





# ESTUDIO DE RESERVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>2. PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL ESTUDIO .....</b>	<b>18</b>
<b>3. OBJETIVOS Y ALCANCE .....</b>	<b>23</b>
3.1. <i>Objetivo .....</i>	23
3.2. <i>Antecedentes .....</i>	23
3.3. <i>Alcance.....</i>	24
<b>SECCIÓN I – PARTE REGULATORIA.....</b>	<b>26</b>
<b>1. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO.....</b>	<b>26</b>
<b>2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....</b>	<b>28</b>
2.1. <i>Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).....</i>	28
2.2. <i>Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).....</i>	33
<b>3. MARCO REGULATORIO VIGENTE EN EL MEM DE LA REP. DOMINICANA .....</b>	<b>34</b>
3.1. <i>Descripción de la regulación vigente.....</i>	34
3.2. <i>Análisis de la Regulación vigente.....</i>	37
3.3. <i>Resultados obtenidos .....</i>	41
<b>4. LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....</b>	<b>43</b>
4.1. <i>Aspectos conceptuales .....</i>	43
4.1.1. <i>Despacho de Servicios Auxiliares y la Lista de Mérito.....</i>	43
4.1.2. <i>Sistema de Costos y Ofertas de Reserva Secundaria de Frecuencia.....</i>	45
4.1.3. <i>La Prestación del servicio y su pago .....</i>	46
4.1.4. <i>Clasificación de Servicios Auxiliares por tipo de prestación .....</i>	46
4.1.5. <i>Pago de Costos de los Servicios Auxiliares.....</i>	47
4.1.6. <i>Tarifación de Servicios Auxiliares.....</i>	48

4.2. Descripción de las Prácticas más usadas en los Mercados Competitivos Internacionales y cual es la Tendencia Mundial .....	48
4.2.1. Australia.....	48
4.2.2. California .....	49
4.2.3. República Checa.....	50
4.2.4. Chile.....	51
4.2.5. Argentina.....	52
4.2.6. Uruguay: Reserva Operativa.....	55
4.2.7. Bolivia: Reserva Operativa .....	55
4.2.8. Guatemala.....	56
4.3. Comparación y conclusiones de la Experiencia Internacional.....	57
<b>5. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA .....</b>	<b>59</b>
5.1. Criterio para determinación de la reserva para RPF y RSF .....	59
5.2. Compensaciones por la provisión del servicio de reserva.....	60
5.3. Compensación Unidades Hidráulicas que participan en la Regulación de Frecuencia.....	64
<b>SECCIÓN II – ANÁLISIS TÉCNICO.....</b>	<b>66</b>
<b>1. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO.....</b>	<b>66</b>
<b>2. MODELAMIENTO Y ANÁLISIS ELÉCTRICO.....</b>	<b>68</b>
2.1. Modelamiento de los Generadores .....	68
2.2. Modelo de Carga.....	70
2.3. Análisis de Eventos Reales del Sistema de República Dominicana .....	71
2.3.1. Evento del 17 de marzo de 2008.....	72
2.3.2. Evento del 21 de febrero de 2008 .....	79
2.3.3. Evento del 25 de octubre de 2006 .....	88
<b>3. EVALUACIÓN DE LOS ESQUEMAS ACTUALES DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA Y/O BAJO VOLTAJE Y DERIVADA DE FRECUENCIA .....</b>	<b>94</b>
3.1. Esquemas de Desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión vigentes ..	95
3.2. Análisis de Temporizaciones .....	99
3.3. Criterios utilizados.....	102
3.3.1. Criterios técnicos relacionados con la frecuencia.....	102
3.3.2. Criterios técnicos relacionados con la regulación de frecuencia.....	103
3.3.3. Criterios técnicos relacionados con la tensión .....	103
3.3.4. Criterios para sobrecarga de Equipos .....	104

3.3.5.	Criterios técnicos relacionados con la desconexión de carga .....	104
3.3.6.	Criterios adicionales acordados con el OC .....	105
<b>4.</b>	<b>DEFINICIÓN DE CASOS .....</b>	<b>106</b>
4.1.	<i>Caso Pérdida de 713 MW.....</i>	<i>109</i>
4.2.	<i>Caso Pérdida de 422 MW.....</i>	<i>110</i>
4.3.	<i>Caso Pérdida de 115 MW.....</i>	<i>111</i>
<b>5.</b>	<b>SIMULACIONES DINÁMICAS .....</b>	<b>111</b>
5.1.	<i>Resultados en Demanda Máxima .....</i>	<i>112</i>
5.1.1.	Demanda Máxima: Pérdida de 115 MW en Itabo .....	112
5.1.2.	Demanda Máxima: Pérdida de 230 MW entre las unidades 1 y 2 de Itabo.....	114
5.1.3.	Demanda Máxima: Pérdida de 435 MW entre AES Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este.....	116
5.1.4.	Demanda Máxima: Pérdida de 700 MW entre las unidades de EDM, EDN, Itabo 1 y 2, Monterío, Sultana y Smith .....	119
5.1.5.	Resumen de Resultados en Demanda Máxima.....	121
5.2.	<i>Resultados en Demanda Media .....</i>	<i>123</i>
5.2.1.	Demanda Media: Pérdida de 115 MW en Itabo .....	123
5.2.2.	Demanda Media: Pérdida de las unidades I y II de Itabo con 230 MW.....	125
5.2.3.	Demanda Media: Pérdida de 435 MW entre AES Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este.....	127
5.2.4.	Demanda Media: Pérdida de 700 MW entre las unidades de EDM, EDN, Itabo 1 y 2, Monterío, Sultana y Smith .....	130
5.2.5.	Resumen de resultados obtenidos.....	133
5.3.	<i>Resultados en Demanda Mínima .....</i>	<i>134</i>
5.3.1.	Demanda Mínima: Pérdida de 115 MW en Itabo.....	134
5.3.2.	Demanda Mínima: Pérdida de las unidades I y II de Itabo con 230 MW .....	136
5.3.3.	Demanda Mínima: Pérdida de 430 MW entre AES Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este.....	138
5.3.4.	Resumen de Resultados Obtenidos .....	142
<b>6.</b>	<b>ANÁLISIS DE SIMULACIONES, PROPUESTA DE DISEÑO Y AJUSTES EN EL SISTEMA....</b>	<b>143</b>
6.1.	<i>Características del Esquema de Desconexión de Carga Vigente y Acciones de Mejoramiento .....</i>	<i>143</i>
6.1.1.	Propuestas para el diseño del Esquema de Desconexión de carga.....	144
6.2.	<i>Propuesta de Reajuste al Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia EDCxBF .....</i>	<i>145</i>
6.2.1.	Demanda Máxima.....	147
6.2.2.	Demanda Media.....	152



6.2.3. Demanda Mínima.....	156
6.2.4. Conclusiones y Recomendaciones.....	159

## **SECCIÓN III – ANÁLISIS ECONÓMICO .....164**

<b>1. PLAN DE TRABAJO .....</b>	<b>164</b>
<b>2. DETERMINACIÓN DE LA RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA .....</b>	<b>165</b>
2.1. <i>Consideraciones Iniciales .....</i>	<i>165</i>
2.1.1. Horizonte Temporal .....	166
2.1.2. Demanda.....	166
2.1.3. Topología de la Red .....	167
2.1.4. Energía No Suministrada.....	167
2.1.5. Despachos de las Unidades.....	170
2.1.6. Dispositivos de regulación de potencia .....	170
2.1.7. Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.....	170
2.1.8. Eventos considerados.....	170
2.1.9. Sensibilidad a la adecuación de los sistemas de control de velocidad a futuro.....	172
2.1.10. Tiempos de Reposición.....	172
2.2. <i>Porcentaje de potencia a ser asignada como RPF.....</i>	<i>172</i>
2.3. <i>Definición del Despacho Base.....</i>	<i>173</i>
2.4. <i>Desagregación del margen definido para la reserva primaria de frecuencia en las unidades en línea.....</i>	<i>175</i>
2.5. <i>Metodología para determinar la RPF .....</i>	<i>176</i>
2.6. <i>Resultados Año 2008.....</i>	<i>181</i>
2.7. <i>Resultados Año 2010.....</i>	<i>191</i>
2.8. <i>Resultados Año 2012.....</i>	<i>208</i>
2.9. <i>Resumen .....</i>	<i>223</i>
<b>3. RESERVA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....</b>	<b>223</b>
<b>4. RESERVA PARA CONTINGENCIA.....</b>	<b>228</b>
4.1. <i>Introducción.....</i>	<i>228</i>
4.2. <i>Alcance.....</i>	<i>229</i>
4.3. <i>Metodología.....</i>	<i>230</i>
4.4. <i>Análisis Área Norte .....</i>	<i>231</i>
4.4.1. <i>Resumen.....</i>	<i>231</i>
4.4.2. <i>Análisis .....</i>	<i>232</i>
4.5. <i>Área Este.....</i>	<i>248</i>



---

4.5.1. Resumen .....	248
4.5.2. Análisis .....	249
4.6. Área Sur .....	275
4.6.1. Resumen .....	275
4.6.2. Análisis .....	276
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>283</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 – Análisis del Incentivo Regulatorio y el Mecanismo de Créditos y Pagos .....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 2 - Inercias asociadas a las unidades de generación .....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 3 - Eventos presentados el 17 de marzo de 07:00 a 08:00 a.m.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 4 - EDAC de la simulación.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 5 - Eventos presentados el 21 de febrero de 2008 -Período 19-.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 6 - Secuencia de eventos .....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 7 - Transferencias Pre-falla .....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 8 - Eventos presentados del 25 de octubre de 2006 .....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 9 - Secuencia de eventos en la simulación.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 10 - Esquema de desconexión de carga por baja: Demanda máxima año 2008 .....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 11 - Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia: Demanda media año 2008.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 12 - Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia: Demanda mínima año 2008.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 13 - Etapa 0: Desconexión por umbral de frecuencia y tensión .....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 14 - Etapa 1: Desconexión por umbral de frecuencia.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 15 - Etapa 2: Desconexión por umbral de frecuencia.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 16 - Etapa 3: Desconexión por umbral de frecuencia.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 17 - Etapa 4: Desconexión por umbral de frecuencia.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 18 - Etapa 5: Desconexión por umbral de frecuencia.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 19 - Esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión de República Dominicana .....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 20 - Casos de Análisis .....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 21 - Salidas parciales más severas del SENI 2006 .....</i>	<i>107</i>



<i>Tabla 22 - Salidas parciales más severas del SENI 2007 .....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 23 - Estadística de eventos con pérdidas de generación de 2006 a 2007.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 24 - Secuencia de eventos en la simulación.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 25 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 115 MW en Demanda Máxima.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 26 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 230 MW en Demanda Máxima.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 27 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 435 MW en Demanda Máxima.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 28 - Secuencia del evento de pérdida de 700 MW .....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 29 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 700 MW en Demanda Máxima.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 30 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda máxima</i>	<i>122</i>
<i>Tabla 31 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 115 MW en Demanda Media.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 32 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 230 MW en Demanda Media.....</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 33 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 435 MW en Demanda Media.....</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 34 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 700 MW en Demanda Media.....</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 35 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda media</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 36 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 115 MW en Demanda Mínima.....</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 37 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 230 MW en Demanda Mínima.....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 38 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante pérdida de 430 MW en Demanda Mínima.....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 39 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda mínima</i>	<i>142</i>
<i>Tabla 40. Propuesta de ajuste del EDCxBF.....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla 41. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Máxima.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla 42. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Media.....</i>	<i>153</i>
<i>Tabla 43. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Mínima- .....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 44. Ajustes propuestos para los generadores térmicos -.....</i>	<i>162</i>
<i>Tabla 45 - Unidades de generación consideradas como eventos de pérdida de generación (actuales y futuras).....</i>	<i>171</i>
<i>Tabla 46 - Demandas usadas para eventos de toma de carga (cargas actuales y futuras)</i>	<i>172</i>





<i>Tabla 47 - Plantas Térmicas en República Dominicana por orden de Costo Variable de Despacho .....</i>	<i>175</i>
<i>Tabla 48 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda máxima, RPF 3% .....</i>	<i>183</i>
<i>Tabla 49 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda media, RPF 3% .....</i>	<i>184</i>
<i>Tabla 50 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda media, RPF 4% .....</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 51 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda mínima, RPF 3% .....</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 52 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 3% .....</i>	<i>192</i>
<i>Tabla 53 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 4% .....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla 54 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 5% .....</i>	<i>194</i>
<i>Tabla 55 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 3% .....</i>	<i>195</i>
<i>Tabla 56 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 4% .....</i>	<i>196</i>
<i>Tabla 57 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 5% .....</i>	<i>197</i>

---

<i>Tabla 58 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 6% .....</i>	<i>198</i>
<i>Tabla 59 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 3% .....</i>	<i>199</i>
<i>Tabla 60 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 4% .....</i>	<i>200</i>
<i>Tabla 61 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 5% .....</i>	<i>201</i>
<i>Tabla 62 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 6% .....</i>	<i>202</i>
<i>Tabla 63 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 7% .....</i>	<i>203</i>
<i>Tabla 64 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 3%.....</i>	<i>209</i>
<i>Tabla 65 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 4%.....</i>	<i>210</i>
<i>Tabla 66 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 5%.....</i>	<i>211</i>
<i>Tabla 67 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 3% .....</i>	<i>212</i>
<i>Tabla 68 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 4% .....</i>	<i>213</i>



---

<i>Tabla 69 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 5% .....</i>	<i>214</i>
<i>Tabla 70 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 3% .....</i>	<i>215</i>
<i>Tabla 71 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 4% .....</i>	<i>216</i>
<i>Tabla 72 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 5% .....</i>	<i>217</i>
<i>Tabla 73 - Unidades que prestan el servicio de Regulación Primaria en el área Norte.....</i>	<i>232</i>
<i>Tabla 74 - Generación del Área Norte en Demanda Media.....</i>	<i>233</i>
<i>Tabla 75 - Cálculo del <math>df/dt</math> ante este evento.....</i>	<i>234</i>
<i>Tabla 76 - Propuesta de esquema suplementario para el área Norte.....</i>	<i>234</i>
<i>Tabla 77 - Generación del Área Norte en Demanda Máxima.....</i>	<i>238</i>
<i>Tabla 78 - Generación del Área Norte en Demanda Mínima.....</i>	<i>243</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Plan de Trabajo .....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2 - Etapas de Experiencia Internacional y Regulatorias .....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 3 - Esquema de Control para Regulación de frecuencia .....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 4 - Esquema de Control para Regulación de frecuencia (Estado Estacionario) .....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 5 - Porcentaje Óptimo de Regulación Primaria de Frecuencia .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 6 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores Forzados .....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 7 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores que Aportan RPF .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 8 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores que No Aportan RPF .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 9 - Participación MW promedio mes de RPF 2005 a 2007 .....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 10 - Promedio de Frecuencia en el Rango 59.75 a 60.25 de 34 meses .....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 11 - Argentina: Regulación Primaria de Frecuencia – Cálculo del Óptimo .....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 12 - Argentina: Mecanismo de Pagos .....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 13 - CMg Promedio Mayo 2008 y Relación entre los Máx/Prom para Enero 2007 – Octubre 2008 .....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 14 - Plan de Trabajo .....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 15 - Etapas de Análisis Sección II .....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 16 - Relaciones entre las impedancias de las máquinas sincrónicas .....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 17 - Relaciones entre las constantes de tiempo de las máquinas sincrónicas .....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 18 – Evolución de la frecuencia en Tavera .....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 19 - Generación de Tavera Unidad 2 vs. frecuencia .....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 20 – Evolución de la tensión en Tavera 13.8 kV y 138 kV .....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 21 - Evolución de la frecuencia en Tavera Real vs. Simulación .....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 22 - Evolución de la tensión en Tavera Real vs. Simulación .....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 23 - Evolución 2 de la tensión en Tavera Real vs. Simulación .....</i>	<i>78</i>

Figura 24 - Condiciones pre-falla Área Norte.....	80
Figura 25 - Evolución de la frecuencia en Pimentel.....	83
Figura 26 - Evolución de la tensión vs. frecuencia en Pimentel.....	84
Figura 27 - Evolución de la generación de potencia de la unidad de Pimentel vs. frecuencia.....	84
Figura 28- Evolución de la frecuencia -Evento Inicial-.....	86
Figura 29- Evolución de la generación de reactiva -Evento Inicial-.....	87
Figura 30- Evolución de la tensión -Evento Inicial-.....	87
Figura 31 - Evolución de la frecuencia el 25 de octubre de 2006.....	89
Figura 32 - Evolución de la tensión en Santo Domingo el 25 de octubre de 2006 – Simulación-.....	93
Figura 33 - Evolución de la frecuencia el 25 de octubre de 2006 –Simulación-.....	93
Figura 34 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW en Itabo.....	113
Figura 35 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW en Itabo.....	114
Figura 36 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW en Itabo.....	115
Figura 37 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW en Itabo –D.Máxima-.....	116
Figura 38 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 435 MW –D.Máxima-.....	118
Figura 39 - Evolución de la tensión ante pérdida de 435 MW – D.Máxima-.....	118
Figura 40 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 700 MW –D.Máxima-.....	120
Figura 41 - Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW –D.Máxima-.....	121
Figura 42 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Máxima-.....	122
Figura 43 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW – D.Media-.....	124
Figura 44 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW – D.Media-.....	125
Figura 45 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW – D.Media-.....	126
Figura 46 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW – D.Media-.....	127
Figura 47 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 435 MW – D.Media-.....	129
Figura 48 - Evolución de la tensión ante pérdida de 435 MW – D.Media-.....	130
Figura 49 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 700 MW de generación– D.Media-.....	131

Figura 50 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Medía- .....	132
Figura 51 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Medía- .....	133
Figura 52 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW –D.Mínima- .....	135
Figura 53 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW –D.Mínima- .....	136
Figura 54 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW -D.Mínima- .....	137
Figura 55 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW -D.Mínima- .....	138
Figura 56 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 430 MW -D.Mínima- .....	140
Figura 57 - Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW D.Mínima- .....	141
Figura 58 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Mínima- .....	142
Figura 59.Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances Esquema Actual vs. propuesto-D.Máxima- .....	149
Figura 60. Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW con el Esquema Propuesto- D.Máxima- .....	150
Figura 61. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto - D.Máxima- .....	150
Figura 62. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto - D.Máxima- .....	151
Figura 63. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto - D.Máxima- .....	151
Figura 64.Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances, Esquema Actual vs. Propuesto -D.Medía- .....	153
Figura 65. Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW con el Esquema Propuesto – D.Medía- .....	154
Figura 66. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto – D.Medía- .....	154
Figura 67. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto – D.Medía- .....	155
Figura 68. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto– D.Medía- .....	155

Figura 69. Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances Esquema Actual vs. Propuesto -D.Mínima-.....	157
Figura 70. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto –D- Mínima-.....	158
Figura 71. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto –D- Mínima-.....	158
Figura 72. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto –D- Mínima-.....	159
Figura 73 - Plan de Trabajo .....	164
Figura 74 - Etapas de Definición de Costos y criterios técnico económicos .....	164
Figura 75 – Curvas Típicas de cargas diarias – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09177	
Figura 76 – Costos Marginales de Energía (RD\$/MWh) Caso 1 – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09 .....	177
Figura 77 – Costos Marginales de Energía (RD\$/MWh) Caso 2 – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09 .....	177
Figura 78 – Demanda del Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09.....	178
Figura 79 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2008.....	187
Figura 80 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2008.....	188
Figura 81 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2008.....	189
Figura 82 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=1923 USD/MWh - 2008.....	190
Figura 83 – Curvas de Corte de Carga para el 3% de RPF - 2010 .....	204
Figura 84 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2010.....	205
Figura 85 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2010.....	206
Figura 86 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2010.....	206
Figura 87 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=1800 USD/MWh - 2010.....	207



<i>Figura 88 – Curvas de Corte de Carga para el 3% de RPF - 2012 .....</i>	<i>218</i>
<i>Figura 89 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2012.....</i>	<i>219</i>
<i>Figura 90 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2012.....</i>	<i>220</i>
<i>Figura 91 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2012.....</i>	<i>221</i>
<i>Figura 92 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=2000 USD/MWh - 2012.....</i>	<i>222</i>
<i>Figura 93 – Evolución de frec. en el Área Norte ante disparo Palamara-Bonao con 190 MW-D.Medía. ....</i>	<i>235</i>
<i>Figura 94 – Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Medía .....</i>	<i>236</i>
<i>Figura 95 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Medía .....</i>	<i>237</i>
<i>Figura 96 – Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Medía.....</i>	<i>238</i>
<i>Figura 97 –Evolución de la frec. Área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima- .....</i>	<i>239</i>
<i>Figura 98 –Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima.....</i>	<i>240</i>
<i>Figura 99 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima- .....</i>	<i>241</i>
<i>Figura 100 – Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima- .....</i>	<i>242</i>
<i>Figura 101 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 167 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>244</i>
<i>Figura 102 –Evolución de la frecuencia en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>245</i>
<i>Figura 103 –Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>246</i>
<i>Figura 104 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>247</i>



<i>Figura 105 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW- D.Mínima- .....</i>	<i>248</i>
<i>Figura 106 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 190 MW-D.Máxima- .....</i>	<i>252</i>
<i>Figura 107 –Evolución de la frecuencia ante aislamiento del área Este con 190 MW- D.Máxima- .....</i>	<i>254</i>
<i>Figura 108 –Evolución de la tensión ante aislamiento del área Este con 190 M, Esquemas suplementarios del área Norte, -D.Máxima- .....</i>	<i>255</i>
<i>Figura 109 –Evolución de la frecuencia en el área Este ante aislamiento -D.Máxima- .....</i>	<i>256</i>
<i>Figura 110 –Evolución de la frecuencia en el área Este ante aislamiento -D.Máxima- .....</i>	<i>257</i>
<i>Figura 111 –Evolución de la frecuencia en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Máxima- .....</i>	<i>259</i>
<i>Figura 112 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Máxima- .....</i>	<i>260</i>
<i>Figura 113 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 190 MW-D.Media- .....</i>	<i>261</i>
<i>Figura 114 –Evolución de la frecuencia ante aislamiento del área Este con 190 MW – D.Media- .....</i>	<i>262</i>
<i>Figura 115 –Evolución de la tensión ante aislamiento del área Este con 190 MW con implementación de los Esquemas suplementarios del área Norte, -D.Media- ..</i>	<i>263</i>
<i>Figura 116 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 190 MW – D.Media- .....</i>	<i>264</i>
<i>Figura 117 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 190 MW Implementación del RAG en AES Andrés – D.Media- .....</i>	<i>265</i>
<i>Figura 118 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Media- .....</i>	<i>267</i>
<i>Figura 119 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 167 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>268</i>
<i>Figura 120 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW-D.Mínima- .....</i>	<i>269</i>



---

<i>Figura 121 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW, ERCXBF y Suplementario del área Norte -D.Mínima-.....</i>	<i>270</i>
<i>Figura 122 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW, ERCXBF y Suplementario del área Norte -D.Mínima-.....</i>	<i>271</i>
<i>Figura 123 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 157 MW Implementación del RAG en AES Andrés – D.Mínima- .....</i>	<i>272</i>
<i>Figura 124 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Mínima- .....</i>	<i>273</i>
<i>Figura 125 –Evolución de la frecuencia ante pérdida de la transferencia entre Hainamosa y Palamara con 135 MW -D.Mínima-.....</i>	<i>274</i>
<i>Figura 126 –Evolución de la Transferencia Timbeque-CNP ante pérdida de la transferencia entre Hainamosa y Palamara con 135 MW -D.Mínima-.....</i>	<i>275</i>
<i>Figura 127 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Máxima-.....</i>	<i>278</i>
<i>Figura 128 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Máxima- .....</i>	<i>278</i>
<i>Figura 129 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Medía-.....</i>	<i>280</i>
<i>Figura 130 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Medía-.....</i>	<i>281</i>
<i>Figura 131 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Mínima-.....</i>	<i>282</i>
<i>Figura 132 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Mínima-.....</i>	<i>283</i>



---

## ESTUDIO DE RESERVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

### 1. **INTRODUCCIÓN**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) adjudicó el estudio denominado “*Reserva del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado*” al Consorcio conformado por las firmas XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM) y Mercados Energéticos Consultores S.A. (ME-C), a los cuales de aquí en adelante denominaremos *Grupo Consultor*.

De acuerdo a lo establecido en el Contrato de Servicios de Consultoría, en su Apéndice B - Requisitos para la presentación de informes, el Primer Informe Parcial debe presentarse a los veinte (20) días calendario de suscrito el contrato. Este informe deberá incluir la presentación del análisis de la información disponible, el planeamiento del estudio y la metodología de desarrollo del mismo.

EL Grupo Consultor estuvo presente en República Dominicana la semana del 21 al 25 de enero de 2008, en la cual además incluyó una visita al Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) y además una presentación el día 24 de enero ante los integrantes del OC.

En febrero 2008 y de acuerdo a lo establecido en el Plan de Trabajo, se presentó un Primer Informe Parcial conteniendo un Plan de Trabajo, Organización, Cronograma, Recopilación y Análisis de la Información y conclusiones y recomendaciones.

De acuerdo al cronograma establecido, se presenta este Informe Final conteniendo los puntos detallados en los Objetivos y Alcance del trabajo.

### 2. **PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL ESTUDIO**

En términos generales el estudio ha cubierto los aspectos regulatorios, técnicos y económicos asociados a los aspectos operativos de la reserva, arribándose a las siguientes conclusiones principales:

#### **Análisis regulatorio:**

- Desde el punto de vista operativo se considera adecuado lo establecido en el Reglamento de la Ley de Electricidad respecto a la obligatoriedad de prestar los servicios de Regulación de Frecuencia por parte de los generadores.
- Se observa que lo establecido en el Reglamento de la Ley es muy laxo ya que no establece una evaluación técnica-económica para decidir el porcentaje de regulación óptimo. La fijación de los márgenes de reserva del 3% al 5% no resultan determinados a través de un estudio de comportamiento dinámico y por lo tanto no asegura a priori que comprendan los valores óptimos.
- La participación en la RPF debería ser asignada en principio a todas las unidades generadoras, no resulta recomendable mantener una lista de méritos basada en un indicador técnico relacionado al estatismo y el gradiente de toma de carga de cada generador.
- Se muestra que el valor “IR” tal como se establece en el marco normativo vigente en la práctica no produce efectos significativos en los ingresos de los generadores que los motiven a regular frecuencia. Adicionalmente, la remuneración neta de un generador forzado puede resultar inferior a sus costos operativos aún cuando se lo compense por sus mayores costos operativos por ser clasificado como generador forzado. El presente informe incluye el desarrollo metodológico de una propuesta de adecuación de la regulación en este sentido.

### **Análisis económico:**

- Sobre el margen de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
  - se concluye que el margen de 3% es adecuado dado los actuales costos de combustible (que originan altos sobrecostos de despacho en caso de adoptarse márgenes mayores).
  - Esta conclusión es válida en los tres años analizados (2008, 2010, 2012), considerando el costo de energía no suministrada actual fijado por la regulación
  - Para los mismos precios de combustibles, valores de costo de energía no suministrada de entre 1800 y 2000 USD/MWh (según el año analizado) determinan el umbral para que márgenes mayores de RPF, del entorno de 5%, sean óptimos.
  - Los valores anteriores varían en forma prácticamente proporcional con el costo de combustible. Por ejemplo un escenario internacional donde los precios de combustible sean de aproximadamente el 50% de los actuales, determinan que el costo de ENS para el cual un margen de RPF de 5% resulta óptimo sean de aproximadamente 1000 USD/MWh.
- Sobre el margen de Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) actualmente establecido como igual al valor de la RPF (3 %), se estima un valor similar de 3.3 % dadas las actuales condiciones operativas del SENI.

- Sobre los márgenes para contingencias en regiones, los mismos son los que resultan del análisis técnico. dado que el supuesto básico es la restricción impuesta por el criterio de evitar el colapso del sistema.

### **Análisis técnico:**

- En términos generales se tiene en total un porcentaje del 67% de unidades inhibidas para prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (condición actual), por lo tanto, todas las unidades que actualmente prestan el servicio de regulación primaria ante desbalances generación/demanda en este sistema son valiosas. Sin embargo, la ubicación estratégica desde el punto de vista eléctrico y su posibilidad de despacho por orden de méritos, les da mayor relevancia a algunas plantas.
  - En el caso del área Norte, las unidades más representativas corresponden a las unidades de San Felipe y Tavera. Las unidades de Falcón no se incluyen en este listado, ya que normalmente ante condiciones operativas de contingencias quedan aislados del sistema.
  - Para el área Este las unidades de Los Mina V y VI, ya que las demás unidades de esta zona que pueden prestar el servicio de RPF son muy costosas y para las condiciones actuales de operación sería ineficiente su despacho.
  - En la zona Sur, las unidades de Higüey, Valdesia y Aguacate son las unidades llamadas a prestar el servicio de RPF y para la zona central de Santo Domingo, no se cuenta con recursos de generación para este control de frecuencia, ya que las unidades de Itabo A, B y C normalmente no se encuentran en el despacho por méritos.
- De otra parte, de acuerdo con la recomendación efectuada, se espera que a futuro las unidades de generación ajusten sus parámetros de estatismo y banda muerta para que, en general, todas las unidades despachadas presten efectivamente el servicio de RPF, con lo cual se logrará que:
  - La acción conjunta hace que la reserva se entregue más rápidamente, mejorando la calidad de la frecuencia.
  - La coordinación de los estatismos garantiza una operación estable de todos los generadores en paralelo aportando a la reserva primaria.
  - Cada generador puede tener un valor de reserva más pequeño, en comparación con compromisos elevados cuando se tiene un número reducido de generadores aportando la reserva primaria.
  - Participaciones más pequeñas garantiza la reserva con mayor seguridad, ya que será mucho más probable que cada unidad disponga de ella.

- Se distribuye la reserva por todo el sistema, con lo que se mejora la respuesta ante eventos, especialmente ante condiciones de aislamiento de áreas.
- Respecto de la reserva de la regulación secundaria de frecuencia, como se indicó anteriormente, el horizonte de simulación no permite evaluar el desempeño de las unidades que prestan este servicio en RD. En términos generales, y contrario a lo recomendado para la RPF, lo más indicado es repartir la reserva de regulación secundaria a un número limitado de generadores:
  - Para una operación manual el tener muchos operadores actuando sobre los grupos generadores llevará a sobrecontroles, deteriorando la calidad de la frecuencia, incluso agravando la situación.
  - Para un control con AGC, el tener muchos generadores implicaría tener factores de participación muy bajos, lo cual podría originar una respuesta inadecuada del control AGC y de los generadores.
- Los resultados de los análisis efectuados en esta sección fueron utilizados como datos para la evaluación económica.
- Conclusiones sobre contingencias analizadas (generación de islas):

**Área Norte:** (salida de las líneas Palamara - Bonaó circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia): Se requiere una generación de seguridad en condiciones normales para control de tensión y se limita en algunos escenarios la generación de algunas plantas para evitar sobrecargas en la red, ante lo cual se parte de una reserva de generación del 5.16% para demanda máxima, 6.11% en demanda media y de 9.73% en mínima.

Ante la contingencia de pérdida de ambos circuitos Palamara – Bonaó con 190 MW, se requiere implementar un esquema suplementario adicional al EDAC, de desconexión de carga por  $df/dt$  supervisado por umbral de frecuencia para garantizar la estabilidad de esta zona. Este esquema es adecuado para soportar contingencias en demanda máxima y media, sin embargo para demanda mínima se requiere limitar la transferencia a un valor máximo de 140 MW, dadas las pendientes de caída de la frecuencia del sistema para esta demanda.

- **Área Este** (salida de las líneas Palamara – Hainamosa circuitos 1 y 2 con 190 MW): en este caso se pusieron en evidencia situaciones diferenciadas según el nivel de la demanda
  - Demanda máxima: Utilizando es esquema suplementario de corte de carga en el Área Norte, el área Este logró estabilidad pero con valores de tensión muy bajos, por lo que requiere esquema suplementario de corte de carga por baja tensión en 3 circuitos de 69 kV del área noreste. Por otra parte, en el resto del sistema se presentan valores de frecuencia elevados y con la finalidad de permitir que al menos la generación de AES Andrés se mantenga en línea (por su capacidad de

aporte de potencia activa y soporte reactivo), se propone implementar un esquema adicional de Rechazo de Generación con gradiente de frecuencia y modificar los ajustes de disparo por sobrefrecuencia de AES Andrés a 62 Hz por 2 segundos. Con estas medidas el área Este se mantiene operativa

- Demanda media: requiere ajustes adicionales a los anteriores: 1) Ajuste de sobrefrecuencia de las unidades de AES Andrés, tanto las unidades de gas como de vapor para que soporten valores de 62 Hz por 3.6 segundos y de 63 por Hz por 1.8 segundos, 2) Esquema de desconexión por sobretensiones en 2 circuitos.
  - Demanda mínima, a pesar de los esquemas suplementarios propuestos, la única solución alternativa fue limitar el flujo de transferencia de las citadas líneas al valor de 135 MW. Con este valor, se mantiene la integridad del sistema y los valores de frecuencia y tensión dentro los límites apropiados.
- **Área Sur** (salida de las líneas Palamara – Valdesia circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia):

- Área Sur (salida de las líneas Palamara–Valdesia circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia): Para esta zona se requiere generación de seguridad en condiciones normales de operación que le permitan mantener las tensiones dentro de los rangos operativos normales y evitar sobrecargas de transformadores. Para cada uno de los escenarios de demanda se evaluó la máxima importación del área, considerando las condiciones actuales de demanda y las generaciones de seguridad en sus mínimos operativos y con estas máximas importaciones se evaluó el comportamiento dinámico del área Sur ante aislamiento y considerando el ERCxBF propuesto en el estudio.
- Para Demanda Máxima, el máximo intercambio posible es de 27.5 MW, con lo cual se cuenta con una reserva de regulación del área de 9.16% de la demanda del área. Ante evento de aislamiento del área Sur, se presenta activación del ERCxBF con una frecuencia mínima de 59.13 Hz, ocasionando sobrefrecuencia en el sistema, sin embargo, esta variable no alcanza umbrales de disparo de las unidades del área y se recupera lentamente a los valores operativos
- Para Demanda Media y Mínima, las máximas importaciones del área Sur son 47 MW y 24.5 MW, con lo cual la reserva de regulación del área es de 15.82% y 19.48% para demanda media y mínima respectivamente.

En ambos casos ante evento de aislamiento del área Sur, se presenta activación del ERCxBF de la zona y disparo de la generación de los Toros que ocasionan el colapso por baja frecuencia en el área Sur. En este caso se propone el ajuste por baja frecuencia asociado a la



generación de Los Toros en 58.5 Hz con temporización de 15 seg, con lo cual es posible soportar la contingencia de asilamiento del área...

Las siguientes secciones desarrollan en detalle cada una de los análisis mencionados.

### **3. OBJETIVOS Y ALCANCE**

#### **3.1. OBJETIVO**

Elaborar un estudio para determinar la reserva de regulación en condiciones normales de operación y de contingencia para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), con la finalidad de minimizar las consecuencias producidas por desbalances entre la demanda y generación del Sistema, que permitan una operación confiable, económica y segura del SENI y realizar una evaluación y propuestas de mejora a los esquemas suplementarios utilizados actualmente en el SENI para el control de la frecuencia.

#### **3.2. ANTECEDENTES**

En el documento “Actualización del esquema de relevo de carga del sistema eléctrico interconectado de la República Dominicana” realizado por la Gerencia de Operaciones, División de Estudios en el año 2005, se revisó el esquema de baja frecuencia EBF que se tenía implementado desde el año 2002, el cual se basó en una demanda máxima de 1555 MW y poseía cinco etapas de deslastre de carga por umbral de frecuencia con disparos ajustados desde 58.9 Hz hasta 58.2 Hz. Posteriormente, a este esquema se le adicionó un escalón adicional ajustado en 59.2 Hz combinado con baja tensión, al cual le fueron asignados circuitos con alta prioridad de servicio.

La revisión realizada en el año 2005 se enfocó en la necesidad de revisar la compatibilidad del esquema implementado vs. los ajustes de disparo por baja frecuencia de las unidades de generación, debido a que en la actualidad existen importantes unidades de generación que tienen sus ajustes de disparo por baja frecuencia en valores alrededor de 58.5 Hz, se hacía necesario reordenar los escalones del EBF de manera tal que el último escalón se ajustara por encima de este umbral. Adicionalmente, dado que se han registrado pérdidas grandes de bloques de generación en este sistema, que al disparar provocan caídas de frecuencias considerables; se hacía necesario colocar relevadores de derivada de frecuencia que actuaran cuando la velocidad de la caída de frecuencia fuera considerable, evitando así que la frecuencia descienda a valores que pongan en peligro el sistema.

El esquema propuesto en el estudio del año 2005 no se implementó completamente, ya que la última etapa por  $df/dt$  aún no está en funcionamiento.



En este estudio se analizarán diferentes condiciones de desbalance para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), con la finalidad de minimizar las consecuencias producidas por desbalances entre la demanda y generación del Sistema, que permitan una operación confiable, económica y segura del SENI y realizar una evaluación y propuestas de mejora a los esquemas suplementarios utilizados actualmente en el SENI para el control de la frecuencia.

### **3.3. ALCANCE**

El estudio, con el propósito de cubrir los objetivos planteados, debe incluir:

- Analizar el Sistema Interconectado Nacional de la República Dominicana hasta un horizonte de cinco años.
- Presentar un informe recomendando los niveles de reserva requeridos tanto para el sistema operando integrado como para las posibles islas eléctricas que se pudieran conformar producto de restricciones del sistema de transmisión.
- Recomendar los valores necesarios para reserva operativa, para reserva de regulación primaria de frecuencia, para reserva de regulación secundaria de frecuencia, etc. para los periodos de demanda máxima, media y mínima
- Clasificar los tipos de reserva necesarios, su composición y tiempos de actuación
- Hacer una comparación del despacho óptimo de la reserva y la forma en que se debe efectuar según la normativa actual
- Describir las prácticas más usadas en los mercados competitivos internacionales y cual es la tendencia mundial
- Definir criterios para clasificar las unidades de generación del SENI por su capacidad para proveer el servicio de reserva considerando sus tiempos de arranque, rampas de variación de carga, etc.
- Determinar la reserva para soporte de contingencias, la cual sería requerida para mantener la continuidad del servicio, en caso de pérdida de generación en el sistema debido a salida no programada de unidades de generación o de elementos de la red de transmisión que producen efectos similares.
- Definir los costos asociados a la utilización de las reservas propuestas.
- Realizar una evaluación y propuestas de mejora a los esquemas suplementarios utilizados actualmente en el SENI para el control de la frecuencia, incluyendo:
  - Evaluación y propuestas de mejora al esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje y derivada de frecuencia

- Propuesta de implementación de un esquema de desconexión de generación por alta frecuencia ante las posibilidades de creación de las cuatro zonas (islas eléctricas) del SENI que se mencionan a continuación:

El alcance indica que para la determinación de la reserva para contingencias el Sistema Nacional Interconectado será dividido en cuatro zonas de influencia eléctrica:

- Zona Santo Domingo que comprende el subsistema de 138 kV entre las subestaciones Palamara-Itabo-Villa Duarte-Hainamosa.
- Zona Norte que comprende el subsistema de 138 kV entre las subestaciones Bonaó II-Canabacoa-Puerto Plata.
- Zona Sur que comprende el subsistema entre la subestación Valdesia-Pizarrete-Barahona Carbón.
- Zona Este la que corresponde a Hainamosa-San Pedro II-La Romana.

En la determinación de la reserva para contingencia se deben considerar los siguientes eventos:

- Disparo de Plantas de generación
  - Salida de 115 MW de Generación en periodo de Demanda Máxima
  - Salida de 422 MW de Generación en periodo de Demanda Máxima
  - Salida de 700 MW de Generación en periodo de Demanda Máxima
  - Salida de 115 MW de Generación en periodo de Demanda Media
  - Salida de 424 MW de Generación en periodo de Demanda Media
  - Salida de 713 MW de Generación en periodo de Demanda Media
  - Salida de 115 MW de Generación en periodo de Demanda Mínima
  - Salida de 456 MW de Generación en periodo de Demanda Mínima
- Eventos que crean islas eléctricas
  - Disparo de Líneas Palamara-Hainamosa con 190 MW
  - Disparo de Líneas Palamara-Bonaó II con 190 MW
  - Disparo de Líneas Palamara-Valdesia con 190 MW
- Presentar la metodología empleada, con una explicación detallada de la herramienta utilizada y las instrucciones para su utilización posterior y actualización de resultados.

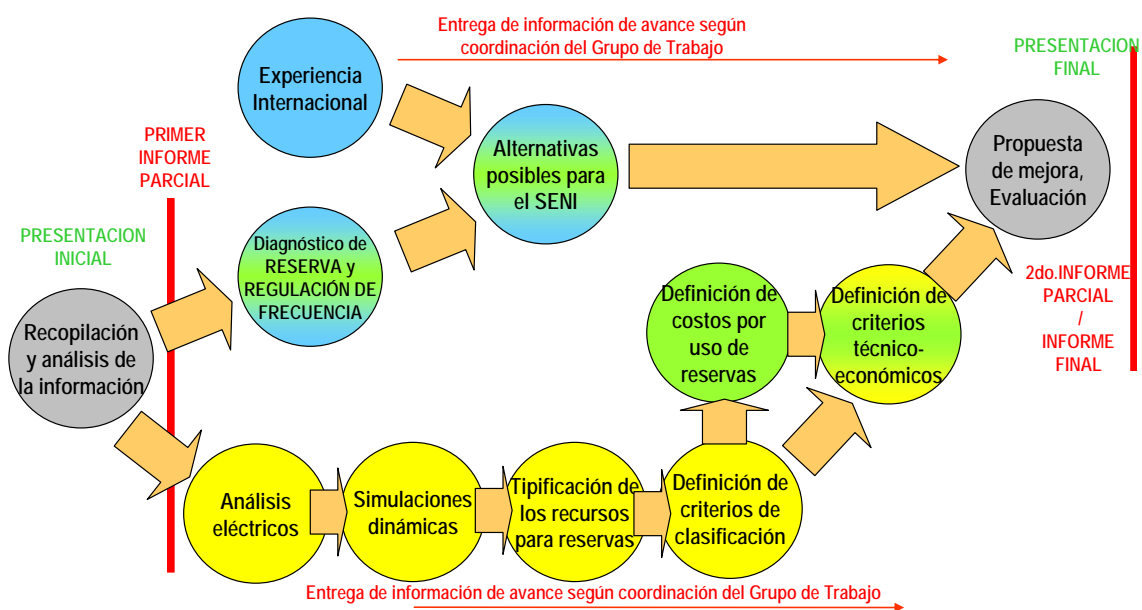
Finalmente, se indica que todos los trabajos de estudios de sistemas de potencia deberán desarrollarse con el programa DIGSILENT, Versión 13.1 o superior.

## SECCIÓN I – PARTE REGULATORIA

La presente sección describe los análisis regulatorios realizados, la descripción de la experiencia internacional y las recomendaciones respectivas.

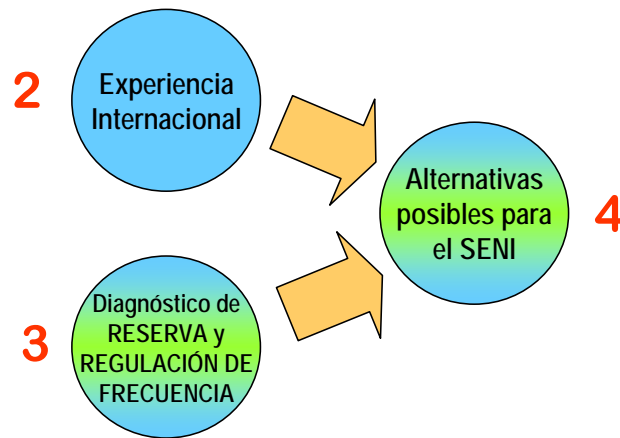
### 1. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

El Plan de Trabajo desarrollado en forma esquemática presentado en el Informe Inicial es el siguiente:



**Figura 1 - Plan de Trabajo**

Los puntos del informe que corresponden a la presente Sección I – Parte Regulatoria son los indicados a continuación:



**Figura 2 - Etapas de Experiencia Internacional y Regulatorias**

Estos puntos son:

2. Consideración del estado del arte a nivel internacional y la experiencia propia del consultor sobre estos temas
3. Diagnóstico de la problemática de la reserva y la regulación de frecuencia en la República Dominicana.
4. Identificación y propuesta de alternativas en concordancia con los numerales 1, 2 y 3 anteriores, para lo cual el Consultor tendrá en cuenta el estado del arte a nivel internacional, las particularidades del mercado de electricidad de República Dominicana, así como su propia experiencia y percepción del problema.

Con base al plan de trabajo, la metodología adoptada para realizar los Análisis Eléctricos, es la siguiente:

- ◆ Características de la Regulación de Frecuencia.
- ◆ Descripción de la regulación vigente.
- ◆ Análisis de la Regulación vigente.
- ◆ Aspectos conceptuales de la Regulación de Frecuencia.
  - Despacho de Servicios Auxiliares y la Lista de Mérito.
  - Sistema de Costos y Ofertas de Reserva Secundaria de Frecuencia.
  - La Prestación del servicio y su pago.
  - Clasificación de Servicios Auxiliares por tipo de prestación.
  - Pago de Costos de los Servicios Auxiliares.

- Tarificación de Servicios Auxiliares.
- ◆ Descripción de las Prácticas más usadas en los Mercados Competitivos Internacionales y cual es la Tendencia Mundial.
- ◆ Comparación y conclusiones de la Experiencia Internacional.
- ◆ Propuesta de modificación regulatoria.

## **2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

Las razones principales de la existencia de una Regulación de Frecuencia en los sistemas eléctricos en general son:

- La continua variación de la carga;
- Eventos que no son previstos (contingencias);
- Requisito de Frecuencia constante, pues representa el equilibrio entre la oferta y la demanda en electricidad en cada instante;

Las acciones de control que un sistema de potencia puede tomar para minimizar o reducir los efectos adversos de la variación de frecuencia, son en general:

- Regulación Primaria o Control de Velocidad.
- Reserva instantánea rodante la cual debe estar disponible dentro de 10 a 20 segundos.
- Regulación Secundaria o Control Complementario de frecuencia.
- Reserva Rápida, la cual está disponible dentro de intervalos de 1 a 10 minutos.
- Regulación Terciaria o Reserva Fría, la cual está generalmente disponible, dependiendo de las unidades que conforman el parque generador, entre 30 a 60 minutos.
- Interrupción de Carga, ya sea automática a través de los Esquemas de Alivio de Carga (EDAC) o voluntaria.

### **2.1. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)**

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) tiene por finalidad responder a variaciones *normales* de frecuencia que son representadas a través de la variación y crecimiento normal de

la carga de un sistema eléctrico. Estas variaciones de carga en las cuales actúa la regulación primaria, generalmente son menores al 10% del valor de la demanda. Sin embargo, existen variaciones de carga que son superiores a este valor, las cuales provienen de contingencias no esperadas en el sistema, que producen desbalances mayores y requieren acciones de control también mayores.

