1       | Recon. Pance - Santander                | 115          | 28.9          |
| Sevilla     | Zarzal     | 2007           | 1       | Nuevo Circuito                          | 115          | 20            |
| San Marcos  | Tulua      | 2008           | 1       | Recon. Cartago-San Marcos               | 115          | 71            |
| Cartago     | Tulua      | 2008           | 1       | Recon. Cartago-San Marcos               | 115          | 90            |
| A.Anchicaya | Pailón*    | 2008           | 1       | Nuevo Circuito                          | 220          | 37.5          |



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

## **ANEXO C. DESCRIPCIÓN DE EVENTOS Y DISPONIBILIDAD DE SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DEL STN PERIODO DICIEMBRE 2001 – DICIEMBRE 2002**



## INDISPONIBILIDADES DE LÍNEAS DEL STN 2001-2002

| Línea Asociada al Subsistema           | Long<br>km | Núm.<br>Total de<br>Eventos | Núm. de<br>Causa    |              |      | Eventos por            |                   | Índices Promedio |                  |                  |                  | Propieda<br>mayoritaria |     |  |
|----------------------------------------|------------|-----------------------------|---------------------|--------------|------|------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------------|-----|--|
|                                        |            |                             | Desc<br>Forza<br>da | Terce<br>ros | Otra | Condi<br>Operati<br>va | Event.<br>>10 min | Dur.<br>>10 min  | Event. Dur. <10d | Duración<br>(Hr) | Duración<br>(Hr) |                         | Núm |  |
|                                        |            |                             |                     |              |      |                        |                   |                  |                  |                  |                  |                         |     |  |
| Líneas de 500 kV                       |            |                             |                     |              |      |                        |                   |                  |                  |                  |                  |                         |     |  |
| CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 500<br>KV   | 229        | 8                           | 8                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.00             | 0.108            | 8.0              | ISA              |                         |     |  |
| SABANALARGA - CHINU ISA 1 500 KV       | 183        | 1                           | 1                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.00             | 0.083            | 1.0              | ISA              |                         |     |  |
| SAN CARLOS - VIRGINIA 1 500 KV         | 211.5      | 6                           | 6                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.00             | 0.117            | 6.0              | ISA              |                         |     |  |
| SAN MARCOS - VIRGINIA 1 500 KV         | 165.6      | 1                           | 1                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.00             | 0.167            | 1.0              | ISA              |                         |     |  |
| Líneas de 220 / 230 kV                 |            |                             |                     |              |      |                        |                   |                  |                  |                  |                  |                         |     |  |
| ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 KV        | 53.7       | 1                           | 1                   | 0            | 0    | 0                      | 0.28              | 1.0              | 0.000            | 0.0              | EPSA             |                         |     |  |
| ANCON SUR - MIRAFLORES 1 220 KV        | 20         | 2                           | 2                   | 0            | 0    | 0                      | 1.83              | 2.0              | 0.000            | 0.0              | EEPPM            |                         |     |  |
| ANCON SUR - OCCIDENTE 1 220 KV         | 28.3       | 2                           | 2                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.0              | 0.042            | 2.0              | EEPPM            |                         |     |  |
| ANCON SUR ISA - ESMERALDA 1 230<br>KV  | 130        | 4                           | 4                   | 0            | 0    | 0                      | 10.65             | 1.0              | 0.054            | 3.0              | ISA              |                         |     |  |
| ANCON SUR ISA - ESMERALDA 2 230<br>KV  | 130        | 8                           | 8                   | 0            | 0    | 0                      | 0.80              | 1.0              | 0.052            | 7.0              | ISA              |                         |     |  |
| ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 1 230<br>KV | 107        | 2                           | 2                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.0              | 0.108            | 2.0              | ISA              |                         |     |  |
| BALSILLAS - LA MESA 1 230 KV           | 26.8       | 2                           | 2                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.0              | 0.092            | 2.0              | ISA              |                         |     |  |
| BALSILLAS - NOROESTE 1 230 KV          | 14         | 1                           | 1                   | 0            | 0    | 0                      | 0.00              | 0.0              | 0.033            | 1.0              | ISA              |                         |     |  |
| BANADIA - CANO LIMON 1 230 KV          | 86.4       | 2                           | 2                   | 0            | 0    | 0                      | 2.20              | 1.0              | 0.042            | 1.0              | ISA              |                         |     |  |
| BANADIA - SAMORE 1 230 KV              | 50         | 6                           | 6                   | 0            | 0    | 0                      | 0.65              | 1.0              | 0.064            | 5.0              | ISA              |                         |     |  |
| BARBOSA - PORCE II 230 KV              | 52         | 11                          | 11                  | 0            | 0    | 0                      | 0.02              | 1.0              | 0.033            | 10.0             | EEPPM            |                         |     |  |