El sistema de potencia, tiene una regulación natural o propia, de acuerdo con la característica de variación de la carga con la frecuencia, sin embargo, como esta no es suficiente, es necesaria una regulación adicional para que el sistema llegue a un estado de equilibrio más adecuado. De esta forma, generalmente todas las unidades generadoras son dotadas de mecanismos de regulación automática de velocidad (reguladores de velocidad), que actúan para cambiar la potencia mecánica generada, en función de la variación de frecuencia con relación a su valor programado.

Un sistema de control típico de la frecuencia del sistema se muestra en la figura siguiente.

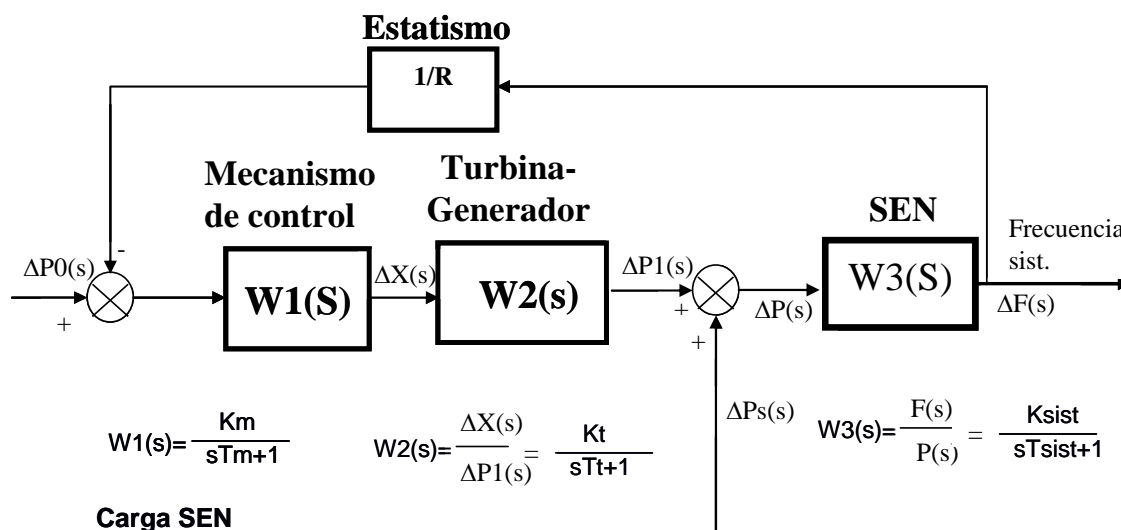


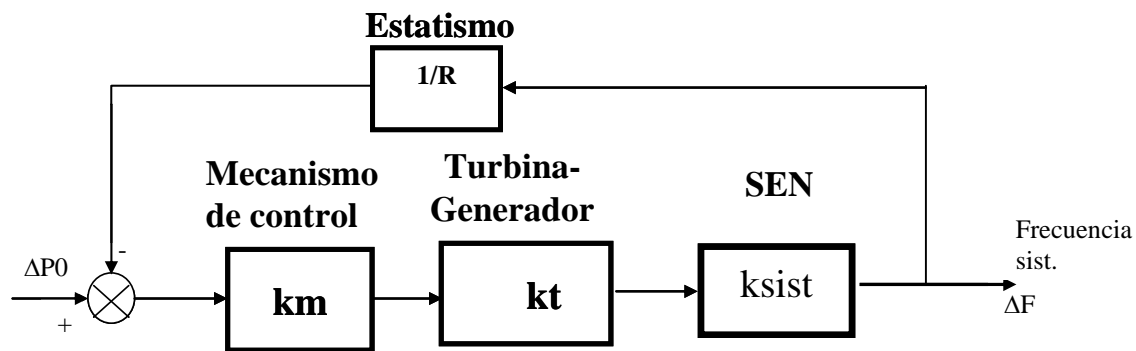
Figura 3 - Esquema de Control para Regulación de frecuencia

Se distinguen los siguientes componentes:

- El bloque **W3** representa la respuesta dinámica del sistema de potencia (Sistema Eléctrico Nacional - SEN) ante una perturbación de potencia activa  $\Delta P$  (ej. pérdida de carga) que se manifiesta como un cambio en la frecuencia  $\Delta F$  con una constante de tiempo  $T_{sist}$ .
- El bloque **W2** representa a la dinámica del generador en particular, donde para que cambie su potencia ante un cambio en la señal de control requiere un cierto tiempo  $T_t$  (gradiente de toma de carga).

- El bloque **W1** es el representativo del regulador de velocidad, es decir es el mecanismo de control que se utiliza para regular la frecuencia. Una señal a la entrada del control (señal de error o perturbación) produce una señal a la entrada del bloque **W2** que busca compensar las variaciones de frecuencia vía cambios en la potencia generada.

El conjunto representa un sistema de control de lazo cerrado con realimentación negativa donde la ganancia en continua del regulador esta dada por el denominado Estatismo ( $R$ ) del regulador ( $\Delta F/F_0 / \Delta P/P_0 = R$  para  $t \rightarrow \infty, s \rightarrow 0$ ). Cuanto más grande es el estatismo  $R$  menor será la variación de potencia del generador en estado estacionario requerida para controlar una variación unitaria de la frecuencia. La figura siguiente muestra la condición de estado estacionario del circuito de control y la ganancia resultante.



$$\Delta F = (\Delta P_0 - k \frac{\Delta F}{R}) \times k_m \times k_t \times k_{sist}$$

$$(k_m \times k_t \times k_{sist}) \gg 1.0 \Rightarrow \Delta P_0 \cong k \times \Delta F \times \left(\frac{1}{R}\right)$$

con  $k = P_0 / F_0$  (relación inyección – frecuencia de referencia)

**Figura 4 - Esquema de Control para Regulación de frecuencia (Estado Estacionario)**

Un esquema de control como el antes indicado será tanto más eficiente para controlar variaciones de frecuencia cuanto menor sea el Estatismo  $R$  y cuanto menor sea la constante de tiempo de toma de carga por parte del generador ( $T_t$ ). A mayor estatismo menor será la retroalimentación  $1/R$ . De otra parte, ante un evento de pérdida de generación con estatismos altos se presentará una desviación mayor de frecuencia estacionaria.

Para poder regular frecuencia en el sistema se requiere que los generadores cuenten con un esquema de control como el antes indicado y que además su consigna de despacho incluya un margen de reserva para regulación de frecuencia, es decir tiene que ser despachados en cada momento a una potencia inferior a su potencia máxima, para permitirles incrementar su potencia en caso de que el regulador así lo requiera.

La determinación de la reserva para regulación de frecuencia, depende de las características de la carga ante variaciones de la frecuencia y de la acción complementaria de los reguladores de velocidad de cada una de las unidades generadoras que en cada momento están generando para abastecer la demanda del sistema nacional.

En tal sentido un aspecto importante a considerar en el diseño del esquema de control es que los reguladores de velocidad que realizan la RPF efectúan una repartición de la variación de la carga del sistema en forma proporcional a la potencia de la unidad generadora lo cual permitirá repartir el esfuerzo de control entre todas las unidades mejorando la respuesta dinámica del sistema en su conjunto.

Determinar los valores de respuesta de los reguladores de todo el sistema, fijando sus estatismos, requiere de un estudio detallado y un modelado dinámico del sistema eléctrico. Adicionalmente, requiere establecer, cuales son las contingencias que mayor impacto dinámico causan en el sistema de potencia y cuales son los valores y tiempos de actuación que deben tener los reguladores de velocidad de cada una de las unidades generadoras.

La respuesta dinámica de frecuencia del sistema es principalmente una función de las actuaciones del regulador que a su vez depende de las variaciones de frecuencia. Estos tipos de controles retro-alimentados pueden ser modelados por simulaciones en modelos computacionales. Por este medio es posible determinar las reservas que requiere el sistema haciendo un análisis probabilístico de las perturbaciones del mismo distribuyendo la reserva entre todas las unidades disponibles asegurándose de que la reserva asignada a cada unidad no exceda la capacidad de respuesta de dicha unidad al transitorio de frecuencia resultante de la perturbación evaluada.

La necesidad de que todos los generadores participen “solidariamente” en el control de frecuencia del sistema produce sobrecostos operativos dados porque las unidades más eficientes del sistema son despachadas a una potencia inferior a la máxima (para que puedan regular frecuencia) lo que implica la necesidad de que sean convocadas al despacho en su reemplazo unidades menos eficientes (de mayor costos variables) lo que incrementa el costo operativo del sistema.

El costo operativo del sistema también se puede incrementar si la reserva con que cuenta el sistema, por sus características, no puede compensar rápidamente la variación de frecuencia resultante de una perturbación dando como resultado una pérdida mayor de carga y por lo tanto un costo por energía no servida (ENS).

El perfil del decaimiento de la frecuencia ocasionado por la pérdida de generación y su recuperación subsiguiente ocasionada por la acción de los reguladores de frecuencia y/o desconexiones automáticas de carga, son también factores importantes en la selección de la metodología para la determinación de la reserva. El periodo inicial que sigue a la pérdida de generación es dominado por la inercia del sistema, y está principalmente condicionada por la



magnitud de generación en línea comparada con el tamaño del generador súbitamente desconectado. En los primeros segundos subsiguientes, los reguladores de frecuencia en los generadores restantes responden a la caída de la frecuencia aumentando la potencia mecánica para así contrarrestar el decaimiento de la frecuencia. La magnitud de reserva rodante, su distribución entre los diferentes tipos de unidades, y los efectos de los sistemas de control, son los factores más importantes a considerar en este período.

Dichos factores influyen inequívocamente en la frecuencia mínima alcanzada. El tercer período de interés es el tiempo subsiguiente al instante en que ocurre la frecuencia mínima. Durante los próximos 10 a 60 segundos aproximadamente, los generadores deben restaurar la frecuencia a niveles más razonables donde las plantas generadoras puedan operar sin preocupaciones del daño al equipo, y en donde el sistema opere a niveles relativamente seguros.

Por lo tanto, la determinación de la reserva óptima del sistema es un proceso que implica considerar no sólo el aspecto técnico, sino también el aspecto económico asociado a los sobrecostos operativos y ENS antes comentados. En consecuencia es posible destacar que la selección de la magnitud de reserva que requiere el sistema debe basarse en la determinación de la energía regulante óptima, la que resultará de una solución de compromiso entre los mayores costos de producción derivados de la operación del parque de generación fuera del óptimo económico, para mantener suficientes reservas para regulación primaria de frecuencia, y los costos evitados de energía no suministrada de corta duración, incurridos en caso de no contar con esa reserva.

En otras palabras, el porcentaje óptimo de reserva sería la resultante de minimizar la sumatoria de las siguientes componentes de costo:

- Los sobrecostos de operación para mantener un dado porcentaje de reserva en giro.
- El costo de la energía no servida cuando la reserva no es suficiente.
- El costo de la energía no servida por salidas de generación y/o elementos de transmisión críticos.

A modo de ejemplo, la siguiente figura muestra la dependencia de las componentes de costo con el porcentaje de reserva asignada para RPF y el valor de mínimo costo resultante.

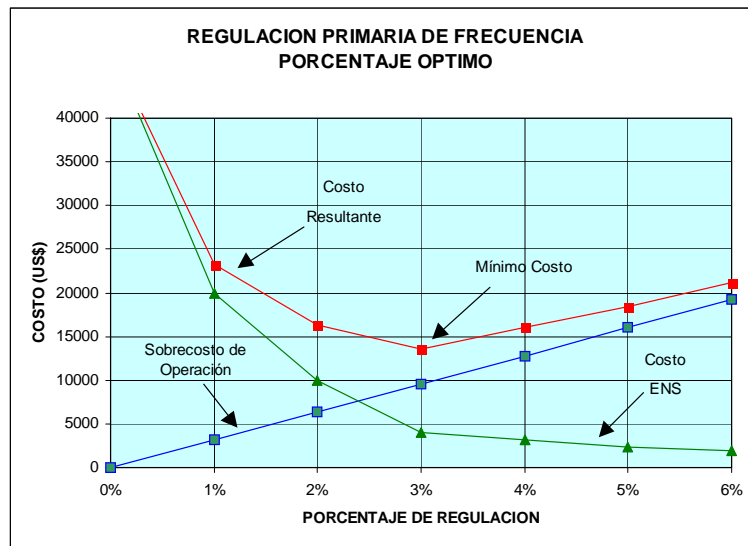


Figura 5 - Porcentaje Óptimo de Regulación Primaria de Frecuencia

Este enfoque técnico - económico, conduce a valores porcentuales óptimos de los márgenes de regulación que dependerán de la eficiencia del parque de generación regulante para cumplir con el servicio de regulación de frecuencia y la valoración que los usuarios finales de la energía eléctrica dan a la calidad de servicio y del producto técnico que reciben.

De esta manera, a través de los estudios, se logra determinar la reserva de regulación de frecuencia total requerida por el sistema. Adicionalmente, se debe tomar en cuenta no sólo la reserva para la regulación primaria, sino también la secundaria, terciaria y finalmente el corte de carga.

## 2.2. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

La Regulación secundaria de frecuencia es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda de modo de mantener el equilibrio generación – demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda son absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. Así, la RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

El margen de regulación secundaria de frecuencia debe estar establecido considerando la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del mayor evento de pérdida de carga/generación probable esperado. Esto implica que los niveles de

reserva correspondientes a la regulación secundaria deben prever la salida de la unidad más grande del sistema o la mayor demanda, considerando la probabilidad de ocurrencia de estos eventos garantizando que el sistema no entre en colapso. Esto para el caso de la evolución temporal horaria de la demanda en tiempo real, si embargo, el sistema puede también determinar el margen de reserva de regulación secundaria necesario para la peor condición, considerando la hora de máxima demanda del sistema, la salida de la mayor unidad generadora del sistema y/o de la mayor carga del sistema y dimensionar la misma de forma anticipada, pudiendo - si se considera económico, factible de implementar y necesario - ajustar estos valores de forma horaria.

### **3. MARCO REGULATORIO VIGENTE EN EL MEM DE LA REP. DOMINICANA**

#### **3.1. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN VIGENTE**

La regulación vigente en la República Dominicana establece que los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI cuya operación está a cargo del Centro de Control de Energía (CCE). El OC debe verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la regulación de frecuencia. El Centro de Control de Energía hace cumplir la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la Reserva Rotante.

Lo antes indicado deberá permitir que se logre una operación del sistema satisfaciendo lo establecido en el Art. 150 del Reglamento de la Ley de Electricidad respecto a las variaciones admitidas en la frecuencia del sistema.

**Art. 150.-** *La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de:*

*a ) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo*

*b ) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo*

Los requisitos Técnicos para la participación en la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) exigidos son: características de estatismo, banda muerta, capacidad de regulación, rango de frecuencia admisible de operación, variación de la carga de la central, contar con un enlace en tiempo real con el CCE y disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la regulación primaria de frecuencia.

Los requisitos Técnicos para la participación en la Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) exigidos son todos los solicitados para RPF más aquellos requisitos adicionales que especifique el OC.

El OC debe elaborar la programación del despacho de la Reserva Rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considera una Reserva Rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. Asimismo, se debe contemplar una Reserva Rotante para RSF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. La Reserva Rotante establecida para RPF y RSF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW. El porcentaje de reserva para RPF y RSF en los programas de operación en ningún caso puede superar un cinco por ciento (5%) para RPF y un cinco por ciento (5%) para RSF. En caso de haber separación del Sistema en sub-sistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante deberá calcularse y programarse separadamente para cada subsistema aislado.

La asignación del porcentaje de reserva para RPF a cada unidad generadora despachada se realiza en función de una lista de mérito de las unidades de generación la cual se construye en función del indicador técnico determinado a partir de la siguiente expresión.

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente de Toma de Carga}}{\text{Estatismo}}$$

El rango de Potencia ( $P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}$ ) es el indicado por cada generador, el gradiente y Estatismo son datos de los reguladores.

En la Programación Semanal y Diaria, el OC debe asignar a las máquinas despachadas la reserva para RPF según la lista de mérito, hasta agotar el margen de reserva total. Las máquinas despachadas habilitadas para RPF que no fueron designadas quedarán de respaldo para reasignar la reserva en caso de falla de alguna de las unidades participantes en la RPF. De ser requeridas el despacho de otras unidades generadoras a fin de lograr la reserva requerida, estas serán consideradas como generación forzada.

La asignación de las máquinas para la RSF es realizada por el OC en función de los costos variables de operación de las unidades, de modo de minimizar el costo de la RSF.

La calidad de la regulación de frecuencia se determinará en base al Factor de Eficiencia que depende del desvío entre la frecuencia nominal y la frecuencia real en valores absolutos.

$$\text{IndEficiencia} = \sum_i |FrecNom - FrecReal_i| * 10$$

Donde

FrecNom: 60 Hz.

FrecReal: Lectura de la frecuencia cada 10 seg.

Se definen los siguientes valores para el Factor de Eficiencia:

- $Factor\_Eficiencia = 0.0$  si  $IndEficiencia > IE1$
- $Factor\_Eficiencia = 0.5$  si  $IE2 < IndEficiencia < IE1$
- $Factor\_Eficiencia = 1.0$  si  $IndEficiencia < IE2$

El OC debe determinar los parámetros  $IE1$  e  $IE2$  en base a los resultados de la operación real.

**Nota:** Hasta el presente el OC no determinó los valores de  $IE1$ ,  $IE2$  por lo que de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de la Ley de Electricidad el Factor de Eficiencia es igual a 1.0.<sup>1</sup>

Cada unidad generadora “ $i$ ” que participa en la regulación de frecuencia recibe como compensación en cada hora un monto que resulta de las siguientes expresiones

- Unidades despachadas que participan de la RPF

$$CompRPF_{hi} = (CMGCP_{energía_{hi}} - CVP_i + IR) * MRAsignadoRPF_{hi}$$

- Unidades despachadas que participan de la RSF

$$CompRSF_{hi} = (CMGCP_{energía_{hi}} - CVP_i + IR * Factor\_Eficiencia_{hi}) * MRAsignadoRSF_{hi}$$

- Unidades con despacho forzado para regular frecuencia (RPF, RSF)<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Con fecha Noviembre de 2007, el OC presentó el documento “PROPUESTA DE VALORES PARA LOS INDICADORES DE CALIDAD DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA” en donde se determinan valores para los indicadores IE1 e IE2, conforme la siguiente metodología:

El parámetro IE1 se calcula con las desviaciones de frecuencia y con los tiempos permitidos por la normativa según los acápites a) y b) del artículo 150 del Reglamento de la Ley de Electricidad. Mientras que el parámetro IE2 se calcula sólo con la desviación de frecuencia y con los tiempos permitidos por la normativa según el acápite b) del artículo 150 del Reglamento de la Ley de Electricidad. Se descartan los estados donde la frecuencia estuvo fuera del rango máximo indicado en el Art. 150 (59.85 a 60.15 Hz).

Los valores resultantes de IE1 y IE2 que cumplen con lo antes indicado son: **IE1=900; IE2=544**

<sup>2</sup> La expresión correspondiente a la Compensación por Generación Forzada para RPF y RSF indicada en el Reglamento de la Ley de Electricidad se entiende que es incorrecta ya que no incorpora un término correspondiente a la generación forzada para RPF.

Por tal motivo interpretamos que la expresión correcta sería la siguiente:

$$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCP_{energía_{hi}}) \times EnergíaGenerada_{hi} + IR \times MRAsignadoRPF_{hi} + IR \times Factor\_Eficiencia_{hi} \times MRAsignadoRSF_{hi} \quad (6)$$

$$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCP_{energía_{hi}}) * EnergíaGenerada_{hi} + IR * Factor\_Eficiencia_{hi} * MRAsignadoRSF_{ih}$$

Se observa que las unidades generadoras no forzadas que participan de la regulación de frecuencia reciben una remuneración explícita por tal concepto que resulta igual a la suma de la Renta Marginal ( $CMGCP_{energía} - CVP$ ) de la unidad generadora más un Incentivo para Regulación de frecuencia ( $IR$ ) aplicado a la Energía Regulante ( $EnergíaGenerada * MRAsignado$ ). En el caso de la remuneración por RSF el  $IR$  se reduce en función Factor de Eficiencia que se haya logrado.

Para el caso de las unidades con despacho forzado por participar de la reserva reciben una remuneración explícita que resulta igual al sobrecosto operativo ( $CVP - CMGCP_{energía}$ ) más el Incentivo para Regular que valorizan la potencia horaria regulante.

El Incentivo para Regulación de frecuencia ( $IR$ ) de frecuencia es fijado anualmente por la SIE y su valor actual es de 7.89 USD/MWh.

Las acreencias totales correspondientes a los generadores que participan en los servicios de RPF y RSF en cada hora ( $M_h$ ), determinadas conforme lo antes comentado, son recolectadas vía cargos aplicados ( $P_j$ ) a todos los generadores proporcionales a la energía generada por cada uno de ellos.

$$M_h = \sum_{h,j} CompRPF_{hj} + \sum_{h,j} CompRSF_{hj} + \sum_{h,j} CompCVP_{hj}$$

$$P_{hj} = M_h \times \frac{G_{jh}}{\sum_{j=1}^{j=n} G_{jh}}$$

Donde

j: Cada uno de los generadores del sistema

$G_{h,j}$ : Energía Generada por el Generador  $j$  en la hora  $h$

### 3.2. ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN VIGENTE

1. Desde el punto de vista operativo se considera adecuado lo establecido en el Reglamento de la Ley de Electricidad respecto a la obligatoriedad de prestar los

servicios de Regulación de Frecuencia por parte de los generadores, debido a que esto favorece cumplir con las metas indicadas respecto a las variaciones admisibles de la frecuencia, minimizando costos operativos y favoreciendo la calidad del abastecimiento. Esto no implica además la necesidad de recurrir a sofisticados elementos de control toda vez que los generadores ya vienen con equipos incorporados para este efecto, siendo esto un estándar en la industria eléctrica.

2. Considerando los aspectos técnicos y económicos antes detallados, se observa que lo establecido en el Reglamento de la Ley es muy laxo ya que no establece una evaluación técnica-económica para decidir el porcentaje de regulación óptimo.
3. La fijación de los márgenes de reserva del 3% al 5% no resultan determinados a través de un estudio de comportamiento dinámico y por lo tanto no se asegura que sean los óptimos.
4. El despacho de la RPF se hace por una lista de merito que depende del estatismo y el gradiente de toma de carga de cada generador. Estas características técnicas, si bien dan una señal de respuesta, no es la única que debe ser considerada, especialmente si existen generadores de diferente característica transitoria y ubicaciones en distintos lugares del sistema.

La participación en la RPF debería ser asignada en principio a todas las unidades generadoras, por tanto, no resulta recomendable mantener una lista de méritos basada en el indicador técnico A.

5. Remuneración de los servicios de RPF y RSF.
  - a. Esta remuneración esta definida de modo que compensa la pérdida de beneficio que cada generador tiene por regular a lo cual se agrega un incentivo explícito. Sin embargo, dada la forma en que se recaudan los créditos asignados a los generadores vía cargos a todos los generadores despachados (estén o no con reserva asignada) en proporción a la energía generada por cada uno de ellos, se observa que el monto neto de remuneración (diferencia entre créditos y cargos) que reciben los generadores prácticamente no se diferencia entre los que están con reserva asignada de los que no participan del servicio de regulación y además dicho resultado neto es muy inferior al monto de incentivo a la regulación vigente.

A modo de ejemplo de la forma en como se asignan créditos y cargos a los generadores se presenta a continuación un ejemplo de transacción económica típica (con datos ficticios de los generadores) determinadas para dos valores del IR: 0.0 y 7.89 USD/MWh.



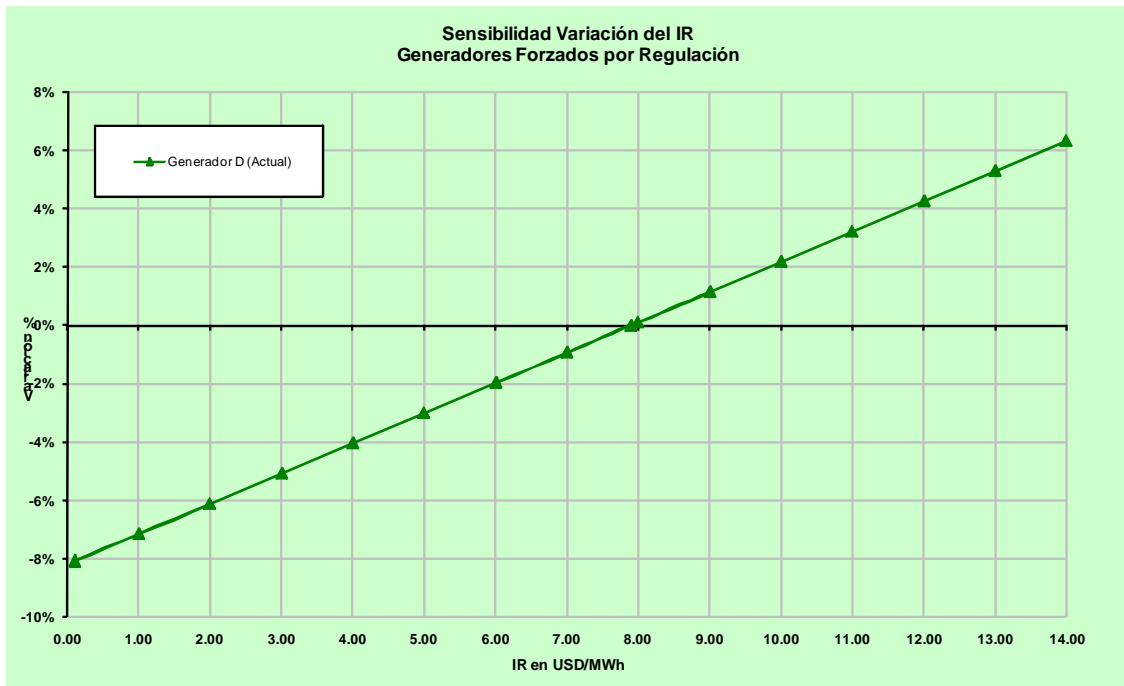
Generador	Pot.Disp. MW	Fd	FR	Egenerada MWh	Eregulante MWh	CVP USD/MWh	PE USD/MWh	IR USD/MWh	\$Energía USD	\$Forzada USD	\$Reserva-Créditos USD	\$Reserva-Cargos USD	\$TOTAL USD	\$CVP USD	\$RENTA NETA USD
A	1.00	1	5%	0.95	0.05	10.00	30.00	7.89	28.50	0.00	1.39	2.38	27.51	9.50	18.01
B	1.00	1	5%	0.95	0.05	20.00	30.00	7.89	28.50	0.00	0.89	2.38	27.01	19.00	8.01
C	1.00	0	5%	0.00	0.00	30.00	30.00	7.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
D	1.00	1	5%	0.95	0.05	40.00	30.00	7.89	28.50	9.50	9.89	2.38	36.01	38.00	-1.99
E	1.00	1	0%	1.00	0.00	20.00	30.00	7.89	30.00	0.00	0.00	2.51	27.49	20.00	7.49
F	1.00	1	0%	1.00	0.00	25.00	30.00	7.89	30.00	0.00	0.00	2.51	27.49	25.00	2.49
G	0.01	1	3%	0.0097	0.0003	30.00	30.00	7.89	0.29	0.00	0.0024	0.0243	0.2690	0.2910	-0.0220
	6.01			4.86	0.15						12.19	12.19			34.00
				Reserva: 3.00%											

Generador	Pot.Disp. MW	Fd	FR	Egenerada MWh	Eregulante MWh	CVP USD/MWh	PE USD/MWh	IR USD/MWh	\$Energía USD	\$Forzada USD	\$Reserva-Créditos USD	\$Reserva-Cargos USD	\$TOTAL USD	\$CVP USD	\$RENTA NETA USD	Variación Renta Neta
A	1.00	1	5%	0.95	0.05	10.00	30.00	0.00	28.50	0.00	1.00	2.15	27.35	9.50	17.85	-0.9%
B	1.00	1	5%	0.95	0.05	20.00	30.00	0.00	28.50	0.00	0.50	2.15	26.85	19.00	7.85	-2.0%
C	1.00	0	5%	0.00	0.00	30.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0%
D	1.00	1	5%	0.95	0.05	40.00	30.00	0.00	28.50	9.50	9.50	2.15	35.85	38.00	-2.15	-8.2%
E	1.00	1	0%	1.00	0.00	20.00	30.00	0.00	30.00	0.00	0.00	2.26	27.74	20.00	7.74	3.3%
F	1.00	1	0%	1.00	0.00	25.00	30.00	0.00	30.00	0.00	0.00	2.26	27.74	25.00	2.74	9.8%
G	0.01	1	3%	0.0097	0.0003	30.00	30.00	0.00	0.29	0.00	0.0000	0.02	0.2690	0.2910	-0.0220	0.0%
	6.01			4.86	0.15						11.00	11.00			34.00	

**Tabla 1 – Análisis del Incentivo Regulatorio y el Mecanismo de Créditos y Pagos**

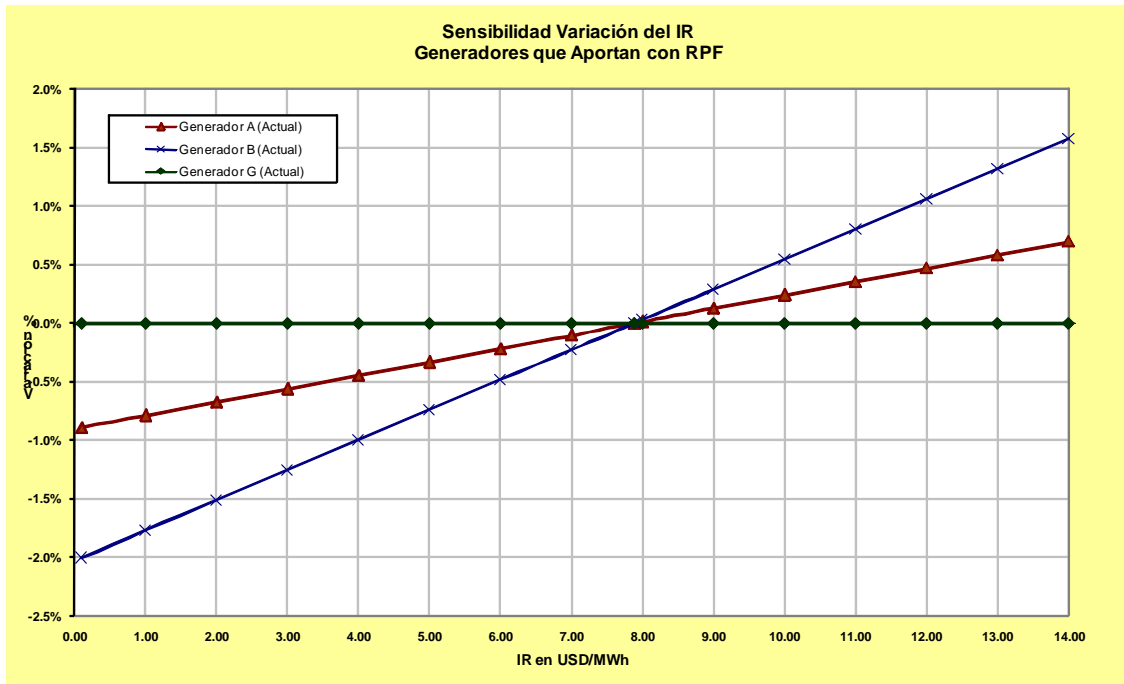
Se observa que el IR incrementa los ingresos por reserva de los generadores (\$Reserva-Créditos) pero al mismo tiempo se incrementan los cargos por Reserva (\$Reserva-Cargos) haciendo que la renta neta de un generador prácticamente sea la misma para los dos valores de IR considerados. También, dos generadores iguales (B y E) donde uno participe de la regulación (B) y el otro no (E) sus rentas netas, aún con el IR, es prácticamente la misma.

Sensibilidades con los valores de IR para los generadores que aportan reserva, para los que no aportan y para los forzados, se muestran en las figuras siguientes:

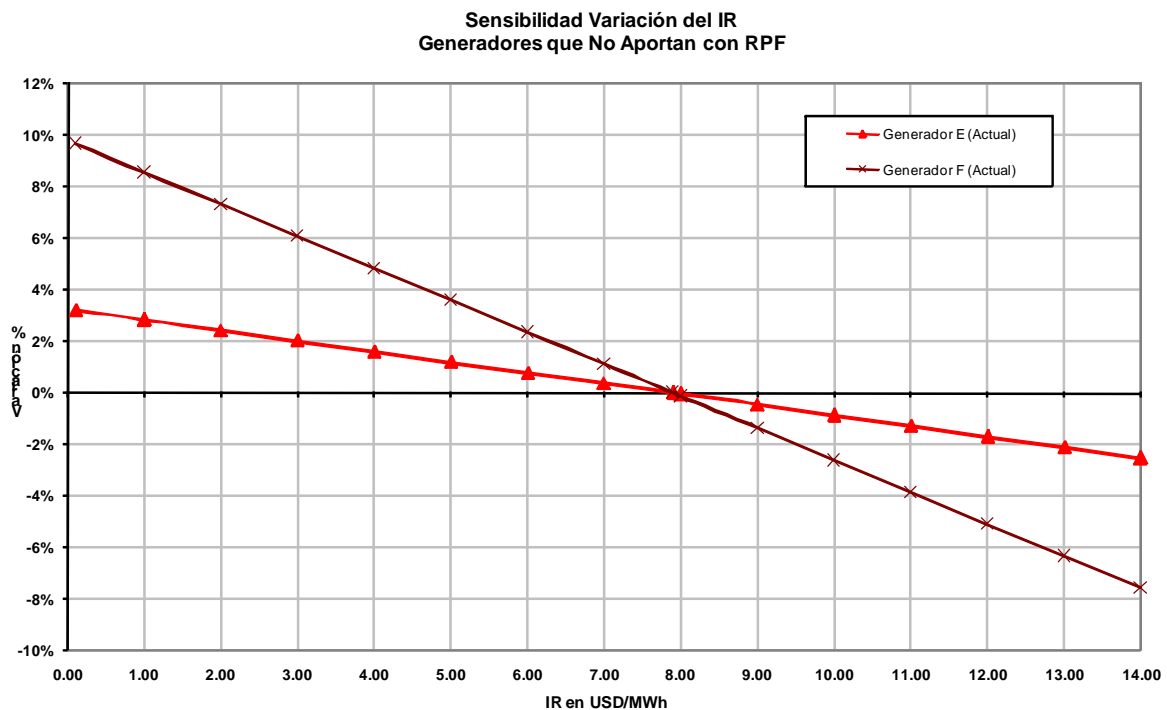


**Figura 6 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores Forzados**





**Figura 7 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores que Aportan RPF**



**Figura 8 - Sensibilidad de la Variación del IR para Generadores que No Aportan RPF**

Las situaciones analizadas en los dos ejemplos numéricos, así como las sensibilidades de los gráficos, muestran que el IR tal como se establece en el marco normativo vigente en la práctica no produce efectos significativos en los ingresos de los generadores que los motiven a regular frecuencia.

- b. La remuneración neta del generador marginal (en el ejemplo el generador G), aún cuando esté participando del servicio de regulación de frecuencia y se le hayan compensado sus costos operativos, puede resultar con un ingreso neto negativo lo cual no se considera correcto ya que el marco regulatorio le debería garantizar al generador marginal la recuperación de todos sus costos operativos vía sus ingresos por venta de su producción al mercado spot.
  - c. La remuneración neta del generador forzado (en el ejemplo el generador D) puede resultar inferior a sus costos operativos aún cuando se lo compense por sus mayores costos operativos por resultar un generador forzado.
6. El valor del IR es adecuado si se logra con ello que el mercado cuente con la reserva necesaria para una operación segura a mínimo costo. En caso contrario y de acuerdo con las reglas del mercado es necesario subirlo hasta tanto se logre una oferta de regulación suficiente<sup>3</sup> previa corrección de las causas por las cuales los incentivos se podrían ver afectados (por ejemplo por lo que se comentó en el punto anterior). El último valor fijado para el IR fue efectuado por la Resolución SIE-18-2007, que establece un valor de 7.89 US\$/MWh.
7. El esquema de compensaciones por regulación de frecuencia incluye los sobrecostos por generación forzada de las unidades que fueron requeridas para proveer el servicio con despacho fuera de mérito. Esto le permite a dichas unidades recuperar sus costos operativos, siendo el conjunto de generadores responsables de cubrir este sobrecosto. Dado que el aporte de energía activa que hace el generador forzado participa en el abastecimiento de la demanda se debe verificar que la demanda esté abonando por dicha energía sólo el precio de mercado, es decir sin incluir los sobrecostos.

### **3.3. RESULTADOS OBTENIDOS**

Los resultados prácticos de la aplicación de los criterios regulatorios antes indicados se puede apreciar en las figuras siguientes donde se indica la evolución en el tiempo de: i) la potencia en

---

<sup>3</sup> Este criterio presupone que no existe poder dominante de los generadores que esté afectando las señales del mercado.

reserva para RPF y ii) el porcentaje de tiempo en que la frecuencia estuvo en el rango admitido por la Ley de Electricidad.

Se observa un incremento significativo de la reserva con que cuenta el sistema para RPF llegando en los dos últimos años a valores promedio próximos al 3% de la demanda, es decir en el mínimo indicado en la Ley de Electricidad. La frecuencia sin embargo tiene variaciones muy superiores al máximo indicado por la Ley de Electricidad aún cuando la situación ha ido mejorando sensiblemente en los últimos años.

Lo antes indicado podría ser a priori indicativo de que la RPF no está adecuadamente dimensionada y/o distribuida en el sistema y/o que no es suficiente el aporte de RSF.

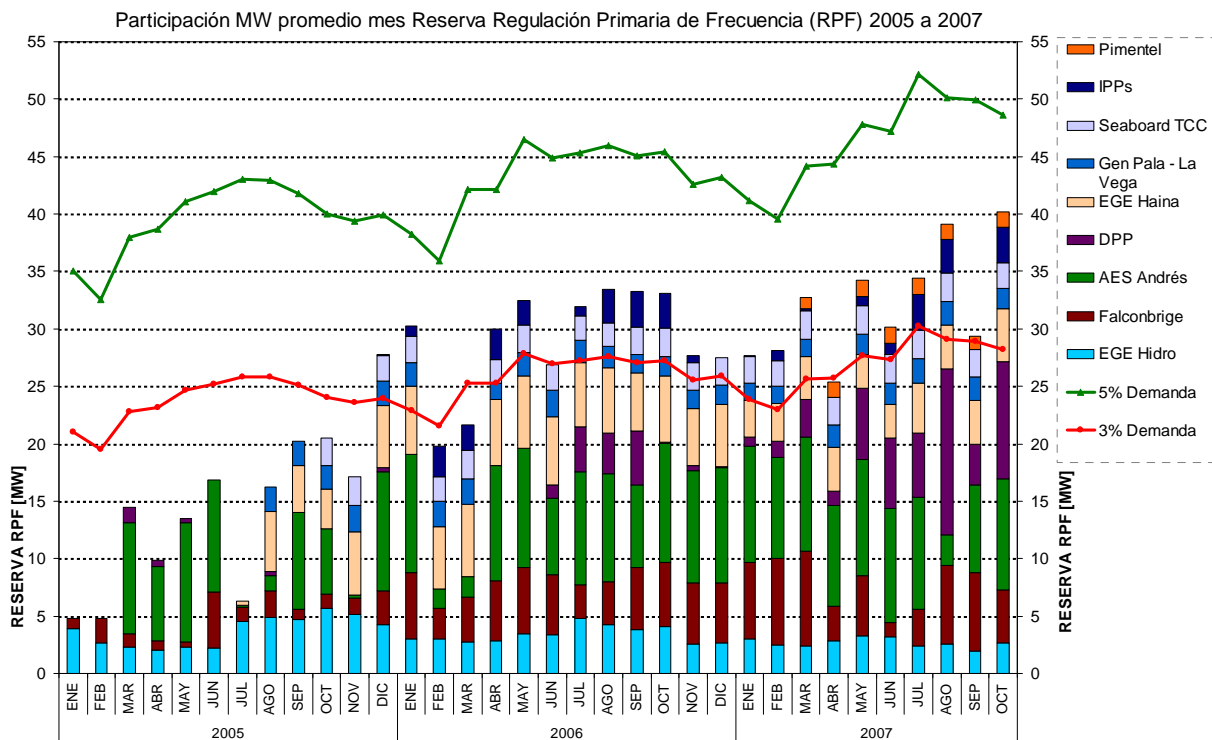
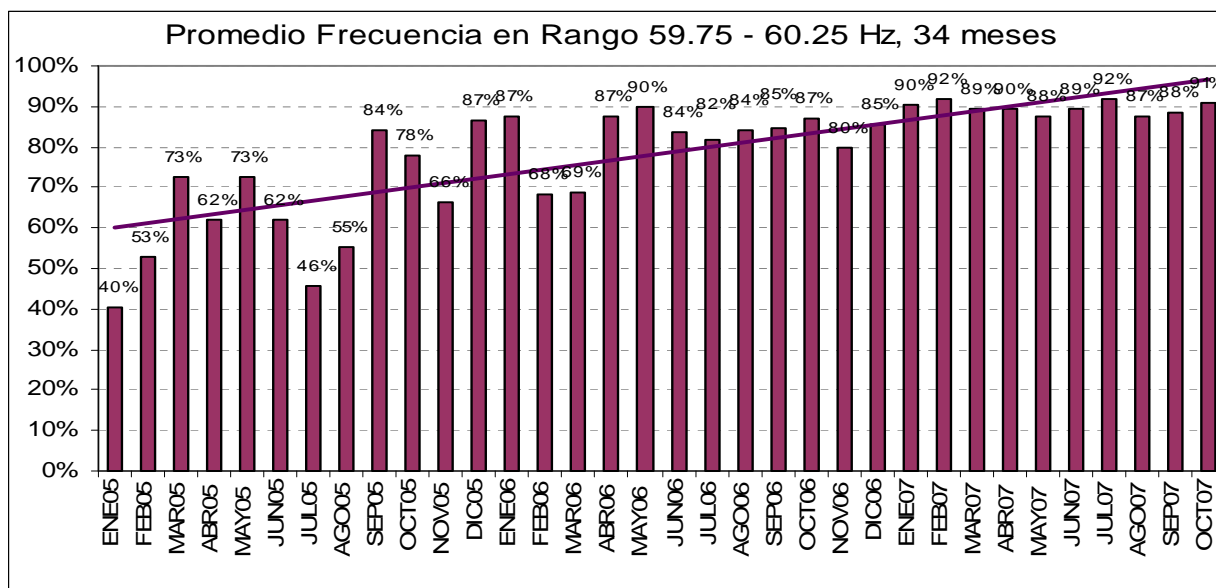


Figura 9 - Participación MW promedio mes de RPF 2005 a 2007



**Figura 10 - Promedio de Frecuencia en el Rango 59.75 a 60.25 de 34 meses**

## **4. LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

### **4.1. ASPECTOS CONCEPTUALES**

#### **4.1.1. DESPACHO DE SERVICIOS AUXILIARES Y LA LISTA DE MÉRITO**

Existen diferentes métodos para efectuar el despacho de los Servicios Auxiliares en los mercados competitivos. Los métodos tienen sus ventajas y desventajas asociadas considerando el rigor de la optimización para la operación eficiente del mercado, los resultados prácticos de la operación física y la complejidad de los mecanismos implementados para el efecto.

- a) El despacho basado en la Lista de Mérito está basado en la cantidad y los precios o costos de la reserva de todos los participantes del mercado. El sistema puede estar basado en costos o bien, puede ser competitivo y basado en las ofertas proporcionadas por los participantes. No es condición necesaria ni esto no implica que, si el mercado mayorista del sistema está basado en costos, los Servicios Auxiliares también deban estar basados en costos de la provisión del servicio.

Si no existe un acoplamiento entre la energía y el mercado del Servicio Auxiliar, entonces cada producto (energía y servicio auxiliar) puede ser despachado en forma

independiente basado en una simple lista de mérito que consiste en ordenar las ofertas a partir del menor al mayor/precio de cada participante.

Este esquema, es de fácil entendimiento y fácil implementación, pero no lleva a soluciones factibles y óptimas cuando ambos productos son dependientes y acoplados.

- b) El despacho secuencial, como una extensión de la lista de mérito, reconoce que la energía y las reservas utilizan los mismos recursos, es decir la limitada capacidad de generación que tiene cada unidad generadora del sistema, lo cual marca el acoplamiento existente entre estos dos productos.

En esencia, se define un orden de prioridad para cada uno de los productos. La capacidad de generación es reducida progresivamente mientras que los productos con más alta prioridad son despachados de tal recurso finito. El grado de sofisticación para reconocer el acoplamiento entre ambos productos, depende mucho de mercado a mercado y de sistema a sistema.

Si se despacha primero la energía, luego la reserva, los costos resultantes para el mercado de este despacho secuencial son diferentes si se efectúa primero un despacho de la reserva y luego un despacho de la energía. Ambas soluciones, llevan a soluciones diferentes y por lo tanto a puntos de operación diferentes.

Si bien el despacho secuencial es un método que mejora el despacho por la Lista de Mérito, aún necesita mejoras para resolver los problemas de acoplamiento debido a las interdependencias de los productos. Para el análisis de los costos relacionados en este esquema de interdependencia, se utilizan análisis de los costos de oportunidad y análisis de impacto de los costos del producto entre otros, con la finalidad de obtener indicadores cuantitativos que orienten la secuencia del despacho y las ventajas de considerar una secuencia u otra en el mercado.

- c) El despacho conjunto es una de las formas de efectuar también el despacho de productos separados que existen dentro de un mercado.

El despacho conjunto está basado en la formulación de un problema de optimización con restricciones típicas de un sistema de potencia y un mercado eléctrico. Este método proporciona un despacho conjunto coordinado de la energía y las reservas y llega a un punto óptimo de operación, dentro del marco de las restricciones operativas y de seguridad que considera el proceso.

Considerando el punto de vista económico y sin adoptar una metodología pura conceptual antes brevemente presentada, es posible efectuar una optimización en conjunto de la energía y de la reserva primaria de frecuencia si es que se adopta un mismo porcentaje de reserva a cada unidad generadora. Así, la capacidad de cada una de las unidades generadoras, está

disminuida con un mismo porcentaje y el resultado de la optimización proporcionará una solución óptima.

Esto además tiene la consideración importante que desde el punto de vista técnico, los reguladores de velocidad que realizan la regulación Primaria de la Frecuencia, efectúan una repartición de la carga y de la estabilidad en forma proporcional a la potencia de la unidad generadora. Por este motivo, es altamente deseable, que todas las unidades generadoras, efectúen la regulación primaria de la frecuencia, ya que de esta manera, las variaciones de carga ocurridas en el sistema se reparten proporcionalmente a la potencia de las unidades generadoras, lo cual conlleva más rápidamente a la estabilidad dinámica del sistema.

Por lo tanto, debido a la importancia técnica de tener la regulación en cada una de las unidades generadoras del sistema, a que la solución de optimización es de fácil implementación y debido a que proporciona soluciones con resultados óptimos conjuntos, técnica y regulatoriamente es que esta alternativa es la que más se recomienda para la República Dominicana.

#### **4.1.2. SISTEMA DE COSTOS Y OFERTAS DE RESERVA SECUNDARIA DE FRECUENCIA**

El mercado de energía en República Dominicana está basado en costos y no en declaraciones de precios por parte de los agentes generadores. Sobre este tema, existe un tratamiento regulatorio detallado en la normativa legal y que tiene jurisprudencia y antecedentes del periodo de operación del mercado eléctrico.