Libertad y Orden

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

|                                          |       |   |   |   |   |   |       |     |       |     |            |
|------------------------------------------|-------|---|---|---|---|---|-------|-----|-------|-----|------------|
| BARBOSA - EL SALTO EPM 220 KV            | 44.3  | 6 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.039 | 6.0 | EEPPM      |
| BARBOSA - GUADALUPE IV 1 220 KV          | 51.4  | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0.97  | 4.0 | 0.035 | 4.0 | EEPPM      |
| BARBOSA - GUATAPE 1 220 KV               | 35.5  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.033 | 1.0 | EEPPM      |
| BARBOSA - LA TASAJERA 1 220 KV           | 14.6  | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0.07  | 2.0 | 0.038 | 6.0 | EEPPM      |
| BARBOSA - MIRAFLORES 1 220 KV            | 54    | 6 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0.24  | 2.0 | 0.039 | 4.0 | EEPPM      |
| BARRANCA - BUCARAMANGA 1 230 KV          | 99.4  | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0.05  | 1.0 | 0.080 | 4.0 | ESSA       |
| BARRANCA - COMUNEROS 1 230 KV            | 9.8   | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.063 | 4.0 | ISA        |
| BELLO - EL SALTO EPM 220 KV              | 71.7  | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.067 | 5.0 | EEPPM      |
| BETANIA - IBAGUE (MIROLINDO) 1 230 KV    | 206   | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0.10  | 1.0 | 0.071 | 3.0 | ISA        |
| BETANIA - SAN BERNARDINO 1 230 KV        | 144   | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 8.30  | 1.0 | 0.075 | 3.0 | ISA        |
| BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 KV        | 144   | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.100 | 3.0 | ISA        |
| CARTAGENA - SABANALARGA 1 220 KV         | 82    | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.133 | 1.0 | ISA        |
| CERROMATOSO - URRRA 1 230 KV             | 84.5  | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0.14  | 1.0 | 0.050 | 2.0 | ISA        |
| CHIVOR - SOCHAGOTA 1 230 KV              | 134.7 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.167 | 1.0 | ISA        |
| CHIVOR - SOCHAGOTA 2 230 KV              | 134.7 | 3 | 2 | 1 | 0 | 0 | 6.46  | 1.0 | 0.072 | 2.0 | ISA        |
| CHIVOR - TORCA 1 230 KV                  | 104.5 | 4 | 1 | 3 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.096 | 4.0 | ISA        |
| CHIVOR - TORCA 2 230 KV                  | 104.5 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 12.37 | 1.0 | 0.083 | 1.0 | ISA        |
| CIRCO - GUAVIO 1 230 KV                  | 109.5 | 7 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0.09  | 1.0 | 0.074 | 6.0 | EEB        |
| CIRCO - GUAVIO 2 230 KV                  | 109.8 | 7 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.064 | 7.0 | EEB        |
| CIRCO - TUNAL 1 230 KV                   | 29.8  | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.075 | 2.0 | EEB        |
| COMUNEROS - GUATIGUARA 1 230 KV          | 76.1  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.083 | 1.0 | ISA        |
| CUCUTA (BELEN) - SAN MATEO CENS 1 230 KV | 8.5   | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.133 | 1.0 | ISA        |
| CUESTECITAS - GUAJIRA 1 220 KV           | 95    | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.083 | 2.0 | TRANSE LCA |
| CUESTECITAS - GUAJIRA 2 220 KV           | 95    | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.083 | 1.0 | TRANSE LCA |



Libertad y Orden

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

|                                    |       |   |   |   |   |   |       |     |       |     |               |
|------------------------------------|-------|---|---|---|---|---|-------|-----|-------|-----|---------------|
| EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 KV     | 80    | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0.02  | 1.0 | 0.085 | 7.0 | TRANSE<br>LCA |
| ENVIGADO - GUATAPE 1 220 KV        | 63.2  | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0.48  | 2.0 | 0.044 | 6.0 | EEPPM         |
| ENVIGADO - OCCIDENTE 1 220 KV      | 29.1  | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.033 | 2.0 | EEPPM         |
| ENVIGADO - ORIENTE 1 220 KV        | 26.7  | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0.15  | 1.0 | 0.042 | 3.0 | EEPPM         |
| ESMERALDA - LA HERMOSA 1 230 KV    | 21.8  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.083 | 1.0 | ISA           |
| ESMERALDA - LA VIRGINIA 1 230 KV   | 23.6  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.033 | 1.0 | ISA           |
| ESMERALDA - LA VIRGINIA 2 230 KV   | 23.6  | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.092 | 2.0 | ISA           |
| ESMERALDA - YUMBO 1 230 KV         | 188.1 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.067 | 2.0 | ISA           |
| FUNDACION - EL COPEY 1 220 KV      | 60    | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0.07  | 1.0 | 0.078 | 2.0 | TRANSE<br>LCA |
| FUNDACION - SANTA MARTA 1 220 KV   | 86    | 6 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.094 | 6.0 | TRANSE<br>LCA |
| FUNDACION - SANTA MARTA 2 220 KV   | 86    | 7 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.105 | 7.0 | TRANSE<br>LCA |
| GUADALUPE IV - EL SALTO EPM 220 KV | 8.8   | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.050 | 3.0 | EEPPM         |
| GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1 220 KV  | 81.3  | 7 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.052 | 7.0 | EEPPM         |
| GUADALUPE IV - PORCE II 1 220 KV   | 2.04  | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 6.68  | 2.0 | 0.000 | 0.0 | EEPPM         |
| GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 KV     | 92    | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.111 | 3.0 | TRANSE<br>LCA |
| GUATAPE - JAGUAS 1 230 KV          | 18.8  | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.050 | 2.0 | ISA           |
| GUATAPE - JAGUAS 2 230 KV          | 14.5  | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.067 | 4.0 | ISA           |
| GUATAPE - MIRAFLORES 1 220 KV      | 51.3  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.80  | 1.0 | 0.000 | 0.0 | EEPPM         |
| GUATAPE - ORIENTE 1 220 KV         | 37.4  | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0.07  | 1.0 | 0.033 | 4.0 | EEPPM         |
| GUATAPE - PLAYAS 1 220 KV          | 21.2  | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0.21  | 1.0 | 0.054 | 3.0 | EEPPM         |
| GUATAPE - SAN CARLOS 2 230 KV      | 37    | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.077 | 8.0 | ISA           |
| GUATIGUARA - PRIMavera 1 230 KV    | 161.7 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 1.00  | 1.0 | 0.056 | 2.0 | ISA           |
| GUATIGUARA - TASAJERO 1 230 KV     | 128   | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.117 | 1.0 | ISA           |
| GUAVIO - CHIVOR 1 230 KV           | 22    | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 42.25 | 1.0 | 0.000 | 0.0 | ISA           |