Sin embargo, el hecho de que el mercado de energía sea un mercado de costos auditados de las unidades generadoras, no implica que el mercado de reserva Secundaria de Frecuencia sea por defecto, también un mercado de costos.

La regulación secundaria de frecuencia puede ser efectuada manualmente o a través del AGC de forma automática directamente por el centro de control, lo cual requiere que las unidades generadoras participantes, tengan instalados los equipos necesarios para tal efecto y el sistema de comunicaciones apropiado.

Por otra parte, los incentivos regulatorios y de mercado que puedan fijarse para efectuar la RSF, es difícil que estén siempre acompañando a las expectativas, frecuentemente variantes, de los inversores. Estas expectativas propias generalmente varían debido a sus percepciones de los riesgos implícitos del negocio y de los riesgos externos a los que están sometidos. Por lo tanto, una forma de captar cuál es el valor del producto de RSF percibido, es a través del propio mercado, es decir a través de los propios agentes generadores del sistema, salvaguardando siempre la existencia de la competencia en el mercado y velando por que no exista uso del poder de mercado y prácticas anticompetitivas.

De esta manera, los agentes efectuarán sus análisis y tomarán sus mejores decisiones para brindar este producto a precios que reflejen sus percepciones sobre los precios de este producto en el mercado.

#### 4.1.3. LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO Y SU PAGO

Los Servicios Auxiliares (SSAA) se definen en cada país según las necesidades y características propias de la estructura del sistema y de su organización institucional. Así, por ejemplo, para la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores; para la National Grid Company (NGC) son necesarios para proveer seguridad y estabilidad al sistema, aplicando nuevas técnicas de control y operación, o para la Comisión Reguladora de España, son aquellos productos necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables.

La forma y condiciones en que se proveen los Servicios Auxiliares varían entre los diferentes mercados. Se encuentran diferencias tanto en las obligaciones para los coordinados respecto a la participación en la provisión de los distintos SSAA, así como en los mecanismos de remuneración y en las sanciones o penalidades por incumplimiento.

Los posibles mecanismos que pueden implementarse para la provisión y remuneración de los Servicios Auxiliares dependen fuertemente de la naturaleza de cada servicio en particular y de la cantidad de participantes que puedan proveer el mismo en las mismas condiciones de cantidad y calidad.

#### 4.1.4. CLASIFICACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES POR TIPO DE PRESTACIÓN

De acuerdo a la evolución de los mercados, los Servicios Auxiliares pueden ser:

- Opcionales.
- Universalmente obligatorios para un grupo de participantes del mercado.
- Obligatorios para un participante en particular.

El control secundario de frecuencia, como ejemplo, puede ser ejercido por cualquier generador dentro de un área determinada, por lo que en este servicio en particular es factible implementar un esquema de provisión **opcional** en el cual el generador que provee el servicio sea adecuadamente remunerado. En algunos sistemas la provisión de este tipo SSAA está basada en un esquema de mercados de competencia, donde los posibles proveedores ofertan precios por la prestación.

En el caso de otros SSAA, como por ejemplo, el control de tensión/potencia reactiva, y en muchos casos la regulación primaria de frecuencia, son elementos que vienen ya incorporados en todas las máquinas y por otro lado son estándar en los generadores y por ello el sistema de precios/costos declarados incluye los costos asociados y en todo caso se puede establecer la alternativa de transferir obligaciones cuando existen restricciones en las unidades generadoras. Estos SSAA se suelen implementar como **universalmente obligatorios para un grupo de participantes**, en este caso los generadores.

#### 4.1.5. PAGO DE COSTOS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

En todos los casos, los SSAA son servicios adicionales que ayudan a brindar el producto (energía eléctrica) con requerimientos de calidad y bajo condiciones de seguridad, y cuya provisión -relacionada con el nivel de calidad y seguridad del servicio- implica un costo, el cual debe ser asumido por los beneficiarios de dicho servicio. Generalmente, los beneficiarios de los Servicios Auxiliares son los usuarios, ya que los mismos reciben el producto (energía eléctrica) de acuerdo con los niveles de calidad y seguridad establecidos regulatoriamente en la normativa, lo que implica mayor o menor cantidad de uso de estos SSAA.

La forma en que los usuarios asumen los costos de estos servicios (que vienen conjuntamente el producto), pueden ser de manera explícita a través de cargos directos o de manera indirecta, cuando los cargos están incluidos dentro de sus obligaciones y por lo tanto, subsumido en otros reconocimientos (como por ejemplo el pago de energía, potencia o cargos de transmisión).

La forma de ser asignados varía principalmente de acuerdo con la estructura del mercado eléctrico y los esquemas de remuneración implementados. Así, los costos cubiertos por el conjunto de beneficiarios (la demanda), son asignados a los prestadores de cada servicio de acuerdo al esquema de remuneración implementado, el cual debe guardar consistencia con los cargos que recibe el generador por otros conceptos. Así por ejemplo, el costo de inversión del equipamiento de control de tensión y velocidad puede estar incluido en la remuneración por potencia.

Respecto a los que asumen el costo de los Servicios Auxiliares, con independencia de su condición de obligatorio u opcional, existen las siguientes alternativas:

- Asume la demanda en su conjunto (lo más usual).
- Los costos están incluidos en los cargos de transmisión (ver definición de FERC).
- Asumen los vendedores, cuando no cumplen con las obligaciones establecidas.
- Si es un servicio adicional que se factura, finalmente debiese terminar siendo reconocido por la demanda, excepto que esté reconocido de manera implícita en otro servicio.
- Si un servicio se define como obligatorio para un agente o grupo de agentes es porque:
  - el medio de transporte lo requiere y en ese caso va junto a los costos de transmisión propios.
  - el pago de potencia o energía lo incluye (caso de los generadores)
  - el cargo de transmisión lo incluye (caso de transmisores)



#### 4.1.6. TARIFICACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

Otro concepto importante es como se tarifican los Servicios Auxiliares. Para ello una alternativa de tarificación, es hacerlo obteniendo los precios de los servicios por medio del mercado, u otra alternativa, y en el caso de que en el mercado la provisión de los SSAA no tengan la competencia suficiente, es posible hacerlo a través de la regulación.

Para el caso de que exista competencia suficiente, es posible obtener el precio de cada Servicio Auxiliar a través de ofertas de los proveedores del servicio en el mercado (equivalente a un costo medio).

Dependiendo de la estructura del mercado, y/o en el caso de que la legislación obligue a la prestación del servicio, es posible establecer un precio igual al costo de provisión del servicio de todos aquellos que prestan el servicio, ya sea equivalente al costo marginal o al costo medio, dependiendo del tipo de servicio y de la economía de escala implicada en el servicio.

#### 4.2. DESCRIPCIÓN DE LAS PRÁCTICAS MÁS USADAS EN LOS MERCADOS COMPETITIVOS INTERNACIONALES Y CUAL ES LA TENDENCIA MUNDIAL

A continuación se describe la experiencia internacional relevante en relación con la prestación de los SSAA.

##### 4.2.1. AUSTRALIA

- En Australia, una parte de los Servicios Auxiliares se presta en forma obligatoria como consecuencia de las obligaciones a los Generadores.
- Existe un requerimiento general para todos los Generadores:
  - Estatismo para cada unidad de entre 2% y 5%, con un tiempo de respuesta de 60 segundos.
  - La provisión debe mantenerse al menos durante 90 segundos, después de una desviación de la frecuencia fuera del rango permitido, el cual corresponde a 50 +/- 0,1 Hz.
- Fuera de este requerimiento mínimo exigido obligatoriamente por el Código de Electricidad de Australia, el Operador y Administrador del Sistema creado en mayo de 1996 y denominado *The National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO)* puede contratar montos adicionales del servicio. Para ello se han implementado cuatro tipos de servicios:
  - Elevación de generación en 6 segundos
  - Reducción de generación en 6 segundos

- Elevación de generación en 60 segundos
- Reducción de generación en 60 segundos
- Estos servicios auxiliares detallados, no sólo pueden ser contratados por NEMMCO, sino que, también pueden ser contratados en forma independiente. Sin embargo, los mismos son necesariamente gestionados por NEMMCO, al igual que otros SSAA, mediante contratos bilaterales anuales, con los Generadores que cumplan con los requisitos exigidos.
- Los requisitos exigidos para poder participar de este servicio los Generadores son los siguientes:
  - tener equipos que registren los cambios en el nivel de generación de tal forma que NEMMCO pueda distinguir las respuestas de los generadores de 6 y de 60 segundos.
  - producir al menos 5 MW de cambio de generación después de un desvío de frecuencia de 0,2 Hz
  - tener equipos de monitoreo remoto, para que NEMMCO pueda verificar su nivel de generación.
- A los prestadores del servicio, se les exige un tiempo de respuesta de 5 minutos para la provisión total del monto ofrecido de potencia, con el objeto de lograr que la frecuencia retorne al rango entre 49,9 y 50,1 Hz, en el intervalo de tiempo de respuesta.
- El despacho de los Servicios Auxiliares es realizado por el Operador y Administrador del sistema NEMMCO, para proveer el servicio de forma permanente, tomando en cuenta los precios contratados y las restricciones en la operación del sistema.

#### **4.2.2. CALIFORNIA**

- El Operador del Sistema de California es el California Independent System Operator (CAISO).
- La capacidad de Regulación necesaria para cada período del Mercado Diario y del Mercado horario se determina como un porcentaje de la demanda pronosticada por el CAISO para el correspondiente período.
- El CAISO puede requerir regulación adicional en la operación en tiempo real si es necesario. Esta capacidad es provista por las unidades de arranque forzado por confiabilidad (Must Run Units).
- El control de la Regulación se hace a través del cálculo del denominado Error del Área de Control o ACE (Area Control Error). El ACE es calculado por equipos del CAISO, y en base a su valor se envían señales a los generadores para que regulen.

### 4.2.3. REPÚBLICA CHECA

#### *a) Regulación primaria*

- El Código de Red define la RPF como el conjunto de medios automáticos que aseguran un cambio rápido en la potencia de un bloque de generación en reacción a un cambio en la frecuencia (en el orden de segundos).
- El Servicio Complementario de Regulación Primaria de Frecuencia (Primary Control – PC -) significa la reserva y uso de un valor acordado de potencia para RPF.
- Dentro de los requerimientos técnicos exigidos se encuentran los siguientes:
  - Estatismo permanente entre 4% y 10%
  - Banda muerta < 0.03 Hz
  - Tiempo de establecimiento < 30 seg.
- Proceso competitivo
  - CEPS (subsidiaria del Operador) convoca el proceso competitivo para la provisión del servicio.
  - Se oferta un volumen de potencia (MW) y un precio por cada MW y por cada hora en la cual se provea el servicio.
  - La potencia de regulación contratada es en ambos sentidos, alrededor del punto de operación. (aumento o disminución de la potencia de generación).
- Incumplimiento
  - Ante incumplimientos el Generador debe pagar por la potencia de reemplazo y una penalidad de acuerdo al contrato.
  - La penalidad no es aplicable en casos en que se demuestre que la no provisión del servicio se debió a una falla en el equipamiento del proveedor o fallas en el sistema de transmisión o distribución donde el mismo está conectado.
- Selección de las ofertas
  - Las ofertas son ordenadas por precio (\$/MW) en orden ascendente con relación al monto de la potencia ofrecida.
  - Se acepta la primera oferta.
    - Si la potencia de esta oferta es mayor que la requerida, solamente el volumen requerido es aceptado, con un mínimo de 3 MW.

- Si la potencia ofrecida es menor que la requerida se acepta toda.
- El proceso continua hasta cubrir el volumen de potencia requerido o hasta a agotar las ofertas.

#### *b) Regulación Secundaria de Frecuencia*

- El Código lo define como el proceso de cambio del valor de potencia de una central de acuerdo a lo requerido por el Sistema Automático de Control de Frecuencia y Potencia Activa. La regulación puede ser provista por un conjunto de centrales que poseen medios para coordinar el control entre las mismas. (TGf – Fictitious Block).
- La regulación secundaria puede operar de la siguientes formas:
  - El controlador envía el requerimiento de potencia directamente a cada central que regula.
  - El controlador envía el requerimiento de potencia al grupo de centrales con control conjunto y este monto es distribuido entre las diferentes centrales del grupo – TGf-.
- El Servicio Auxiliar de control secundario de frecuencia significa la reserva y uso de un valor acordado de potencia para control secundario.
- El proceso competitivo es igual al seguido para la RPF. El precio ofertado tiene un solo componente y es el precio por disponer potencia para regulación y su uso por parte del controlador automático de centro de despacho.
- El incumplimiento es sancionado de la misma forma que en el caso de RPF.
- El proceso de selección de ofertas es similar al de RPF, excepto que la potencia mínima que puede ser contratada es de 10 MW (3 MW en el caso de RPF).

#### **4.2.4. CHILE**

La regulación chilena no establece específicamente la remuneración de Servicios Auxiliares, sin embargo, la mismas recientemente aprobó una de las normas técnicas de seguridad y de calidad de servicio más completas de Latinoamérica.

Esta normativa, tiene un acápite especial sobre los estudios que deben ser realizados par la programación de la seguridad y calidad de servicio. En su Título 6-8 está determinadas las obligaciones para efectuar el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*, la cual establece que el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que se debe realizar, debe tener una periodicidad al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) a través de:

- La definición de los requerimientos de las reservas para el Control Primario y Secundario de Frecuencia, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la norma.

- La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes de la regulación primaria y secundaria.
- La evaluación de la calidad y cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

El Artículo 6-45 de dicha normativa establece que: *“El nivel de reserva requerido para el Control Primario de Frecuencia con el Sistema Interconectado operando en Estado Normal, que permite cumplir con los estándares de SyCS establecidos en la presente Norma Técnica, será aquel que resulte consistente con la reserva óptima en sentido económico, entendiéndose por tal, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico, para mantener suficiente reserva para el Control Primario de Frecuencia, y los costos evitados de ENS de corta duración, en los que se incurriría de no contar con esa reserva”.*

La norma chilena indica que el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas deberá cumplir requisitos mínimos, entre los que se encuentran los valores de demanda, variaciones de frecuencia, tasas de indisponibilidad forzada y programada de las unidades generadoras, y el Costo de Falla de Corta Duración correspondiente al costo unitario de la ENS de corta duración.

Asimismo, el Artículo 10-32 indica que en tanto no se realice la evaluación del funcionamiento y eficiencia, para todos los efectos de aplicación de la norma técnica, el costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:

- a) 2 [US\$/kWh] para el Sistema Interconectado Central.
- b) 3 [US\$/kWh] para el Sistema Interconectado del Norte Grande.

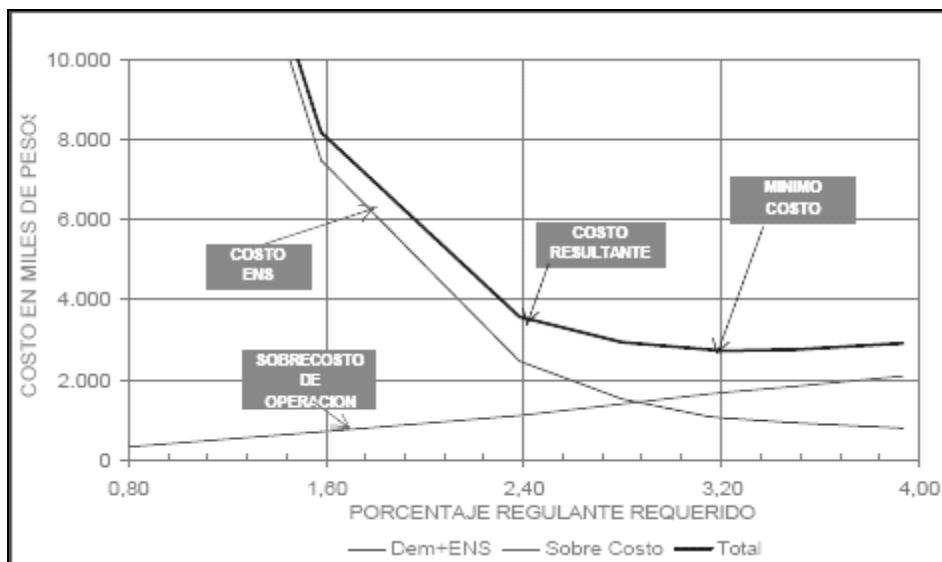
Por lo tanto, se verifica que la regulación chilena efectúa estudios para la determinación de óptimos económicos en lo que respecta a la regulación primaria y secundaria de la frecuencia.

#### **4.2.5. ARGENTINA**

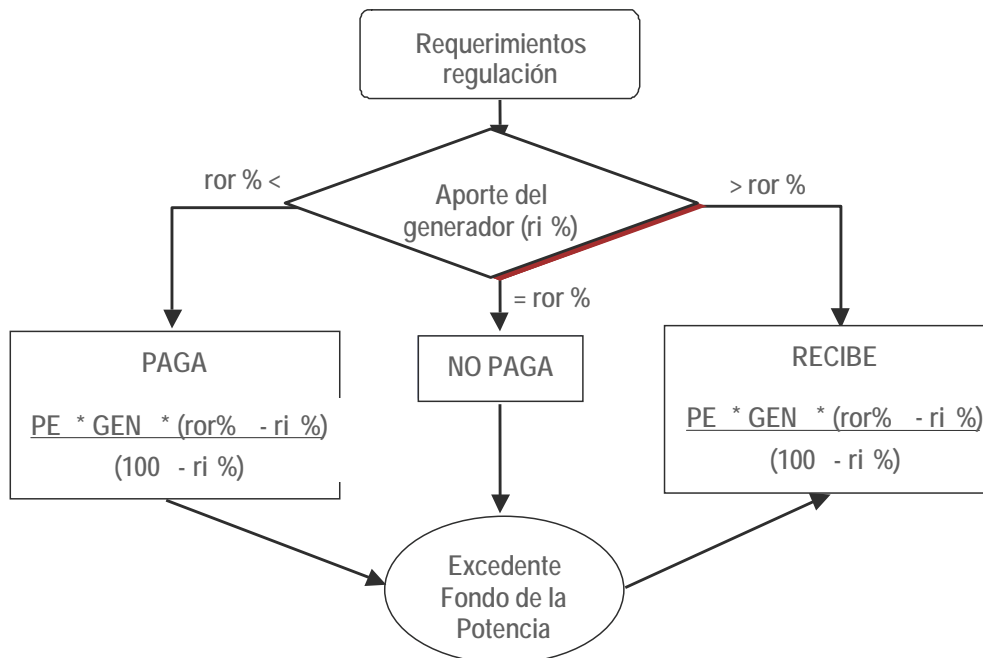
##### *a) Regulación Primaria de Frecuencia*

- CAMMESA determina un % óptimo de regulación mediante un estudio (los valores se encuentran generalmente en el orden del 3%).
- Se asigna a todas las unidades igual proporción en este aporte.
- Es obligación de los Generadores proveer el porcentaje óptimo, sin recibir retribución económica por el mismo.

- Cada generador está obligado a aportar el porcentaje óptimo de su generación despachada, con regulación propia o pagando a los generadores que regulan más que el óptimo.
- Los Agentes consumidores pueden requerir un % superior al óptimo pagando a los generadores que lo aportan.
- El despacho de RPF se realiza junto con el predespacho y redespacho diario.
- Cálculo del óptimo (% ror)
  - ➔ El cálculo del % óptimo de reserva se realiza estacionalmente
  - ➔ Se utiliza una función objetivo de mínimo costo total
    - F.O.= Suma del costo de la energía no suministrada (para desbalances de diferente magnitud) y el costo de operación para diferentes % de RPF despachados.
    - %ror => mínimo F.O. (alrededor del 3% de la demanda máxima)
  - ➔ Costos considerados
    - Sobrecostos de producción en función del incremento de reserva para RPF.
    - Costo de la ENS por variaciones de la demanda.
    - Costo de la ENS originada por la F/S intempestiva de grupos generadores.



**Figura 11 - Argentina: Regulación Primaria de Frecuencia – Cálculo del Óptimo**



**Figura 12 - Argentina: Mecanismo de Pagos**

*b) Regulación Secundaria de Frecuencia*

- El objetivo de la Regulación Secundaria es restablecer la frecuencia del Sistema al rango admisible y recobrar el nivel deseado de Regulación Primaria que haya sido utilizada.
- La provisión de este servicio es voluntaria.
- Los generadores deben ser habilitados por CAMMESA.
- El despacho de este servicio lo realiza el Operador del Sistema después del despacho de la energía y Regulación Primaria. Su monto también lo determina el Operador, como un porcentaje de la demanda horaria del Mercado Diario y suele representar alrededor de un 1,5% de la reserva de operación calculada para cada período estacional.
- Se define un gradiente mínimo de 30 MW/minuto, y un tiempo mínimo de tres horas para mantener la provisión.
- Los generadores hidráulicos mensualmente ofertan un precio para RSF como un porcentaje del precio spot de la energía.
- Se asigna la reserva según un orden de mérito
  - 1º - Centrales Hidráulicas: En orden creciente de precios ofertados

- 2º - Centrales Térmicas: En orden creciente de sus Costos Marginales en el Mercado.
- Los agentes consumidores del Mercado Eléctrico pagan por el servicio un monto calculado mensualmente, igual a la sumatoria de la remuneración horaria de todas las horas del mes. En proporción a su demanda máxima.

#### **4.2.6. URUGUAY: RESERVA OPERATIVA**

- Generalidades
  - La Reserva Operativa incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema con calidad.
  - El Servicio Auxiliar de Reserva Operativa se asigna en el despacho, a la generación, en función a su reserva rotante y a su capacidad de variar la energía que está generando.
  - Toda unidad asignada a la Regulación Primaria de Frecuencia debe operar limitada solamente por sus límites de operación, y tiene obligación de aportar a este servicio.
- Remuneración
  - Cada Participante Productor vende en una hora al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa la potencia asignada por el Despacho Nacional de Carga (DNC).
  - Al finalizar cada mes, el DNC calcula para cada Participante Productor la potencia media mensual vendida al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa. Luego le corresponde un cargo igual a valorizar dicha potencia media al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.
- Compensación
  - En caso de que un generador térmico viese reducida su potencia despachada en una hora dada por causa de su aporte al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, con respecto a la que le habría correspondido si no hubiese aportado potencia a dicho servicio, le corresponderá además una remuneración resultante de valorizar dicha reducción en potencia, a la diferencia entre el Precio Spot de esa hora y su costo variable para el despacho.

#### **4.2.7. BOLIVIA: RESERVA OPERATIVA**

El sistema eléctrico boliviano tiene una demanda máxima anual de cerca de 1000 MW, tiene una concentración geográfica de la demanda en el eje troncal de su país formado por los Departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz y es un sistema eléctrico que no está



interconectado con los países vecinos. Es un sistema eléctrico aislado del resto de los países de la región andina y es comparable a un sistema de una isla geográfica.

- Generalidades

- La Reserva Rodante Operativa incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema manteniendo los niveles de confiabilidad y Reservas Totales del sistema definidos en las Condiciones Mínimas de Desempeño.
- No existe una asignación de Servicios Auxiliares explícitos en la regulación y los mismos constituyen una obligación legal el brindarlos, en el entendido de que el costos de los mismos es recuperado a través de los costos declarados por los generadores.
- Para el caso de la Reserva Rodante, la misma tiene porcentajes definidos resultantes de un estudio y aprobadas por el regulador. Los valores de la Reserva Rodante son introducidos a los programas de optimización global del sistema y asignados a cada unidad proporcionalmente a su capacidad.
- Todas las unidades tienen la obligación de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, la cual puede además ser concentrada en algunas unidades, siempre y cuando el Operador del Sistema (el Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC), a través de un análisis técnico determine la viabilidad de esta concentración.
- La Regulación Secundaria de Frecuencia es asignada a las centrales hidroeléctricas de Corani (región central) de forma casi permanente y en época lluviosa ante las posibilidades de vertimiento, esta función es asignada de forma rotatoria entre las centrales hidroeléctricas del centro y del norte del país.

- Remuneración

- No existe remuneración por la regulación Primaria de Frecuencia, la misma que es remunerada a través de los costos marginales más elevados resultantes de considerar a cada unidad generadora con una capacidad disminuida por efecto de descontar el porcentaje de la Reserva Rodante Operativa.
- No es remunerado el Servicio Auxiliar de Regulación Secundaria de Frecuencia.

#### 4.2.8. GUATEMALA

- Generalidades

- Se define como reserva rodante regulante a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está

asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia.

⇒ La magnitud de esta reserva es del 3% de la generación en cada hora.

- Remuneración

⇒ Cada Generador deberá comprar los saldos negativos y vender los positivos de su reserva rodante regulante valorizando el saldo de reserva rodante correspondiente al precio nodal en esa hora en cada punto de conexión.

⇒ Si la reserva regulante total resulta mayor que la requerida en la programación, se distribuye el importe excedente entre los Generadores que la aporten, en forma proporcional a la reserva provista por cada uno.

⇒ Si la reserva regulante total no alcanza el valor mínimo requerido en la programación, con la consiguiente disminución de la calidad del servicio, se utiliza el importe total a cobrar a los Generadores con saldos negativos para pagar a los Generadores con saldos positivos, distribuyendo el resto entre los Participantes Consumidores en forma proporcional a la energía consumida.

⇒ Toda unidad generadora deberá operar obligatoriamente con el margen de reserva para regulación primaria de frecuencia que establezca el AMM. El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva regulante con que opera el MM.

⇒ El AMM decide las unidades que estarán en condiciones de ser habilitadas por él para brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Este control se efectuará por medio de un control automático de generación (AGC) en las unidades habilitadas para el efecto. La reserva correspondiente formará parte de la reserva rodante operativa y será remunerada con ésta. El AMM liquida por cada unidad generadora que forme parte de la lista de mérito de Reserva Rápida, un importe equivalente a valorizar la potencia ofrecida al precio de la oferta, que no podrá superar el precio de referencia de la potencia (PREFP),

#### **4.3. COMPARACIÓN Y CONCLUSIONES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

Las principales conclusiones que puede extraerse de la experiencia internacional son:

- Se puede observar en primer lugar una marcada disparidad en la forma en que se define y se maneja la regulación de frecuencia y las reservas de potencia asociadas.

- En algunos mercados (California, Rep. Checa) la provisión de regulación de frecuencia se obtiene completamente mediante un proceso competitivo.
- En otros mercados existe una obligación para los generadores respecto a la provisión de RPF, sin remuneración por prestar el servicio (Argentina, Bolivia).
- Otros mercados, como el de Australia, cuentan con un mecanismo intermedio en el que parte de la provisión de los SSAA es obligatoria y el faltante es cubierto mediante un proceso de competencia o contratos bilaterales con el Operador del Sistema.
- Las ofertas tienen que ver con el precio no con la velocidad de respuesta
- Existen en general sanciones por incumplimiento, que pueden incluir desde penalidades económicas hasta inhabilitación para la prestación del servicio. En los casos de República Checa y Argentina, si bien los mecanismos de asignación y las obligaciones respecto a la provisión del servicio son muy diferentes, presentan cierta similitud en el hecho de que el generador que no cumple debe pagar el costo de reemplazo.
- Los precios de RPF varían entre 3 y 30 US\$/MWh.
- Los porcentajes de Reserva de la Regulación Primaria de Frecuencia con relación a la demanda proyectada o prevista varían con rangos entre el 2% y el 12% en función de la característica del Sistema.

Los esquemas regulatorios de remuneración de RPF son los siguientes:

- A precios de mercado: donde el precio dependerá del valor de oportunidad (bajo para centrales hidroeléctricas- menos de 1 US\$/MWh y alto para centrales térmicas con altos costos operativos (varios US\$/MWh)
- En esquemas regulados:
  - ➔ Si el servicio no se presta se debe abonar a los que lo prestan cuyo precio puede igualar el de la energía.
  - ➔ Con penalidades que no debiesen superar el beneficio obtenido.

Los esquemas regulatorios de remuneración de RSF son los siguientes:

- A precios de mercado: donde el precio dependerá del valor de oportunidad (bajo para centrales hidroeléctricas- menos de 1 US\$/MWh puesto a disposición y alto para centrales térmicas- equivalente a varios US\$/MWh).
- En esquemas regulados donde si el servicio se presta se le debe reconocer un monto razonable.

## **5. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA**

El análisis de la regulación vigente en el MEM de la Rep. Dominicana, el efecto que ha tenido la aplicación de dicha regulación en relación con la participación de los generadores en los servicios de RPF y RSF y en el logro del objetivo de tener una adecuada calidad de la frecuencia, y la experiencia internacional en la provisión de este tipo de servicios adicionales, permite concluir que es posible una mejora sustancial de la operación del mercado y en particular de la calidad de la frecuencia con ajustes menores al marco regulatorio vigente lo cual además preserva la seguridad jurídica en decisiones que involucran costos de inversión por parte de los prestadores del servicio (los generadores).

Los cambios que se proponen en la regulación vigente se resumen a continuación:

### **5.1. CRITERIO PARA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA PARA RPF Y RSF**

En el marco del presente proyecto se están realizando estudios técnicos económicos para establecer la energía regulante requerida (RPF, RSF) para las diversas situaciones operativas posibles y ubicaciones de los generadores en el sistema considerando las necesidades técnicas y económicas.

De estos estudios surgirá el nivel de reserva óptimo para participar en el servicio de RPF para cada generador despachado en función de las características de su sistema de regulación de frecuencia de tal forma que el sistema pueda recuperarse eficientemente de una falla (salida intempestiva de generación o demanda) y la operación resulte de mínimo costo incluyendo dentro de los costos la reserva y la energía no suministrada probable.

Los estudios identifican criterios técnicos para el despacho de la reserva para RPF que resulte óptimo dada las características del parque de generación y del sistema de transmisión de la Rep. Dominicana. En lo posible se verificará si constituye un resultado factible la distribución de la reserva para RPF en todas las unidades despachadas en forma proporcional a su potencia nominal o bien si existe una ventaja importante si el despacho de la reserva se realiza según una lista de mérito como la actualmente vigente.

Recomendamos que se proponga que la asignación de RPF se efectúe a todas las unidades de generación, con independencia del costo de equipos para los generadores, ya que las facilidades de regulación primaria son parte del equipamiento normal de toda unidad generadora.

En la medida de lo posible la asignación de la reserva para RSF debería priorizarse en la generación hidráulica ya que ello no involucra para este tipo de unidades generadoras pérdidas en la energía que venden al mercado (sólo genera desplazamientos temporales de la energía disponible con costos muy inferiores a los costos térmicos y/o de afectación a la calidad del

suministro) y además se ven beneficiadas por una remuneración plena de la energía regulante ya que no tienen costos variables de producción significativos.

Dado que la generación hidráulica tiene una reducida participación en el abastecimiento de la demanda de la Rep. Dominicana puede ser necesaria también la participación de la generación térmica en el servicio de RSF. Dado los elevados costos variables de producción de la generación térmica en la Rep. Dominicana se considera razonable un despacho de la reserva para RSF concentrado en las unidades de mayor costo de producción dentro de las que están en un dado momento generando con un porcentaje de asignación de reserva determinado dentro del rango factible de operación de las unidades térmicas y garantizando el mínimo costo de la reserva.

## **5.2. COMPENSACIONES POR LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RESERVA**

Se mantiene el concepto incluido en la Ley de Electricidad respecto a la obligación de todos los generadores de participar en los servicios de RPF y RSF. Se crea al mismo tiempo un esquema de cargos y créditos por participación en los servicios de RPF y RSF buscando con ello promover la participación del mayor número posible de generadores y evitando al mismo tiempo alguno de los problemas antes comentado del marco regulatorio vigente.

Al mismo tiempo se crean cargos a la demanda asociados al servicio de regulación de frecuencia los cuales cubrirán los costos asociados al Incentivo para Regular (IR) más la renta marginal de los generadores aplicada al valor óptimo de regulación resultante de los estudios técnicos.

### **1) Créditos a los generadores**

Los créditos que reciban los generadores les asegurará recibir una remuneración igual a la renta marginal perdida por efecto de la regulación de frecuencia, más sobrecostos operativos más un monto correspondiente al incentivo para regulación aplicada a toda la energía regulante.

A tal efecto se propone que los generadores que participen de los servicios de regulación de frecuencia con reservas primaria y secundaria reciban los siguientes créditos:

**1.1)** Por su participación en el servicio de RPF recibirán a fin de cada mes la suma de los siguientes conceptos para todas las horas del mes.

- a) Potencia horaria regulante (MWh) definida en el predespacho, y verificada en la operación en tiempo real, valorizada al valor definido para el IR (USD/MWh).
- b) Potencia horaria regulante (MWh) definida en el predespacho, y verificada en la operación en tiempo real, valorizada a la diferencia, cuando resulte positiva, entre el precio de la energía horario real en el nodo correspondiente al generador menos el CVP (USD/MWh) definido para el generador.

$$\$RPF_g = \sum_h \left[ PRPF_{hg} \times IR + MAX(0, PM_{hg} - CVP_g) \times PRPF_{hg} \right]$$

Donde:

- $g$ : Cada uno de los generadores que en cada hora están despachados
- $h$ : Cada hora del mes.
- $PRPF_{hg}$  [MW]: Potencia en Reserva para RPF del generador  $g$  en la hora  $h$ .
- $CVP_g$  [USD/MWh]: Costo Variable de Producción del generador  $g$ .
- $PM_{gh}$  [USD/MWh]: Precio del Mercado Spot en la hora  $h$  correspondiente al nodo donde el generador  $g$  se vincula con la red de transporte.
- IR [USD/MWh]: Incentivo para regulación de frecuencia.
- $\$RPF_g$  [USD]: Remuneración mensual que recibe el generador  $g$  por su participación en el servicio de RPF.

**1.2)** Por su participación en el servicio de RSF recibirán a fin de cada mes la suma de los siguientes conceptos para todas las horas del mes.

- Potencia horaria regulante (MWh) definida en el predespacho, y verificada en la operación en tiempo real, valorizada al valor definido para el IR (USD/MWh) multiplicado por el Factor de Eficiencia.
- Potencia horaria regulante (MWh) definida en el predespacho, y verificada en la operación en tiempo real, valorizada a la diferencia, cuando resulte positiva, entre el precio de la energía horario real en el nodo correspondiente al generador menos el CVP (USD/MWh) definido para el generador

$$\$RSF_g = \sum_h \left[ PRSF_{hg} \times IR \times FactorEficiencia + MAX(0, PM_{hg} - CVP_g) \times PRSF_{hg} \right]$$

Donde:

- $g$ : Cada uno de los generadores que en cada hora están despachados.
- $h$ : Cada hora del mes.
- $PRSF_{hg}$  [MW]: Potencia en Reserva para RSF del generador  $g$  en la hora  $h$ .
- $CVP_g$  [USD/MWh]: Costo Variable de Producción del generador  $g$ .
- $PM_{gh}$  [USD/MWh]: Precio del Mercado Spot en la hora  $h$  correspondiente al nodo donde el generador  $g$  se vincula con la red de transporte.
- IR [USD/MWh]: Incentivo para regulación de frecuencia.

$\$RSF_g$  [USD]: Remuneración mensual que recibe el generador  $g$  por su participación en el servicio de RSF.

**1.3)** Los generadores térmicos que por requerimientos de participación en los servicios de RPF y RSF resulten con generación forzada, es decir en situaciones operativas donde para una hora en particular el  $PM_{hg}$  resulte inferior a sus  $CVP_g$ , recibirán una compensación adicional ( $\$RCVP_g$ ) que resulta de multiplicar la energía generada en cada hora por la diferencia entre el  $CVP$  y el  $PM$  la cual le permite cubrir la totalidad de sus costos operativos.

$$\$RCVP_g = \sum_h [MAX(0, CVP_g - PM_{hg}) \times Eg_{hg}]$$

Donde:

$g$ : Cada uno de los generadores que en cada hora están despachado.

$h$ : Cada hora del mes.

$CVP_g$  [USD/MWh]: Costo Variable de Producción del generador  $g$ .

$PM_{gh}$  [USD/MWh]: Precio del Mercado Spot en la hora  $h$  correspondiente al nodo donde el del generador  $g$  se vincula con la red de transporte.

$\$RCVP_g$  [USD]: Remuneración mensual que recibe el generador  $g$  por su participación en los servicios de RPF y RSF que cubre sus sobrecostos operativos.

$Eg_{gh}$  [MWh]: Energía generada por el generador  $g$  en la hora  $h$ .

## 2) Cargos a los generadores

Los generadores que estando despachados en una hora determinada no participen, o lo hagan -sólo parcialmente- de los servicios de RPF y RSF, es decir resulten generando con un nivel de reserva para RPF y RSF menor al que se decida como óptimo para el sistema en dicha hora, deberán abonar un cargo proporcional a la diferencia entre reserva óptima y reserva real. La totalidad de los cargos abonados por dichos generadores deberá cubrir el costo que para el sistema tiene la reserva adicional, sobre la óptima, que aportaron en esa hora otros generadores, siendo dicho costo la suma de la renta marginal de cada uno de los generadores que aportaron reserva excedente.

$$\$CTRF (USD) = \sum_h \sum_g [MAX(0, PR_{gh} - PRO_{gh})] \times [MAX(0, PM_h - CVP_{gh})]$$

$$\$CURF(USD / MW) = \frac{\$CTRF}{\sum_h \sum_g (MAX(0, PR_{gh} - PRO_{gh}))}$$

$$\$CGRF_g (USD) = \$CURF \times \sum_h (MAX(0, PRO_{gh} - PR_{gh}))$$

Donde:

$g$ : Cada uno de los generadores que en cada hora están despachado.

$h$ : Cada hora del mes.

$PR_{hg}$  [MW] Potencia en Reserva para RPF y RSF del generador  $g$  en la hora  $h$ .

$PRO_{hg}$  [MW] Potencia en Reserva Optima para RPF y RSF del generador  $g$  en la hora  $h$ .

$\$CTRF$  [USD] Costo del sistema por la reserva adicional sobre la reserva óptima.

$\$CURF$  [USD/MW] Cargo unitario de la reserva adicional sobre la reserva óptima.

$\$CGRF_g$  [USD] Cargo mensual correspondiente al generador  $g$  por un aporte a la regulación de frecuencia inferior al óptimo.

Notar que la renta marginal para los generadores marginales del sistema y para los generadores forzados es nula.

En el caso de que la reserva valorizada aportada en exceso por sobre el óptimo por un determinado grupo de generadores, sea igual a la no aportada por otro grupo de generadores, no existirán diferencias, lo cual es un caso muy peculiar, ya que existe solo en el caso de que los generadores que aportan en exceso y defecto, lo hacen en la misma cantidad física y tienen los mismos CVP.

Por lo general, existirán diferencias entre los valores, los cuales benefician a la demanda (cuando está en exceso) y prestan un servicio con menor calidad (cuando está en defecto).

### 3) Cargos a la demanda

La demanda en cada mes abonará la diferencia entre el total de créditos reconocidos a los generadores por su participación en los servicios de RPF y RSF conforme lo indicado en 1), menos el total abonado por los generadores que no cumplieron con la meta de reserva óptima conforme lo indicado en 2).

El monto así resultante será de suma cero por lo que no interfiere en otros conceptos remunerativos del mercado. En particular los sobrecostos por generación forzada para



regulación de la frecuencia estarán cubiertos por lo indicado en este punto por lo que se deberá cuidar que los generadores forzados para regulación de frecuencia reciban como remuneración por venta de energía sólo el precio de mercado de la energía.

### **5.3. COMPENSACIÓN UNIDADES HIDRÁULICAS QUE PARTICIPAN EN LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

Para el caso del tratamiento de la compensación en general por el servicio de Regulación de Frecuencia, tanto Primaria como Secundaria, por parte de las centrales hidroeléctricas, cabe puntualizar lo siguiente:

- Resultado del proceso de optimización, las centrales hidroeléctricas tienen una cuota de generación semanal asignada y por lo tanto, las mismas generarán la misma cantidad de energía en forma semanal o diaria.
- Por tanto, si las centrales hidroeléctricas ejecuten o no el trabajo de regulación de frecuencia, al final acabarán generando la misma cantidad de energía, por lo cual esta variable no cambia y no es incidente en la percepción de sus ingresos.
- Sin embargo, cuando las centrales hidroeléctricas efectúan el trabajo de regulación en las horas de punta, que es donde el Costo Marginal es más elevado, les puede originar alguna pérdida de ingresos.

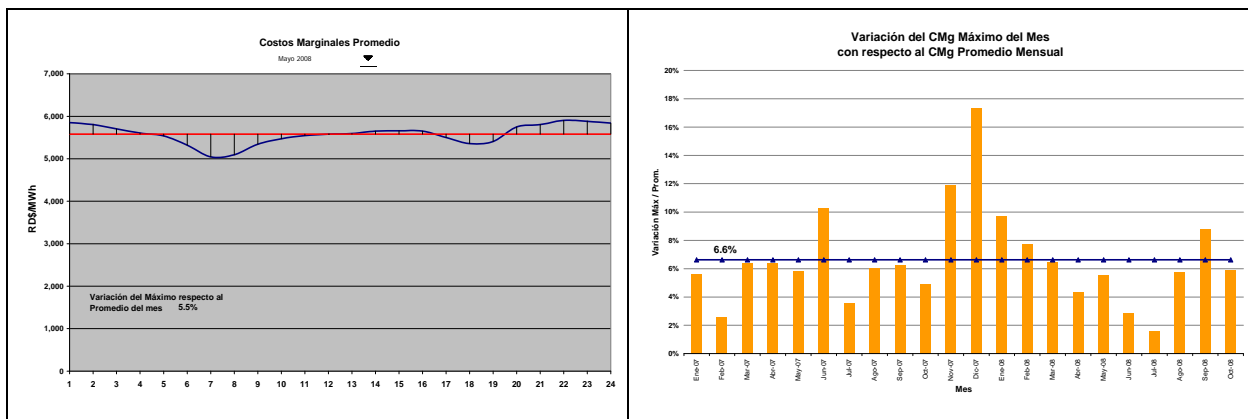
Si bien esta cantidad de energía *no generada* en la punta, puede ser vendida en *otras* horas del día, el precio de venta en estas otras horas es generalmente inferior, pero la magnitud no es considerable por la forma de la curva de precios de República Dominicana.

Si analizamos la misma situación comparativamente para las unidades generadoras hidroeléctricas y las termoeléctricas que realizan el trabajo de regulación de frecuencia, tenemos que:

- Existe un desgaste sufrido por las unidades hidroeléctricas por el servicio de regulación, relacionado al uso del equipo utilizado para este cometido y un poco de cavitación.
- Existe un desgaste sufrido por las unidades térmicas por el tema de regulación, relacionado con el desgaste de la propia unidad generadora sometida a variaciones térmicas y con el uso del equipo utilizado para el proceso de regulación.
- Durante el proceso de regulación, las unidades hidroeléctricas no pierden en *cantidad* generada de energía. Es posible que exista una pequeña pérdida relacionada en *cuanto* las mismas generan, ya sea en horas de punta o valle. Debido a esto, se pueden ocasionar diferencias de precios entre los precios máximos alcanzados en la punta y los precios en otras horas del día donde puede colocar esta energía.

De esto se concluye que

- Una unidad hidroeléctrica puede dejar de vender energía en la punta y vender la misma energía en otras horas del día. Por lo que, representativo de la punta son los precios a dicha hora, y representativo de las demás horas del día, son los precios promedio de las restantes 23 horas.
- La diferencia de precios promedio considerado el periodo entre Enero 2007 y Octubre 2008 entre la hora donde los precios son máximos y el promedio de los precios horarios de las restantes 23 horas es 6.6%.



**Figura 13 - CMg Promedio Mayo 2008 y Relación entre los Máx/Prom para Enero 2007 – Octubre 2008**

- Las unidades térmicas requieren un incentivo mayor que las unidades hidroeléctricas para el servicio de regulación, debido al mayor desgaste que se produce en sus unidades producto de la diferente tecnología.

Por lo que, las unidades térmicas deben tener un incentivo mayor al otorgado a las centrales hidroeléctricas por el servicio de regulación y las centrales hidroeléctricas necesitan tener una compensación adicional por la posible pérdida de *cuando* venden la energía.

Por ello, y considerando que *i)* se mantiene la fórmula actual para el cálculo de la compensación por regulación de frecuencia tanto primaria como secundaria; *ii)* el valor del incentivo para regulación de frecuencia igual para las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas; recomendamos que el valor de  $CVP_i$  a ser utilizado para las centrales hidroeléctricas sea igual a  $CMCP_{energía_{hi}}$ , tanto para los cálculos de compensación de la regulación primaria y secundaria de frecuencia.

## SECCIÓN II – ANÁLISIS TÉCNICO

La presente sección describe los resultados técnicos obtenidos en las simulaciones realizadas con los modelos sintonizados y las recomendaciones respectivas.

### 1. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

El Plan de Trabajo desarrollado en forma esquemática presentado en el Informe Inicial es el siguiente:

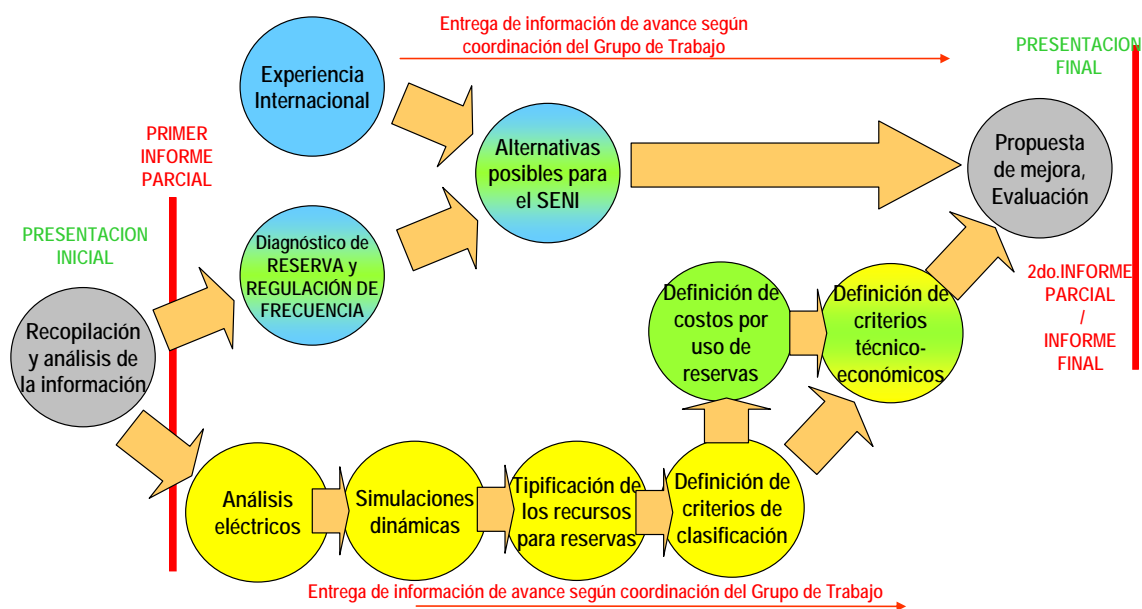


Figura 14 - Plan de Trabajo

Los puntos del informe que corresponden a la presente Sección II – Parte Técnica son los indicados a continuación:

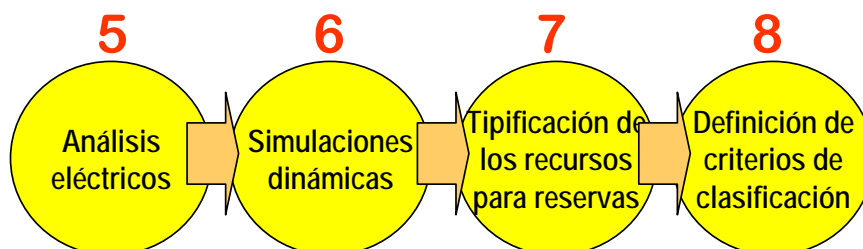


Figura 15 - Etapas de Análisis Sección II

Estos puntos son:

5. Análisis eléctricos del sistema Dominicano, considerando las diferentes topologías y escenarios suministrados por la CNE. Para lo anterior se definirá un escenario base que pueda ser sintonizado y contrastado con la evidencia operativa del SENI, seleccionando tres eventos relevantes ocurridos en el SENI durante el último año los cuales serán simulados en el DigSILENT.
6. Simulaciones dinámicas para evaluar y realizar propuestas de mejora a los esquemas suplementarios utilizados actualmente en el SENI para el control de la frecuencia, considerando las mejoras en los EDAC y EDAG. Se seleccionarán 10 eventos que involucren pérdida de generación y de transmisión que impliquen pérdida de generación en diferentes escenarios demanda (alta, media y baja) con lo cual se verificarán y se recomendarán los ajustes al EDAC y EDAG.
- 7-8 Clasificación de los tipos de reserva y definición de criterios para clasificar las unidades de generación del SENI. Para esto se tendrá en cuenta la reserva primaria, la reserva secundaria, la reserva terciaria rotante y la reserva terciaria fría.
9. Redefinición de los costos (y remuneraciones) asociados a las reservas en función de los criterios adoptados en las tareas precedentes.