Libertad y Orden

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

|                                       |       |    |    |   |   |   |      |     |       |      |       |
|---------------------------------------|-------|----|----|---|---|---|------|-----|-------|------|-------|
| GUAVIO - CHIVOR 2 230 KV              | 22    | 6  | 2  | 4 | 0 | 0 | 2.87 | 1.0 | 0.064 | 5.0  | ISA   |
| GUAVIO - LA REFORMA 1 230 KV          | 80.7  | 15 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0.77 | 1.0 | 0.060 | 14.0 | EEB   |
| GUAVIO - TORCA 1 230 KV               | 84    | 1  | 0  | 1 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.133 | 1.0  | ISA   |
| GUAVIO - TORCA 2 230 KV               | 84    | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.046 | 4.0  | ISA   |
| GUAVIO - TUNAL 1 230 KV               | 155.1 | 9  | 9  | 0 | 0 | 0 | 0.23 | 2.0 | 0.046 | 7.0  | EEB   |
| IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 1 230 KV | 86.4  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.083 | 1.0  | ISA   |
| IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 2 230 KV | 86.4  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.083 | 1.0  | ISA   |
| JAGUAS - MALENA 1 230 KV              | 70.1  | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.067 | 4.0  | ISA   |
| JAMONDINO - SAN BERNARDINO 1 230 KV   | 193   | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.092 | 2.0  | ISA   |
| JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 KV   | 193   | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.100 | 2.0  | ISA   |
| JUANCHITO - PAEZ 1 230 KV             | 29    | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.050 | 1.0  | ISA   |
| JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 KV        | 63.1  | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.050 | 4.0  | EPSA  |
| JUANCHITO - SAN MARCOS 1 230 KV       | 27    | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.050 | 1.0  | ISA   |
| LA ENEA - ESMERALDA 1 230 KV          | 25    | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.042 | 2.0  | ISA   |
| LA ENEA - SAN FELIPE 1 230 KV         | 53    | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.117 | 1.0  | ISA   |
| LA GUACA - LA MESA 1 230 KV           | 5     | 6  | 6  | 0 | 0 | 0 | 0.21 | 2.0 | 0.044 | 4.0  | EEB   |
| LA GUACA - LA MESA 2 230 KV           | 5     | 6  | 6  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.075 | 6.0  | EEB   |
| LA GUACA - PARAISO 2 230 KV           | 7.5   | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.077 | 5.0  | EEB   |
| LA SIERRA - PRIMAVERA 1 230 KV        | 49.3  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.058 | 2.0  | ISA   |
| LA SIERRA - PURNIO 1 230 KV           | 102   | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.76 | 1.0 | 0.075 | 1.0  | ISA   |
| LA TASAJERA - BELLO 1 220 KV          | 15.8  | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0.91 | 2.0 | 0.042 | 2.0  | EEPPM |
| LA VIRGINIA - CARTAGO 1 230 KV        | 18.4  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.067 | 1.0  | ISA   |
| LA VIRGINIA - LA HERMOSA 1 230 KV     | 22    | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.133 | 1.0  | ISA   |
| LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 230 KV     | 169.4 | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.075 | 2.0  | ISA   |
| LOS PALOS - TOLEDO 1 230 KV           | 77    | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.090 | 5.0  | ISA   |



Libertad y Orden

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

|                                            |       |    |    |   |   |   |       |     |       |      |               |
|--------------------------------------------|-------|----|----|---|---|---|-------|-----|-------|------|---------------|
| MALENA - PRIMAVERA 1 230 KV                | 7     | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.097 | 5.0  | ISA           |
| MIEL - SAN FELIPE 1 220 KV                 | 56.7  | 7  | 7  | 0 | 0 | 0 | 1.02  | 1.0 | 0.086 | 6.0  | ISA           |
| MIEL - SAN FELIPE 2 220 KV                 | 56.7  | 7  | 7  | 0 | 0 | 0 | 1.02  | 1.0 | 0.095 | 6.0  | ISA           |
| NOROESTE - LA MESA 1 230 KV                | 39.7  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.150 | 1.0  | ISA           |
| NUEVA BARRANQUILLA<br>SABANALARGA 1 220 KV | 46    | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.055 | 10.0 | TRANSE<br>LCA |
| NUEVA BARRANQUILLA<br>SABANALARGA 2 220 KV | 46    | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 6.98  | 1.0 | 0.000 | 0.0  | TRANSE<br>LCA |
| NUEVA BARRANQUILLA<br>SABANALARGA 3 220 KV | 46    | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 3.42  | 1.0 | 0.067 | 1.0  | TRANSE<br>LCA |
| NUEVA BARRANQUILLA - TEBSA 1 220<br>KV     | 23.5  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.067 | 1.0  | TRANSE<br>LCA |
| OCANA - LOS PALOS 1 230 KV                 | 160.7 | 6  | 6  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.069 | 6.0  | ISA           |
| OCCIDENTE - LA TASAJERA 1 220 KV           | 23    | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 3.94  | 3.0 | 0.033 | 2.0  | EEPPM         |
| ORIENTE - PLAYAS 1 220 KV                  | 54.8  | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0.11  | 1.0 | 0.050 | 4.0  | EEPPM         |
| PANCE - SALVAJINA 1 230 KV                 | 49.2  | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.087 | 4.0  | EPSA          |
| PANCE - YUMBO 1 230 KV                     | 26.7  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.033 | 2.0  | EPSA          |
| PLAYAS - PRIMAVERA 1 230 KV                | 104   | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.050 | 2.0  | ISA           |
| PORCE II - EL SALTO EPM 1 220 KV           | 10.9  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.017 | 1.0  | EEPPM         |
| PRIMAVERA - COMUNEROS 2 230 KV             | 102   | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.050 | 1.0  | ISA           |
| PRIMAVERA - TERMOCENTRO 1 230<br>KV        | 8     | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0.22  | 1.0 | 0.000 | 0.0  | CONEXI<br>ON  |
| PRIMAVERA - TERMOCENTRO 2 230<br>KV        | 8     | 3  | 3  | 0 | 0 | 0 | 0.84  | 1.0 | 0.033 | 2.0  | CONEXI<br>ON  |
| PURNIO - NOROESTE 2 230 KV                 | 101.9 | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 10.48 | 1.0 | 0.000 | 0.0  | ISA           |
| SABANALARGA - TERNERA 1 220 KV             | 80    | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.075 | 2.0  | TRANSE<br>LCA |
| SABANALARGA - TERNERA 2 220 KV             | 80    | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.0 | 0.107 | 5.0  | TRANSE<br>LCA |
| SABANALARGA - FUNDACION 1 220              | 92.6  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0.83  | 1.0 | 0.017 | 1.0  | TRANSE        |



Av. Calle 40 A N° 13-09 Pisos 5, 11 y 14, Bogotá D.C. Colombia PBX : (+571) 2-875334 <http://www.upme.gov.co>



YUMBO - SAN MARCOS 1 230 KV

|   |   |   |   |   |   |      |     |       |     |     |
|---|---|---|---|---|---|------|-----|-------|-----|-----|
| 6 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.0 | 0.150 | 1.0 | ISA |
|---|---|---|---|---|---|------|-----|-------|-----|-----|