Comparación de los costos de implementar los niveles de reserva resultantes en las tareas 5 a 8 con los que resultan de aplicar los criterios actuales.

En base al plan de trabajo, la metodología adoptada para realizar los Análisis Eléctricos, es la siguiente:

- ◆ Definición de modelos a partir de la Base de Datos proporcionada por el OC.
- ◆ Adopción de modelos por parte de los consultores.
- ◆ Análisis Eléctrico – definición del escenario base con base en el análisis de los eventos registrados
- ◆ Sintonía del modelo.
- ◆ Verificación de resultados.
- ◆ Simulaciones Dinámicas.
- ◆ Tipificación de los recursos para reservas.
- ◆ Determinación de los costos y remuneraciones asociadas a las reservas.

## 2. MODELAMIENTO Y ANÁLISIS ELÉCTRICO

Como una de los puntos más importantes del trabajo a realizar, está el proceso de sintonía del modelo adoptado para el estudio con los eventos reales registrados, para lo cual es necesario analizar eventos de diversa naturaleza y características con la finalidad efectuar un ajuste de los parámetros del modelo del estudio.

La calidad de los resultados del estudio, está directamente relacionada con la calidad de los parámetros del modelo, los cuales tuvieron las siguientes fuentes:

- Base de Datos proporcionada por el OC.
- Modelos asumidos por los consultores con base modelos ampliamente utilizados y a su amplia experiencia en el campo de estudios y en el área operativa.

Por otra parte, el registro de eventos del sistema también está relacionado con la calidad de la sintonía del modelo, mientras se dispongan de registros de eventos con mayor grado de precisión (pasos de registro o resolución de los datos), mayor será la precisión y la predictibilidad y resultados del modelo.

A continuación, se efectúa una revisión de los parámetros técnicos de la Base de Datos, se analizan los modelos de carga utilizados y finalmente, se analiza la evidencia operativa del sistema y los eventos reportados por el OC, con la finalidad de efectuar la sintonía del modelo.

### 2.1. MODELAMIENTO DE LOS GENERADORES

Inicialmente se hizo una revisión detallada de los parámetros asociados a las unidades de generación, donde se encontraron algunos aspectos a revisar respecto a los valores de las reactancias sincrónicas, constantes de tiempo e inercias, ya que en algunos casos se encontró que no se cumplían con algunas de las siguientes relaciones:

$$\begin{array}{l} X_d \geq X_q > X_q' \geq X_d' > X_q'' \geq X_d'' > X_l \\ T_{do}' > T_d' > T_{do}'' > T_d'' > T_{kd} \\ T_{qo}' > T_q' > T_{qo}'' > T_q'' \end{array}$$

Figura 16 - Relaciones entre las impedancias de las máquinas sincrónicas

Fuente: Power System Stability and Control, Prabha Kundur, 1994

$$\begin{aligned} T_{do}'' &\geq 0.04 \\ T_{qo}'' &\geq 0.06 \\ 0.5 \leq T_{qo}' &\leq 2.0 \text{ (Rotor Liso)} \end{aligned}$$

**Figura 17 - Relaciones entre las constantes de tiempo de las máquinas sincrónicas**

Tomado de User Manual PSS/E Program. Power Technologies, Inc

TIPOS DE UNIDADES DE GENERACIÓN	H (seg)
UNIDADES TÉRMICAS	
(a) 3,600 r/min (2-polos)	2.5 a 6.0
(b) 1,800 r/min (4-polos)	4.0 a 10.0
UNIDADES HIDRÁULICAS	2.0. a 4.0

**Tabla 2 - Inercias asociadas a las unidades de generación**

Fuente: Power System Stability and Control, Prabha Kundur, 1994

En el Anexo 1 se presentan los valores considerados para una de las unidades del sistema. Se realizaron los cambios respecto a las reactancias e inercias asociados a las unidades de generación que presentaban valores inconsistentes respecto a las relaciones referenciadas en Kundur, considerando valores típicos y los ajustes respecto a las inercias se realizaron considerando los valores mínimos referenciados en Kundur. En algunos casos para las unidades diesel entre 4 y 14 MW, cuyas velocidades están cercanas a 700 rpm, se ajustaron los valores de inercia a 2 seg por solicitud del OC.

Respecto a los modelos de control, se asignaron a todas las unidades del sistema los modelos de regulador de tensión y de velocidad requeridos para una respuesta dinámica adecuada.

Para las unidades térmicas se conservaron los modelos disponibles en la base de datos a excepción de las unidades de Itabo, Palamara y CESPМ, cuyos modelos fueron objeto de revisión por parte del Consultor y se presentan en detalle en el Documento "*Informe de Revisión e implementación de los modelos de control de las plantas Palamara, Itabo y CESPМ (República Dominicana)*"

Para las unidades hidráulicas, se asignaron modelos típicos de máquinas hidráulicas para todas las unidades existentes en la base de datos, cuyos modelos y ajustes se presentan en detalle en el Anexo 1 de este informe.

Una vez realizados los cambios en la base de datos detallados anteriormente, se recopiló la información de detalle disponible por el OC respecto a los eventos presentados en el SENI que permitieran realizar la sintonía fina del modelo eléctrico a utilizar en las simulaciones de estabilidad, los cuales se analizan a continuación.

## 2.2. MODELO DE CARGA

Es habitual en las simulaciones que se realizan en análisis eléctricos representar la carga mediante modelos polinomiales o a través de modelos exponenciales. El modelo polinomial desarrollado por la IEEE permite modelar la carga como:

$$P = P_L (a_1 V^{n1} + a_2 V^{n2} + a_3 V^{n3}) \cdot (1 + a_7 \Delta f)$$

$$Q = Q_L (a_4 V^{n4} + a_5 V^{n5} + a_6 V^{n6}) \cdot (1 + a_8 \Delta f)$$

Mientras que de acuerdo a la Referencia de Kundur, se recomienda un modelo polinomial de la forma:

$$P = P_0 (p_1 V^2 + p_2 V + p_3) \cdot (1 + k_{pf} \Delta f)$$

$$Q = Q_0 (q_1 V^2 + q_2 V + q_3) \cdot (1 + k_{qf} \Delta f)$$

Para el análisis dinámico de los estudios de seguridad operativa, el OC modela la carga 100% estática. Sin embargo, el modelo de carga estática no representa adecuadamente la evolución de la frecuencia del sistema ante eventos debido a que la carga también varía con la tensión y la frecuencia y por lo tanto, según lo acordado en los estudios preliminares, el OC pidió la revisión de este modelo de carga, tomando como referencia el modelo dinámico del sistema colombiano y realizando sobre éste los ajustes necesarios para la sintonía del modelo de simulación.

Por lo tanto, el modelo de análisis eléctrico en DigSilent fundamenta los modelos de carga en estructuras polinomiales como las indicadas por la IEEE y por la Referencia Kundur, para las cuales al linealizar se obtienen las siguientes expresiones:

$$\Delta P_L = K_{pu} \Delta U + K_{pf} \Delta f_e$$

$$\Delta Q_L = K_{qu} \Delta U + K_{qf} \Delta f_e$$

El modelo actualmente utilizado para el sistema Colombiano corresponde a un modelo 100% dinámico y fue ajustado de acuerdo a los análisis de eventos reales del sistema mediante

contratación directa con los registros de frecuencia obtenidos en cada uno de los eventos analizados.

El modelo de carga del sistema Colombiano que responde adecuadamente a la respuesta dinámica del sistema tiene los siguientes ajustes:

$$\Delta P_L = 1.4 \Delta U + 1.0 \Delta f_e$$

$$\Delta Q_L = 1.6 \Delta U - 1.0 \Delta f_e$$

En los análisis de eventos realizados para el sistema de República Dominicana se partió de este modelo de carga del sistema colombiano y se realizaron algunos ajustes respecto a las constantes  $K_{pu}$  y  $K_{qu}$  que permitieron lograr coincidencias importantes entre simulación y datos registrados en parámetros de la evolución de la frecuencia como son las pendientes de caída, las frecuencias mínimas, frecuencias máximas y evolución de las tensiones. Por lo que, con base en los análisis y resultados, concluimos que el modelo que más se ajusta a las condiciones dinámicas de este sistema es el siguiente:

$$\Delta P_L = 1.2 \Delta U + 1.0 \Delta f_e$$

$$\Delta Q_L = 1.4 \Delta U - 1.0 \Delta f_e$$

Los análisis de los eventos que se presentaran a continuación para el sistema de República Dominicana, presentan la respuesta del sistema a los modelos de carga propuestos.

### **2.3. ANÁLISIS DE EVENTOS REALES DEL SISTEMA DE REPÚBLICA DOMINICANA**

Como parte importante del proceso de sintonía de los modelos de la Base de Datos proporcionada por el OC y de los asumidos con los eventos reales registrados, es necesario realizar el análisis de eventos de diversa naturaleza y características diferentes, con la finalidad de afinar el ajuste de los parámetros del modelo y obtener los comportamientos y resultados más cercanos al real del sistema dominicano.

Por lo que, a continuación se presenta un detalle de los análisis realizados para dos eventos recientes ocurridos en el sistema de República Dominicana que corresponden al evento del 21 de febrero y al evento del 17 de marzo de 2008. Adicionalmente, se presenta el análisis del evento del 25 de octubre del 2006.

La información suministrada al Consultor para estos eventos, fue detallada con respecto al despacho y la topología en formato DigSilent, así como también los Informes Diarios del OC para cada uno de los eventos a analizar.



Con respecto a la información de detalle para estos eventos, el OC suministró para el evento del 17 de marzo los registros de falla en una de las subestaciones del sistema, mientras que para los otros eventos, el OC presentó la información de registros con resoluciones muy bajas de 1 dato por segundo y de un dato cada 10 segundos.

### **2.3.1. EVENTO DEL 17 DE MARZO DE 2008**

#### **Descripción del evento:**

El 17 de marzo de 2008 a las 07:23 horas se presentó el disparo de la unidad Los Mina 6 con 74 MW, ocasionando excursión de la frecuencia del SENI hasta un valor mínimo de 58.874 Hz, ocasionando la actuación del esquema de relevo de carga por baja frecuencia en el sistema de República Dominicana.

Se analizó en detalle este evento, ya que a pesar de no ser un evento de gran impacto para el sistema de República Dominicana, se disponía de registros de falla de una de las subestaciones del sistema con información muy valiosa al presentar la evolución detallada de la tensión y frecuencia a nivel de 138 kV y generación de potencia activa y reactiva de una de las unidades de generación. Adicionalmente, al no presentar disparos adicionales de elementos del sistema de potencia diferentes a la pérdida de la generación reportada durante los primeros segundos, nos permitía realizar una sintonía adecuada de la respuesta inercial del sistema de potencia.

#### **Consideraciones básicas y supuestos**

En el reporte “*Informe Diario OC 17-03-2008*”, suministrado por el OC, se reportó la información detallada de las condiciones de demanda atendida, despacho, postdespacho, las cuales correspondían en casi su totalidad a las condiciones pre-falla presentadas en la Base de Datos del DigSilent suministrada por el OC, las cuales se presentan en el Anexo 2

Adicionalmente, en este mismo informe se presenta la secuencia de los eventos registrados para el 17 de marzo de 2008. En la Tabla 3 se presenta el reporte de disparo de elementos entre las 07:00 a 08:00 a.m, indicando el disparo de la generación de la unidad Los Mina 6 y el disparo por baja frecuencia de los circuitos los circuitos a 69 kV Palamara – Bayona, Pizarrerte - Santo Domingo y Villa Duarte – Invivienda.

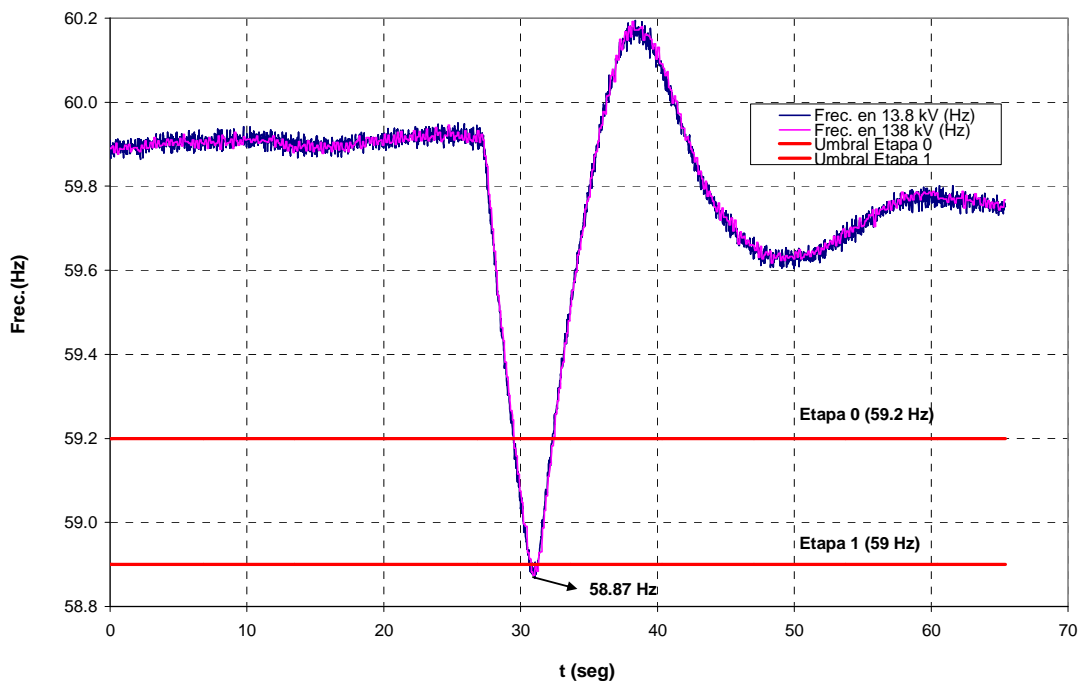
HORA EVENTO	SUPERVISOR	INSTALACION (Central, S/E.)	EQUIPO (Unidad, Disyuntor, Barra, Transformador, Etc.)	EVENTO	ORIGEN (Externo)
7:23	HRV-LDR/OC RP-ABL/CCE	<b>G3LMINA6</b>		DISPARO	
7:23	HRV-LDR/OC RP-ABL/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 69 KV HACIA BAYONA	DISPARO	BAJA FRECUENCIA
7:23	HRV-LDR/OC RP-ABL/CCE	S/E PIZARRETE	DISYUNTOR 69 KV HACIA SANTO DOMINGO	DISPARO	BAJA FRECUENCIA
7:23	HRV-LDR/OC RP-ABL/CCE	S/E VILLA DUARTE	DISYUNTOR 69 KV HACIA INVIVIENDA	DISPARO	BAJA FRECUENCIA

**Tabla 3 - Eventos presentados el 17 de marzo de 07:00 a 08:00 a.m**

### Análisis de los registros de falla

El OC de República Dominicana suministró la información del registro de Tavera, del cual se pudo extraer la información de evolución de las diferentes variables eléctricas como son: tensión y frecuencia a nivel de 138 kV, generación de la unidad 2 de Tavera y tensión a nivel de 13.8 kV, las cuales se presentan a continuación en las próximas tres Figuras.

**Evolución de la frecuencia en Tavera**



**Figura 18 – Evolución de la frecuencia en Tavera**

Respuesta de la unidad 2 de Tavera

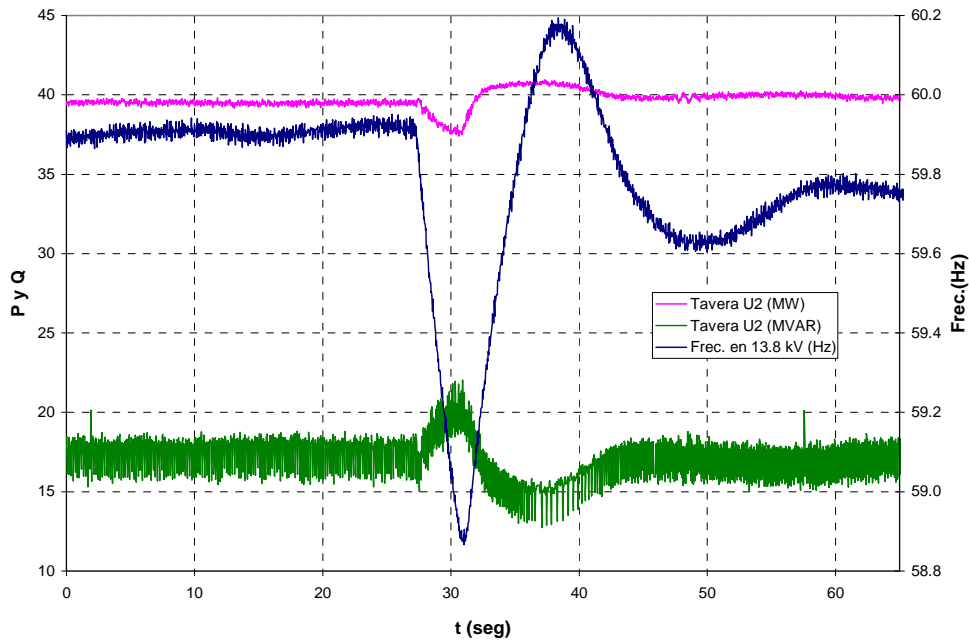


Figura 19 - Generación de Tavera Unidad 2 vs. frecuencia

Evolución de la tensión en Tavera

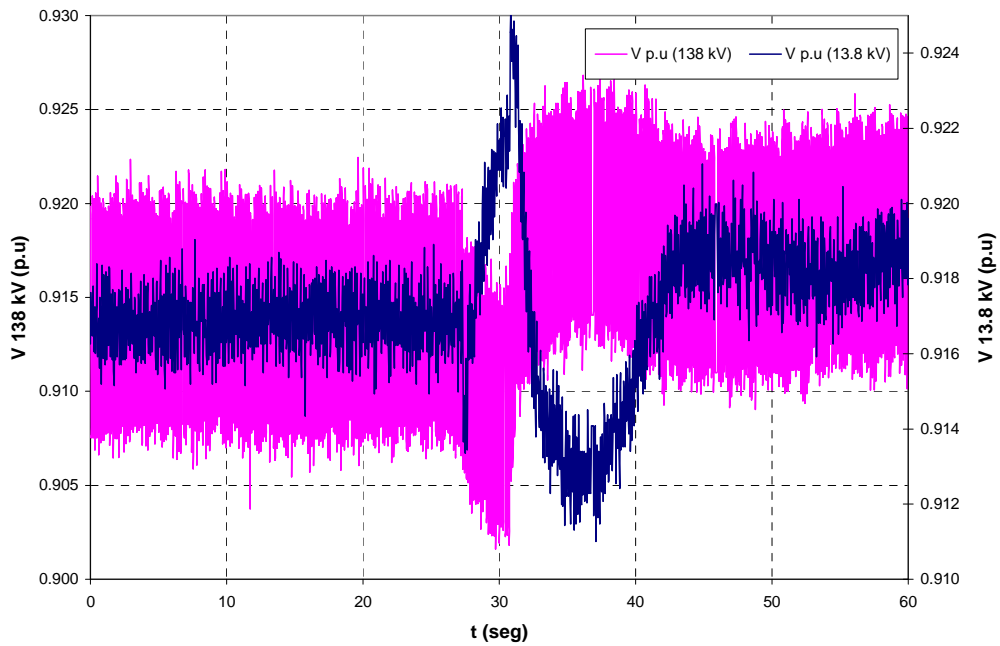


Figura 20 – Evolución de la tensión en Tavera 13.8 kV y 138 kV

De la Figura 18 se observa que la frecuencia descendió hasta un valor mínimo de 58.87 Hz, alcanzando los umbrales establecidos por umbral de frecuencia para la etapa 0 y etapa 1 del esquema actualmente implementado. En cuanto a la recuperación de la frecuencia se observa una recuperación muy rápida alcanzando a los 10 segundos posteriores al evento una frecuencia de recuperación de 60.1 Hz.

De la evolución de la generación de la unidad de Tavera se observa en reactiva un incremento del orden de 2 Mvar durante el evento y en cuanto a la participación de la unidad en potencia activa se observa una respuesta efectiva ante el desbalance del sistema alrededor de los 5 segundos.

En cuanto a la evolución de la tensión no se observan variaciones bruscas en esta subestación. A nivel de 138 kV se observa una tensión promedio pre-falla de 0.915 p.u., durante el evento alcanza valores mínimos de 0.905 p.u. y finalmente se estabiliza alrededor de los 0.918 p.u.

A nivel de 13.8 kV, en bornes de generación, se observa el efecto directo de la generación de la unidad 2 de Tavera, pasando de una condición pre-falla en promedio de 0.917 p.u. a una tensión de 0.95 p.u. durante el evento, exigiendo mayor aporte de reactivos de la unidad y posteriormente estabilizándose alrededor de los 0.919 p.u.

#### **Simulación del evento:**

Una vez realizados los cambios en la Base de Datos detallados anteriormente, se realizaron las simulaciones tendientes a reproducir el evento del 17 de marzo de 2008, utilizando como parámetros de ajuste las variables eléctricas presentadas en el registro suministrado por el OC de la subestación Tavera.

Luego de varias iteraciones considerando inicialmente el modelo de carga propuesto para el sistema colombiano, según lo acordado con el OC, se encontró que este modelo es aproximado, sin embargo, es posible obtener valores más cercanos a la realidad utilizando un modelo 100% dinámico con los siguientes parámetros:

*Frec. dependence on P1*

*Volt. dependence on P1.2*

*Frec. dependence on Q-1*

*Volt. dependence on Q1.4*

En la simulación realizada se consideró inicialmente la pérdida de 7 MW de generación para lograr el desbalance inicial presentado en el registro real de Tavera, posteriormente, a los 5 seg se presenta el disparo de la generación de los Mina 6 con 74 MW. En la Figura 21 se presenta la comparación de los resultados obtenidos considerando el modelo de carga propuesto y con algunas variaciones en los valores de  $K_{pv}$  y  $K_{qv}$  y considerando cambios en los estatismos de las grandes unidades térmicas que se encontraban en línea durante este evento.

Se observa que las pendientes de caída de la frecuencia obtenidas en la simulación son muy similares al registro real al considerar el modelo de carga propuesto y las limitaciones actuales de algunas de las principales unidades respecto al estatismo (sigo=500%), que corresponde a los valores declarados en la Base de Datos y documentados en el informe “*Actualización del esquema de relevo de carga del sistema eléctrico interconectado de la República Dominicana*” realizado por la Gerencia de Operaciones, División de Estudios en el año 2005

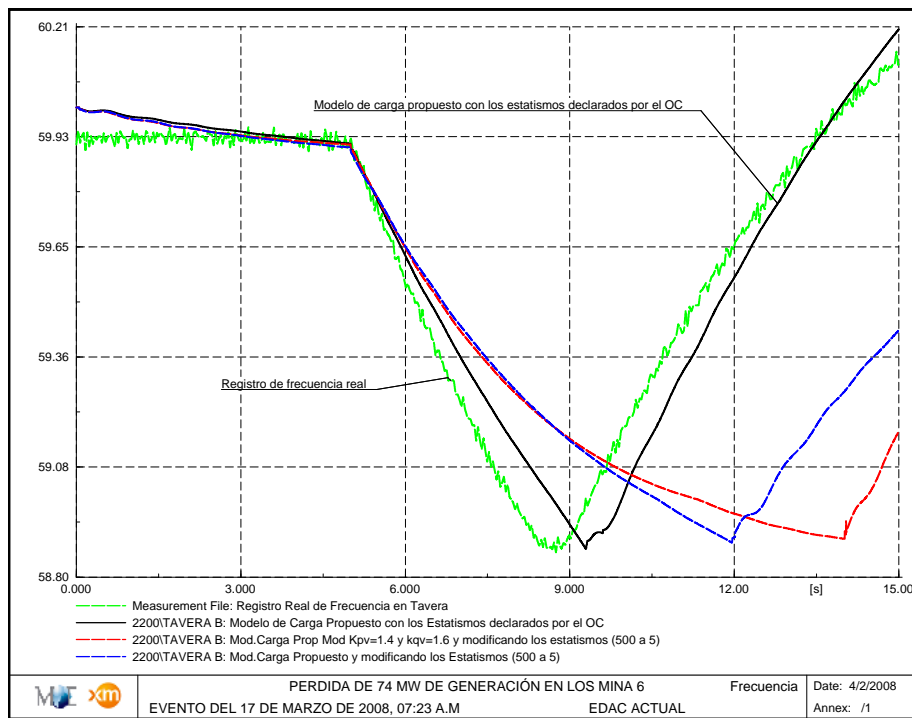
Se encontró que la respuesta obtenida con el modelo de carga propuesto y las limitaciones de los estatismos declaradas por el OC representan adecuadamente la respuesta en frecuencia del sistema en cuanto a la pendiente de caída de la frecuencia y el valor mínimo alcanzado. Respecto a la evolución de la tensión y de la generación de Tavera, se encontró que la respuesta obtenida en Tavera está muy acorde con la evolución presentada en el registro, como se presenta en la Figura 22 y la Figura 23.

En cuanto a la recuperación de la frecuencia del sistema, se observa que la respuesta de la simulación considerando únicamente la actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia es suficiente para recuperar adecuadamente el sistema, obteniendo una frecuencia de 59.467 Hz a los 10 segundos del evento. Sin embargo, al comparar con el registro de Tavera, se observa que la evolución real de la frecuencia fue mucho más rápida, por lo tanto y considerando el reporte suministrado por el OC en "Informe Diario Oc-17-03-08", se consideraron los eventos adicionales de disparos por baja frecuencia de los circuitos a 69 kV Palamara - Bayona, Palamara -Santo Domingo, Villa Duarte - Invivienda, considerando en la simulación el disparo de estos circuitos a los 9.6 seg con una frecuencia de 58.91 Hz, con lo cual se obtuvo una respuesta muy similar a la presentada en el registro real.

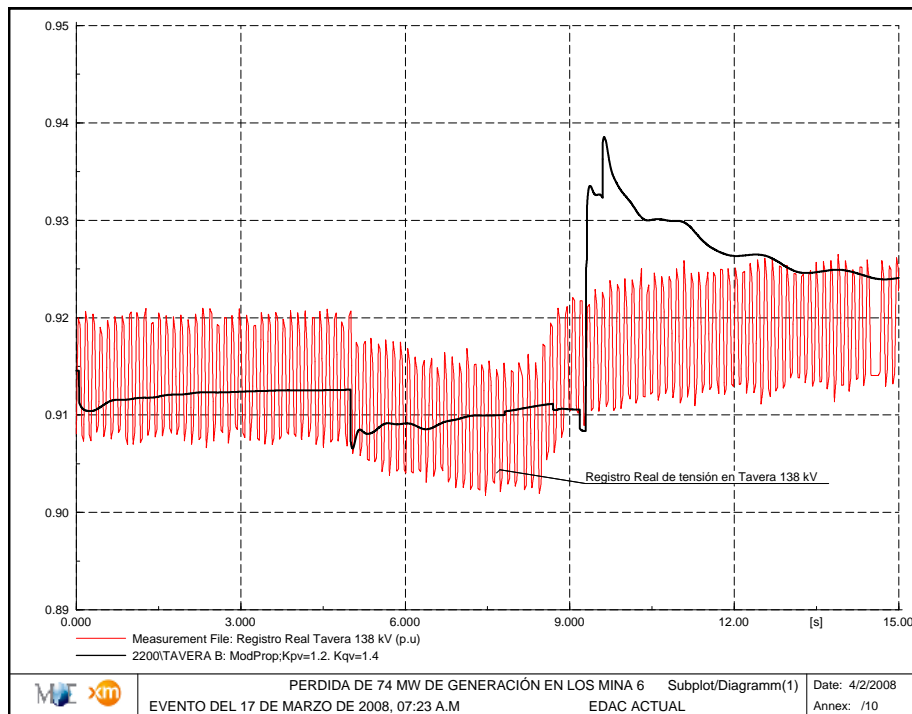
Es importante aclarar que en la base de datos se tiene que el disparo de estos circuitos se da por umbral de frecuencia y de tensión con valores de frecuencia en 59.2 Hz y de tensión en 0.8 p.u. en la etapa 0 del esquema actual y por umbral de frecuencia en otras etapas del esquema actual para valores de frecuencia a partir de 58.825 Hz. Sin embargo, del registro real de frecuencia no se observan cambios de pendientes de la frecuencia alrededor de los 59.2 Hz que indiquen el disparo de estos elementos, adicionalmente, en la simulación se alcanza el nivel de frecuencia, pero no se obtienen estos valores críticos de tensión en 0.8 p.u. (aun considerando condiciones muy degradadas de la tensión en condiciones pre-falla), que se hubiera visto reflejado en la tensión de Tavera, lo cual no se observa en el registro real de Tavera, cuya tensión mínima fue de 0.92 p.u.

Por lo anterior, es posible que los ajustes reales asociados al disparo de estos circuitos sean diferentes a los reportados en la base de datos.

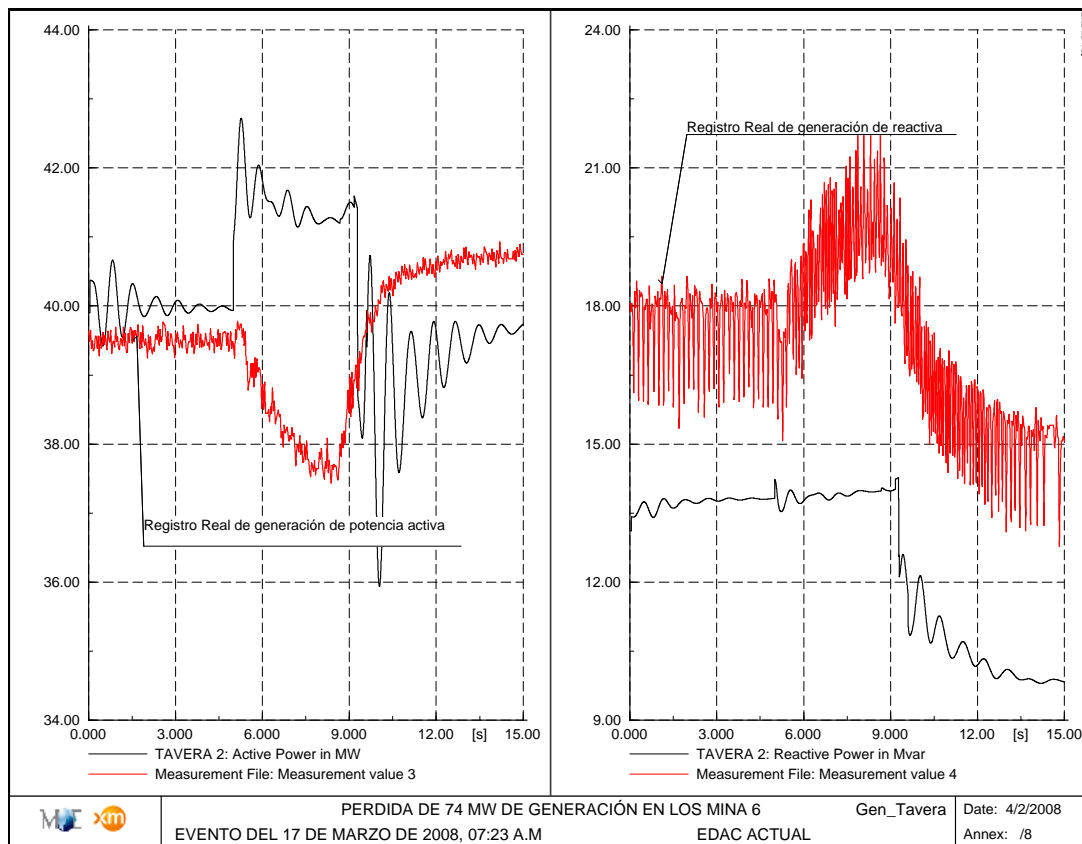
En las primeras 3 Figuras se presentan las diferentes respuestas obtenidas mediante el programa de simulación vs. el registro suministrado por el OC de Tavera.



**Figura 21 - Evolución de la frecuencia en Tavera Real vs. Simulación**



**Figura 22 - Evolución de la tensión en Tavera Real vs. Simulación**



**Figura 23 - Evolución 2 de la tensión en Tavera Real vs. Simulación**

### Actuación del EDAC

De acuerdo a la simulación del evento, la frecuencia del sistema alcanzo a activar los umbrales de frecuencia de la etapa 0 y 1 del esquema de desconexión de carga actualmente implementado en la Base de Datos. Sin embargo, no se presentó disparo de las cargas asociadas a la etapa 0 debido a que no se presentaron las condiciones de umbral de tensión requeridas en esta etapa y sólo se presentó disparo de las cargas asociadas a la etapa 1 que tienen actuación por baja frecuencia.

En la siguiente Tabla se presenta el resumen de las cargas que presentaron deslastre durante este evento:

Subárea	Frecuencia (Hz)	Demanda (MW)	Desconexión (MW)
HAINA 69 kV	58.9	12.38989	6.1949
HAINA 69 kV	58.9	2.65771	0.8505
HAINA 69 kV	58.9	16.32314	10.8875
HAINAMOSA	58.9	30.66739	21.0194
HAINAMOSA	58.9	13.25972	8.2343
LOS MINA-TIMB 69 kV	58.9	25.53478	17.2870
ZF SANTIAGO 69 kV	58.9	7.998364	6.5827
CANAB-PPLATA	58.9	13.67113	10.3354
CANAB-PPLATA	58.9	10.06999	7.2504
<b>Desconexión total</b>			<b>88.6421</b>

*Tabla 4 - EDAC de la simulación*

Adicionalmente, al considerar disparo de los circuitos a 69 kV Palamara – Bayona, Pizarrete - Santo Domingo y Villa Duarte – Invivienda, según el reporte del OC, se tiene una carga adicional desconectada de 45.95 MW, ya que las transferencias de potencia asociadas a cada uno de estos circuitos era:

Palamara – Bayona: 14.88 MW

Pizarrete - Santo Domingo: 26.63 MW

Villa Duarte – Invivienda: 4.44 MW

Por lo tanto, la desconexión total de carga en la simulación fue de 134.59 MW, que para la demanda de este evento corresponde a un porcentaje de desconexión del 12%, lo cual explica la sobrefrecuencia obtenida al ser muy superior al desbalance originado por el evento (7%).

### **Conclusiones**

Dadas las características de este evento, por su simplicidad al ser ocasionado por el disparo de un sólo elemento de la red, disponer de información de registros de falla y tener las condiciones pre-falla ajustadas en el modelo de simulación, lo convierten en un evento ideal para realizar la sintonía del modelo eléctrico.

Del análisis de este evento, se ratificaron las limitaciones de respuesta de regulación primaria de las unidades del sistema de República Dominicana y se ajustó el modelo dinámico de la carga asociado a este sistema de República Dominicana, con lo cual **se realizó la sintonía inicial** del modelo eléctrico necesaria para tener la confianza requerida en los resultados entregados por el programa de simulación.

### **2.3.2. EVENTO DEL 21 DE FEBRERO DE 2008**

#### **Descripción del evento**

El 21 de febrero de 2008 a las 18:53 horas se presentó disparo del autotransformador de Puerto Plata ante falla entre la línea a 69 kV Puerto Plata – Playa Dorada con el pararrayos en la fase



C, ocasionando el disparo del transformador de San Felipe por sobrecorriente al neutro y por ende la salida de la generación de San Felipe con 143 MW.

Adicionalmente, se presentó la salida no adecuada de las centrales Tavera1 con 36 MW, López Angostura con 14 MW, Hatillo 8 MW, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, CEPP1 1 y 2 con 11 MW y 44.4 MW, Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1 MW cada una y Aniana Vargas 1 con 0.3 MW.

La pérdida total de generación durante este evento en la zona norte fue de 308.7 MW ocasionado una excursión de la frecuencia hasta 58.75 Hz.

### Consideraciones básicas y supuestos

En las condiciones pre-falla a este evento, se tenía una demanda para el sistema de 1699 MW y para el área Norte de 718.25 MW, con alta transferencia por los circuitos a 138 kV Palamara – Bonaio 1 y 2 con una importación del área Norte de 180 MW, como se observa en la Figura 24.

Ante la pérdida de 308 MW en esta zona, el desbalance total generación/demanda del sistema es del 18.12%.

En caso de aislamiento del área Norte se tendría un desbalance para esta área 68%, superior al diseño del esquema de cortes de carga actual, adicionalmente las unidades que presentaron disparo durante el evento, representaban el 50% de la generación de reactiva de la zona (exceptuando la compensación capacitiva en línea). Por lo tanto, ante la desconexión de esta generación, se requeriría de esquemas suplementarios adicionales al EDAC para soportar esta contingencia.

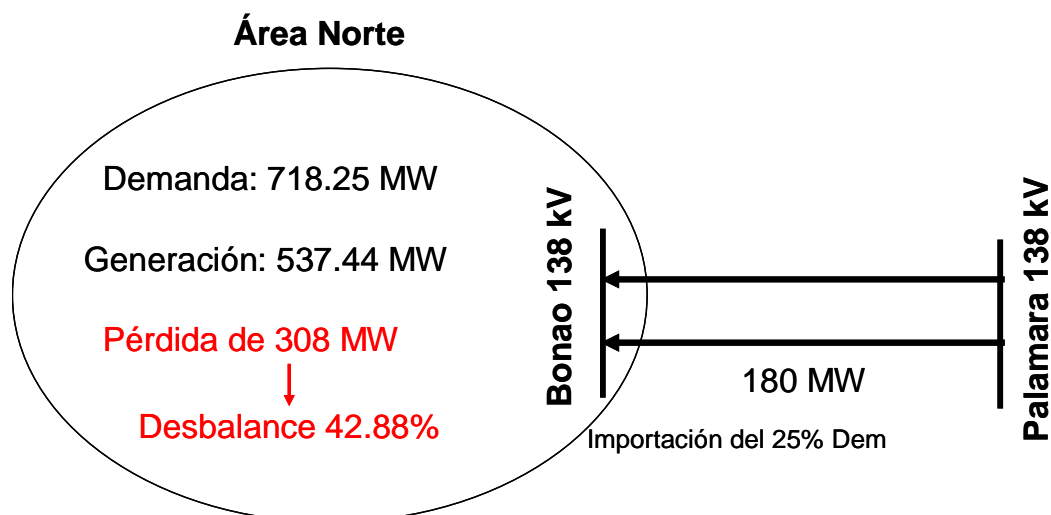


Figura 24 - Condiciones pre-falla Área Norte.



---

En la Tabla 5 se presentan los eventos relevantes del OC del 21 de febrero de 2008, tomado del reporte “*Informe Diario OC 21-02-2008*” De esta información se observa el disparo de los circuitos a 69 kV: Palamara – Bayona, Pizarrerte - Santo Domingo y Villa Duarte – Invivienda por baja frecuencia.

Adicionalmente, se reporta el disparo de las unidades CEPP1 y CEPP2 por bajo voltaje y desbalance de fases.

Durante este evento se evidenció descoordinación y/o falla de protección entre el enlace a 69 kV Puerto Plata - Playa Dorada y el autotransformador de la S/E de Puerto Plata 1 y la salida de varias plantas de generación, según lo informó el OC.

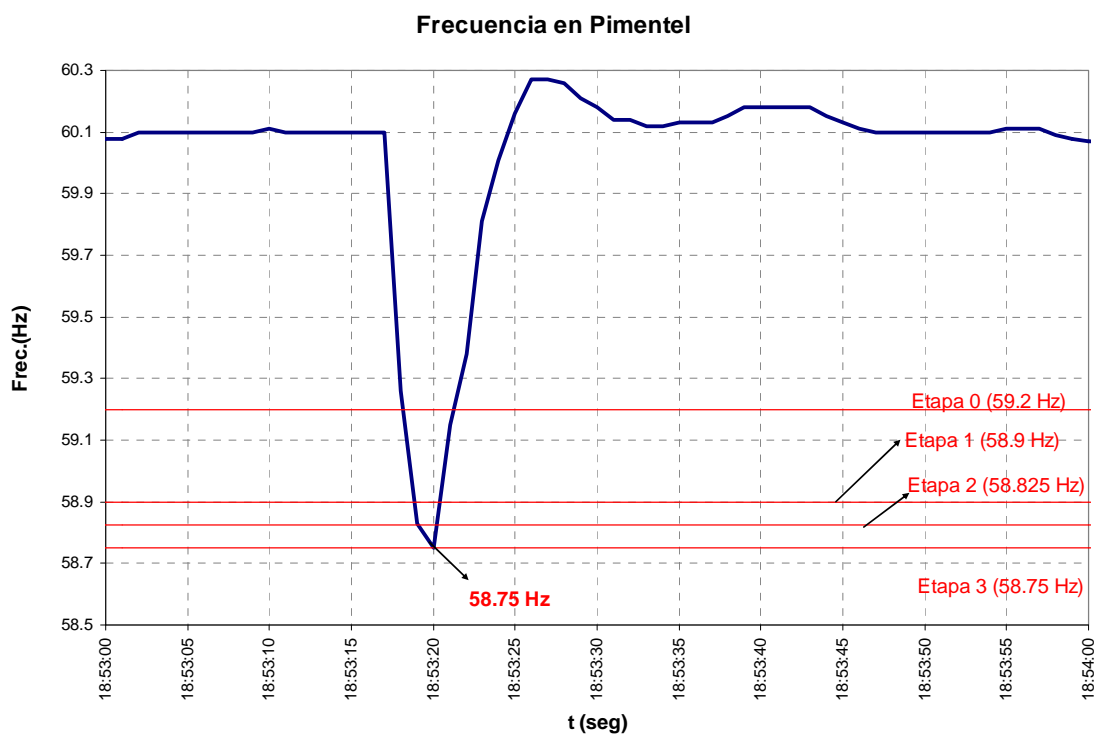


HORA EVENTO	SUPERVISOR	INSTALACION (Central, S/E.)	EQUIPO (Unidad, Disyuntor, Barra, Transformador, Etc.)	EVENTO	ORDEN IMPARTIDA [MW, MVA], [TENSION: KV- PU]		ORDEN CUMPLIDA [MW], [MVA], [TENSION: KV-PU]	ESTATUS [MW], [MVA], [TENSION: KV-PU]	PROTECCION (Baja Tensión, Alta Frecuencia, Sobrecorriente, Distancia, Diferencial Etc.)	Unidad: Instantánea/ Tiempo Zona: I, II, III Fase: A, B, C Tierra	ORIGEN (Externo)	ORIGEN (Interno)
					DE	A						
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PUERTO PLATA I	AUTOTRANSFORMADO R LADO DE ALTA	DISPARO								CONTACTO DE ESTATICO DE LA LINEA PUERTO PLATA-PLAYA DORADA CON EL APARTARRAYOS FASE C
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PUERTO PLATA I	AUTOTRANSFORMADO R LADO DE BAJA	DISPARO								CONTACTO DE ESTATICO DE LA LINEA PUERTO PLATA-PLAYA DORADA CON EL APARTARRAYOS FASE C
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PUERTO PLATA I	DISYUNTOR 69 KV HACIA PLAYA DORADA	DISPARO								CONTACTO DE ESTATICO DE LA LINEA PUERTO PLATA-PLAYA DORADA CON EL APARTARRAYOS FASE C
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3SFELIP		DISPARO	143	0	0	0	DISPARO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL POR SOBRECORRIENTE AL NEUTRO.		PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3T AVER1		DISPARO	36	0	0	0			PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE			LA FRECUENCIA DEL SENI EN 58.9 HZ								
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3LANGOS		DISPARO	14	0	0	0			PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3HATILL		DISPARO	8	0	0	0			PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 69 KV HACIA BAYONA	DISPARO					BAJA FRECUENCIA			
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E VILLA DUARTE	DISYUNTOR 69 KV HACIA INVIVIENDA	DISPARO					BAJA FRECUENCIA			
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E HAINA	DISYUNTOR 69 KV HACIA REFINERIA	DISPARO					BAJA FRECUENCIA			
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3MONCI1		DISPARO	25	0	0	0			PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3MONCI2		DISPARO	25	0	0	0			PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3CEMON1		DISPARO	1	0	0	0			DISPARO EL TRANSFORMADOR DE 5 MVA DE MONCION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3CEMON2		DISPARO	1	0	0	0			DISPARO EL TRANSFORMADOR DE 5 MVA DE MONCION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3CEPP1		DISPARO	11	0	0	0	BAJO VOLTAJE Y DESBALANCE DE FASE.		PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3CEPP2		DISPARO	44.4	0	0	0	BAJO VOLTAJE Y DIFERENCIAL DE CORRIENTE		PERTURBACION SISTEMA DE TRANSMISION	
18:53	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	G3AVARG1		DISPARO	0.3	0	0	0			DISPARO CIRCUITO INTERCONEXION	
18:54	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E CANABACOA	BANCO DE CAPACITORES	CERRADO POR ORDEN DEL CCE							REGULAR TENSION	
	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	COR NORTE	CIRCUITOS DE DISTRIBUCION	APERTURA DE CIRCUITOS ORDEN DEL CCE	20						REGULAR FRECUENCIA	
18:58	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PUERTO PLATA I	DISYUNTOR 69 KV HACIA ZONA FCA PTP. PTA	ABIERTO ORDEN DEL CCE								REALIZAR PRUEBA EN VACIO
18:58	GGS-LMU/ OC MR-VH /CCE	S/E PUERTO PLATA I	DISYUNTOR 69 KV HACIA NAVARRETE	ABIERTO ORDEN DEL CCE								REALIZAR PRUEBA EN VACIO

Tabla 5 - Eventos presentados el 21 de febrero de 2008 -Período 19-

## Análisis de los registros

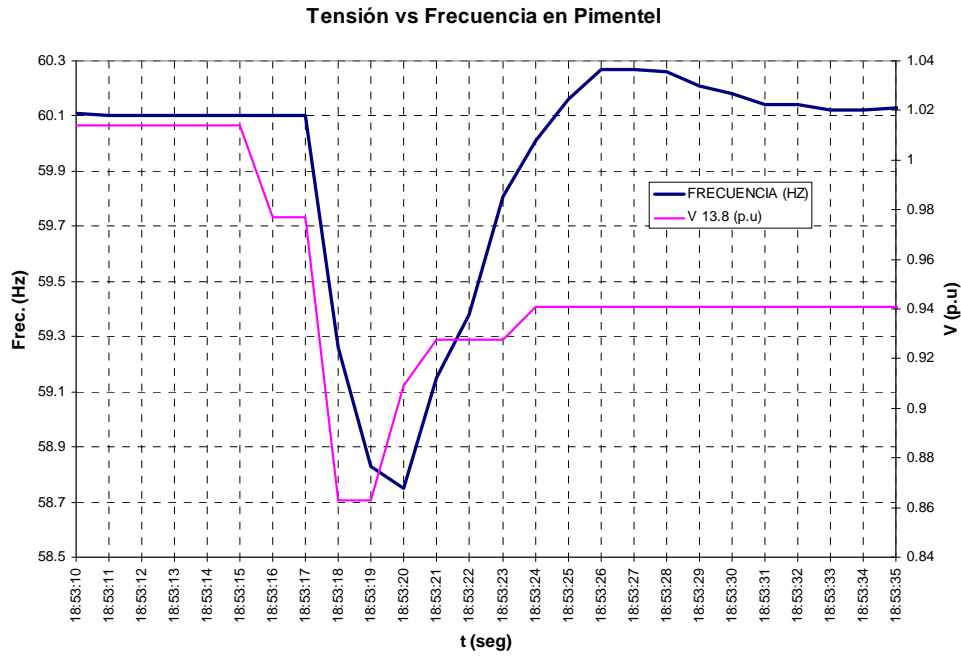
En la Figura 25 se presenta el registro suministrado por el OC asociado a la subestación Pimentel ubicada en el área Norte, el cual permite observar el comportamiento de la frecuencia del sistema en pre-falla, durante y posterior al evento. Este registro tiene una duración de 5 minutos con resolución de 1 dato por segundo y para efectos del análisis se presenta la información asociada al minuto en el cual se registró la caída de la frecuencia.



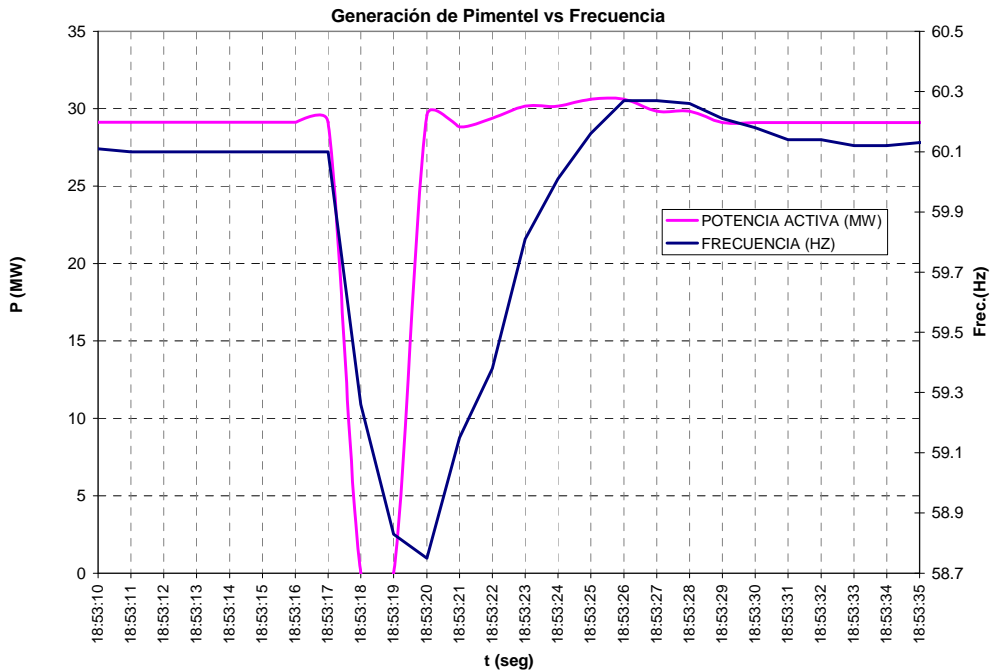
**Figura 25 - Evolución de la frecuencia en Pimentel**

Se observa que la frecuencia pre-falla se encontraba en 60.1 Hz y durante este evento se alcanzaron a activar los umbrales de frecuencia asociados a las etapas 0, 1 y 2 del esquema actual. Adicionalmente y dada la resolución tan amplia de este registro, es posible que se haya dado activación de la etapa 3.

En la Figura 26 y la Figura 27 se presenta la evolución de la tensión y la generación total de potencia activa de Pimentel (4 unidades en línea) vs. la frecuencia.



**Figura 26 - Evolución de la tensión vs. frecuencia en Pimentel**



**Figura 27 - Evolución de la generación de potencia de la unidad de Pimentel vs. frecuencia**

### Simulación del evento:

Se consideró la secuencia de pérdida de elementos suministrada por el OC, en el caso de simulación de DigSilent, la cual se presenta a continuación:

t (seg)	Evento
0	Corto circuito monofásico en la línea Puerto Plata – Playa Dorada 69 kV al 1% de Puerto Plata.
0.1	Despeje de la falla y apertura del circuito Puerto Plata – Playa Dorada 69 kV
0.16	Disparo del transformador de Puerto Plata 100 MVA
0.2	Salida de las unidades de generación: San Felipe a gas y a vapor, Tavera U1, López de Angostura, Hatillo, Aniana Vargas, CEPP1, CEPP2, Monción y Contra Embalse Monción

**Tabla 6 - Secuencia de eventos**

Al realizar esta simulación en DigSilent, encontramos que ante la pérdida del total de generación reportado (308 MW) se presenta un colapso de voltaje en toda el área Norte, aun considerando controles típicos para las unidades de generación La Vega 1 y 2, Pimentel y Río Blanco que fueron las unidades que permanecieron en línea en el área Norte.

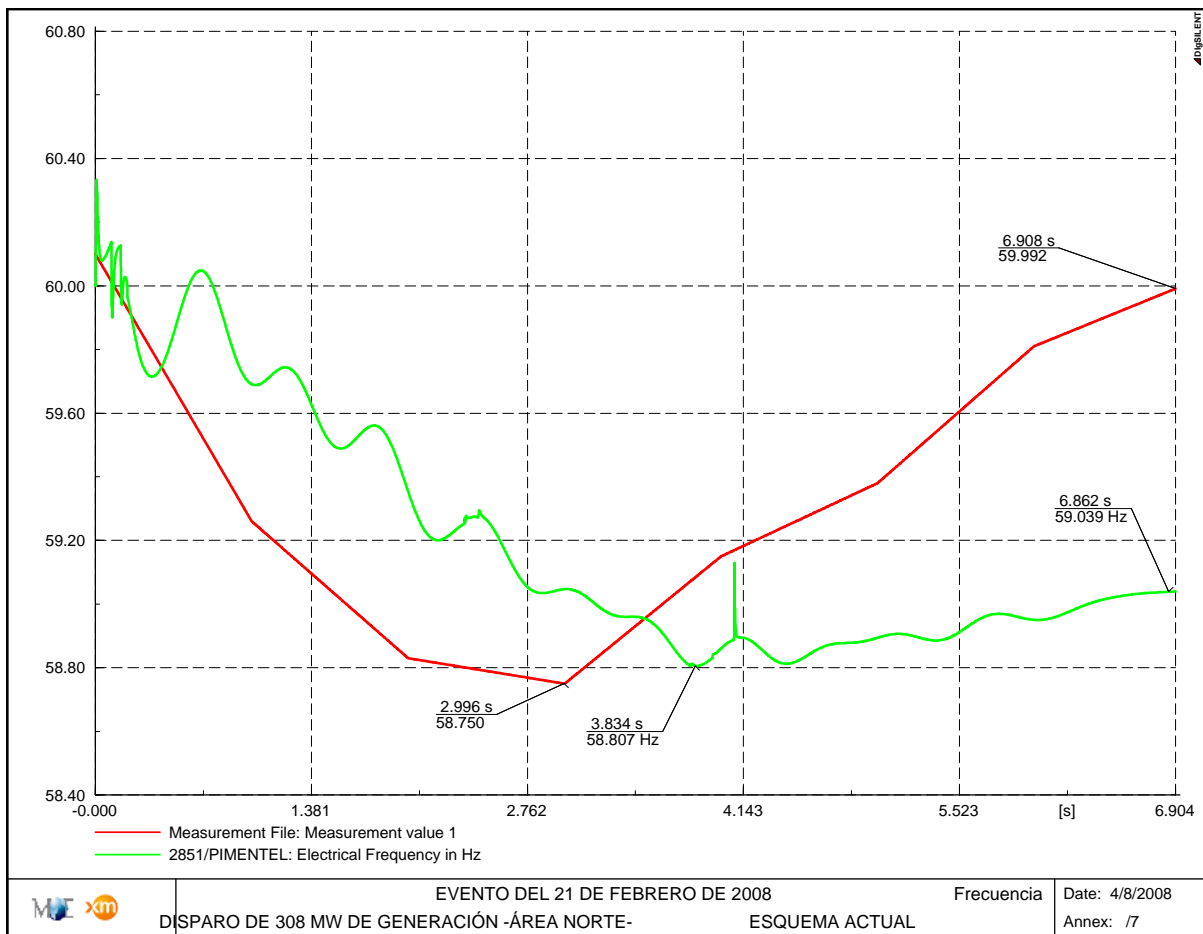
En las próximas tres figuras se presenta la respuesta del sistema en frecuencia, la generación de potencia reactiva de las unidades que quedaron en línea y la evolución de tensiones.

Al comparar la evolución de frecuencia con el registro real se observa que los valores de frecuencia mínimos alcanzados son similares, sin embargo, esta medida es en bornes de generación de Pimentel y al observar la generación de reactivos de esta unidad (Figura 28) se observa que está completamente excedida de su capacidad nominal (22.8 Mvar), alcanzando a generar 49.5 Mvar, al igual que las demás unidades que se encontraban en línea.

Aun con todas las máquinas excedidas en generación de reactivos (Figura 29), se observan problemas para el control de tensiones en la red del área Norte, presentándose tensiones por debajo de 0.8 p.u., siendo más deterioradas en la subárea Nordeste con tensiones de 0.69 p.u., lo cual afecta directamente la respuesta en frecuencia del sistema por el efecto de la tensión en la carga.

Por lo tanto, considerando la información suministrada de los registros de Pimentel se concluye que para que este sistema no hubiera colapsado por tensión, se tuvo que haber presentado un fraccionamiento ó pérdida de un bloque grande de demanda del área Norte, lo cual es muy probable por el deterioro inicial en la tensión y la redistribución de los flujos de carga por las pérdidas de generación.

Finalmente, al considerar la información suministrada en la Tabla 5, donde se presenta disparo por baja frecuencia de las líneas a 69 kV asociadas a las subáreas Palamara 69 kV, Los Mina-Timbeque y Haina 69 kV, se concluye que no hubo aislamiento del área Norte del resto del sistema, lo cual esta ratificando la conclusión anterior, ya que de no haberse presentado pérdida adicional de carga, se habrían disparado por sobrecarga los circuitos a 138 kV Palamara – Bona0, aislando el área Norte.



La línea roja es el registro de la tensión y la línea verde es el resultado de la simulación.

**Figura 28- Evolución de la frecuencia -Evento Inicial-**

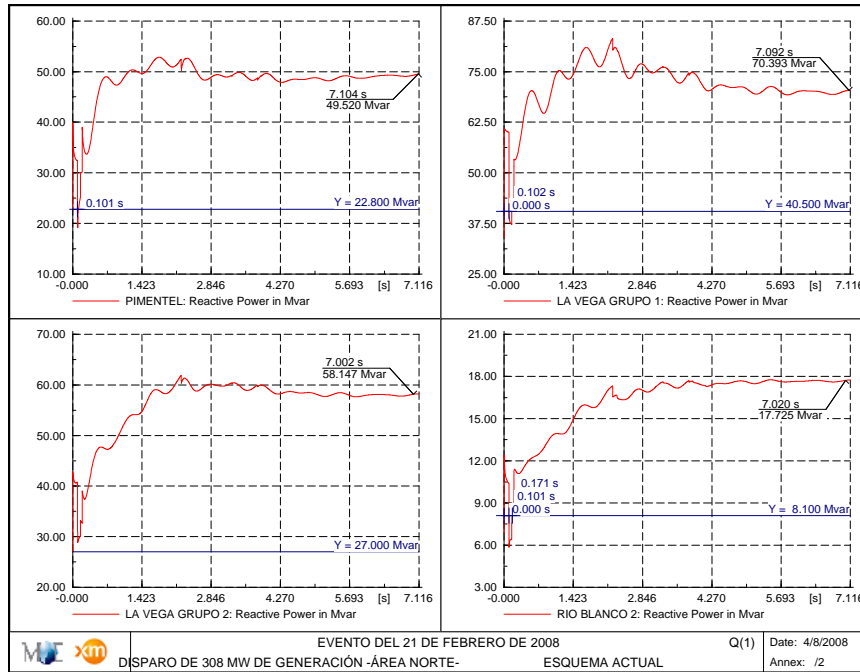


Figura 29- Evolución de la generación de reactiva -Evento Inicial-

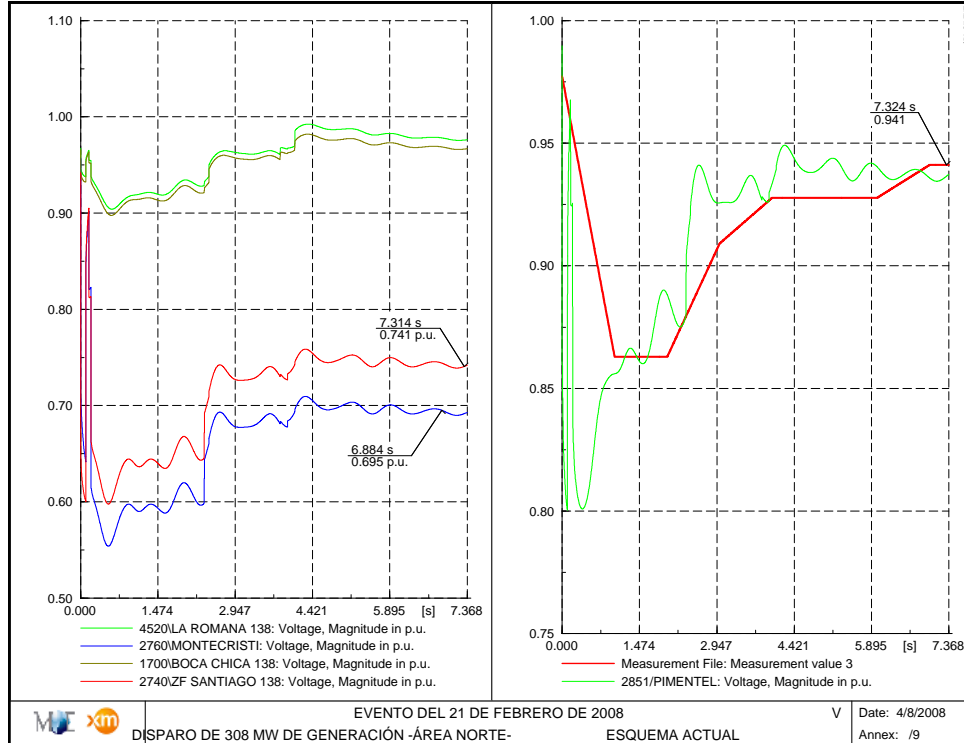


Figura 30- Evolución de la tensión -Evento Inicial-



## Conclusiones

Para poder obtener una respuesta en la simulación coherente con los registros reales se requiere información detallada de la secuencia en la que se presentaron los eventos tanto de disparo de generación como de equipos de transmisión (SOE) y de registros reales con mayor resolución que permitan identificar claramente las pendientes de caída de la frecuencia y la evolución de las variables determinantes para este tipo de análisis como son tensiones, transferencias de potencia, etc., y de ser posible en varios nodos del sistema.

Específicamente para el análisis de este evento, no se contó con la información del SOE y sólo se suministró el registro de Pimentel con una resolución muy amplia de 1 dato por segundo.

Del análisis de este evento, se concluye que para las condiciones de despacho del área Norte, la pérdida de 308 MW de generación implica un colapso de tensión en esta zona a no ser que se dispongan de esquemas suplementarios adicionales de desconexión de carga por baja tensión que permitan restablecer rápidamente las condiciones del sistema y reflejen adecuadamente la frecuencia del mismo.

De la información disponible de este evento se concluye que no se presentó colapso de tensión en el área Norte, ni aislamiento del área Norte del resto del sistema y es posible que dada la dispersidad de ubicación de la generación que presentó disparo, puedan existir diferencias importantes respecto a los tiempos de disparo por grupos de máquinas por subáreas.

Debido a los registros de este evento y la precisión de los mismos, el mismo no fue concluyente para efectuar la sintonía del modelo.

### 2.3.3. EVENTO DEL 25 DE OCTUBRE DE 2006

#### Descripción del evento

El 25 de octubre de 2006 a las 17:43 se presentó disparo de los circuitos asociados a la Subestación Palamara a 138 kV: Palamara - Hainamosa, Palamara - Villa Mella, Palamara - Itabo 1 y 2, Palamara – Bonaó 1 y 2, Palamara –Valdesía-Pizarrete, Palamara – Pizarrete, autotransformador de Palamara, de los circuitos a 69 kV: Palamara – Bayona (por baja frecuencia), Pizarrete – Santo Domingo, Haina – Refinería (por baja frecuencia). Adicionalmente, se presentó disparo de los capacitores asociados a la subestación Pimentel y de las siguientes unidades de generación: Smith Enron (por baja frecuencia), CESPM 2 (por alta frecuencia), Itabo 1 y 2, Sabana Yegua, Haina 1 (por baja frecuencia), Metaldom (por baja tensión), Los Toros 1 y 2 (por máxima y mínima tensión), CEPP 2 (por baja frecuencia y baja tensión), Monción 1 y 2, Tavera 1 y 2 y Hatillo.

#### Consideraciones básicas y supuestos

De la información suministrada por el OC, de las condiciones pre-falla de este evento, se tenían las siguientes transferencias por los enlaces a 138 kV asociados a la subestación Palamara.

LINEAS A 138 kV	FLUJOS (MW)
PALAMARA HACIA BONA0 II #1	68.7
PALAMARA HACIA BONA0 II #2	68.7
PALAMARA HACIA PIZARRETE	29*
PALAMARA HACIA VALDESIA	29.4*
PALAMARA HACIA VILLA MELLA	63.3*
PALAMARA HACIA HAINAMOSA	71.2*
PALAMARA HACIA ITABO GAS	14
PALAMARA HACIA ITABO VAPOR	27.6

\* Indica que el flujo en [MW] esta entrando a la barra a 138 kV de Palamara

**Tabla 7 - Transferencias Pre-falla**

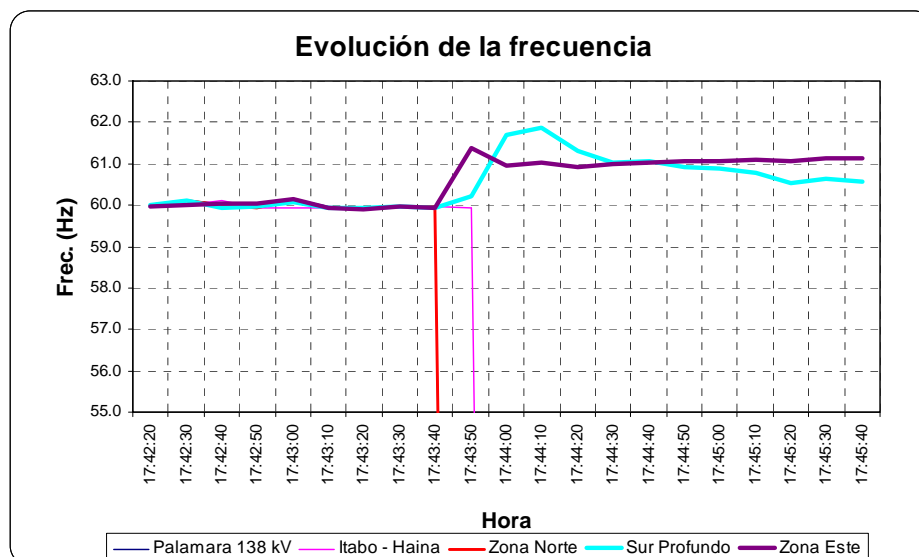
De la información presentada en la Tabla 7 se observa alta importación del área Sur con 137.5 MW, alta generación de las áreas Este y Sur con exportaciones hacia Palamara de 134.5 MW y 58.4 MW respectivamente.

En la Tabla 8 se presenta el reporte de disparo de los elementos de la red durante este evento, tomado del Reporte diario de operación preliminar de la secuencia de eventos del miércoles 25 de octubre del año 2006 suministrado por el OC.

### Registro de frecuencia

Para este evento se suministró información de los registros de frecuencia en diferentes subestaciones del sistema de República, con resolución de 1 dato cada 10 segundos.

En la Figura 31 se presenta la evolución de la frecuencia en los diferentes puntos del sistema, presentando colapso en las áreas Norte y Centro, mientras que para el área Sur y Este se presentó sobrefrecuencia con valores máximos de 61.87 Hz.



**Figura 31 - Evolución de la frecuencia el 25 de octubre de 2006**



HORA EVENTO	SUPERVISOR	INSTALACION (Central, S/E.)	EQUIPO (Unidad, Disyuntor, Barra, Transformador, Etc.)	EVENTO	ORDEN IMPARTIDA [MW], [MVar], [TENSION: KV-PU]		ORDEN CUMPLIDA [MW], [MVar], [TENSION: KV-PU]	ESTATUS [MW], [MVar], [TENSION: KV-PU]	PROTECCION (Baja Tensión, Alta Frecuencia, Sobrecorriente, Distancia, Diferencial Etc.)
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA HAINAMOSA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA VILLA MELLA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA ITABO VAPOR	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA ITABO TG	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA BONAO II L # 1	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA BONAO II L # 2	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E HAINAMOSA	DISYUNTOR 138 KV HACIA VILLA MELLA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA VALDESIA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 138 KV HACIA PIZARRETE	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	DISYUNTOR 69 KV HACIA 69 KV HACIA BAYONA	DISPARO					BAJA FRECUENCIA
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PALAMARA	AUTOTRANSFORMADOR LADO DE ALTA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E HAINAMOSA	DISYUNTOR 138 KV HACIA PALAMARA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PIZARRETE	DISYUNTOR 69 KV HACIA SANTO DOMINGO	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E HAINA	DISYUNTOR 69 KV HACIA REFINERIA	DISPARO					BAJA FRECUENCIA
17:53	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E CANABACOA	BANCO DE CAPACITORES	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E SMITH	INTERRUPTOR A	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E SMITH	INTERRUPTOR B	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E FALCON	TT-3	DISPARO					ZONA I
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3ITABO1		DISPARO	115	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3ITABO2		DISPARO	110	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3CESPM2		DISPARO	70	0	0	0	ALTA FRECUENCIA
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3SYEGUA		DISPARO	11	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PIZARRETE	DISYUNTOR 138 KV HACIA VALDESIA	DISPARO					
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3HAINA1		DISPARO	40	0	0	0	BAJA FRECUENCIA
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3METALD		DISPARO	30	0	0	0	BAJO VOLTAJE
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3SMITH		DISPARO	90	0	0	0	BAJA FRECUENCIA
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3LTORO1		DISPARO	4.5	0	0	0	MAXIMA Y MINIMA TENSION
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3LTORO2		DISPARO	4.5	0	0	0	MAXIMA Y MINIMA TENSION
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3CEPP2		DISPARO	21	0	0	0	81, 27, AUXILIAR 12
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3MONCI1		DISPARO	25	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3MONCI2		DISPARO	25	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3TAVER1		DISPARO	36	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3TAVER2		DISPARO	36	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3CEMON1		DISPARO	1.3	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3CEMON2		DISPARO	1.3	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	G3HATILL		DISPARO	8	0	0	0	
17:43	GGG-APB/OC AJS-AB/CCE	S/E PIMENTEL	BANCO DE CAPACITORES	DISPARO					

**Tabla 8 - Eventos presentados del 25 de octubre de 2006**

## Simulación del evento

Ante la pérdida de todos los enlaces asociados a la Subestación Palamara, que es una de las subestaciones estratégicas del sistema de República Dominicana, se presenta sobrefrecuencia en las áreas Este y Sur al quedar con excedentes de generación, lo cual implica disparos de generación adicionales por alta frecuencia, de acuerdo a los ajustes actuales de sobre frecuencia presentados en el Anexo 1.

Para las áreas Norte y Santo Domingo se tiene un déficit de generación por lo tanto se presenta baja frecuencia y en este caso disparos adicionales de generación por baja frecuencia y baja tensión y actuación del esquema de botes de carga por baja frecuencia.

Desafortunadamente en este caso no se suministró información que sobre el tipo de falla que desencadenó el evento y sólo se tiene un registro de frecuencia con resolución de un dato cada 10 segundos, lo cual no permite observar claramente la evolución durante los primeros segundos, adicionalmente, con esta información es difícil establecer la secuencia de disparo de las unidades de generación.

Por lo anterior, para la simulación de este evento se consideró la pérdida de elementos reportados en la Tabla 8 y la secuencia de eventos presentada en la base de datos suministrada por el OC para el caso de simulación en DigSilent.

La secuencia de eventos simulada es la siguiente:

t (seg)	Evento
0.3	Corto circuito trifásico en la S/E Palamara 138 kV
0.4	Despeje de la falla en la S/E Palamara 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara - Bonao 1 a 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara - Bonao 2 a 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara - Villa Mella a 138 kV
	Disparo del circuito Palamara - Hainamosa a 138 kV en ambos extremos
	Disparo en Palamara del circuito Palamara - Pizarrete a 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara - Valdesia 1 a 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara – Itabo TG a 138 kV
	Disparo en Palamara del circuito Palamara – Itabo TV a 138 kV
1.4	Disparo de la generación de Monción y Contra Embalse Monción Disparo de la generación de EDM y EDN
1.66	Disparo del transformador de Falcón 78 MVA
1.95	Disparo de la generación de San Felipe
2.78	Disparo de la generación de CEPP2 Disparo de la generación de Tavera 1 y 2 Disparo de la generación de Hatillo
3	Disparo de la generación de Itabo 1 y 2
3.1	

3.5	Disparo de la generación de Metaldom
5	Disparo de la generación de Haina 1 Disparo de la generación de Los Toros Disparo de la generación de Sabana Yegua

**Tabla 9 - Secuencia de eventos en la simulación**

Al realizar la simulación de este evento, se encontró que los disparos por sobre y baja frecuencia reportados en la Tabla 8 se presentan durante la evolución del evento y por lo tanto el tiempo de disparo que aparece en la Tabla 9 corresponde al tiempo en que se presenta el disparo en el programa de simulación de acuerdo a los ajustes de los relés que están modelados. Adicionalmente, se presenta disparo de la generación de EDM y EDN por baja frecuencia.

En el caso de la generación de Metaldom que según el reporte de la Tabla 8 salió por baja tensión, se presenta disparo de la máquina para una tensión de 0.8 p.u. En la Figura 32 se presenta en detalle la evolución de la tensión en la zona de Santo Domingo, donde se observa que la tensión venía descendiendo lentamente y una vez que se presenta disparo de la generación de Itabo se presenta la excursión de la tensión por debajo de 0.8 p.u., lo cual implica el disparo de la generación de Metaldom y posteriormente la generación de Haina 1 a los 3.5 segundos ocasionando el colapso de tensión en esta zona.

En la Figura 33 se presenta la evolución de la frecuencia en la simulación, se observa colapso en las áreas Norte y Santo Domingo por baja frecuencia y baja tensión.

En las áreas Sur y Este se presenta sobrefrecuencia, obteniendo a los 7 seg de la simulación una frecuencia de 72.3 Hz en el área Sur, por lo tanto es posible que se halla presentado pérdida adicional de generación en esta zona por sobrefrecuencia que no halla sido reportada ante el OC. Para el área Este la frecuencia máxima fue de 61.97 Hz y con tendencia a estabilizarse alrededor de estos valores.

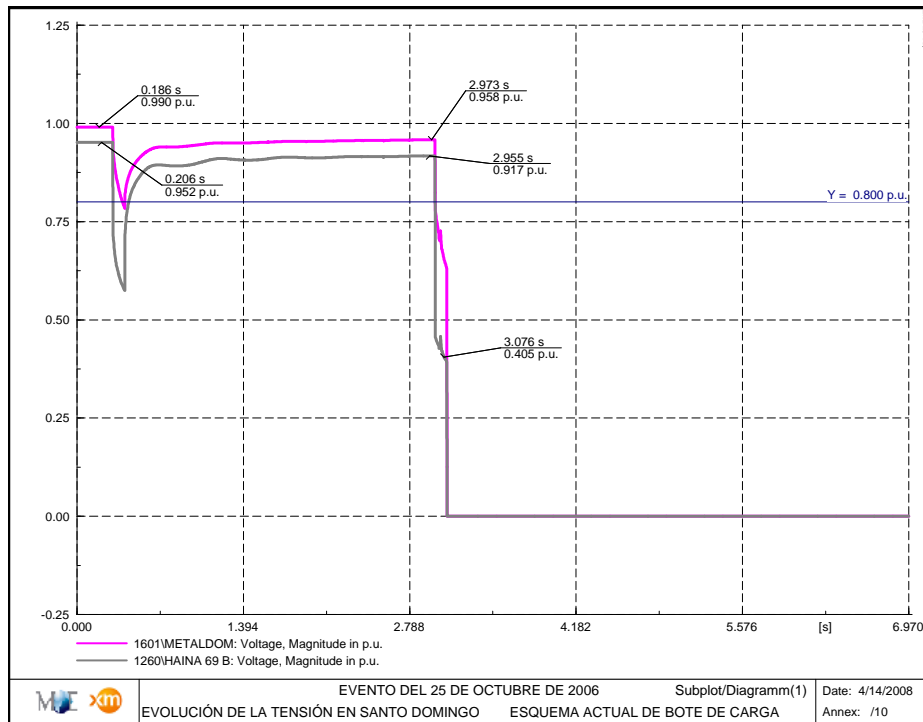


Figura 32 - Evolución de la tensión en Santo Domingo el 25 de octubre de 2006 –Simulación-

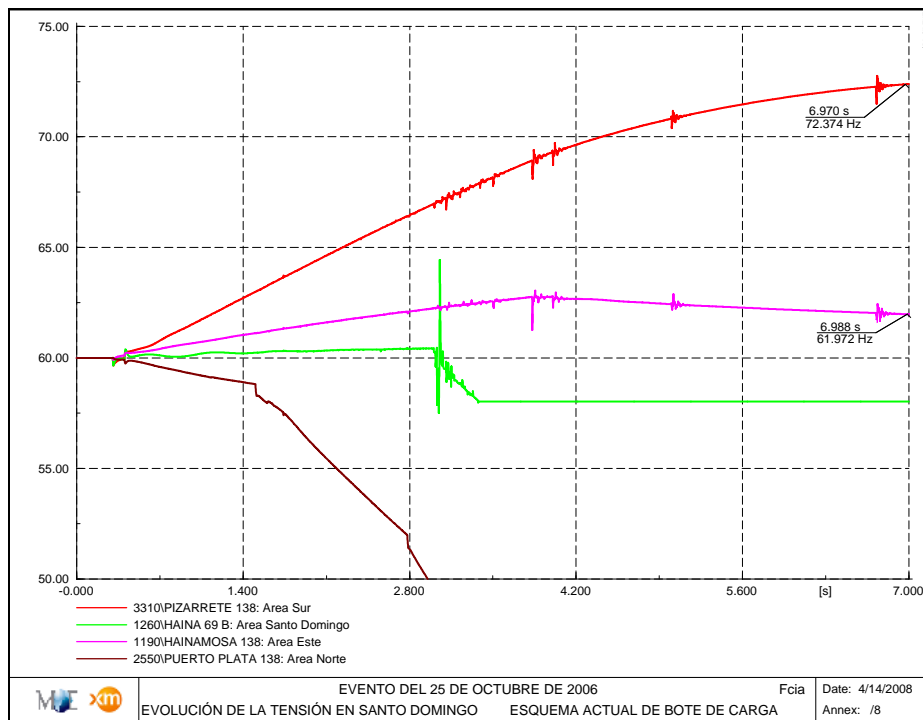


Figura 33 - Evolución de la frecuencia el 25 de octubre de 2006 –Simulación-

## Conclusiones

Este evento fue de gran impacto para el sistema de República Dominicana, ya que ocasionó el disparo de todos los elementos asociados a la subestación Palamara 138 kV afectando todas las áreas del sistema.

Mediante la simulación del evento se pudo ratificar las tendencias de evolución de la frecuencia para cada una de las áreas eléctricas, presentando sobrefrecuencia en las áreas Este y Sur al quedar con excedentes de generación, lo cual implica disparos de generación adicionales por alta frecuencia y para las áreas Norte y Santo Domingo se tiene un déficit de generación por lo tanto se presenta baja frecuencia y en este caso disparos adicionales de generación por baja frecuencia y baja tensión y actuación del esquema de botes de carga por baja frecuencia.

Sin embargo, para este evento no se tiene información de registros de falla ni de otra información de detalle que permita contrastar los resultados de la simulación, sólo se suministró un registro de frecuencia con muy baja resolución (1 dato cada 10 seg), lo cual dificulta el análisis, ya que se requiere establecer la secuencia de disparo de los diferentes elementos durante el evento. Por lo anterior, para la simulación de este evento se consideró la pérdida de elementos reportados en la Tabla 7, la secuencia de eventos presentada en la base de datos suministrada por el OC para el caso de simulación en DigSilent y los ajustes de disparo por sobre y baja frecuencia reportados por el OC.

Tal y como se concluyó en el evento anterior, para el análisis adecuado de estos eventos y por tanto una sintonía más efectiva, se requiere información muy precisa y detallada de la secuencia en la que se presentaron tanto disparos de generación como de equipos de transmisión (SOE) y de registros reales con mayor resolución que permitan identificar claramente las pendientes de caída de la frecuencia y la evolución de las variables determinantes para este tipo de análisis como son tensiones, transferencias de potencia, etc., y de ser posible en varios nodos del sistema.

### **3. EVALUACIÓN DE LOS ESQUEMAS ACTUALES DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA Y/O BAJO VOLTAJE Y DERIVADA DE FRECUENCIA**

Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia constituyen la estrategia de respaldo para mantener la frecuencia del SENI en valores operativos frente a desbalances generación-demanda provocados por eventos como disparos o pérdidas de carga de unidades de generación y fraccionamiento de la red.

### 3.1. ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA Y BAJA TENSIÓN VIGENTES

La desconexión total de carga asociada a cada una de las etapas del esquema de desconexión de carga sólo por umbral de frecuencia, considerando la máxima demanda esperada para el año 2008 y la atención total de la demanda del sistema, es en demanda máxima de 777.8 MW, equivalente al 35.9%, en demanda media de 633.2 MW, equivalente al 32.7% y en mínima de 478.6 MW, equivalente al 34.5% de la demanda total esperada.

La desconexión de carga asociada a la etapa 0 que corresponde al disparo por baja frecuencia y baja tensión tiene un deslastre total de 165.66 MW en demanda máxima, que corresponde al 7.66% de la demanda del sistema. Gran parte de estas cargas asociadas a la etapa 0 participan en el esquema de desconexión de carga por umbral de frecuencia y en algunos casos como Quinigua la participación en la Etapa 0 inhibe la participación en el esquema por baja frecuencia, ya que desconecta el 100%.

En las próximas tres Tablas, se presenta en detalle la participación de cada una de las etapas en el esquema de desconexión de carga actualmente implementado.

Etapa	Frec. (Hz)	Desconexión de carga			
		Cargas (MW)	Líneas (MW)	Total (MW)	% Demanda
1	58.900	105.52		105.52	4.87
2	58.825	71.87	134.59	206.46	9.54
3	58.750	118.82	89.7	208.52	9.63
4	58.675	122.38	128.77	251.15	11.6
5	58.600	62.18	245.01	307.19	14.19
<b>Total</b>		<b>480.78</b>	<b>297.02 (*)</b>	<b>777.8</b>	<b>35.94</b>

**Nota:(\*):** Este valor no corresponde a la sumatoria de la carga deslastrada en cada una de las etapas, ya que los circuitos asociados a este esquema participan en algunos casos en varias etapas.

**Tabla 10 - Esquema de desconexión de carga por baja: Demanda máxima año 2008**

Etapa	Frec. (Hz)	Desconexión de carga			
		Cargas (MW)	Líneas (MW)	Total (MW)	% Demanda
1	58.900	77.62		77.62	4
2	58.825	57	120	177	9.13
3	58.750	92.98	84.67	177.65	9.16
4	58.675	112.04	101.76	213.8	11.02
5	58.600	46.99	208.1	255.09	13.16



<b>Total</b>	<b>442.5</b>	<b>246.61 (*)</b>	<b>633.24</b>	<b>32.66</b>
--------------	--------------	-------------------	---------------	--------------

**Nota:(\*):** Este valor no corresponde a la sumatoria de la carga deslastrada en cada una de las etapas, ya que los circuitos asociados a este esquema participan en algunos casos en varias etapas.

**Tabla 11 - Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia: Demanda media año 2008**

Etapas	Frec. (Hz)	Desconexión de carga			
		Cargas (MW)	Líneas (MW)	Total (MW)	% Demanda
1	58.900	62.48		62.48	4.50
2	58.825	41.11	99.07	140.18	10.12
3	58.750	70.60	64.16	134.76	9.71
4	58.675	75.49	70.31	145.8	10.50
5	58.600	39.89	177.65	217.54	15.67
<b>Total</b>		<b>289.57</b>	<b>189</b>	<b>478.57</b>	<b>34.49</b>

**Nota:(\*):** Este valor no corresponde a la sumatoria de la carga deslastrada en cada una de las etapas, ya que las líneas asociadas a este esquema participan en algunos casos en varias etapas.

**Tabla 12 - Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia: Demanda mínima año 2008**

En las próximas tres Tablas, se presenta el detalle de las cargas y líneas asociadas a cada una de las etapas del esquema actualmente implementado, según la información reportada en la base de datos del DigSilent por el OC, con modificaciones respecto a los ajustes en la temporización de acuerdo a lo expuesto anteriormente (Sintonía del modelo de análisis eléctrico)

Etapas	Elemento	Area	Desconexión (%)
<b>Etapas 0</b>			
Desconexión de cargas: Ajuste: 59.2 Hz y V = 0.9 p.u., t = 150 ms	PLAYA DORADA	PUERTO PLATA B 69 kV	28.40
	QUINIGUA	ZF SANTIAGO 69 kV	100.00
	CRUCE DE ESPERANZA	ZF SANTIAGO 69 kV	82.30
	CANABACOA	CANAB-PPLATA	75.60
	PUERTO PLATA	CANAB-PPLATA	72.00
	ZF SANTIAGO	CANAB-PPLATA	15.00
	EMBAJADOR	ITABO-HAINA	78.50
	LOS PRADOS	ITABO-HAINA	77.00
Desconexión de circuitos: Ajuste: 59.2 Hz y V = 0.8 p.u., t = 150 ms	Pizarrete Santo Domingo (Pizarrete 69kV a Tap Ingenio CAEI)	PALA-CRUCES SJ	
	Palamara-Bonao (Palamara 69 kV a Industria de papel SIDO)	PALA-ITABO	
	Palamara-Bayona (Palamara 69 kV a Productos Diversos)	PALA-ITABO	
	INCA-Bonao (Inca 69 a T. Ciudad Satélite)	PALAMARA 69 kV	
	Romana-Higüey (Romana 69 kV a ZF La Romana 2)	ESTE	
	Romana-Pintado (Romana 69 kV a Tap La Romana Pueblo)	ESTE	
	Hainamosa-Invivienda	HAINAMOSA	
	Hainamosa-Dajao	HAINAMOSA	
	VillaDuarte-Invivienda (Villa Duarte 69 kV a Tap Hielos Nacionales)	HAINAMOSA	
	Haina-Refinería (Haina 69 kV a Granitos Bojos)	ITABO-HAINA	

**Tabla 13 - Etapas 0: Desconexión por umbral de frecuencia y tensión**

Etapa	Elemento	Area	Desconexión (%)
<b>Etapa 1</b>			
Desconexión de cargas: Ajuste: 58.9 Hz, t = 150 ms	CENTRO OPERACIONES HERRERA	HAINA 69 kV	50.00
	HERRERA	HAINA 69 kV	32.00
	METROPOLITANO	HAINA 69 kV	6.70
	LOS MINA 138	HAINAMOSA	28.50
	VILLA DUARTE	HAINAMOSA	62.10
	INVIVIENDA	LOS MINA-TIMB 69 kV	17.70
	CRUCE DE ESPERANZA	ZF SANTIAGO 69 kV	82.30
	CANABACOA	CANAB-PPLATA	75.60
	PUERTO PLATA	CANAB-PPLATA	72.00

**Tabla 14 - Etapa 1: Desconexión por umbral de frecuencia**

Etapa	Elemento	Area	Desconexión (%)
<b>Etapa 2</b>			
Desconexión de cargas: Ajuste: 58.825 Hz, t = 150 ms	BUENA VISTA	ROMANA 69 kV	80.00
	NIBAJE 138	CANAB-PPLATA	2.30
	LA ROMANA	ESTE	100.00
	MOCA	LA VEGA 69 kV	50.00
	CAPOTILLO	LOS MINA-TIMB 69 kV	28.50
	DAJAO	LOS MINA-TIMB 69 kV	25.70
	PLAYA DORADA	PUERTO PLATA B 69 kV	28.40
	QUINIGUA	ZF SANTIAGO 69 kV	100.00
	ZF SANTIAGO	CANAB-PPLATA	2.00
	LOS MINA 138	HAINAMOSA	28.26
	Desconexión de circuitos: Ajuste: 58.825 Hz, t = 250 ms	Pizarrete-Santo Domingo	PALA-CRUCES SJ
Hainamosa-Invivienda		HAINAMOSA	
Hainamosa-Dajao		HAINAMOSA	
VillaDuarte-Invivienda		HAINAMOSA	

**Tabla 15 - Etapa 2: Desconexión por umbral de frecuencia**

Etapa	Elemento	Area	Desconexión (%)	
<b>Etapa 3</b>				
Desconexión de cargas: Ajuste: 58.75 Hz, t = 150 ms	HATO MAYOR	BOCA CHICA 69 kV	100.00	
	HIGUEY 69	ROMANA 69 kV	70.50	
	SAN PEDRO DE MACORIS	ESTE	33.80	
	HAINAMOSA	ESTE	37.50	
	MATADERO 138	ITABO-HAINA	75.00	
	BONAO PER	LA VEGA 69 kV	57.00	
	EL CHIVO	NORDESTE 69 kV	26.50	
	NIBAJE 138	CANAB-PPLATA	10.00	
	MOCA	LA VEGA 69 kV	50.00	
	CAPOTILLO	LOS MINA-TIMB 69 kV	36.00	
	INVIVIENDA	LOS MINA-TIMB 69 kV	25.00	
	Desconexión de circuitos: Ajuste: 58.75 Hz, t = 250 ms	Pizarrete-Santo Domingo	PALA-CRUCES SJ	
		Palamara-Bonao	PALA-ITABO	
Palamara-Bayona		PALA-ITABO		
INCA-Bonao		PALAMARA 69 kV		

**Tabla 16 - Etapa 3: Desconexión por umbral de frecuencia**

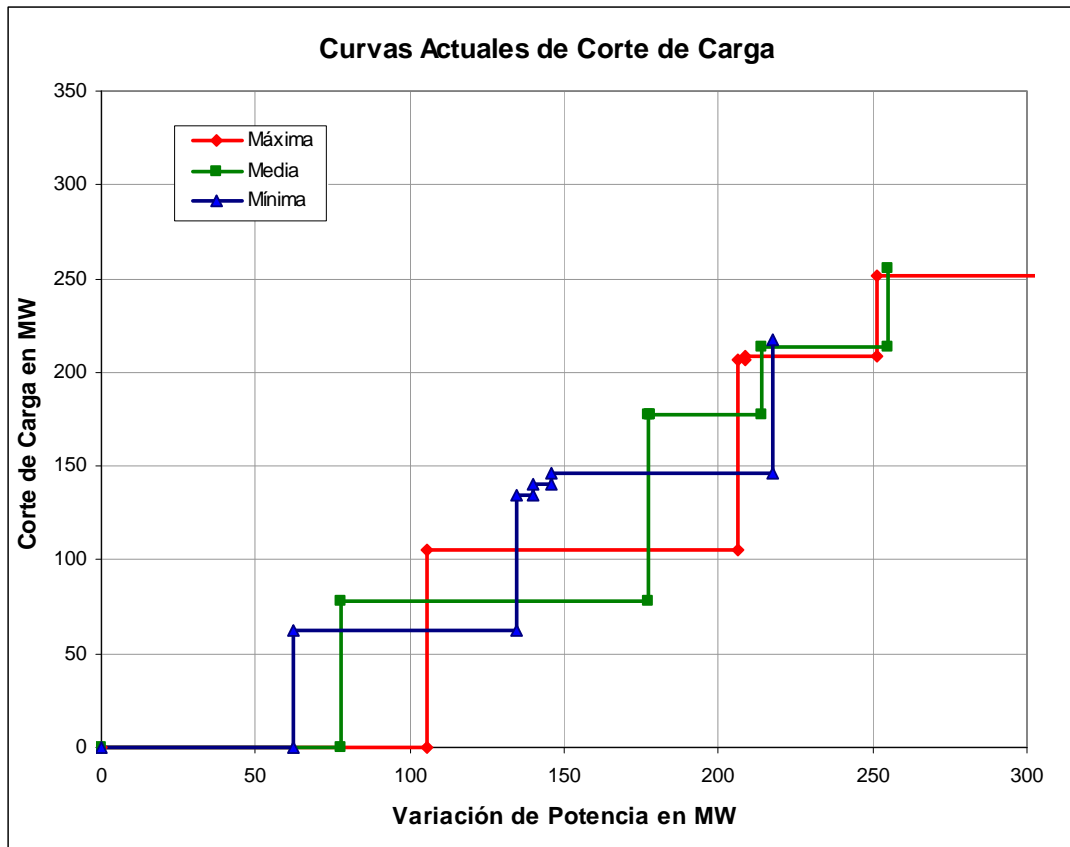
Etapa	Elemento	Area	Desconexión (%)
<b>Etapa 4</b>			
Desconexión de cargas: Ajuste: 58.675 Hz, t = 150 ms	Cayacoa	BOCA CHICA 69 kV	100.00
	ZF San Pedro	BOCA CHICA 69 kV	33.00
	Palamara	PALA-ITABO	85.00
	Arroyo Hondo B	PALAMARA 69 kV	100.00
	Azua	PIZA-SJ 69 kV	35.00
	La Gallera	CANAB-PPLATA	8.80
	Boca Chica	ESTE	100.00
	Kilometro 10.5	PALAMARA 69 kV	26.60
	CESAR NICOLAS PENSON 1130	LOS MINA-TIMB 69 kV	100.00
	Despacho	LOS MINA-TIMB 69 kV	20.20
	SAN PEDRO DE MACORIS	ESTE	15.20
	Metropolitano	HAINA 69 kV	4.10
	El Chivo	NORDESTE 69 kV	36.50
	Nibaje 138	CANAB-PPLATA	5.00
	ZF SANTIAGO	CANAB-PPLATA	15.00
Desconexión de circuitos: Ajuste: 58.675 Hz, t = 250 ms	Palamara-Bayona	PALA-ITABO	
	Romana-Higuey	ESTE	
	Romana-Pintado	ESTE	
	Haina-Refinería	ITABO-HAINA	

**Tabla 17 - Etapa 4: Desconexión por umbral de frecuencia**

Etapa	Elemento	Area	Desconexión (%)
<b>Etapa 5</b>			
Desconexión de cargas: Ajuste: 58.6 Hz, t = 150 ms	Arroyo Hondo	PALAMARA 69 kV	70.00
	Don Pedro	PUERTO PLATA B 69 kV	47.50
	Azua	PIZA-SJ 69 kV	55.00
	La Gallera	CANAB-PPLATA	18.80
	Kilometro 10.5	PALAMARA 69 kV	37.00
	Bonao PER	LA VEGA 69 kV	35.40
Desconexión de circuitos: Ajuste: 58.6 Hz, t = 150 ms	Palamara-Bonao	PALA-ITABO	
	INCA-Bonao	PALAMARA 69 kV	
	Romana-Higuey	ESTE	
	Romana-Pintado	ESTE	
	Hainamosa-Invienda	HAINAMOSA	
	Hainamosa-Dajao	HAINAMOSA	
	VillaDuarte-Invienda	HAINAMOSA	
	Haina-Refinería	ITABO-HAINA	

**Tabla 18 - Etapa 5: Desconexión por umbral de frecuencia**

El esquema de desconexión de carga actual está conformado por los 5 escalones para los diferentes niveles de demanda (máxima, media y mínima), y cuya representación gráfica se presenta a continuación.