## INDISPONIBILIDADES DE TRANSFORMADORES DEL STN 2001-2002

| Transformador asociado al subsistema | Capacidad al MVA | Niveles de tensión (kV) | Número Total | Descripción de eventos |          |      |                | Índices promedio    |                     |               |     |               |     |  |  |  |
|--------------------------------------|------------------|-------------------------|--------------|------------------------|----------|------|----------------|---------------------|---------------------|---------------|-----|---------------|-----|--|--|--|
|                                      |                  |                         |              | Desc Forzada           | Terceros | Otra | Cond Operativa | Event. Dur. >10 min | Event. Dur. <10 min | Duración (Hr) | Núm | Duración (Hr) | Núm |  |  |  |
|                                      |                  |                         |              |                        |          |      |                |                     |                     |               |     |               |     |  |  |  |
| Transformadores de uso               |                  |                         |              |                        |          |      |                |                     |                     |               |     |               |     |  |  |  |
| LA VIRGINIA 1                        | 450              | 500/230/34.5            | 3            | 3                      | 0        | 0    | 0              | 1.82                | 1.00                | 0.10          |     | 2.00          |     |  |  |  |
| SABANALARGA 2                        | 450              | 500/230/34.5            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 28.78               | 1.00                | 0.00          |     | 0.00          |     |  |  |  |
| SAN CARLOS 4                         | 450              | 500/230/34.5            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 0.00                | 0.00                | 0.17          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| Transformadores de conexión          |                  |                         |              |                        |          |      |                |                     |                     |               |     |               |     |  |  |  |
| BALSILLAS 1                          | 90               | 230/115/13.8            | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 0.29                | 1.00                | 0.03          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| BALSILLAS 2                          | 90               | 230/115/13.8            | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 1.09                | 1.00                | 0.02          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| BALSILLAS 3                          | 90               | 230/115/13.8            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 0.00                | 0.00                | 0.03          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| BALSILLAS 4                          | 90               | 230/115/13.8            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 0.00                | 0.00                | 0.07          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| BANADIA 1                            | 50               | 230/115/34.5            | 23           | 3                      | 20       | 0    | 0              | 0.00                | 0.00                | 0.06          |     | 23.00         |     |  |  |  |
| BETANIA 1                            | 150              | 220/66                  | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 0.38                | 2.00                | 0.00          |     | 0.00          |     |  |  |  |
| CARTAGENA 4                          | 100              | 230/115/13.2            | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 6.18                | 2.00                | 0.00          |     | 0.00          |     |  |  |  |
| CIRCO 1                              | 168              | 230/115/13.2            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 1.13                | 1.00                | 0.00          |     | 0.00          |     |  |  |  |
| CIRCO 2                              | 168              | 230/115/13.2            | 1            | 1                      | 0        | 0    | 0              | 1.13                | 1.00                | 0.00          |     | 0.00          |     |  |  |  |
| CIRCO 3                              | 168              | 230/115/13.2            | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 0.57                | 1.00                | 0.01          |     | 1.00          |     |  |  |  |
| CUESTECITAS 1                        | 100              | 220/110/13.8            | 3            | 3                      | 0        | 0    | 0              | 1.36                | 1.00                | 0.08          |     | 2.00          |     |  |  |  |
| CUESTECITAS 2                        | 60               | 220/110/13.8            | 2            | 2                      | 0        | 0    | 0              | 0.00                | 0.00                | 0.12          |     | 2.00          |     |  |  |  |
| EL COPEY 1                           | 41               | 220/110/34.5            | 22           | 22                     | 0        | 0    | 0              | 0.01                | 1.00                | 0.04          |     | 21.00         |     |  |  |  |



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

Libertad y Orden

|                  |     |               |    |    |   |   |   |   |       |      |      |       |
|------------------|-----|---------------|----|----|---|---|---|---|-------|------|------|-------|
| ESMERALDA 1      | 90  | 230/115/13.8  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.03 | 2.00  |
| FUNDACION 1      | 55  | 230/110/13.8  | 3  | 3  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.62  | 1.00 | 0.05 | 2.00  |
| JAMONDINO 1      | 150 | 230/115/13.8  | 2  | 1  | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.13  | 1.00 | 0.01 | 1.00  |
| JUANCHITO 2      | 90  | 230/115/13.2  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 18.43 | 1.00 | 0.00 | 0.00  |
| LA GUACA 4       | 168 | 230/115/13.8  | 3  | 3  | 0 | 0 | 0 | 0 | 14.66 | 3.00 | 0.00 | 0.00  |
| LA HERMOSA 1     | 150 | 230/115/13.2  | 3  | 3  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.11 | 3.00  |
| LA REFORMA 1     | 150 | 230/115/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.03 | 1.00  |
| OCANA 1          | 90  | 230/115/13.8  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.10 | 2.00  |
| PAEZ 1           | 90  | 230/115/13.8  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.13 | 2.00  |
| PAIPA 1          | 90  | 230/115/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.02  | 1.00 | 0.00 | 0.00  |
| PANCE 1          | 90  | 230/115/13.2  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 29.53 | 1.00 | 0.00 | 0.00  |
| SALTO IV AUTF1   | 180 | 220/110/44    | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.24  | 1.00 | 0.01 | 1.00  |
| SALTO IV AUTF2   | 180 | 220/115/13.8  | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.98  | 1.00 | 0.01 | 1.00  |
| SAN BERNARDINO 1 | 150 | 230/115/13.8  | 5  | 5  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.07 | 5.00  |
| SAN FELIPE 1     | 150 | 230/115/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.20  | 1.00 | 0.00 | 0.00  |
| SANTA MARTA 2    | 100 | 220/110/34.5  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.03 | 1.00  |
| TEBSA 1          | 100 | 220/110/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 31.62 | 1.00 | 0.00 | 0.00  |
| TEBSA 3          | 180 | 220/110/46    | 3  | 3  | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.48  | 3.00 | 0.00 | 0.00  |
| TERMOFLORES II   | 150 | 220/110       | 4  | 4  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.08  | 1.00 | 0.07 | 3.00  |
| TERNERA 1        | 60  | 220/110/6.3   | 23 | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.05  | 1.00 | 0.04 | 22.00 |
| TERNERA 1        | 100 | 220/66        | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.76  | 2.00 | 0.00 | 0.00  |
| TERNERA 2        | 100 | 220/66        | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.03 | 2.00  |
| TOLEDO 1         | 50  | 230/34.5/13.8 | 2  | 2  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.13 | 2.00  |
| TORCA 4          | 168 | 230/115/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.10 | 1.00  |
| TUNAL 1          | 168 | 230/115/13.8  | 1  | 1  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.15 | 1.00  |