El gráfico indica los niveles de corte de carga implementados actualmente, en función de la profundidad del corte (variación de potencia en MW). Por ejemplo, para el caso de Demanda Máxima (curva roja) no hay cortes de carga hasta que la perturbación (variación de potencia en el sistema por salida de generación) sea de 105.52 MW. Este valor de corte de carga de 105.52 MW se mantendrá con perturbaciones menores a 206.46 MW. Una vez que la perturbación sea igual o superior a los 206.46 MW y hasta el próximo escalón, el corte de carga será de 206.46 MW.

### 3.2. ANÁLISIS DE TEMPORIZACIONES

De la información suministrada en la base de datos del DigSilent, se extrajo el esquema actualmente implementado por el SENI de desconexión de carga por baja frecuencia y / o bajo voltaje, el cual se presenta a continuación:

Etapa	Frec. (Hz)	Delta de frec. Entre etapas (Hz)	Temporización (ms)
0 <sup>(1)</sup>	59.200		100 / 0 <sup>(2)</sup>
1 <sup>(3)</sup>	58.900	-0.3	100
2	58.825	-0.075	100 / 250 <sup>(4)</sup>
3	58.750	-0.075	100 / 0 / 250 <sup>(5)</sup>
4	58.675	-0.075	100 / 0 / 250 <sup>(5)</sup>
5 <sup>(6)</sup>	58.600	-0.075	100 / 0 <sup>(7)</sup>

**Tabla 19 - Esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión de República Dominicana**

**Notas: (1):** Todas las cargas asociadas a esta etapa están diseñadas para actuar por umbral de frecuencia 59.2 Hz y por umbral de tensión en 0.9 p.u. Las líneas asociadas a esta etapa tienen disparo por umbral de frecuencia 59.2 Hz y de tensión en 0.8 p.u. (10 líneas en total).

- (2):**  $t = 100$  ms corresponde al tiempo de apertura de las cargas y  $t = 0$  s al disparo instantáneo de los circuitos asociados a esta etapa.
- (3):** Esta etapa sólo actúa por umbral de frecuencia y sólo tiene asociado deslastre en barras de carga.
- (4):**  $t = 100$  ms corresponde al tiempo de apertura de las cargas y  $t = 250$  ms al disparo de líneas por umbral de frecuencia en 58.825 Hz.
- (5):**  $t = 100$  ms corresponde al tiempo de apertura de las cargas y en  $t = 0$  s y  $t = 250$  ms al disparo de líneas por umbral de frecuencia en 58.75 Hz.
- (6):** El EDAC propuesto comprendía disparos asociados por umbral de frecuencia y por  $df/dt$  con ajustes en  $-0.5$  Hz/seg. Sin embargo, sólo se tiene implementado ajuste por umbral.
- (7):**  $t = 100$  ms corresponde al tiempo de apertura de las cargas y en  $t = 0$  s al disparo instantáneo de circuitos por umbral de frecuencia en 58.6 Hz

El esquema implementado en la base de datos corresponde en gran parte al esquema de relevo de carga propuesto según el estudio “Actualización del esquema de relevo de carga del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de la República Dominicana -2005”. Sin embargo, aún no se tiene implementada la última etapa por  $df/dt$  que según el estudio se debe ajustar en  $-0.55$  Hz/seg.

De acuerdo a los aspectos técnicos relacionados con los relés de frecuencia, sobre los cuales se apoya el análisis del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y se establece gran parte de la seguridad de la operación de los esquemas suplementarios de protección por frecuencia, se deben cumplir con requisitos estrictos de medición y verificación de condiciones para tomar la decisión de corte de carga.

Desde el punto de vista técnico, los relés de frecuencia deben cumplir con requisitos de medición y verificación de condiciones para tomar la decisión de apertura. La evaluación de la

frecuencia debe ser precisa y estar libre de la influencia de armónicos, por lo cual la medición debe ser continua y exige el uso de filtros. Las temporizaciones no incluyen los tiempos de operación de la protección que son los tiempos requeridos para medición, evaluación de condiciones y desenganches.

La medición de frecuencia para evaluar condiciones de umbral requiere normalmente una ventana de 3 ciclos, y para la medición de gradientes de frecuencia entre 1 Hz/s y 5 Hz/s requiere ventanas de medición en el orden de 5 a 10 ciclos. Por lo tanto, los tiempos inherentes de operación son aproximadamente de 100 milisegundos (ms) para enganche (*Pickup*) y desenganche (*Dropout*) para señales de umbral. La señal de disparo tiene asociada generalmente una temporización para cada etapa, por lo cual, la señal de disparo se produce tan pronto haya transcurrido la temporización.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta el tiempo de operación del interruptor que desconecta el equipo correspondiente. Las protecciones de frecuencia con señal de disparo por gradiente tienen ventanas de medición mayores y por tanto presentan tiempos de operación mínimos de 150 ms. Ventanas de muestreo variables crean compromisos entre precisión y tiempos de respuesta. Por lo tanto, cuando se requieran tiempos rápidos de operación tienen que utilizarse ventanas de medición menores a costa de precisión en la medida.

Es importante aclarar que según lo establecido en el documento “*Actualización del esquema de relevo de carga del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de la República Dominicana - 2005*”, el tiempo para apertura de los interruptores en este esquema de baja frecuencia es de 0.1 segundos, equivalente a 6 ciclos. Sin embargo, como se observa en la Tabla 19, se tienen disparos instantáneos asociados a circuitos de distribución tanto por umbral de frecuencia, como por umbral de frecuencia y tensión, por lo tanto y de acuerdo con las referencias técnicas presentadas respecto a los tiempos requeridos para medición y apertura de interruptores, se consideró en las simulaciones un tiempo mínimo de apertura de elementos en este esquema de **150 ms**.

Por otra parte, según lo muestra la Tabla 19, el esquema actualmente implementado de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión comprende 6 etapas de desconexión de carga, donde las etapas 1 a 5 corresponden a desconexión de carga por umbral de frecuencia, mientras que la etapa 0 actúa por umbral de frecuencia y de tensión, con ajustes de 59.2 Hz y 0.9 p.u. para la desconexión de cargas y de 59.2 Hz y de 0.8 p.u. para la desconexión de líneas.

En términos generales se observa una diferencia considerable entre los umbrales de ajuste de las 2 primeras etapas con un delta de frecuencia de 0.3 Hz, mientras que el delta entre las demás etapas del esquema actual es de 0.075 Hz.

El esquema de desconexión de carga por baja tensión tiene como objetivo mantener la calidad del servicio y ante evolución lenta de la tensión a valores de riesgo, realizando acciones de rechazo de carga cuando la tensión cruza determinados umbrales como consecuencia de bajos márgenes de reserva de potencia reactiva en algunas zonas del sistema. La determinación de este esquema parte de las tolerancias establecidas por la regulación teniendo en cuenta que la variación máxima de la tensión en estado estacionario no debe exceder los límites del 5% con respecto al valor nominal y que las unidades de generación no deben quedar sobrecargadas en potencia reactiva después de la evolución de las contingencias.

Mediante estudios de estabilidad es factible identificar contingencias críticas, o secuencia de eventos en el sistema que lo pueden llevar a algún riesgo en el control de la tensión. Para el presente caso, se evita tener como resultados valores menos a 0.8 p.u. por riesgo de colapso de voltaje del SENI.

Para la evaluación y propuestas de modificación del esquema actual se considerarán todos los criterios técnicos establecidos en la regulación vigente y el esquema actualmente implementado, tratando de conservar al máximo los elementos asociados a este esquema, buscando una mayor efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada y mejorar la selectividad del esquema.

### **3.3. CRITERIOS UTILIZADOS**

A continuación se consignan los criterios técnicos básicos considerados en la operación y planeación del sistema, en relación con las variables de calidad de suministro, Frecuencia y Tensión, los cuales son fundamentales en la instrumentación de los esquemas suplementarios, y por consiguiente, en los reajustes correspondientes. Esta información es tomada del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad Ley 125-01.

#### **3.3.1. CRITERIOS TÉCNICOS RELACIONADOS CON LA FRECUENCIA**

La frecuencia nominal de operación es 60 Hz y las condiciones técnicas para regular la frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado -SENI- deberán ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de:

- 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo
- 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo

Para cumplir con lo anterior, cada empresa de generación deberá poner a disposición del Organismo Coordinador -OC- el margen de reserva de regulación necesaria para satisfacer tales condiciones, mediante sus propias unidades generadoras o bien mediante acuerdo comercial con otras empresas de generación integrantes del SENI. Adicionalmente, todos los

equipos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3 y -2 Hz.

### **3.3.2. CRITERIOS TÉCNICOS RELACIONADOS CON LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

El OC deberá elaborar la programación del despacho de la Reserva Rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considerará una Reserva Rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. La Reserva Rotante establecida para RPF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW.

El porcentaje de reserva para RPF en ningún caso podrá superar un cinco por ciento (5%).

En caso de haber separación del Sistema en subsistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante deberá calcularse y programarse separadamente para cada subsistema aislado. En caso de haberse agotado la Reserva Rotante disponible de la lista de méritos, el OC o el CCE, según corresponda, podrá asignar Reserva Rotante a otros generadores no previstos inicialmente en la programación.

Para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) el OC requiere la documentación técnica que demuestre los siguientes requisitos mínimos:

- Estatismo permanente entre el 0 y 6%.
- Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz).
- Capacidad de Regulación mínima de más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) dentro de todo su rango de generación.
- Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 Hz y 61 Hz.
- La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- Contar con un enlace en tiempo real con el CCE.
- Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la Regulación Primaria de Frecuencia.

### **3.3.3. CRITERIOS TÉCNICOS RELACIONADOS CON LA TENSIÓN**

Todos los Agentes del MEM están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.



Los niveles de tensión en las Barras de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de Barras y Factor de Potencia establecidos por este Reglamento.

Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de Barra adecuados.

El CCE es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las Barras del Sistema de Transmisión. En el Estado Normal, la tensión de las Barras de carga deberá mantenerse dentro del más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) sobre su tensión de operación.

El OC deberá establecer las tensiones de operación a ser controladas en las Barras del Sistema de Transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el Estado Normal del SENI.

#### **3.3.4. CRITERIOS PARA SOBRECARGA DE EQUIPOS**

En tiempo real, los Agentes del MEM deben supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al CCE.

En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un Agente del MEM, éste deberá comunicarla al CCE, el cual dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo en coordinación con el Agente del MEM propietario.

No se permiten sobrecargas en equipos de generación, tanto en sus componentes de potencia activa como reactivas. Esta condición aplica tanto para el estado estable inicial (simulaciones estáticas) como para el post-contingencia (simulaciones dinámicas).

#### **3.3.5. CRITERIOS TÉCNICOS RELACIONADOS CON LA DESCONEXIÓN DE CARGA**

El OC encargará o efectuará los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el SENI. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del SENI. El OC establecerá el plazo en coordinación con los Agentes del MEM.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los siguientes:

- a) Durante períodos de inestabilidad se evita, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz, para no reducir la vida útil de unidades térmicas;
- b) El nivel mínimo de frecuencia para el SENI lo determina la capacidad de las unidades térmicas y es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los

- Agentes del MEM. Actualmente el nivel mínimo de frecuencia para el sistema es de 58.0 Hz;
- c) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores al nivel máximo, el cual es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM; actualmente el nivel máximo de frecuencia transitoria para el sistema es de 63 Hz;
  - d) Si la frecuencia permanece por más de quince (15) segundos en el nivel máximo, pueden desconectarse unidades;
  - e) Las etapas del esquema de rechazo, la carga rechazada en cada etapa, la duración de las etapas, etc., derivan de estudios especializados que realiza el OC;
  - f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos;
  - g) El rechazo automático de carga no debe originar sobre-frecuencias;
  - h) El sistema puede operar segmentado;
  - i) Los operadores del sistema de generación y del sistema de distribución priorizarán la permanencia de cargas de sus clientes;
  - j) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia se incluirá las cargas en orden descendente de prioridad;
  - k) Se pueden utilizar relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia, mínima tensión, máxima tensión e inversión de potencia, con temporización.

### **3.3.6. CRITERIOS ADICIONALES ACORDADOS CON EL OC**

Los criterios adicionales acordados con el OC ante contingencia (estática o dinámica) se resumen en los siguientes puntos:

- La Máxima sobrecarga admisible en los elementos de transmisión (líneas y transformadores) es del 20 % respecto de la capacidad operativa declarada. Este porcentaje de sobrecarga ante situación de emergencia se considera inclusive como valor base para el caso de transformadores, aún en el evento que dicho equipo tenga especificado algún de-rateo para la operación normal.
- Los valores mínimos y máximos de tensión en barras del sistema de transmisión en estado post-contingencia (10 segundos) son de mínimo: 0.9 p.u. y máximo: 1.1 p.u.
- Los valores máximos del cambio porcentual en la tensión del nuevo estado estable en barras ante maniobras de bancos de compensación es del 5 %.

- Valores mínimos de tensión transitoria admisible de 0.8 p.u., durante un tiempo máximo de 500 ms.
- El valor mínimo de recuperación de la frecuencia del sistema a los 10 segundos de ocurrido un evento es de 59.0 Hz

Consideraciones Básicas y Supuestos:

- En todos los casos se consideraron en condiciones normales de flujo de carga y atención total de la demanda del sistema eléctrico de la República Dominicana.
- Se considera toda la información reportada en la base de datos del OC respecto a los ajustes actuales de disparo de generación por sobre y baja frecuencia de acuerdo a lo presentado en el Anexo 1.
- Se incluyen todos los ajustes realizados a la base de datos según el soporte presentado en el Capítulo 4 Sintonía del modelo eléctrico, los cuales incluyen ajustes en los parámetros de los generadores y sus controles, ajuste del modelo de carga y ajuste a las temporizaciones asociadas al esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión.
- Los flujos de carga se ajustaron considerando el orden de mérito de las unidades de generación según el reporte suministrado por el OC en la Memoria Anual del año 2006.

#### 4. DEFINICIÓN DE CASOS

Para el análisis de la respuesta del sistema con los esquemas actualmente implementados, se analizaron las desconexiones de generación acordadas con el OC para cada uno de los escenarios de demanda y para la definición de los eventos, se considerará la información suministrada respecto a los eventos de SENI durante los años 2006 y 2007. Los casos de análisis acordados con el OC se presentan a continuación:

Demanda	# Caso	Pérdida de Generación MW
<b>Máxima</b>	Caso 1	115
	Caso 2	422
	Caso 3	700
<b>Media</b>	Caso 4	115
	Caso 5	424
	Caso 6	713
<b>Mínima</b>	Caso 7	115
	Caso 8	456

**Tabla 20 - Casos de Análisis**



Para la definición de los eventos, se consideró la información reportada por el OC respecto a los eventos presentados entre el año 2006 y 2007, los cuales se resumen a continuación en la Tabla 21 y la Tabla 22.

FECHA	HORA	ZONA AFECTADA	Falla	SALIDAS ASOCIADAS		Pérdida Total de Generación (MW)
				TRANSMISION	GENERACION	
28 Enero	8:44	Sur profundo	Cruceta incendiada	Pizarrete - Madre Vieja 69 kV, líneas en 138 kV Jigüey - Pizarrete, Jigüey - Aguacate, acople de barra de Jigüey, Aguacate - Valdesia, acople de barra de Aguacate, línea en 69 kV 15 de Azua - Pizarrete y autotransformador 138/69 kV de Pizarrete.	Monte Rio con 45 MW, la central de Sabana Yegua con 11 MW y las centrales de Los Toros 1 y 2 con 4.5 MW cada una	65
11 Mayo	14:17	Norte	Desconocida	Disyuntores en 138 kV B y C de Smith & Enron, Líneas en 138 kV Tavera - Canabacoa #1, Tavera - Canabacoa #2, Gallera - Canabacoa, Canabacoa - Bonaio II #2, Moca - Canabacoa, Canabacoa - Z.F. Santiago, Canabacoa - Nibaje, Canabacoa - Gallera, líneas en 69 kV Canabacoa - Playa Dorada, Playa Dorada - Puerto Plata y Diesel de La Vega - Canabacoa.	Central Smith&Enron con 136 MW, Diesel de La Vega con 55 MW, CEPP 2 con 42 MW, CEPP 1 con 11 MW, Tavera 1 con 36 MW, Rio Blanco 1 y 2 con 11.5 MW cada una, Lopez Angostura con 19 MW, Monción 1 con 25 MW, Contraembalse Monción 1 y 2 con 0.8 MW cada una.	348.6
23 Mayo	17:55	Norte	Incendio de CT	Interruptor 138 kV de acople de la Barra de Tavera, disyuntores en 138 kV A, B y C de Smith&Enron, Bonaio II - Canabacoa 1 y 2, Canabacoa - Tavera 1, Z.F. Santiago - Canabacoa, Z.F. Santiago - Navarrete, Z.F. Santiago - Gallera, Nibaje - Z.F. Santiago, Nibaje - Canabacoa, Gallera - Franca Santiago, Zona Gallera - Canabacoa, líneas en 69 kV Pimentel - San Francisco de Macoris, Playa Dorada - Aeropuerto, Playa Dorada - Canabacoa y Canabacoa - Playa Dorada, y Bonaio II - La Vega.	Smith&Enron con 74 MW, Diesel de La Vega con 55 MW, CEPP 2 con 37.5 MW, CEPP 1 con 5.5 MW, Monción 2 con 25 MW y Contraembalse Monción 1 y 2 con 0.8 MW cada una.	198.6
12 Julio	13:31	Santo Domingo, Zona Sur	Falla Interruptor Palamara 138 kV	Disyuntores en 138 kV Palamara - Itabo Vapor, Palamara - Pizarrete, Palamara - Hainamosa, Palamara - Villa Mella, Palamara - Valdesia, autotransformador de Palamara, Itabo Gas - Palamara, Bonaio II - Palamara 1 y 2, transformador de interconexión (TT-3) de Falcon y líneas en 69 kV: Palamara - Falcon, Palamara - Bayona, Pizarrete - Madre Vieja y Haina - Refinería.	Itabo 1 con 124 MW, Itabo 2 con 126 MW, Haina 1 con 32 MW, Monte Rio con 72.8 MW, Barahona Carbon con 45 MW, Metaldom con 27 MW, Smith con 95 MW y reducción de la inyección de Palamara de 66 a 56 MW	531.8
23 Septiembre	23:30	Sur Central	Protección diferencial de barra Palamara	Disyuntores en 138 kV Palamara - Bonaio II #1, Palamara - Villa Mella, Palamara - Hainamosa, Palamara - Pizarrete, Palamara - Valdesia, Palamara - Itabo Vapor e Itabo Gas - Palamara con aislamiento físico de las Zonas Norte, Sur y Este.	Itabo 1 con 118 MW, Haina 1 con 40 MW, Metaldom con 40 MW, Monte Rio con 72 MW, Los Toros 1 y 2 con 4.5 MW cada una y Palamara con 50 MW	369
10 Octubre	17:36	Norte	Explosión polo fase B Bonaio II Canabacoa 1	Disyuntores en 138 kV Bonaio II - Canabacoa #1, Canabacoa - Bonaio II #1 y 2, Palamara - Bonaio II #1 y 2 e interconexión de la subestación de Falcon (TT-3). Líneas en 69 kV Bonaio II - Hatillo, La Vega - Z.F. Dos Ríos, Bonaio II - La Vega, Pimentel - San Francisco de Macoris y Pimentel - Hatillo.	Rio Blanco 2 con 11.5 MW, Hatillo con 8 MW, Aniana Vargas 2 con 0.2 MW y Falcon con 50 MW	69.7
10 Octubre	18:55	Norte	Cierre asincrono en Bonaio II	Disyuntores en 138 kV A y C de la subestación de Smith y 138 kV de interconexión de Falcon (TT-3)	Smith con 120 MW, Tavera 2 con 33 MW, CEPP1 con 11 MW, CEPP2 con 31.5 MW, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, Lopez angostura con 13 MW, y Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1.3 MW cada una.	261.1
25 Octubre	17:43	Este y Santo Domingo	Falla en las líneas 138 kV Palamara - Villa Mella y 138 kV Palamara - Hainamosa	Disyuntor en 138 kV Palamara - Villa Mella, Palamara - Hainamosa, Palamara - Bonaio II #1 y 2, Palamara - Pizarrete, Palamara - Valdesia, Palamara - Itabo Gas, Palamara - Itabo Vapor, Hainamosa - Villa Mella, Hainamosa - Palamara, transformador de Palamara, transformador de Falcon (TT-3) y disyuntores en 69 kV Palamara - Bayona, Haina - Refinería y Pizarrete - Madre Vieja.	CESPM2 con 70 MW, Itabo 1 con 114 MW, Itabo 2 con 85 MW, Metaldom con 30 MW, Haina 1 con 40 MW, Smith con 90 MW, Pimentel con 30 MW, CEPP2 con 21 MW, Tavera 1 y 2 con 36 MW cada una, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, Lopez Angostura con 18 MW, Rio Blanco 2 con 11 MW, Hatillo con 8 MW, Rincón con 18 MW, Contraembalse Monción 1 y 2 con 1.3 MW cada una, Sabana Yegua con 11 MW, Valdesia 1 y 2 con 25 MW cada una, Los Toros 1 y 2 con 4.5 MW cada una.	729.6
14 Noviembre	3:18	Este	Avería en el Cable 138 kV de San Pedro II	Disyuntores en 138 kV Juan Dolio - San Pedro II, Interconexión AES Andrés - San Pedro II #1 y 2, disyuntores en 69 kV Haina - Refinería, Palamara - Bayona, Inca - Villa Attagrada, Romana - Higüey, Romana - Pintao y Villa Duarte - Invienda	CESPM1 con 70 MW, CESPM3 con 70 MW, Sultana del Este con 98 MW, Los Toros 1 y 2 con 4 MW cada una y la unidad #2 de la central de CEPP2 con 5 MW.	251
3 Diciembre	12:09	Sur central	Fase C del Apartarrayo Averiado de la línea a 138 kV Itabo Vapor Haina #1	Disyuntores en 138 kV Haina - Itabo Vapor #1, Itabo Vapor - Haina #1, Haina - Itabo Vapor #2, Itabo Vapor - Haina #2 y Palamara - Itabo Vapor Disyuntores en 69 kV Romana - Pinato, Romana - Higüey, Hainamosa - Dajao, Hainamosa - Invienda, Pizarrete - Madre Vieja, Palamara - Bayona, Inca - Citricos Nacionales, y Villa Duarte - Invienda.	Itabo 1 con 126 MW, Itabo 2 con 126 MW, Monte Rio con 72.8 MW, Metaldom con 40 MW, Sabana Yegua con 11 MW, Los Toros 1 y 2 con 4.2 MW cada una, Nizao Najayo con 0.1 MW y el disparo parcial de la central Estrella del Norte que redujo su inyección de 32 a 27 MW y la central de Estrella del Mar de 68 a 28 MW.	429.3

**Tabla 21 - Salidas parciales más severas del SENI 2006**

Fecha	Hora	Area afectada	Descripción del Evento	Pérdida de generación (MW)
06 de febrero	19:02	Zona Este	Falla en la zona Este (desconocida), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Palamara – Villa Mella (con recierre automático), Timbeque II – Villa Duarte (con recierre automático) y AES Andrés – Interconexión AES (con apertura definitiva, así como el disparo de la central AES Andrés con 275 MW. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia en el SENI que provocó el disparo por baja frecuencia de los disyuntores a 69 kV: Villa Duarte – Invienda, Haina – Refinería, Palamara – Bayona y Pizarrete – Madre Vieja.	275
18 de febrero	13:37	Zona Norte	El día 18 a las 13:37 horas ocurrió una falla (falla de polo) en el disyuntor a 138 kV Canabacoa – Bonoa II # 1, que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Canabacoa – Bonoa II #2, Bonoa II Canabacoa #1 y 69 kV Zona Franca Dos Ríos – La Vega, Pimentel – San Francisco de Macorís, y Pimentel – Hatillo, así como el disparo total de las centrales de Diesel de Pimentel con 31 MW, Diesel de La Vega con 55 MW, CEPPI1 con 16 MW, CEPPI2 con 44 MW, Monción 2 con 25 MW, Tavera 1 con 36 MW, López Angostura con 6 MW, El Salto con 0.65 MW y Contraembalse de Monción 1 y 2 con 0.8 MW cada una.	215.25
21 de febrero	12:48	Zona Este	Se presentó una falla en la zona Este (desconocida), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Palamara – Villa Mella, Los Mina – Hainamosa #1, Los Mina – Hainamosa #2 (con recierre automático), AES Andrés – Interconexión, El transformador de interconexión de la S/E de Falcon y 69 kV Timbeque – Los Mina, Timbeque I – Estrella del Norte, Villa Duarte – Timbeque I, Timbeque I – Timbeque II, así como el disparo de las centrales de AES Andrés con 275 MW, Estrella del Mar con 58 MW, Estrella del Norte con 32 MW, Los Toros 1 y 2 con 4.5 MW cada una y el disparo parcial de la central Sultana del Este reduciendo su generación en 48 MW. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia en el SENI que provocó el disparo por baja frecuencia de los disyuntores a 69 kV: Villa Duarte – Invienda, Haina – Refinería, Palamara – Bayona, Inca – Villa Altagracia y Pizarrete – Madre Vieja.	422
13 de marzo	17:15	Zona Central	Se presentó una falla interna en la central de Itabo mientras se arrancaba la bomba de agua de alimentación 1B que originó el disparo de las centrales Itabo 1 e Itabo 2 por pérdida de los servicios auxiliares por salida de servicio de la barra a 4.16 kV, las cuales generaban 114 MW y 115 MW respectivamente. Con esta pérdida de 229 MW generación de Itabo, se produjo una baja frecuencia seguida de la actuación del sistema de deslastre de carga y la desconexión manual de carga en barras de retro incluyendo las líneas a 69 kV Villa Duarte – Invienda, Haina – Refinería, Palamara – Bayona, Inca – Villa Altagracia y Pizarrete – Madre Vieja. Además con este evento se produjo baja tensión en la zona Sur Central y congestión en las enlaces a 138 kV Hainamosa – Villa Mella y Hainamosa – Palamara.	229
21 de marzo	17:32	Zonas: Norte, Sur, Central y Este	Se presentó una falla transitoria en el tramo de línea a 138 kV Matadero – Haina #1 (con falla de actuación de la protección (Falla de rele) en el disyuntor a 138 kV Haina – Matadero #1, que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Matadero – Haina #1 y como respaldo Itabo Vapor – Itabo Gas, Palamara – Itabo Vapor, Itabo Vapor – Haina #1, Hainamosa – Villa Mella, Hainamosa – Palamara y 69 kV Metaldom-Matadero, produciéndose la conformación de tres (3) subsistemas, así como el disparo total de las centrales Itabo 1 con 102 MW, Haina 4 con 62 MW, Metaldom con 41.3 MW, CESP1 con 80 MW, Los Toros 1 y Los Toros 2 con 3.3 MW y 3.5 MW respectivamente. Con la conformación de los subsistemas y la pérdida de generación antes mencionada se produjo baja frecuencia en el subsistema Norte-Sur Profundo-Barra Palamara del SENI que provocó el disparo por baja frecuencia de los disyuntores a 69 kV, Palamara – Bayona y Pizarrete – Madre Vieja y pérdida de tensión en el subsistema Sur Central en las barras Itabo Vapor, Haina, Embajador, Matadero, Los Prados, Herrera Nueva, Metro, UASD y METALDOM y la salida de la central CESP1 por alta frecuencia en la zona Este.	292.1
16 de mayo	21:28	Zonas Norte y Sur	Se presentó falla (objeto metálico en contacto) con los conductores en la línea a 138 kV Palamara – Hainamosa, que originó el disparo vía actuación de las protecciones eléctricas, de los disyuntores a 138 kV Palamara – Hainamosa, Hainamosa – Palamara, Villa Mella – Palamara, Villa Mella – Hainamosa – Villa Mella, Jigüey – Aguacate, Acople de Barra de Aguacate y transformador de interconexión TT-3 de la subestación Falcon, así como el disparo de las centrales Diesel de La Vega con 55 MW, Monte Rio con 72.8 MW, Diesel de Palamara con 67 MW, San Felipe con 170 MW, Diesel de Pimentel con 30 MW, Tavera 1 con 36 MW, Aguacate 1 y 2 con 22 MW cada una, Jigüey 1 con 39 MW, Río Blanco 1 y 2 con 12.5 MW cada una, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, Valdesia 1 y 2 con 25 MW cada una, Rincón con 9.3 MW, Hatillo 2 con 8 MW, CEPPI 1 con 16 MW, CEPPI 2 con 44 MW, Sabana con 4.5 MW, Sabana Vega 2 con 10 MW, Barahona Carbón con 42 MW, Metaldom con 40 MW, Itabo 1 y 2 con 120 MW cada una, Jimenoa con 7 MW, El Salto con 0.5 MW, Contra Embalse de Monción 1 y 2 con 0.3 MW c/u. Este evento produjo el colapso de las zonas Norte y Sur.	1060.7
16-Jul	16:25	Zona Este	Se presentó falla en la zona Este (desconocida), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Interconexión AES Andrés – AES Andrés y AES Andrés – Interconexión AES Andrés, así como el disparo de la central AES Andrés con 230 MW y el disparo parcial de la central Sultana del Este reduciendo su generación de 127 MW a 95 MW. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Inca – Villa Altagracia, Pizarrete – Madre Vieja, Villa Duarte – Invienda y Haina – Refinería.	262
16-Jul	18:32	Zona Norte	Se produjo una falla y la apertura de los disyuntores de líneas a 138 kV, vía actuación de las protecciones eléctricas: Palamara hacia Bonoa II #1 (con recierre), Palamara hacia Bonoa II #2 (con recierre), Bonoa II hacia Palamara #1 (con recierre y apertura definitiva) y Bonoa II hacia Palamara #2 (con recierre y apertura definitiva). Previo a estos eventos, existía un flujo de 80 MW por línea desde la barra Palamara hacia la barra Bonoa II. Con la desconexión física de la zona Norte en la subestación Bonoa II hacia Palamara, se produjo en ésta baja frecuencia y baja tensión no reguladas por los generadores y el sistema de deslastre de carga produciéndose el colapso total de dicha zona. El complejo Falconbridge no estaba acoplado al SENI en el momento que se sucedieron estos eventos. Las siguientes centrales CEPPI con 11 MW, CEPPI con 31.6 MW, Diesel de Pimentel con 27.2 MW, Diesel de La Vega con 68 MW, San Felipe con 138 MW, Río Blanco 1 y 2 con 11.5 MW cada una, López Angostura con 18 MW, Jimenoa con 6 MW, Hatillo con 8 MW, Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1.3 MW cada una, tuvieron desconexión intempestiva vía protecciones.	333.4
23-Jul	14:35	Zona Este	Ocurrió una falla en la central de AES Andrés (Activación del sistema de alarma contra incendios), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de las centrales AES Andrés con 280 MW, Monte Rio con 86 MW, CESP1 con 80 MW y Los Toros 1 con 4.8 MW. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Hainamosa – Dajao, Romana – Higüey, Romana – Pintao, Los Mina – Sabana Perdida, Pizarrete – Madre Vieja, Villa Duarte – Invienda y Haina – Refinería.	455.2
23-Jul	16:01	Zona Central	Falla en el enlace a 138 kV Itabo Vapor – Palamara (Falla en PT), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Itabo Gas – Palamara, Itabo Gas – Itabo Vapor, Itabo Vapor – Palamara, Palamara – Itabo Gas, Palamara – Pizarrete, Aguacate – Valdesia, Aguacate – Jigüey, Palamara – Bonoa II #1 y #2 (con recierre definitivo), Hainamosa – Palamara (con recierre definitivo), del transformador de interconexión (TT3) de la subestación del Falcon y el disyuntor a 69 kV Palamara – Diesel de Palamara, así como el disparo de las centrales Diesel de Palamara con 74 MW, Monte Rio con 86 MW, Haina 4 con 80 MW, Itabo 1 y 2 con 126 MW cada una y Los Toros 1 y 2 con 4.6 MW cada una, Aguacate 1 con 22 MW, Metaldom con 30 MW y la salida parcial de las centrales de Estrella del Norte y Estrella del Mar las cuales redujeron su generación de 37 a 21 MW y de 68 a 58 MW respectivamente. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia de los disyuntores a 69 kV: Romana – Higüey, Romana – Pintao, Villa Duarte – Invienda y Haina – Refinería.	579.2
10 de Agosto	16:21	Zona Norte	Falla en la zona Norte (desconocida), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Palamara – Bonoa II #1 y #2 (con recierre definitivo) y Bonoa II – Palamara #1 y #2 (con recierre no definitivo), Tavera – López Angostura, el transformador de interconexión TT3 de la subestación de Falcon, A y C de la subestación de San Felipe y el disyuntor a 69 kV Bonoa II – Río Blanco, así como la desconexión parcial de Monte Rio la cual redujo su generación en 40 MW y la desconexión total de las centrales de CESP1 con 70 MW, CEPPI con 11 MW, CEPPI2 con 42 MW, Diesel de La Vega con 70 MW, Río Blanco 1 y 2 con 11.5 MW cada una, López Angostura con 13 MW, Jimenoa con 7.3 MW, Contraembalse de Monción 1 y 2 con 0.5 MW cada una. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Villa Duarte – Invienda y Haina – Refinería.	277.3
04 de noviembre	4:10	Zona Norte	Falla (Desconocida) en la zona norte, que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Zona Franca – Puerto Plata 1, San Felipe – Puerto Plata 2, Puerto Plata 2 – Puerto Plata 1, Puerto Plata 2 – Navarrete, López Angostura – Tavera, San Felipe – Puerto Plata 1, San Felipe – Puerto Plata 1 y lado de alta del transformador principal de la central I San Felipe. Además, abrió el disyuntor a 69 kV Canabacoa – Playa Dorada y se produjo la desconexión intempestiva de las centrales San Felipe con 136.8 MW, Tavera 1 y 2 con 36 MW cada una, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, López Angostura con 18 MW, Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1.4 MW y 1.2 MW respectivamente. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Villa Duarte – Invienda, Pizarrete – Madre Vieja y Haina – Refinería.	279.4
12 de noviembre	15:47	Zona Norte	Se presentó una falla transitoria (Desconocida) en la zona Norte que originó el disparo, vía la actuación de las protecciones, de los disyuntores a 138 kV Zona Franca – Puerto Plata 2, Zona Franca – Navarrete, subestación San Felipe – Puerto Plata I, del transformador (TT-3) de interconexión de la subestación de Falcon, además, de los disyuntores a 69 kV Canabacoa – Playa Dorada y lado de alta a 69 kV del transformador de la central CEPPI2, con los motores desconectados en el momento de la falla, así como el disparo de las centrales San Felipe con 138.8 MW, Tavera 1 y 2 con 36.8 MW cada una, Monción 1 y 2 con 26 MW cada una, López Angostura con 18 MW, Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1.4 MW y 1.2 MW respectivamente. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Villa Duarte – Invienda, Pizarrete – Madre Vieja y Haina – Refinería.	285
09 de diciembre	0:23	Zona Norte	Falla en la subestación de Puerto Plata 1 (Tubería metálica en contacto con la cuchilla del lado de alta del autotransformador), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV del Autotransformador de Puerto Plata 1, Puerto Plata 1 – Puerto Plata 2, Puerto Plata 2 – San Felipe, San Felipe – Puerto Plata 2, San Felipe – Puerto Plata 1, López Angostura – Tavera y del disyuntor a 69 kV Playa Dorada – Canabacoa. Además, se produjo la desconexión intempestiva de las centrales San Felipe con 136.8 MW, La Vega con 18 MW, CEPPI 1 y 2 con 11 y 31.2 MW respectivamente, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, López Angostura con 18 MW, Aniana Vargas 2 con 0.4 MW y Contraembalse de Monción 1 y 2 con 1.2 MW cada una. Con la pérdida de generación antes mencionada se produjo baja frecuencia del SENI que originó el disparo, por baja frecuencia, de los disyuntores a 69 kV Palamara – Bayona, Villa Duarte – Invienda, Inca – Villa Altagracia, Pizarrete – Madre Vieja y Haina – Refinería.	267.7

Tabla 22 - Salidas parciales más severas del SENI 2007

En la Tabla 23 se presenta el resumen de los principales eventos que involucran pérdida de generación en el sistema a partir de 200 MW

Pérdidas de Generación	Número de eventos presentados	
	Año 2006	Año 2007
Entre 200 MW y 300 MW	3	9
Entre 300 MW y 450 MW	3	2
Mayores de 450 MW	2	3
<b>Total eventos</b>	<b>8</b>	<b>14</b>

*Tabla 23 - Estadística de eventos con pérdidas de generación de 2006 a 2007*

Del estadístico de eventos presentados durante el 2006 y 2007, se observa que el 54.5% de los eventos presenta disparos de generación hasta 300 MW, el 22.7% para eventos entre 300 MW y 450 MW y en la misma proporción del 22.7% para eventos de gran pérdida de generación superiores a 450 MW. Por lo tanto, para este sistema se tiene alta probabilidad de pérdidas grandes de bloques de generación.

El evento más severo se presentó el 16 de mayo de 2006 a las 21:28 con una pérdida de generación de 1060.7 MW, ocasionado por una falla (objeto metálico en contacto) con los conductores en la línea a 138 kV Palamara – Hainamosa, que originó el disparo vía actuación de las protecciones eléctricas, de los disyuntores a 138 kV Palamara – Hainamosa, Hainamosa – Palamara, Villa Mella – Palamara, Villa Mella –Hainamosa – Villa Mella, Jigüey – Aguacate, Acople de Barra de Aguacate y transformador de interconexión TT-3 de la subestación Falcon, así como el disparo de las centrales Diesel de La Vega con 55 MW, Monte Río con 72.8 MW, Diesel de Palamara con 67 MW, San Felipe con 170 MW, Diesel de Pimentel con 30 MW, Tavera 1 con 36 MW, Aguacate 1 y 2 con 22 MW cada una, Jigüey 1 con 39 MW, Río Blanco 1 y 2 con 12.5 MW cada una, Monción 1 y 2 con 25 MW cada una, Valdesia 1 y 2 con 25 MW cada una, Rincón con 9.3 MW, Hatillo 2 con 8 MW, CEPP 1 con 16 MW, CEPP 2 con 44 MW, Sabaneta con 4.5 MW, Sabana Yegua 2 con 10 MW, Barahona Carbón con 42MW, Metaldom con 40 MW, Itabo 1 y 2 con 120 MW cada una, Jimenoa con 7 MW, El Salto con 0.5 MW, Contra Embalse de Monción 1 y 2 con 0.3 MW cada una, Contra Embalse de Monción con 0.3 MW y Aniana Vargas con 0.3 MW. Este evento produjo el colapso de las zonas Norte y Sur.

#### **4.1. CASO PÉRDIDA DE 713 MW**

Para el evento crítico solicitado por el OC de pérdida de generación del orden de 700 MW, del estadístico presentado en la Tabla 21 y la Tabla 22, sólo se presentó un evento de este orden el 25 de octubre de 2006 con una pérdida total de 729 MW, los demás eventos en orden de severidad, mayores de 450 MW, corresponden a pérdidas de generación inferiores a 580 MW.

El evento del 25 de octubre de octubre de 2006 a las 17:43, ocasionó una pérdida de generación de 730 MW, el cual fue analizado en el capítulo anterior (ajuste del modelo de

simulación). Este evento involucró la pérdida de la subestación Palamara ocasionando fraccionamiento del sistema en cuatro áreas operativas, por lo tanto, en este caso se requiere de esquemas suplementarios adicionales al EDAC que minimicen el riesgo de colapso en cada una de las áreas eléctricas que quedan aisladas y las zonas de permitan restablecer las condiciones de operación del sistema. Por lo anterior, este evento permite probar no sólo el esquema de desconexión de carga que se proponga durante el estudio, sino que además, permite analizar los esquemas suplementarios adicionales de disparos de generación por sobre y baja frecuencia requeridos por áreas operativas para mantener operativo el sistema y permitir restablecer rápidamente la demanda del mismo.

Adicionalmente y para efectos de probar la respuesta de la integralidad del esquema ante este desbalance, se tomará como referencia los eventos analizados en el Informe “Actualización del esquema de relevo de carga del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de la República Dominicana -2005”, seleccionando por condiciones del despacho considerado el siguiente evento:

Pérdida de 700 MW entre las unidades de EDM, EDN, Itabo 1 y 2, Monterío, Sultana y Smith

#### **4.2. CASO PÉRDIDA DE 422 MW**

Para el evento de pérdida de generación de 422 MW, se presentaron dos eventos de esta magnitud, correspondientes al evento del 03 de diciembre del 2006 a las 12:09 y al evento del 21 de febrero de 2007 a las 12:48 horas. Se seleccionó para el análisis este último evento, ya que presentó mayor impacto en el sistema al involucrar pérdida de líneas importantes en la red de 138 kV.

Descripción del evento: El día 21 de febrero de 2007 a las 12:48 horas ocurrió una falla en la zona Este (desconocida), que originó el disparo vía la actuación de las protecciones de los disyuntores a 138 kV Palamara – Villa Mella, Los Mina – Hainamosa #1, Los Mina – Hainamosa #2 (con recierre automático), AES Andrés – Interconexión, El transformador de interconexión de la S/E de Falcon y 69 kV Timbeque – Los Mina, Timbeque I – Estrella del Norte, Villa Duarte – Timbeque I, Timbeque I – Timbeque II, así como el disparo de las centrales de AES Andrés con 275 MW, Estrella del Mar con 58 MW, Estrella del Norte con 32 MW, Los Toros 1 y 2 con 4.5 MW cada una y el disparo parcial de la central Sultana del Este reduciendo su generación en 48 MW. Con la pérdida de la generación antes mencionada se produjo una baja frecuencia en el SENI que provocó el disparo por baja frecuencia de los disyuntores a 69 kV: Villa Duarte – Invivienda, Haina – Refinería, Palamara – Bayona, Inca – Villa Altagracia y Pizarrete – Madre Vieja.

Para la simulación de este evento se consideró el disparo casi simultáneo de los elementos reportados en este informe. La secuencia de eventos simulada fue la siguiente:



t (seg)	Evento
0.5	Disparo de la línea a 138 kV Palamara – Villa Mella
0.6	Disparo de las líneas a 138 kV Los Mina – Hainamosa 1 y 2
0.7	Disparo de la línea a 138 kV AES Andrés – Interconexión
0.7	Disparo de la generación de AES Andrés TG y TV (278 MW)
0.8	Disparo de la generación de Sultana del Este Grupo 1 (48 MW)
0.8	Disparo de la línea a 69 kV Villa Duarte -Timbeque-
0.9	Disparo de la línea a 69 kV Timbeque I – Timbeque II
0.9	Disparo de la línea a 69 kV Los Mina - Timbeque
0.9	Disparo de la línea a 69 kV Timbeque – Estrella del Norte
0.95	Disparo de la generación de Estrella del Norte (32.4 MW)
0.95	Disparo de la generación de Estrella de Mar (67.7 MW)

**Tabla 24 - Secuencia de eventos en la simulación**

#### **4.3. CASO PÉRDIDA DE 115 MW**

Se analizará la salida simple de la unidad de generación con 115 MW, en este caso se considerará la pérdida de una unidad de Itabo y como caso adicional para tener un rango de desbalances intermedio, se considerará la pérdida de las dos unidades de Itabo con 230 MW

Se acordó analizar las contingencias que crean islas eléctricas como son:

- Disparo de Líneas Palamara - Hainamosa con 190 MW
- Disparo de Líneas Palamara-Bonao II con 190 MW
- Disparo de Líneas Palamara-Valdesia con 190 MW

Mediante el análisis de estas contingencias, se determinarán los esquemas suplementarios adicionales necesarios por subáreas eléctricas del sistema

### **5. SIMULACIONES DINÁMICAS**

Se evaluó la respuesta del sistema considerando los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión actualmente implementados en República Dominicana, para lo cual se presentan los análisis realizados ante los diferentes desbalances para los tres escenarios de demanda: máxima (período 21), media (período 11) y mínima (período 5).



## **5.1. RESULTADOS EN DEMANDA MÁXIMA**

### **5.1.1. DEMANDA MÁXIMA: PÉRDIDA DE 115 MW EN ITABO**

Para la demanda máxima esperada del sistema de República Dominicana en el 2008 de 2,166 MW, la pérdida de 115 MW representa un desbalance para este sistema de 5.31% en demanda máxima.

Al considerar el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión actualmente implementado, se presenta una excursión muy lenta de la frecuencia del sistema, que alcanza el umbral de los 59 Hz a los 6.5 seg, ocasionando disparo por baja frecuencia de los transformadores asociados a la generación de Los Toros y Contra Embalse Monción de acuerdo con los ajustes presentados en la base de datos, así:

- Los Toros: A los 59 Hz se presenta disparo del transformador 6.9/69 kV de 10.5 MVA, ocasionando el disparo de la generación a los 6.53 seg.
- Contra Embalse Monción: A los 58.9 Hz se presenta disparo del transformador 4.16/13.8 kV de 4 MVA, ocasionando el disparo de la generación a los 7.66 seg.

La pérdida de generación adicional entre Los Toros y Contra Embalse Monción es de 9.5 MW, lo cual hace cambiar un poco la pendiente de caída de la frecuencia, descendiendo hasta un valor mínimo de 58.89 Hz. A pesar de que la generación de Los Toros y Contra Embalse Monción no es muy representativa para el sistema, es importante anotar que ante cualquier desbalance generación/demanda que implique una excursión de la frecuencia hasta 58.9 Hz, se presenta la pérdida de esta generación y dado que están ubicadas en zonas muy deficitarias de tensión, la pérdida de esta generación puede ocasionar un deterioro mayor en las condiciones de estas subáreas.

Durante este evento se activa completamente la etapa 1 del esquema actual, con una desconexión total de 105.52 MW, que corresponde al 4.87% de la demanda del sistema. Se observa una buena recuperación de la frecuencia, alcanzando a los 10 segundos una frecuencia de 59.24 Hz.

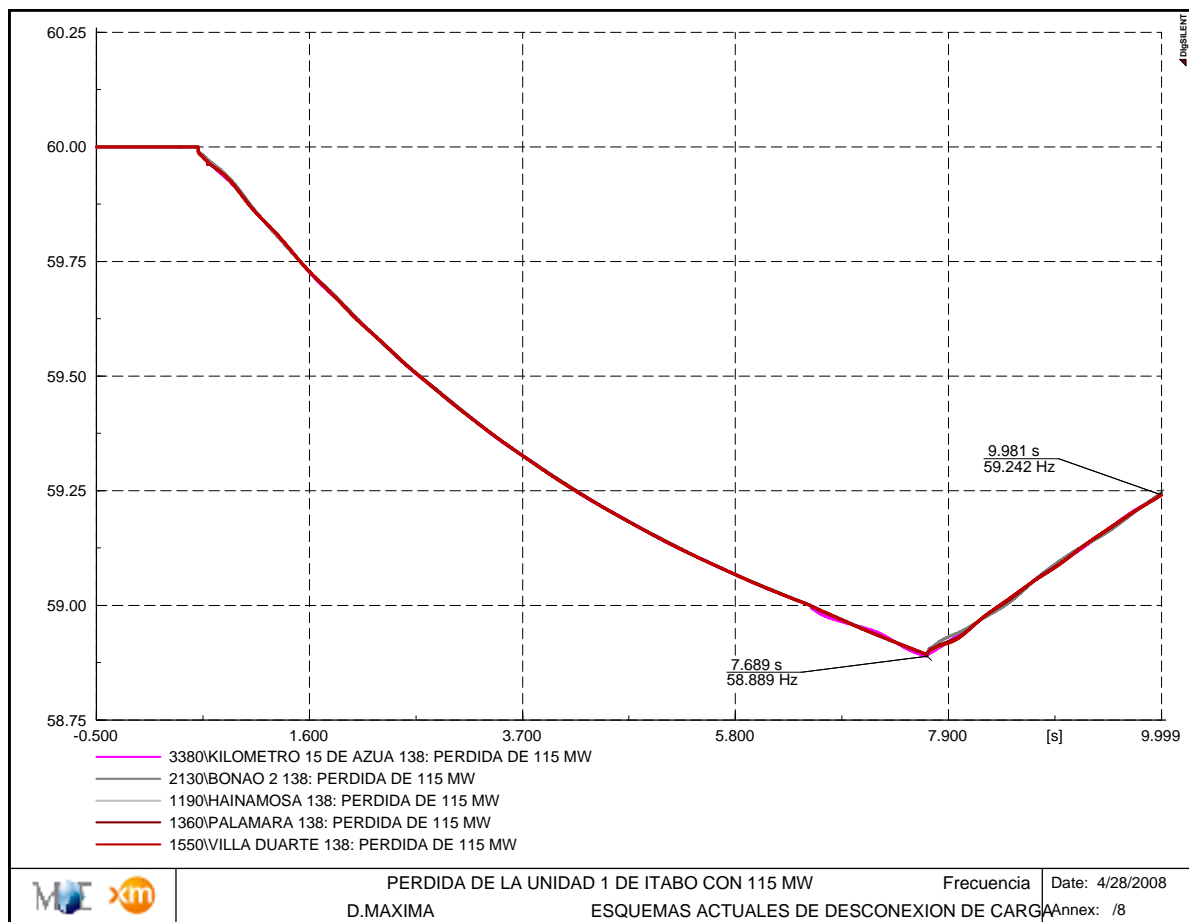
En este caso las tensiones permanecen dentro de los rangos permitidos, con tensión mínima de 0.97 p.u. y máxima de 1.057 p.u.

Del análisis de la pendiente de caída de la frecuencia durante los primeros segundos, se obtiene una pendiente de caída de la frecuencia del orden de -0.23 Hz/s.

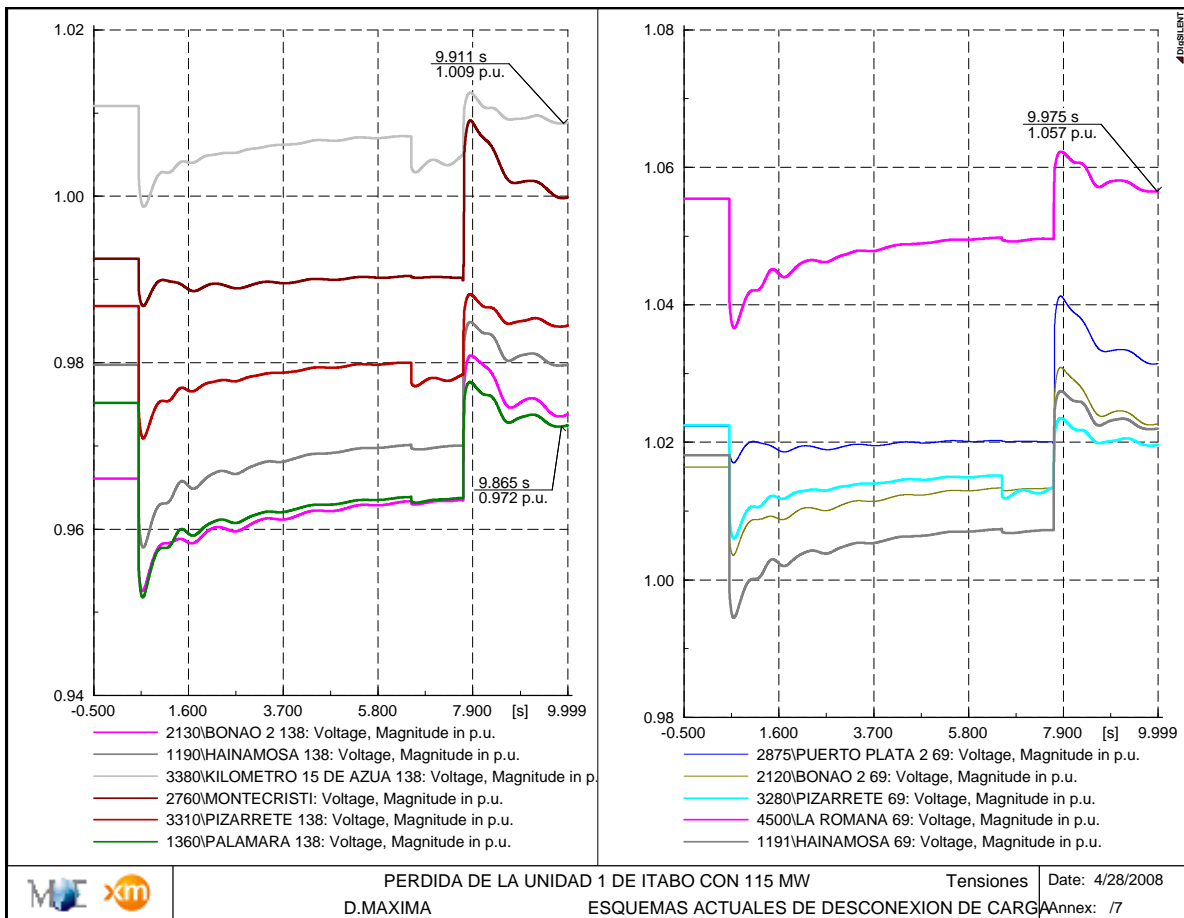
Pérdida de 115 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.752	1.5	-0.248
59.535	2.5	-0.217

**Tabla 25 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 115 MW en Demanda Máxima**

En la Figura 34 y la Figura 35 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia.



**Figura 34 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW en Itabo**



**Figura 35 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW en Itabo**

**5.1.2. DEMANDA MÁXIMA: PÉRDIDA DE 230 MW ENTRE LAS UNIDADES 1 Y 2 DE ITABO**

La pérdida de estas dos unidades con 230 MW representa un desbalance para el sistema en demanda máxima de 10.63%.

Se presenta disparo del transformador asociado a la generación de Los Toros a los 3.02 s y de Contra Embalse Monción a los 3.64 s

La frecuencia mínima obtenida en la simulación fue de 58.876 Hz, con una muy buena recuperación del sistema, alcanzando a los 10 seg de una frecuencia de 59.533 Hz, como se observa en la Figura 36.

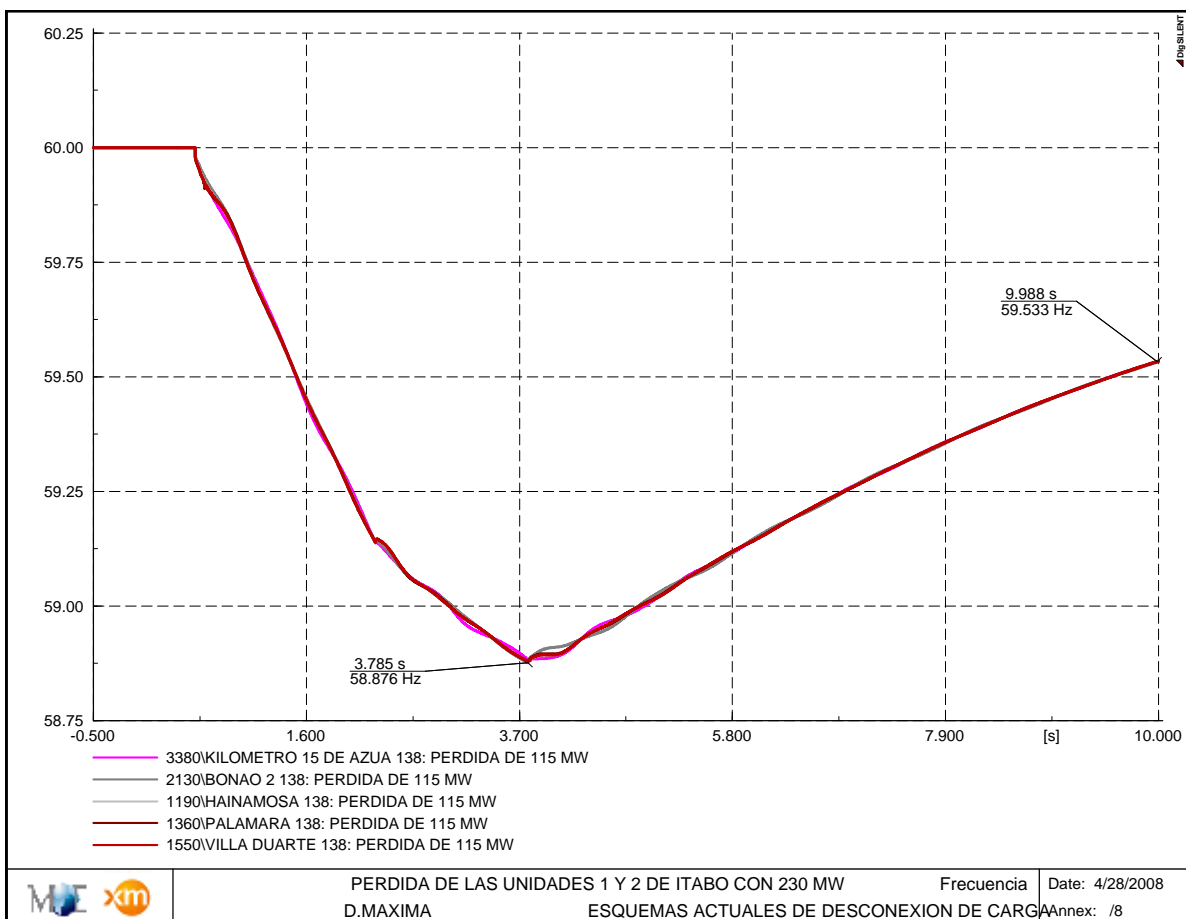
Las tensiones evolucionan dentro de los rangos permitidos, con valores máximos de 1.05 p.u. y mínimo de 0.97 p.u., como se observa en la Figura 37.

La desconexión de carga presentada durante el evento fue de 206.69 MW, de los cuales se tiene 101.16 MW asociados a la Etapa 0 con la participación de las cargas de Embajador y Los Prados (59.2 Hz y 0.9 p.u.) y por umbral de frecuencia con la activación completa de la Etapa 1 con 105.53 MW, con lo cual se tiene una desconexión total del 9.55% de la demanda del sistema.

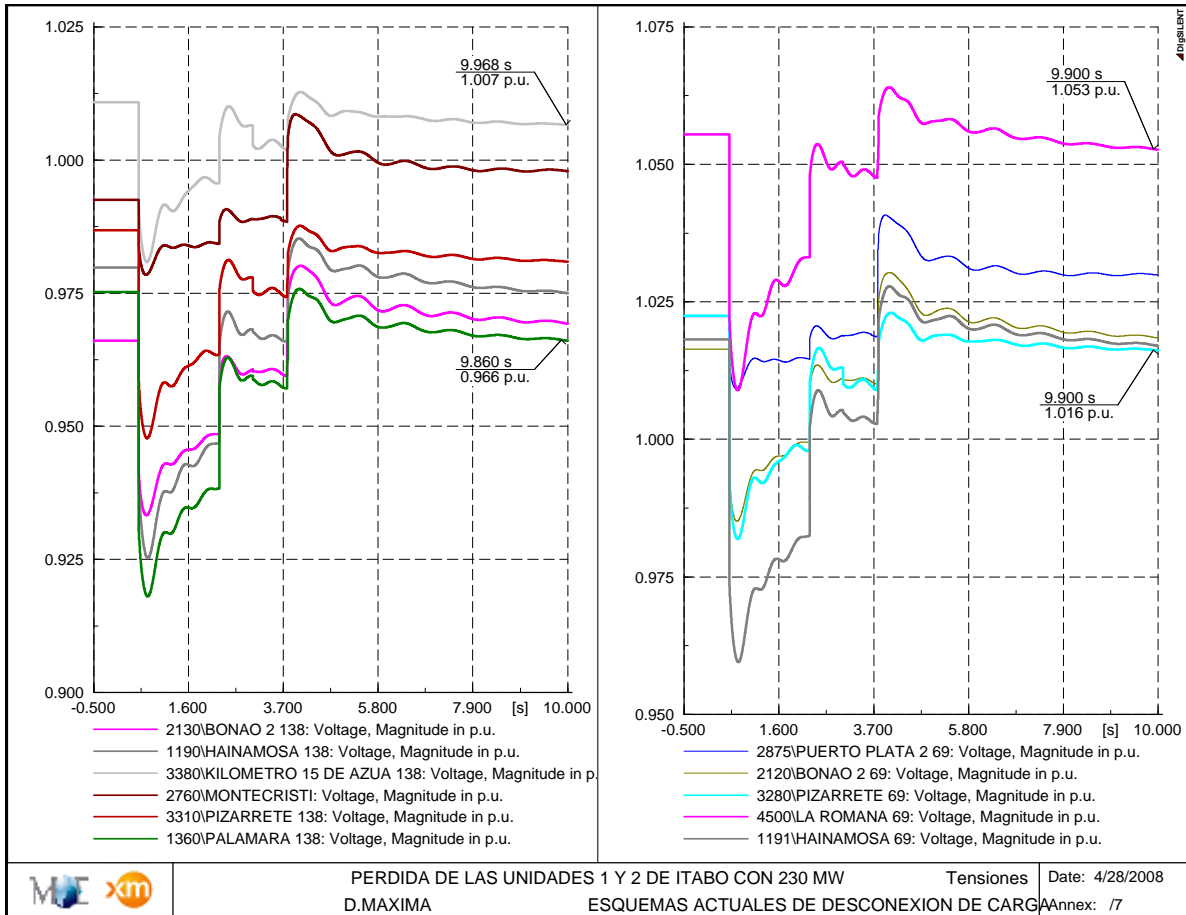
La pendiente de caída de la frecuencia durante este evento fue en promedio de -0.45 Hz/s como se observa a continuación:

Pérdida de 230 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.498	1.5	-0.502
59.091	2.5	-0.407

**Tabla 26 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 230 MW en Demanda Máxima**



**Figura 36 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW en Itabo**



**Figura 37 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW en Itabo –D.Máxima-**

### 5.1.3. DEMANDA MÁXIMA: PÉRDIDA DE 435 MW ENTRE AES ANDRÉS, EDM, EDN, LOS TOROS 1 Y 2 Y SULTANA DEL ESTE

Durante la simulación de este evento, se presenta disparo por baja frecuencia de los transformadores asociados a la generación de Los Toros y Contra Embalse Monción de acuerdo con los ajustes presentados en la base de datos, así:

Los Toros: A los 59 Hz se presenta disparo del transformador 6.9/69 kV de 10.5 MVA, ocasionando el disparo de la generación a los 1.916 seg.

Contra Embalse Monción: A los 58.9 Hz se presenta disparo del transformador 4.16/13.8 kV de 4 MVA, ocasionando el disparo de la generación a los 2.114 seg.

A pesar de que la generación de Los Toros y Contra Embalse Monción no es muy representativa para el sistema, es importante anotar que ante cualquier desbalance

generación/demanda que implique una excursión de la frecuencia hasta 58.9 Hz, se presenta la pérdida de esta generación y dado que están ubicadas en zonas muy deficitarias de tensión, la pérdida de esta generación puede ocasionar un deterioro mayor en las condiciones de estos sistemas

La pérdida de 435 MW representa un desbalance para este sistema del 20.1% en demanda máxima. Se presenta una frecuencia mínima de 58.673 Hz, alcanzando a activar completamente las etapas 1 y 2 (exceptuando la carga de Capotillo que queda aislada durante el evento), todas las cargas asociadas a la etapa 3 (excepto la carga de Capotillo) y el circuito Palamara – Bayona y de la etapa 4 dispara parcialmente algunas cargas.

La carga total deslastrada en la simulación fue de 444.23 MW, equivalente al 20.53% de la demanda total del sistema, obteniendo una rápida recuperación de la frecuencia del sistema, alcanzando el umbral de la primera etapa alrededor de los 4 seg. Sin embargo, en este se presenta a los 10 seg del evento una sobrefrecuencia de 61.13 Hz.

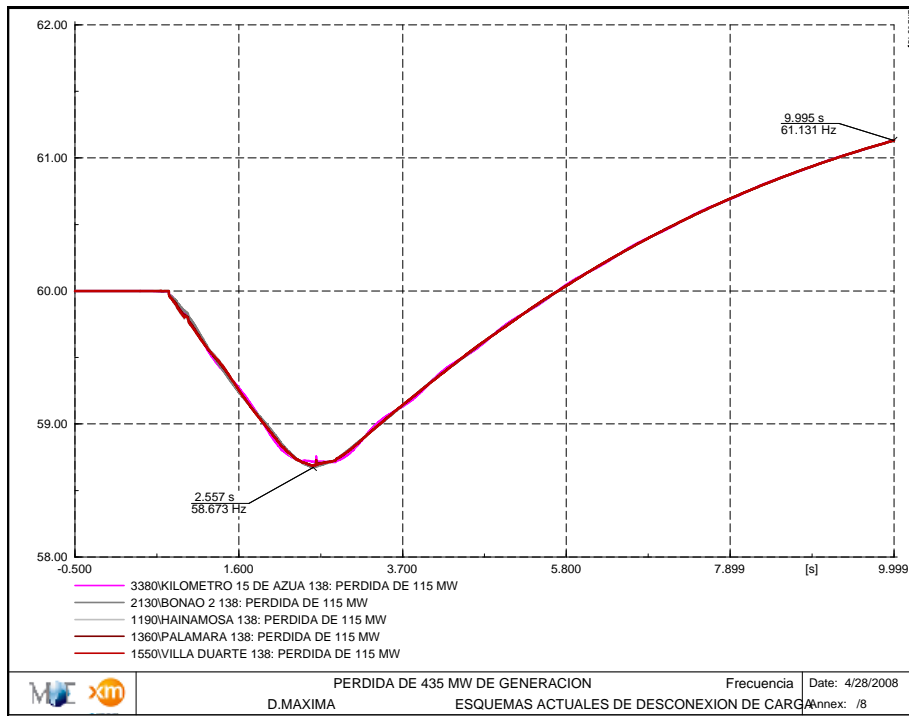
Desde el punto de vista de evolución se presentan tensiones dentro de los límites permitidos, con una tensión máxima de 1.1 p.u. en La Romana a nivel de 69 kV y las demás barras del sistema con valores entre 0.99 p.u. y 1.087 p.u.

En este caso se presentó una rápida caída de la frecuencia del sistema, alcanzando a los 2.55 seg el valor mínimo de 58.69 Hz, con una pendiente durante los primeros segundos del orden de -0.62 Hz/seg como se observa a continuación:

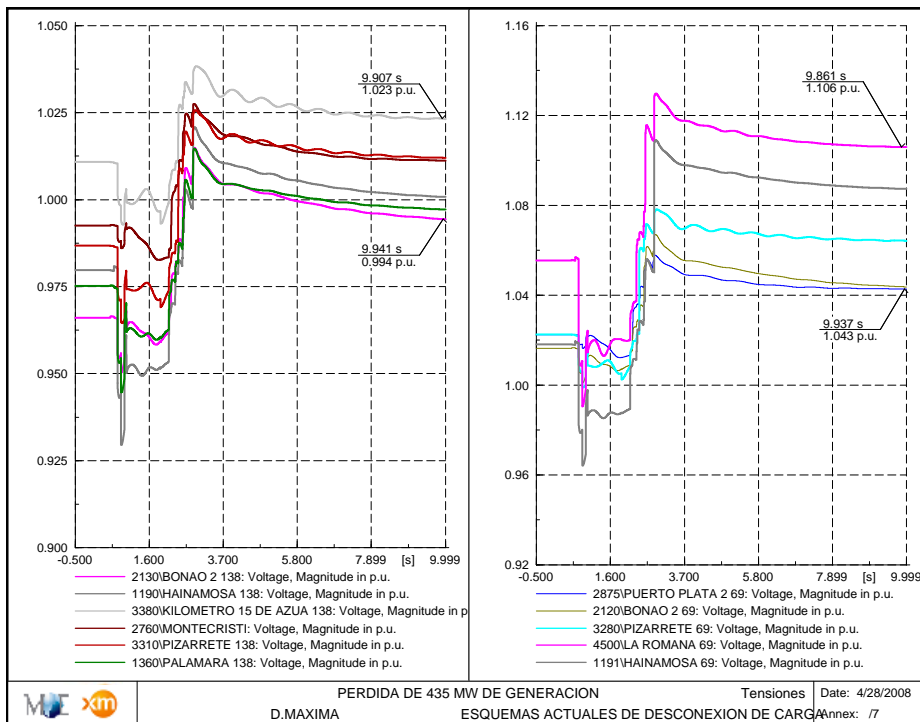
Pérdida de 435 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.318	1.5	-0.682
58.751	2.5	-0.567

**Tabla 27 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 435 MW en Demanda Máxima**

En la Figura 38 y la Figura 39 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia.



**Figura 38 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 435 MW –D.Máxima-**



**Figura 39 - Evolución de la tensión ante pérdida de 435 MW – D.Máxima-**

#### 5.1.4. DEMANDA MÁXIMA: PÉRDIDA DE 700 MW ENTRE LAS UNIDADES DE EDM, EDN, ITABO 1 Y 2, MONTERÍO, SULTANA Y SMITH

Se consideró el disparo casi simultáneo de esta generación, sin involucrar pérdida de elementos adicionales en la red de transmisión, con el objetivo de probar la respuesta integral del sistema ante el máximo desbalance que soporta el esquema actual, según los estudios desarrollados previamente por el OC.

El evento a simular es el siguiente:

t (seg)	Evento
0.5	Disparo de la generación de Sultana
0.6	Disparo de la generación de EDM y EDN
0.7	Disparo de la generación de Itabo 1 y 2
0.8	Disparo de la generación de Smith
0.9	Disparo de la generación de Monterío

**Tabla 28 - Secuencia del evento de pérdida de 700 MW**

La pérdida de este bloque de generación representa en demanda máxima un desbalance del 32.35%.

Se observa una pendiente abrupta de caída de la frecuencia con un  $df/dt$  en promedio de -1.15 Hz/s durante los primeros segundos como se observa a continuación:

Pérdida de 700 MW		
Frec. (Hz)	Seg	$df/dt$
60	0.5	
59.434	1	-1.132
58.848	1.5	-1.172

**Tabla 29 - Cálculo del  $df/dt$  ante pérdida de 700 MW en Demanda Máxima**

La frecuencia mínima obtenida en la simulación de este evento fue de 58.34 Hz alcanzados a los 2 seg, ocasionando inicialmente la desconexión de todas las cargas que participan en la Etapa 0 ( $f=59.2$  Hz y  $V=0.9$  p.u.) y por umbral de frecuencia actúa completamente el esquema, a excepción de las cargas que participan paralelamente en la Etapa 0 y en el esquema por umbral de frecuencia.

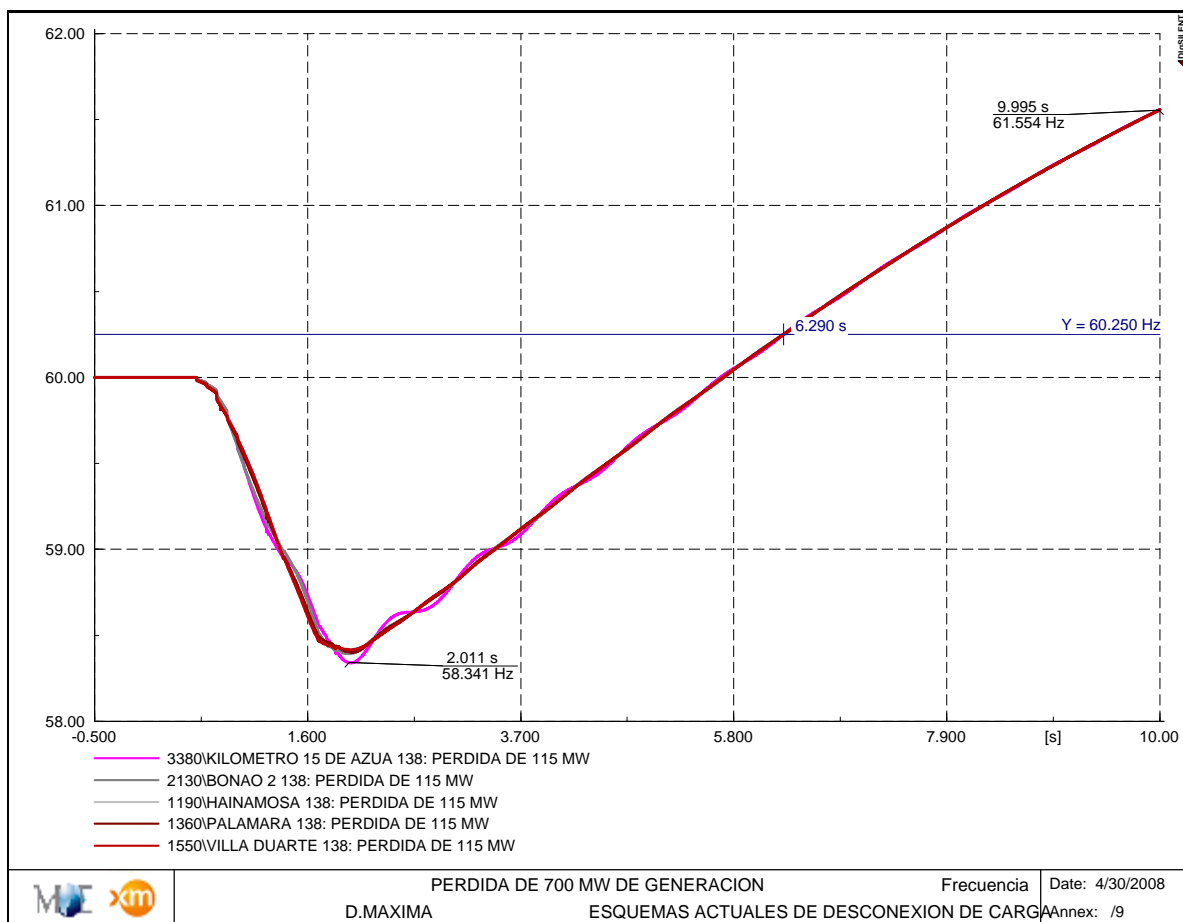
Los circuitos asociados al esquema de desconexión por umbral de frecuencia presentan disparo en diferentes frecuencias como son: 58.825 Hz, 58.75 Hz, 58.675 Hz y 58.6 Hz.

La desconexión total de carga durante este evento fue de 861.6 MW que equivalen al 39.82% de la demanda del sistema.

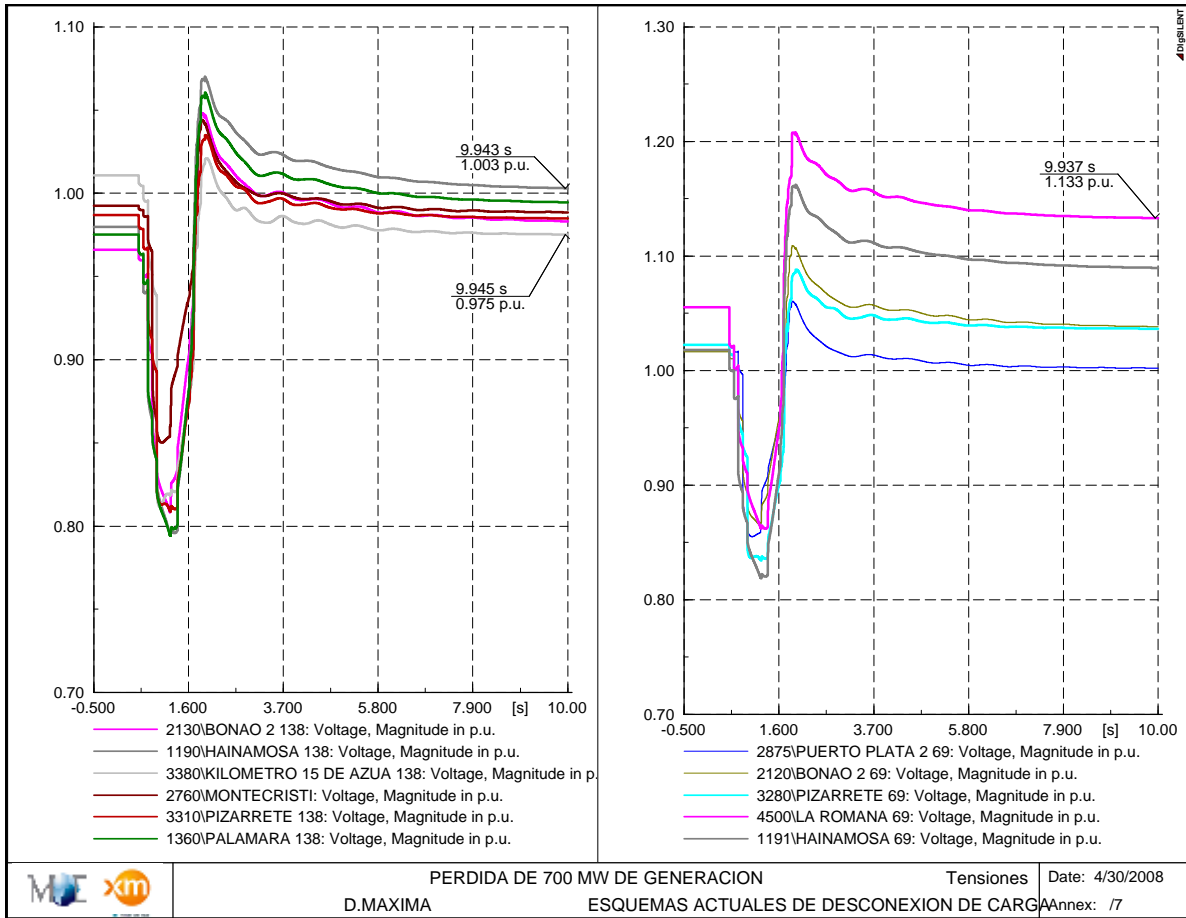


Se observa una rápida recuperación de la frecuencia del sistema, sin embargo, se presenta alta frecuencia en el sistema, al sobrepasar el límite máximo exigido por la regulación vigente (60.25 Hz) alrededor de los 6 seg y con tendencia a seguir aumentando, alcanzando a los 10 seg de la simulación un valor de frecuencia de 61.55 Hz, como se observa a continuación en la Figura 40.

Desde el punto de vista de las tensiones del sistema, se observan tensiones máximas de 1.13 p.u. y mínimas de 0.97 p.u., como se observa en la Figura 41.



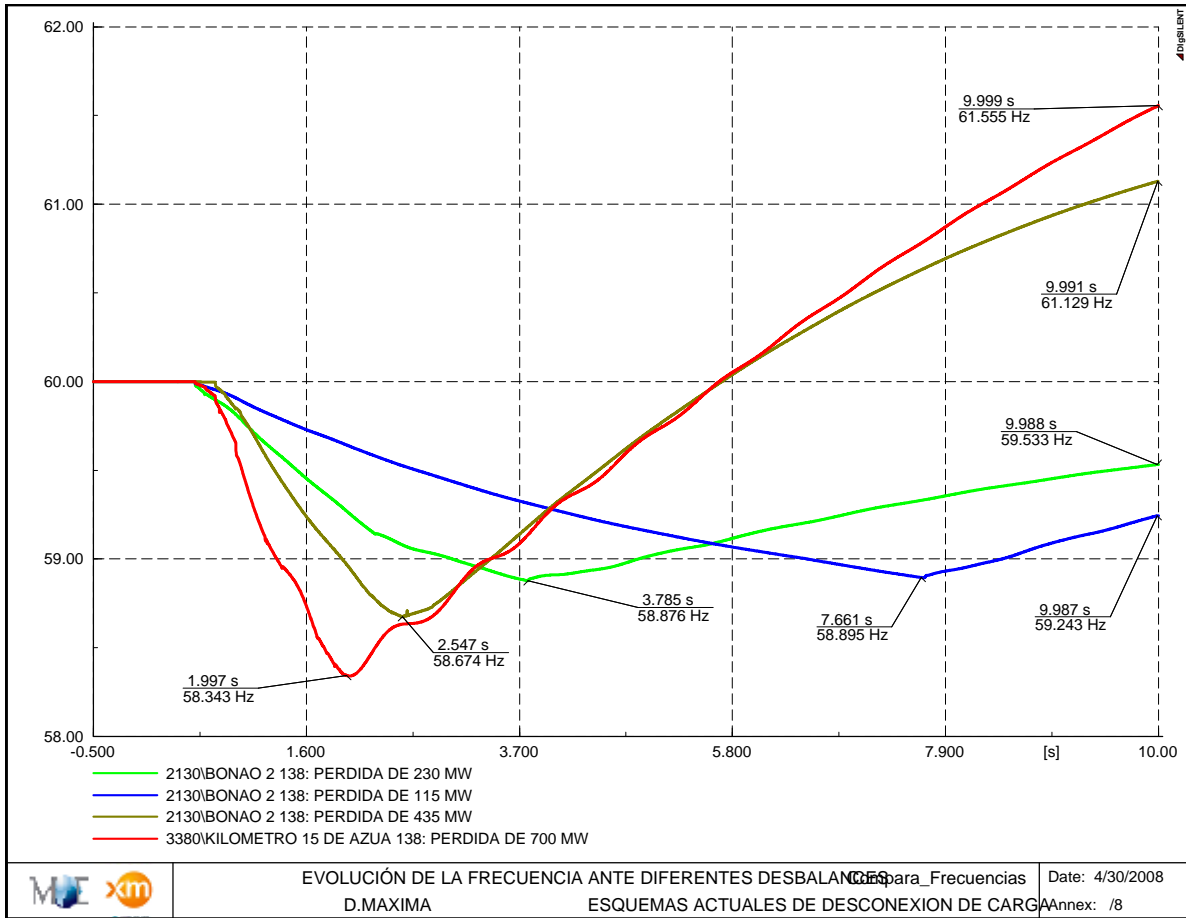
**Figura 40 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 700 MW –D.Máxima-**



**Figura 41 - Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW –D.Máxima-**

### 5.1.5. RESUMEN DE RESULTADOS EN DEMANDA MÁXIMA

En la siguiente figura se presenta la comparación de los diferentes desbalances analizados desde el punto de vista de la evolución de la frecuencia del sistema.



**Figura 42 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Máxima-**

Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Min. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslaste de carga por umbral de frecuencia (MW)	Deslaste de carga por baja frecuencia y baja tensión (MW)	Deslaste de carga total (%)	Etapas actuadas
Itabo I	115	5.31	58.892	59.242	105.52	0	4.88	Actúa completamente la Primera Etapa
Itabo I y II	230	10.63	58.876	59.533	105.53	101.16	9.55	Actúa completamente la Primera Etapa y las cargas de la etapa 0 asociadas a Embajador y los Prados
Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	435	20.10	58.673	61.131	444.23	0	20.53	Actúan completamente las etapas 1 y 2 y parcialmente las etapas 3 y 4.
EDM, EDN, Itabo I y II, Monterío, Sultana y Smith	700	32.35	58.34	61.55	701.68	159.92	39.82	Actúan completamente las cargas asociadas a la Etapa 0 (f = 59.2 Hz y V= 0.9 p.u) y la totalidad de las cargas asociadas al esquema por baja frecuencia, excepto las cargas que participan en primera etapa y se presenta desconexión del total de los circuitos que disparan por umbral de frecuencia en las sgtes frecuencias: 58.825 Hz, 58.75 Hz, 58.675 Hz y 58.6 Hz.

**Tabla 30 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda máxima**

## 5.2. RESULTADOS EN DEMANDA MEDIA

### 5.2.1. DEMANDA MEDIA: PÉRDIDA DE 115 MW EN ITABO

Se consideró una demanda media (P 11) de 1,938.69 MW, por lo tanto, ante pérdida de 115 MW se tiene un desbalance en este sistema de 5.93%.

Ante este desbalance se presenta un descenso en la frecuencia del sistema, alcanzando a los 4.4 seg una frecuencia de 59 Hz, ocasionando el disparo de la generación de Los Toros y posteriormente en 4.93 seg se presenta el disparo de Contra Embalse Monción a los 58.87 Hz, lo cual hace descender un poco más la frecuencia hasta alcanzar un valor mínimo de 58.897 Hz.

Se presenta actuación del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia en su primera etapa activándola completamente, con una desconexión total de 77.62 MW, que corresponde al 4% de la demanda del sistema. Se observa una adecuada recuperación de la frecuencia, alcanzando a los 10 segundos una frecuencia de 59.16 Hz, como se observa en la Figura 43.

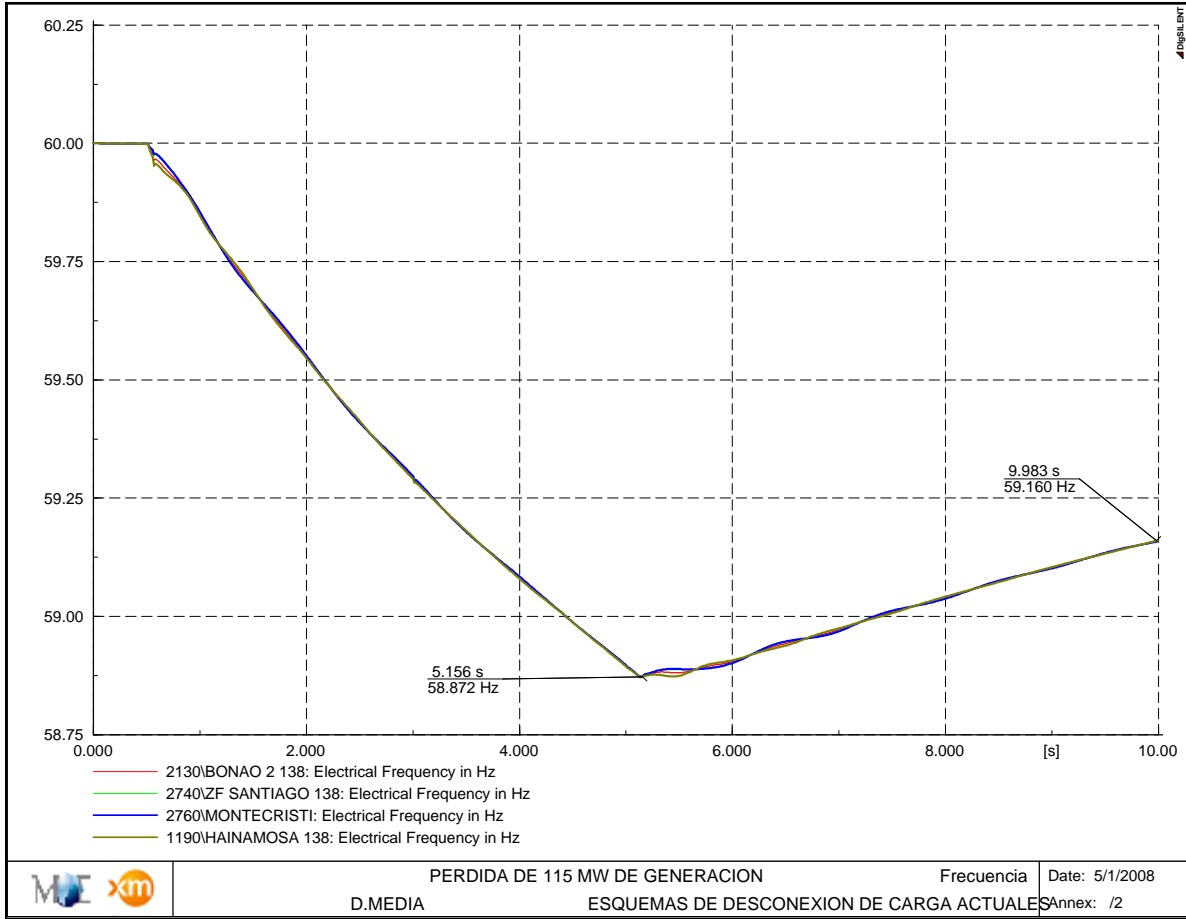
En este caso las tensiones permanecen dentro de los rangos permitidos, con tensiones máximas de 1.03 p.u. y mínima de 0.96 p.u. (ver Figura 44).

Del análisis de la pendiente de caída de la frecuencia durante los primeros segundos, se obtiene una pendiente de caída de la frecuencia del orden de -0.295 Hz/s.

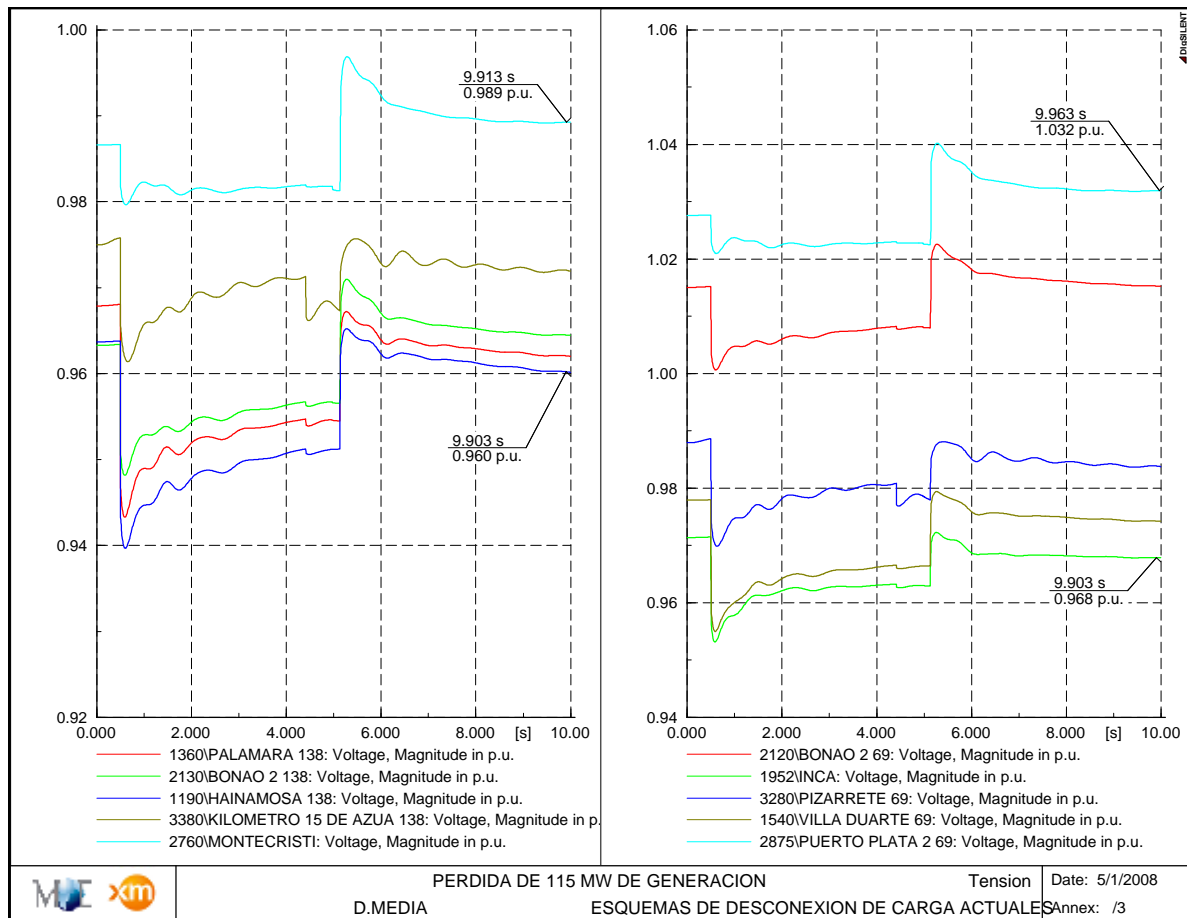
Pérdida de 115 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.686	1.5	-0.314
59.409	2.5	-0.277

*Tabla 31 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 115 MW en Demanda Media*

En la Figura 43 y la Figura 44 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia.



**Figura 43 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW – D.Medía-**



**Figura 44 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW – D.Medía-**

**5.2.2. DEMANDA MEDIA: PÉRDIDA DE LAS UNIDADES I Y II DE ITABO CON 230 MW**

Ante esta contingencia, se tiene un desbalance para el sistema del 11.86%.

Se observa en la respuesta de la simulación una frecuencia mínima de 58.832 Hz alcanzada a los 3.2 segundos, alcanzando a activar completamente la primera etapa del esquema actual, que tiene un ajuste por baja frecuencia de 58.9 Hz y parcialmente la Etapa 0 del esquema actual (59.2 Hz y 0.9 p.u.), con el disparo de las cargas de Embajador y Los Prados.

La desconexión total de carga durante este evento fue de 183.66 MW, equivalente al 9.47% de la demanda del sistema.