Libertad y Orden

Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

|              |     |               |   |   |   |   |   |       |      |      |      |
|--------------|-----|---------------|---|---|---|---|---|-------|------|------|------|
| TUNAL 2      | 168 | 230/115/13.8  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.22  | 1.00 | 0.00 | 0.00 |
| URRÁ 1       | 90  | 230/110       | 3 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0.08  | 1.00 | 0.09 | 2.00 |
| VALLEDUPAR 2 | 60  | 220/110/34.5  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.40  | 1.00 | 0.00 | 0.00 |
| VALLEDUPAR 3 | 60  | 220/34.5/13.8 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 15.53 | 1.00 | 0.00 | 0.00 |
| YUMBO 3      | 90  | 230/115/13.2  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 9.23  | 1.00 | 0.00 | 0.00 |
| YUMBO 4      | 90  | 230/115/13.8  | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0.00  | 0.00 | 0.10 | 1.00 |



Unidad de Planeación  
Minero Energética – UPME  
República de Colombia

#### **ANEXO D. NODOS CON FACTOR DE POTENCIA INFERIOR A 0.9**



| NOMBRE      | FP    | EMPRESA                      |
|-------------|-------|------------------------------|
| ELZAQUE1    | 0,898 | CEDELCA                      |
| SAMORE_3    | 0,894 | CENS                         |
| CERROMT3    | 0,895 | CERROMATOSO                  |
| M_LIBAN1    | 0,895 | CERROMATOSO                  |
| BOLIVIA1    | 0,850 | CODENSA                      |
| MUNA3_1     | 0,770 | CODENSA                      |
| REGIVIT1    | 0,893 | CHEC                         |
| SAN ANTONIO | 0,894 | EBSA                         |
| MOCOA_1     | 0,894 | EE PUTUMAYO                  |
| BOCAGRA7    | 0,890 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| BOSQUE_7    | 0,890 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| EL RIO_3    | 0,881 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| ELCARMN6    | 0,880 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| FUNDACI1    | 0,860 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| LIBERTA1    | 0,850 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| MAMONAL7    | 0,890 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| MANZANA1    | 0,870 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| N_BARANOA1  | 0,846 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| N_COSPIQUE  | 0,890 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| SABANA_2    | 0,878 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| SABANA_7    | 0,873 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| TERNERA7    | 0,870 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| ZARAGOC6    | 0,890 | ELECTROCOSTA - ELECTROCARIBE |
| VILLAVI1    | 0,832 | EMSA                         |
| B_MALAG1    | 0,503 | EPSA                         |
| SUCROMI1    | 0,863 | EPSA                         |
| BARRANC3    | 0,857 | ESSA                         |
| BUCMANG1    | 0,893 | ESSA                         |
| FLORID_1    | 0,854 | ESSA                         |
| PALENQU3    | 0,802 | ESSA                         |
| PALOS_1     | 0,897 | ESSA                         |
| SAN_SIL3    | 0,821 | ESSA                         |
| SESUR_1     | 0,882 | HUILA                        |
| CANLOXY3    | 0,897 | OXY                          |
| CUBA_1      | 0,896 | PEREIRA                      |
| FLANDES1    | 0,880 | TOLIMA                       |
| LANCERO1    | 0,888 | TOLIMA                       |
| MIROLIN1    | 0,896 | TOLIMA                       |