En cuanto a la frecuencia de recuperación del sistema, se observa una muy buena respuesta, llevando la frecuencia a los 10 segundos 59.734 Hz. En cuanto a la respuesta de tensión, se

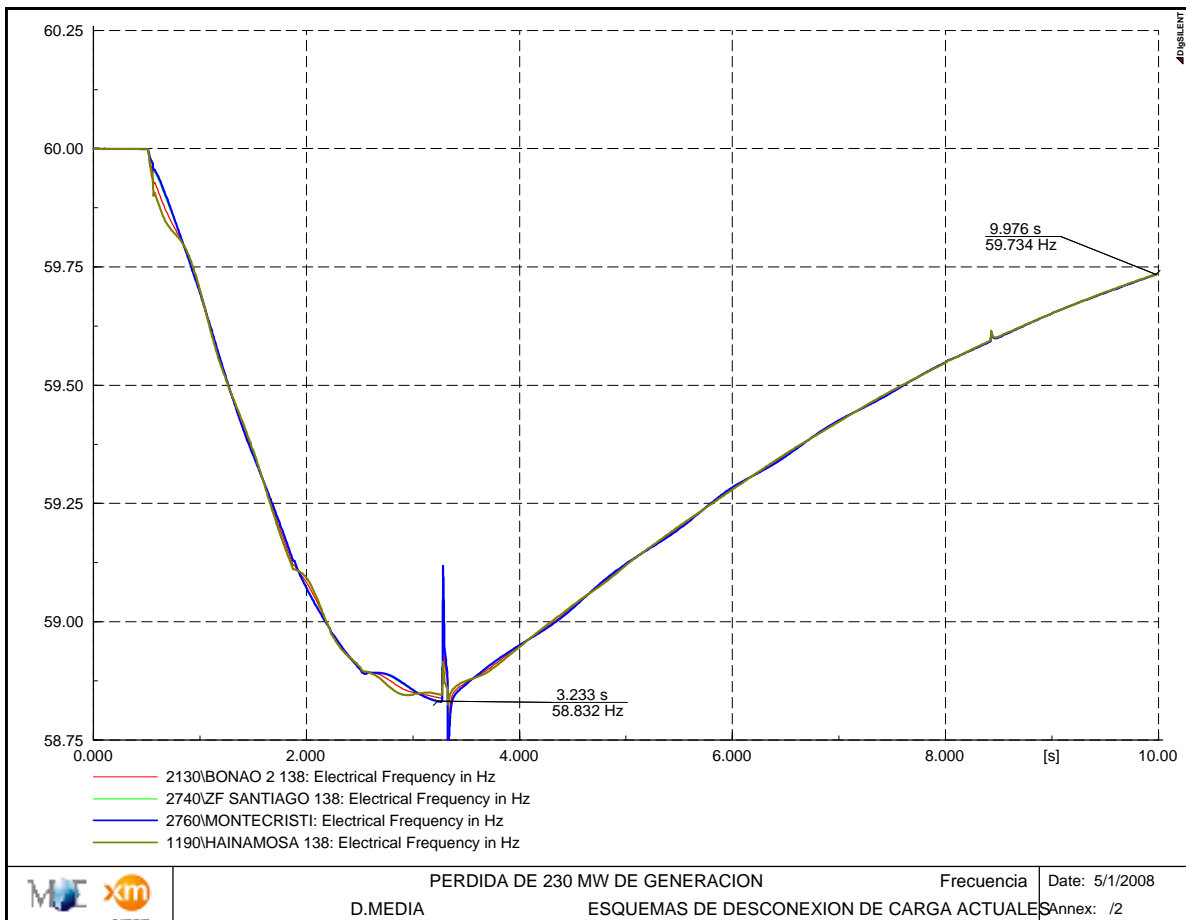
presenta una evolución dentro de los rangos permitidos por este sistema, con una tensión máxima de 1.036 p.u. y mínima de 0.964 p.u.

En la Figura 45 y la Figura 46 se presenta la evolución de la tensión y de la frecuencia del sistema ante este evento.

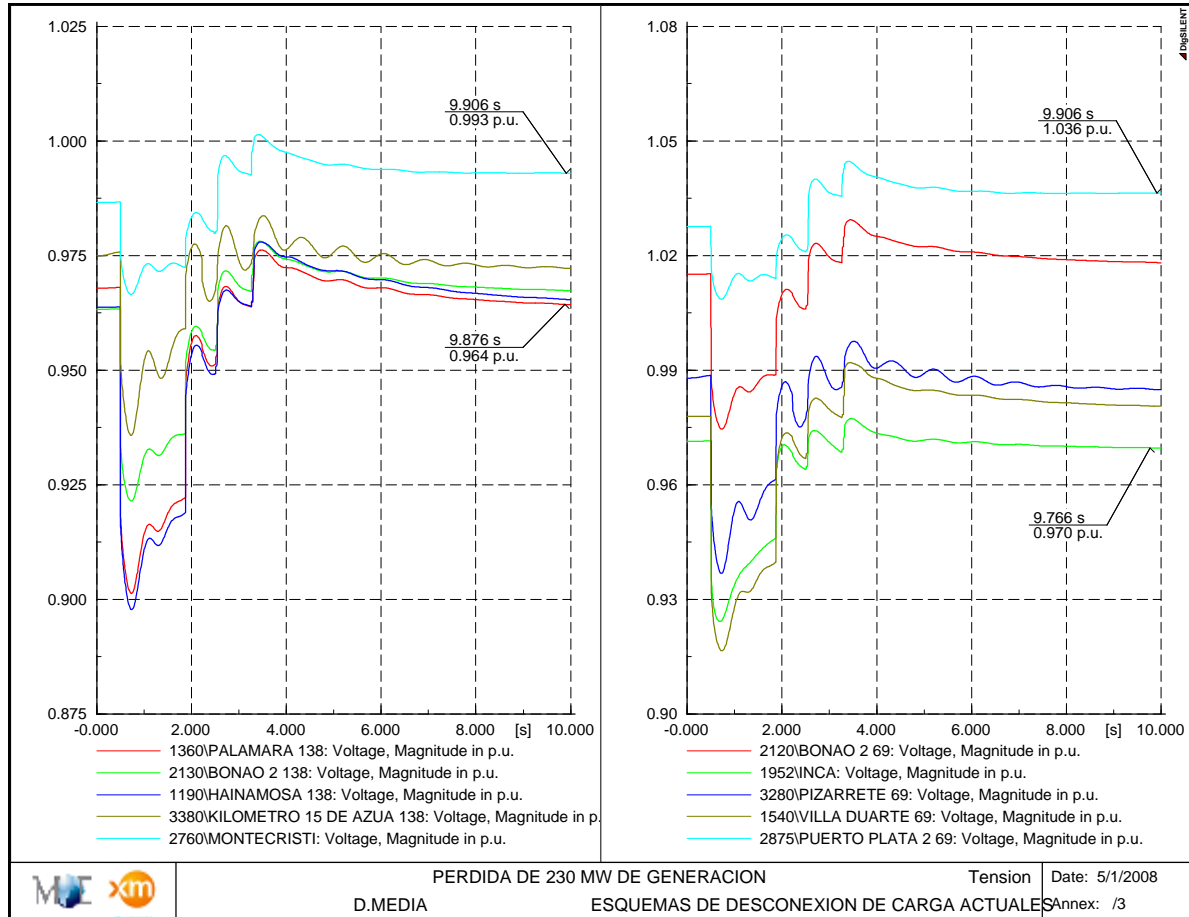
Respecto a la pendiente de caída de la frecuencia durante este desbalance, se obtiene un  $df/dt$  promedio de -0.775 Hz/s

Pérdida de 230 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.352	1.5	-0.648
58.901	2.5	-0.902

**Tabla 32 - Cálculo del  $df/dt$  ante pérdida de 230 MW en Demanda Media**



**Figura 45 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW – D.Medía-**



**Figura 46 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW – D.Medía-**

### 5.2.3. DEMANDA MEDIA: PÉRDIDA DE 435 MW ENTRE AES ANDRÉS, EDM, EDN, LOS TOROS 1 Y 2 Y SULTANA DEL ESTE

Al igual que en el caso de demanda máxima, se considero la pérdida de la generación de AES Andrés, EDM, EDN los Toros y Sultana del Este, considerando el evento reportado por el OC del 21 de febrero de 2007 a las 12:48 descrito anteriormente y utilizando la secuencia definida en la Tabla 24.

Dada la excursión de la frecuencia durante este evento, se presenta el disparo del transformador asociado a la generación de los Toros a los 2.22 seg y de Contra Embalse Monción a los 2.47 seg por baja frecuencia en 59 Hz y 58.9 Hz respectivamente.



La pérdida de 435 MW representa un desbalance para este sistema del 22.44% en demanda media. Se presenta una frecuencia mínima de 58.752 Hz, alcanzando a activar completamente las Etapas 1 y 2 del esquema por baja frecuencia (exceptuando la carga de Capotillo que queda aislada durante el evento).

Adicional a la desconexión de carga por baja frecuencia, se presenta disparo de carga por umbral de frecuencia y baja tensión (Etapa 0) con una desconexión total de 106.04 MW en Los Prados y Embajador.

La carga total deslastrada en la simulación fue 350.02 MW, equivalente al 18.05% de la demanda total del sistema, obteniendo una rápida recuperación de la frecuencia, alcanzando a los 10 seg una frecuencia de 60.23 Hz, que aún esta dentro de los límites máximos admisibles de la operación del sistema

Desde el punto de vista de evolución de la tensión del sistema, se observa una evolución de esta variable dentro de los límites permitidos tanto en 138 kV como en 69 kV, con una tensión máxima de 1.04 p.u. y mínima de 0.97 p.u.

En este caso se presentó una rápida caída de la frecuencia del sistema, alcanzando a los 2.47 seg el valor mínimo de 58.752 Hz, con una pendiente promedio durante los primeros segundos de -0.805 Hz/seg como se observa a continuación:

Pérdida de 435 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.487	1.2	-0.7328571
58.873	1.9	-0.8771429

**Tabla 33 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 435 MW en Demanda Media**

En la Figura 47 y la Figura 48 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia:

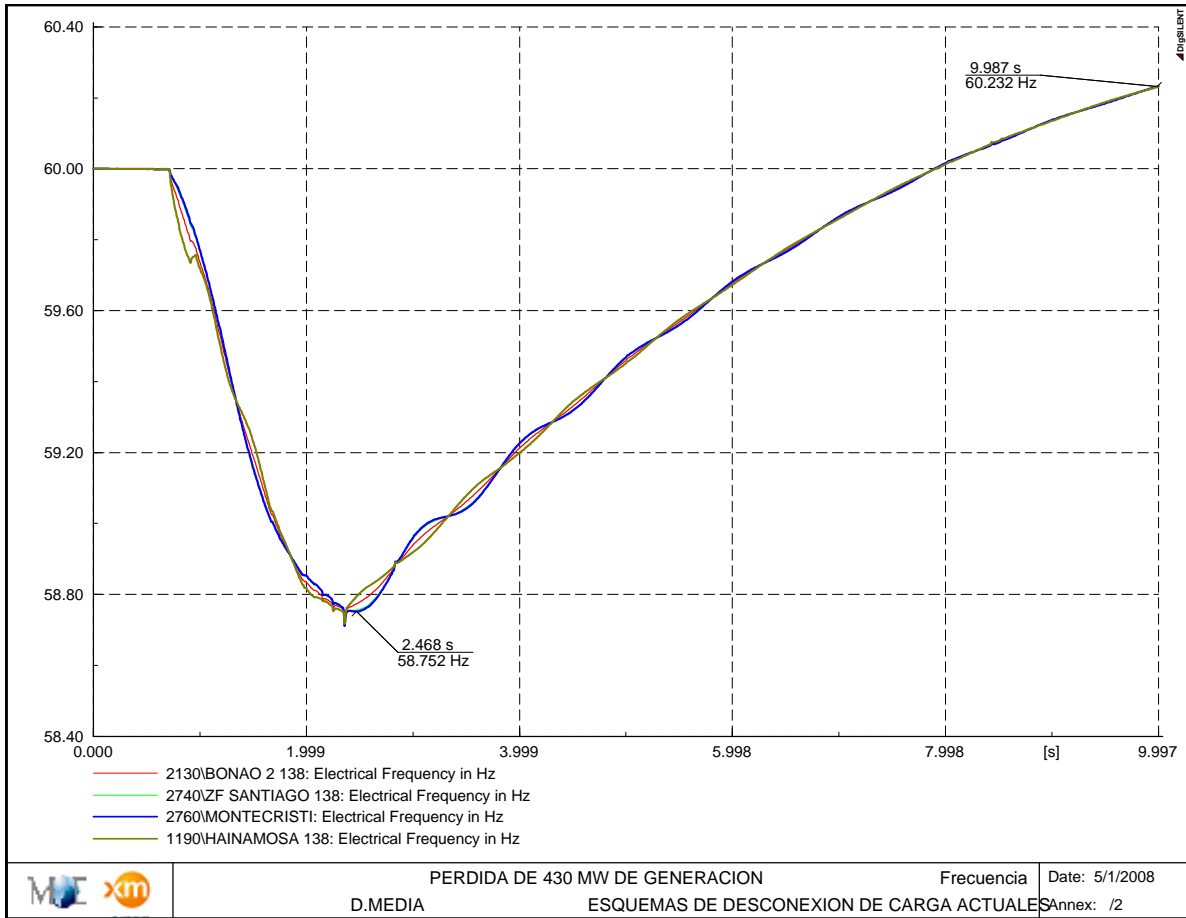
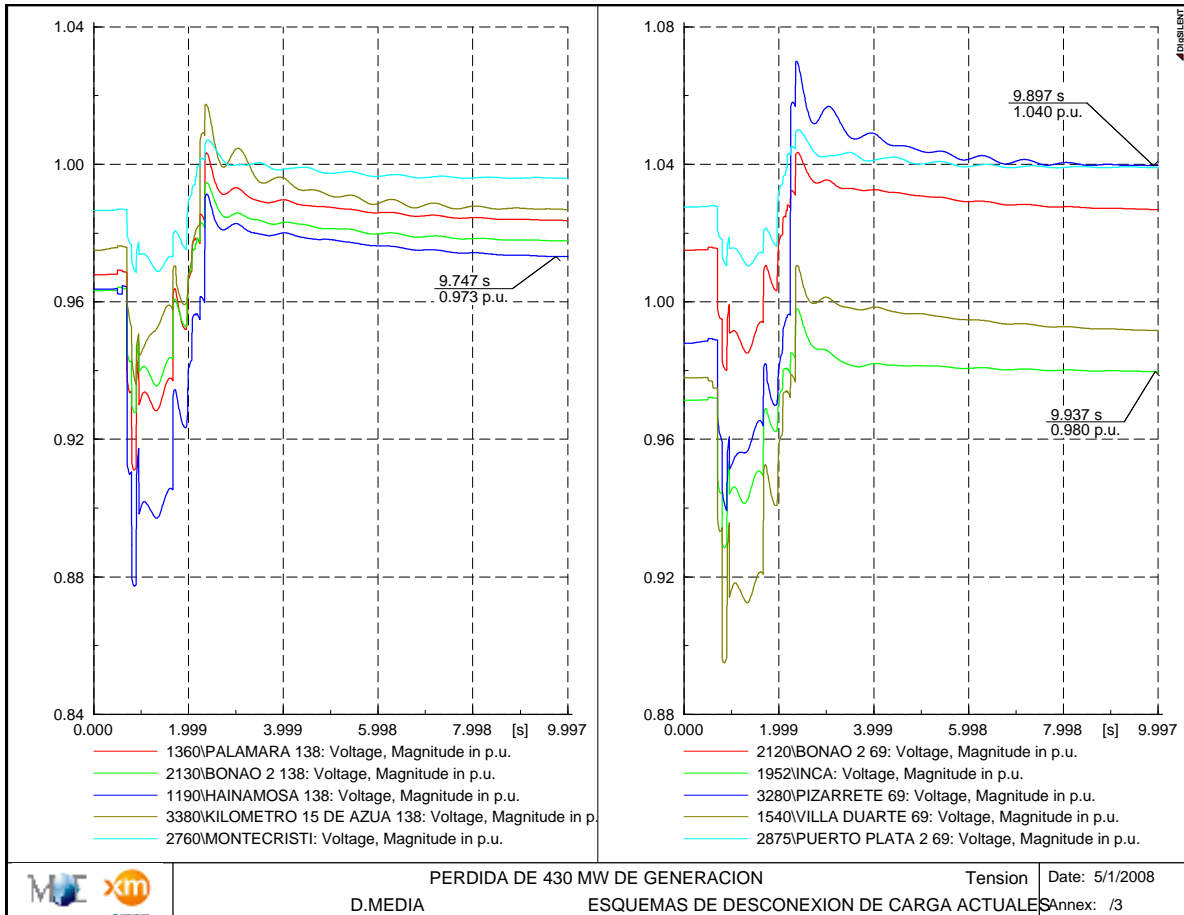


Figura 47 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 435 MW – D.Medía-



**Figura 48 - Evolución de la tensión ante pérdida de 435 MW – D.Medía--**

**5.2.4. DEMANDA MEDIA: PÉRDIDA DE 700 MW ENTRE LAS UNIDADES DE EDM, EDN, ITABO 1 Y 2, MONTERÍO, SULTANA Y SMITH**

En demanda media esta contingencia representa un desbalance del 36.11% que no es posible soportarlo con el Esquema vigente, ya que aún con la actuación total del esquema vigente, se presenta colapso en el sistema como se observa en la Figura 49.

La desconexión total de carga durante este evento fue de 806.92 MW que equivalen al 41.62% de la demanda del sistema. Sin embargo, dados los tiempos de respuesta del esquema actual, se observa que no es posible detener la excursión de la frecuencia, alcanzando el umbral de los 58.5 Hz a los 1.7 seg de la simulación, umbral para el cual se presentan disparos de generación en este sistema, lo cual lo lleva a disparos paulatinos de generación y finalmente al colapso del sistema

En este caso se tiene una pendiente abrupta de caída de la frecuencia con un valor promedio durante los primeros segundos de -1.35 Hz/seg, como se observa a continuación:

Pérdida de 700 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.495	1	-1.01
58.644	1.5	-1.702

Tabla 34 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 700 MW en Demanda Media

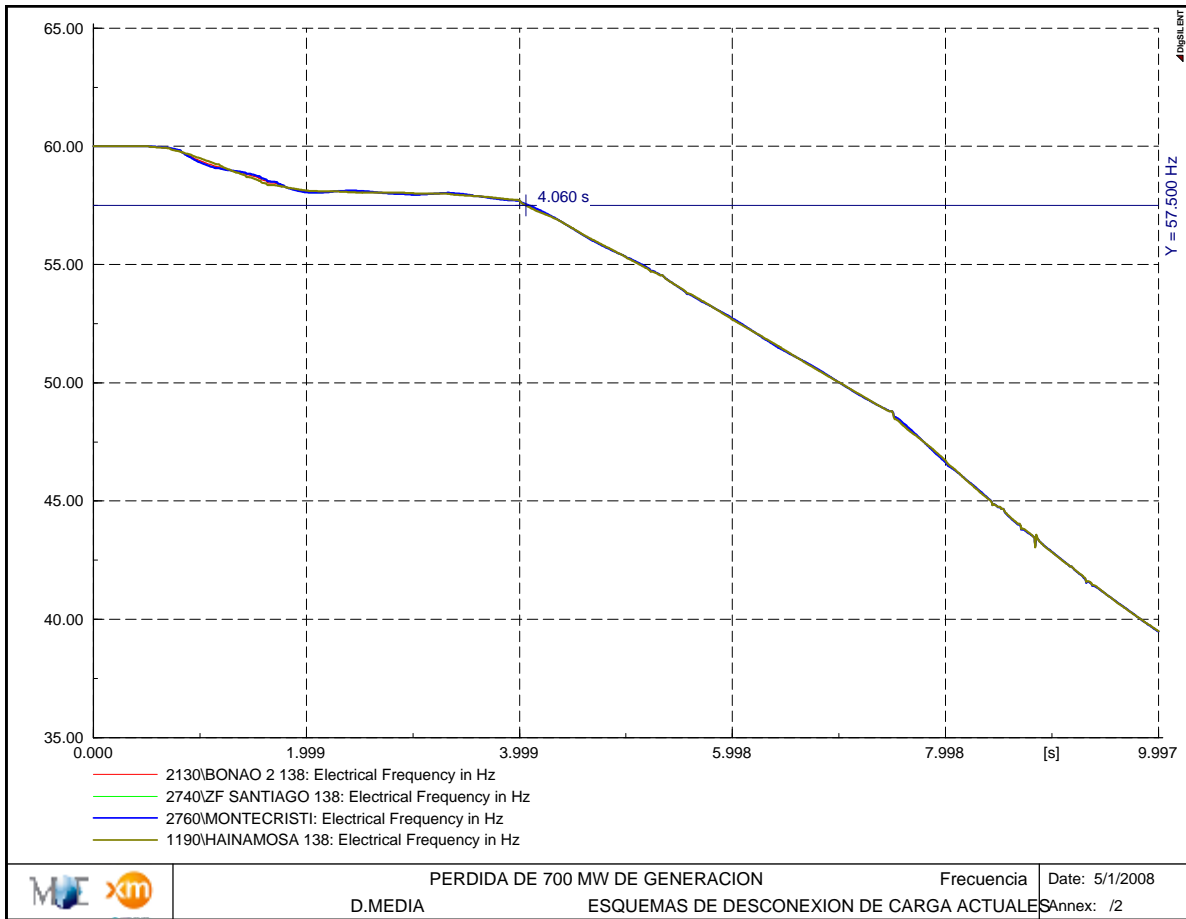
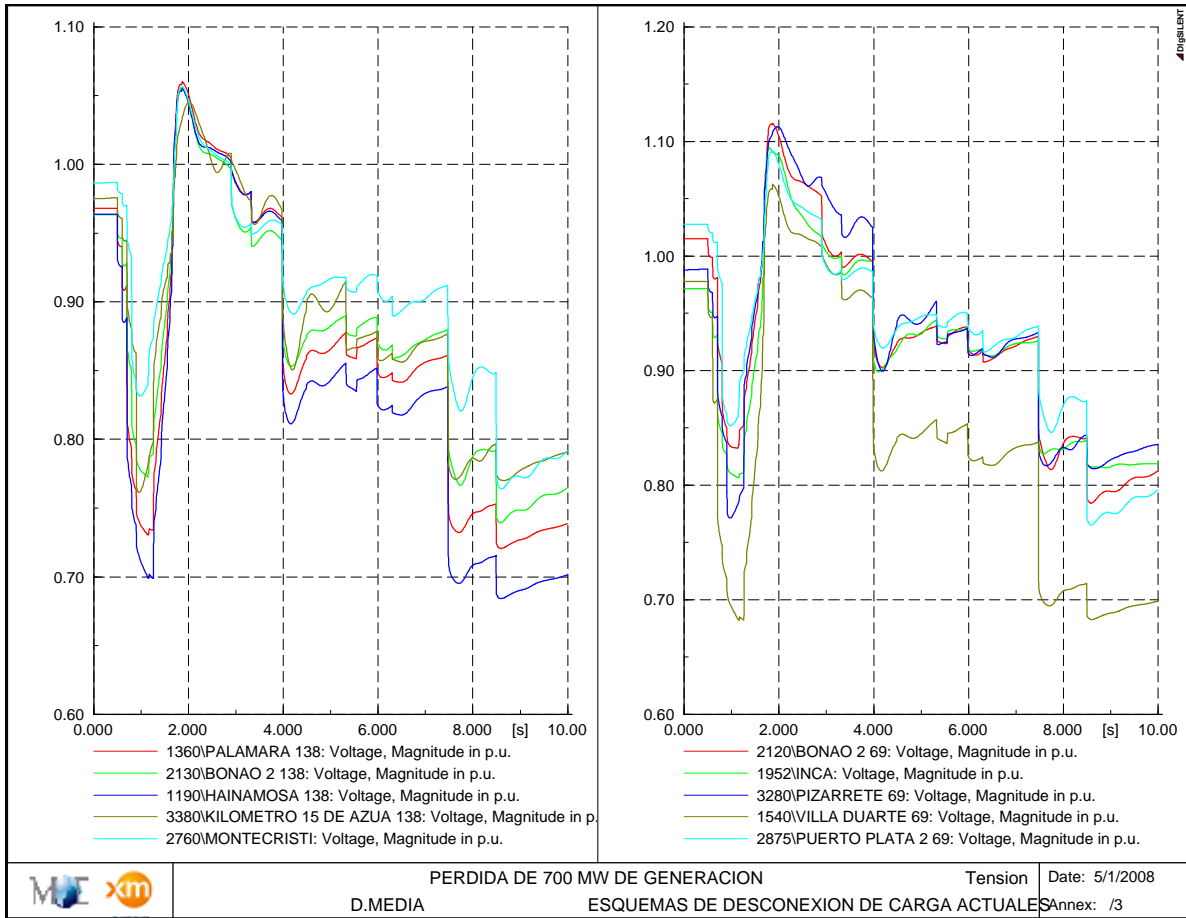


Figura 49 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 700 MW de generación– D.Medía-



**Figura 50 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances- D.Media-**

### 5.2.5. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

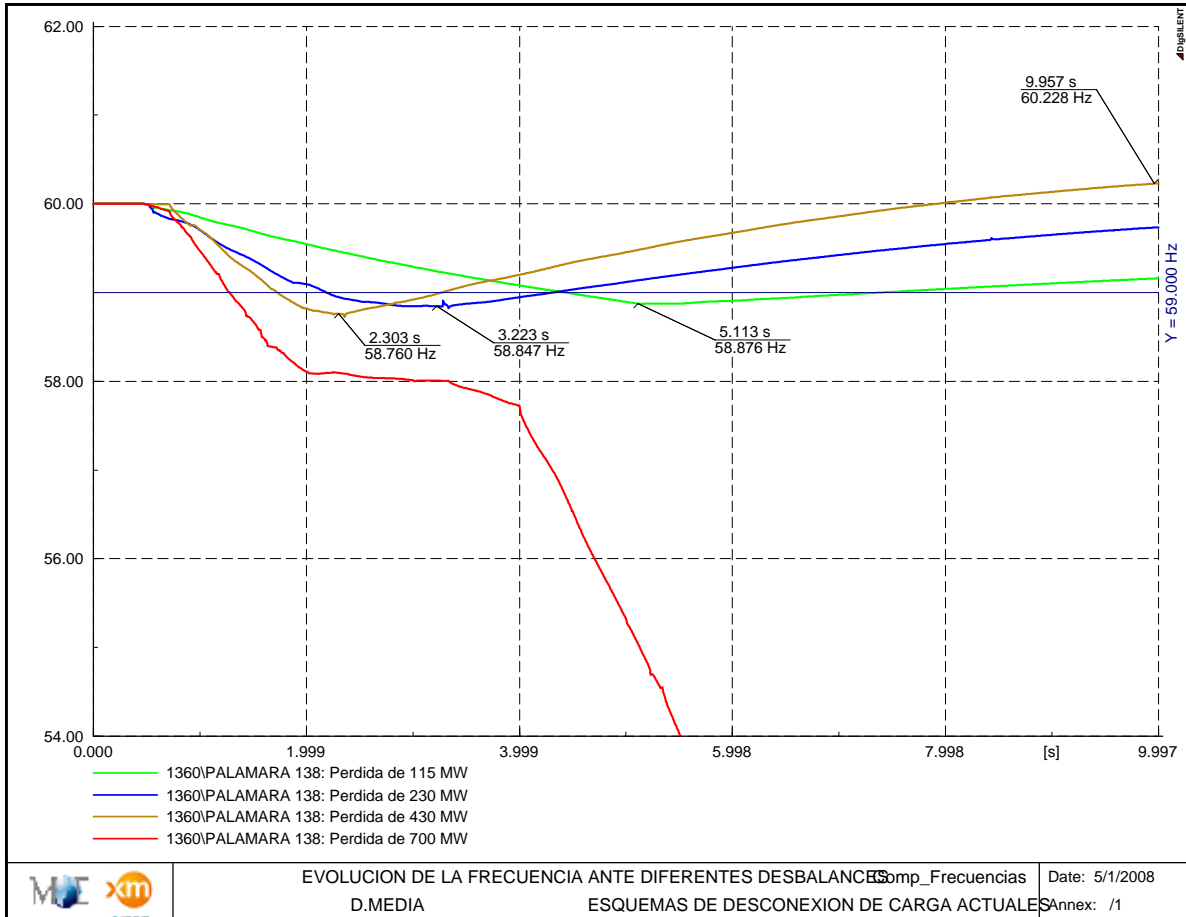


Figura 51 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances- D.Media-

# Caso	Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Min. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslaste de carga por baja frecuencia (MW)	Deslaste de carga por baja frecuencia y baja tensión (MW)	Deslaste de carga total (%)	Etapas actuadas
Caso 1	Itabo I	115	5.93	58.87	59.16	77.62	0	4.00	Actúan completamente la Primera Etapa
Caso 2	Itabo I y II	230	11.86	58.832	59.734	77.62	106.048	9.47	Actúan completamente la Etapa 1 y parcialmente la Etapa 0 con la desconexión de las cargas de Embajador y Los Prados
Caso 3	Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	435	22.44	58.752	60.232	243.97	106.048	18.05	Actúan completamente las etapas 1 y 2 (incluidos los circuitos). Adicionalmente se presenta actuación de la etapa 0 (59.2 Hz, 0.9 p.u) en Los Prados y Embajador
Caso 3	EDM, EDN, Itabo I y II, Monterío, Sultana y Smith	700	36.11	Colapso del sistema		426.874	380.046	41.62	Actúan completamente el esquema actual tanto por umbral de frecuencia como por umbral y baja tensión

Tabla 35 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda media

### 5.3. RESULTADOS EN DEMANDA MÍNIMA

#### 5.3.1. DEMANDA MÍNIMA: PÉRDIDA DE 115 MW EN ITABO

Se consideró una demanda mínima (P 05) de 1,387.54 MW, por lo tanto, ante pérdida de 115 MW se tiene un desbalance en este sistema de 8.29%.

La pérdida de 115 MW implica una excursión de frecuencia hasta umbrales por debajo de 59 Hz, haciendo activar la desconexión por baja frecuencia del transformador de los Toros a los 6.5 segundos, con lo cual se presenta un cambio de pendiente en la frecuencia del sistema, haciéndola bajar hasta 58.89 Hz.

Con el esquema actualmente implementado, se presenta activación total de la primera etapa del EDAC actual por baja frecuencia con desconexión total de las barras asociadas a esta etapa, con un deslastre de 62.48 MW que equivale al 4.5% de la demanda total del sistema.

Se observa una lenta recuperación de la frecuencia, alcanzando a los 10 segundos una frecuencia de 59.1 Hz, alcanzando a superar el umbral mínimo requerido por el OC.

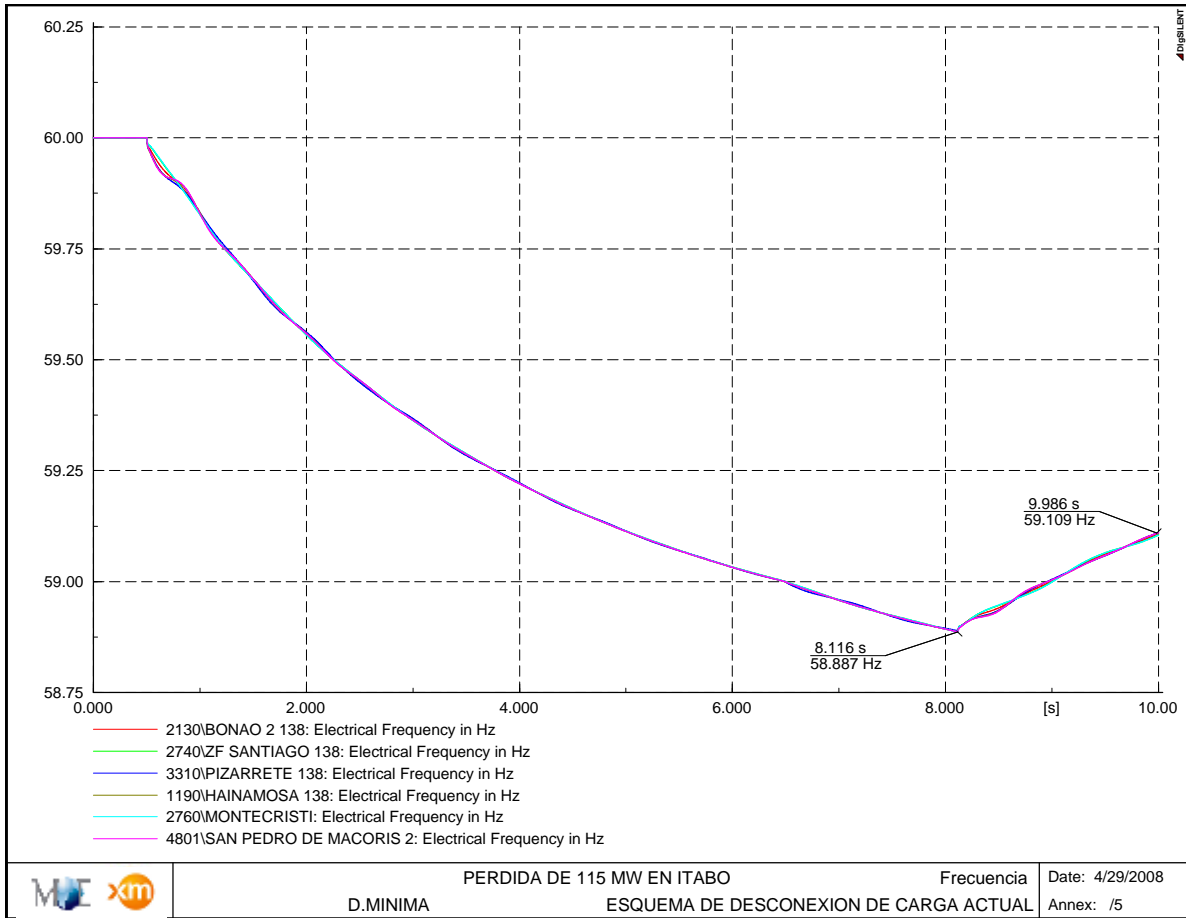
En este caso las tensiones permanecen dentro de los rangos permitidos, con tensión mínima de 0.9 p.u. y máxima de 0.98 p.u.

Del análisis de la pendiente de caída de la frecuencia durante los primeros segundos, se obtiene una pendiente de caída de la frecuencia del orden de -0.28 Hz/s

Pérdida de 115 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.678	1.5	-0.322
59.449	2.5	-0.229

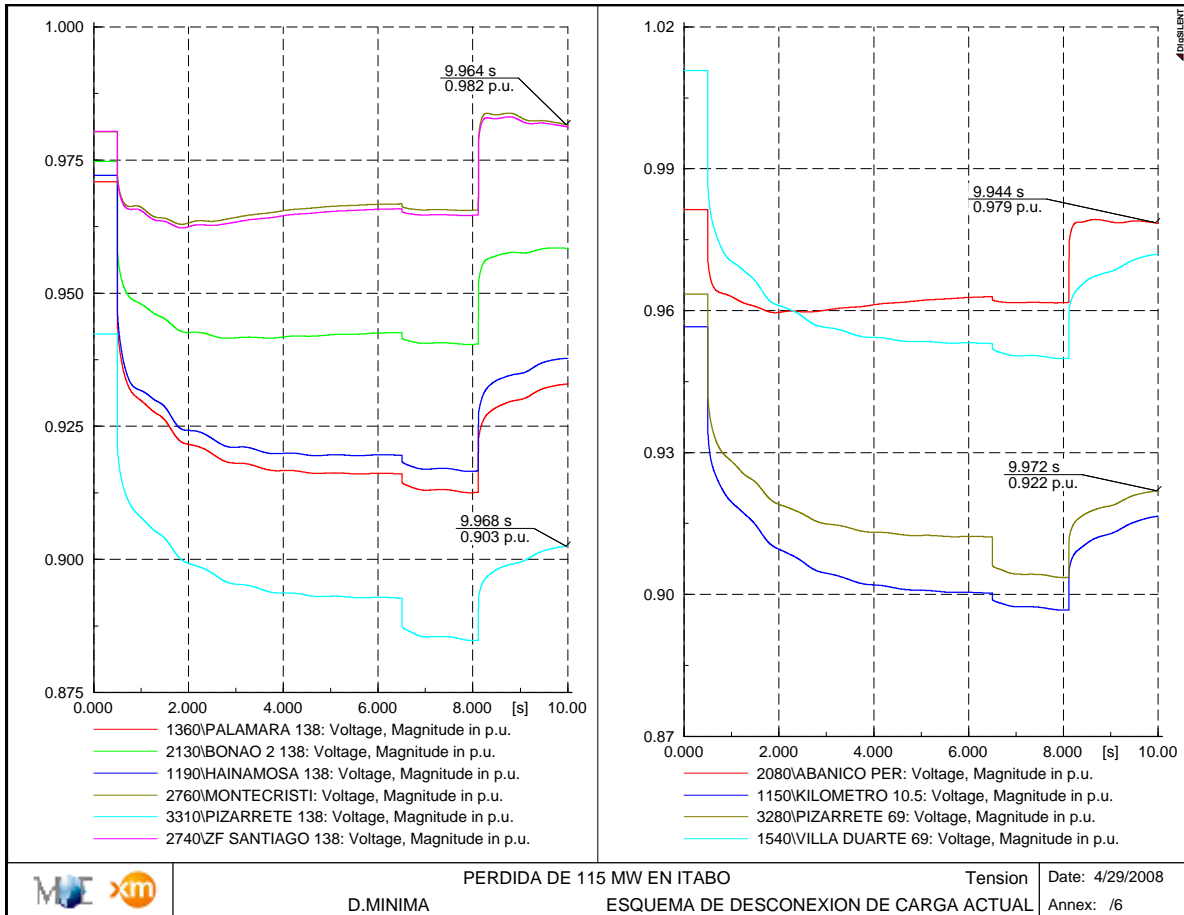
Tabla 36 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 115 MW en Demanda Mínima

En la Figura 52 y la Figura 53 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia.



**Figura 52 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 115 MW –D.Mínima-**





**Figura 53 - Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW –D.Mínima-**

### 5.3.2. DEMANDA MÍNIMA: PÉRDIDA DE LAS UNIDADES I Y II DE ITABO CON 230 MW

Ante esta contingencia, se tiene un desbalance para el sistema del 16.58%.

Se observa en la respuesta de la simulación una frecuencia mínima de 58.825 Hz alrededor de los 4 segundos, activando completamente la Etapa 1 del esquema actual, todas las cargas asociadas a la Etapa 2 y parcialmente las cargas asociadas a la Etapa 0 (59.2 Hz y 0.9 p.u.) con el disparo de Embajador y los Prados.

La desconexión total de carga durante este evento fue de 170.43 MW, equivalente al 9.47% de la demanda del sistema.

En cuanto a la frecuencia de recuperación del sistema, se observa una frecuencia a los 10 segundos del evento de 59.218 Hz, es decir por encima del umbral mínimo requerido por el OC (59 Hz).

Las tensiones del sistema evolucionan dentro de los rangos permitidos, con una tensión máxima de 0.98 p.u. y mínima de 0.89 p.u.

En la Figura 54 y la Figura 55 se presenta la evolución de la tensión y de la frecuencia del sistema ante este evento.

Respecto a la pendiente de caída de la frecuencia durante este desbalance, se obtiene un  $df/dt$  promedio de -0.55 Hz/s

Pérdida de 230 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.307	1.5	-0.693
58.9	2.5	-0.407

Tabla 37 - Cálculo del  $df/dt$  ante pérdida de 230 MW en Demanda Mínima

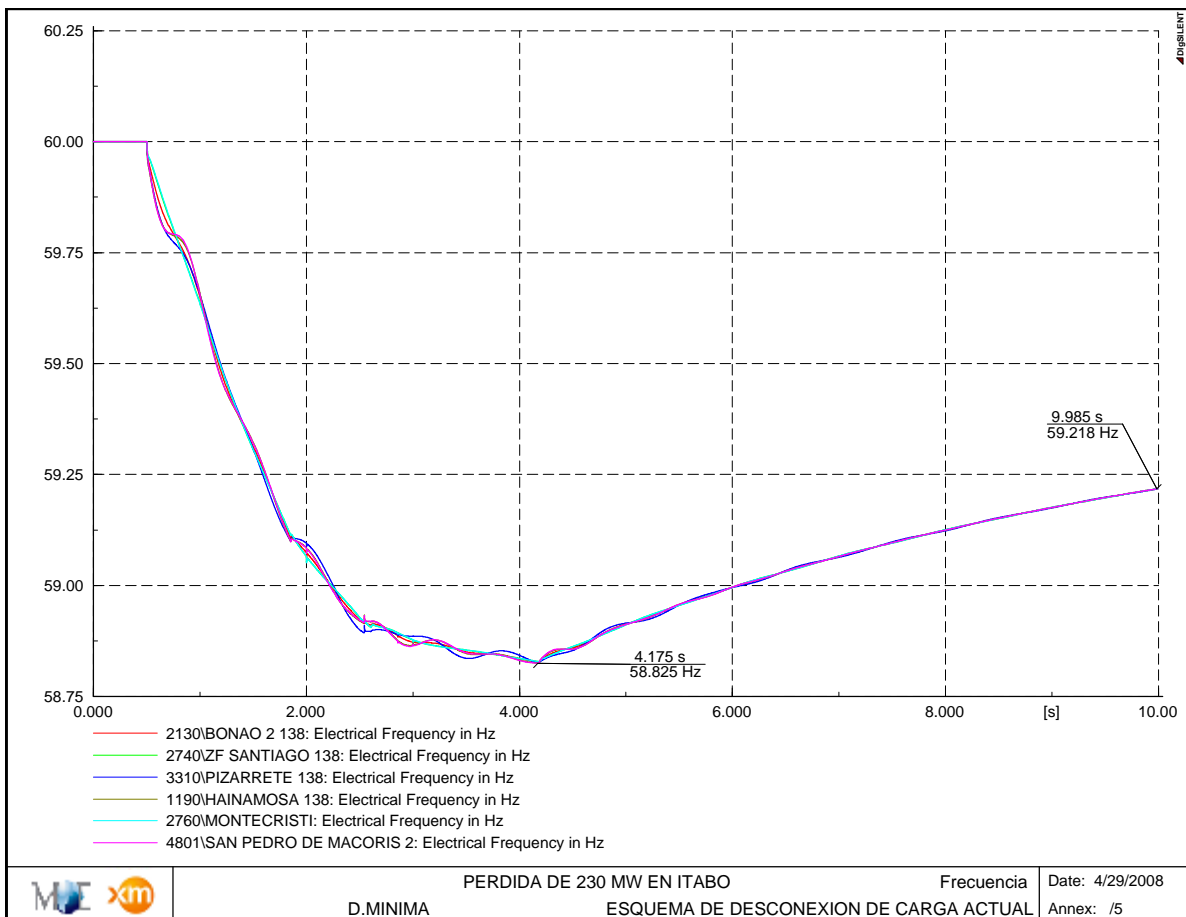
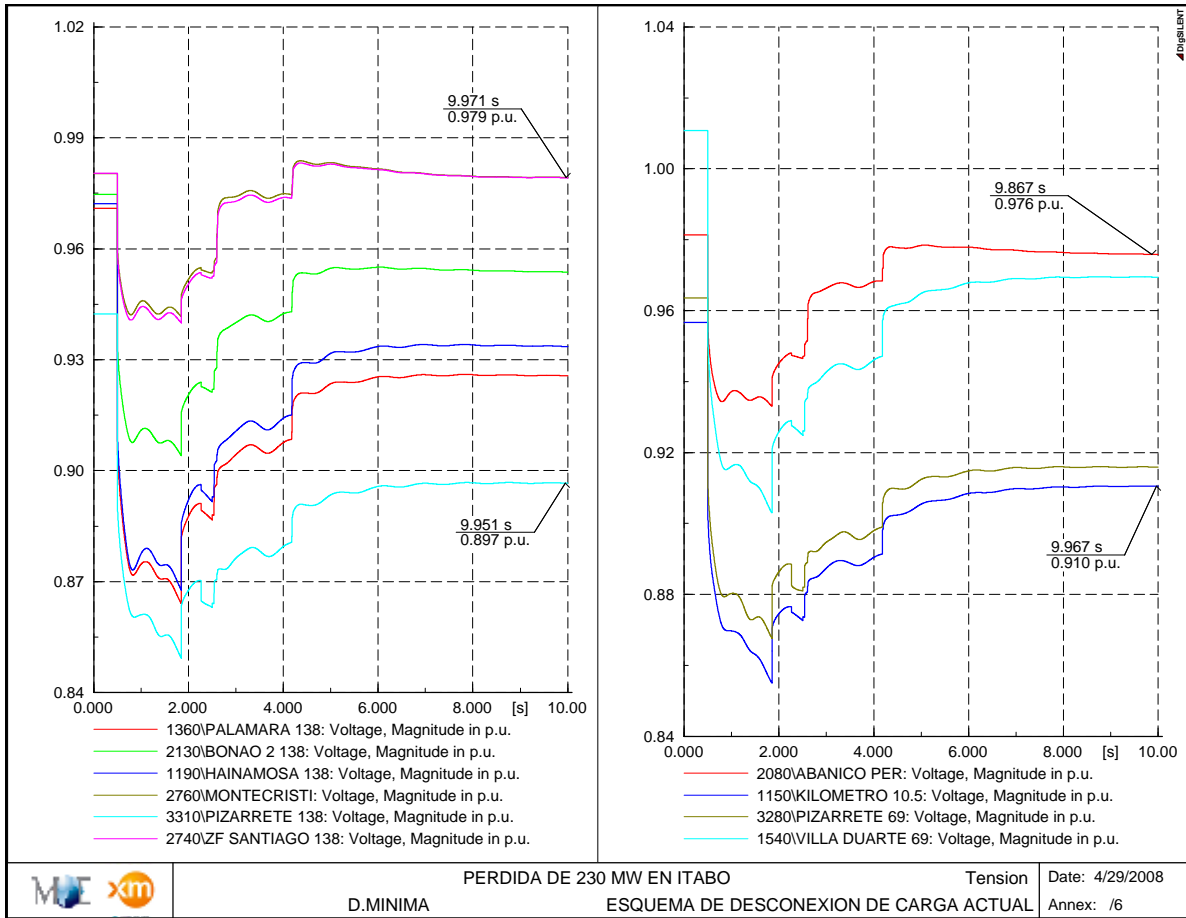


Figura 54 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 230 MW -D.Mínima-



**Figura 55 - Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW -D.Mínima-**

### 5.3.3. DEMANDA MÍNIMA: PÉRDIDA DE 430 MW ENTRE AES ANDRÉS, EDM, EDN, LOS TOROS 1 Y 2 Y SULTANA DEL ESTE

Al igual que en las simulaciones anteriores, se presenta el disparo de la generación de los Toros por baja frecuencia en 59 Hz, en este caso a los 1.45 segundos.

La pérdida de 430 MW representa un desbalance generación/demanda del 31% en demanda mínima.

Se presenta una frecuencia mínima de 58.604 Hz, alcanzando a activar completamente las siguientes etapas por baja frecuencia: Etapas 1 y 2, parcialmente las Etapas 3 y 4 (todas sus cargas y una línea) Al igual que en los casos analizados anteriormente, se exceptúa la carga de Capotillo que participa en las etapas 2 y 3 al quedar aislada durante el evento.

Adicional a la desconexión de carga por baja frecuencia, se presenta disparo de carga por umbral de frecuencia y baja tensión (Etapa 0) con una desconexión total de 66.83 MW en Los Prados y Embajador.

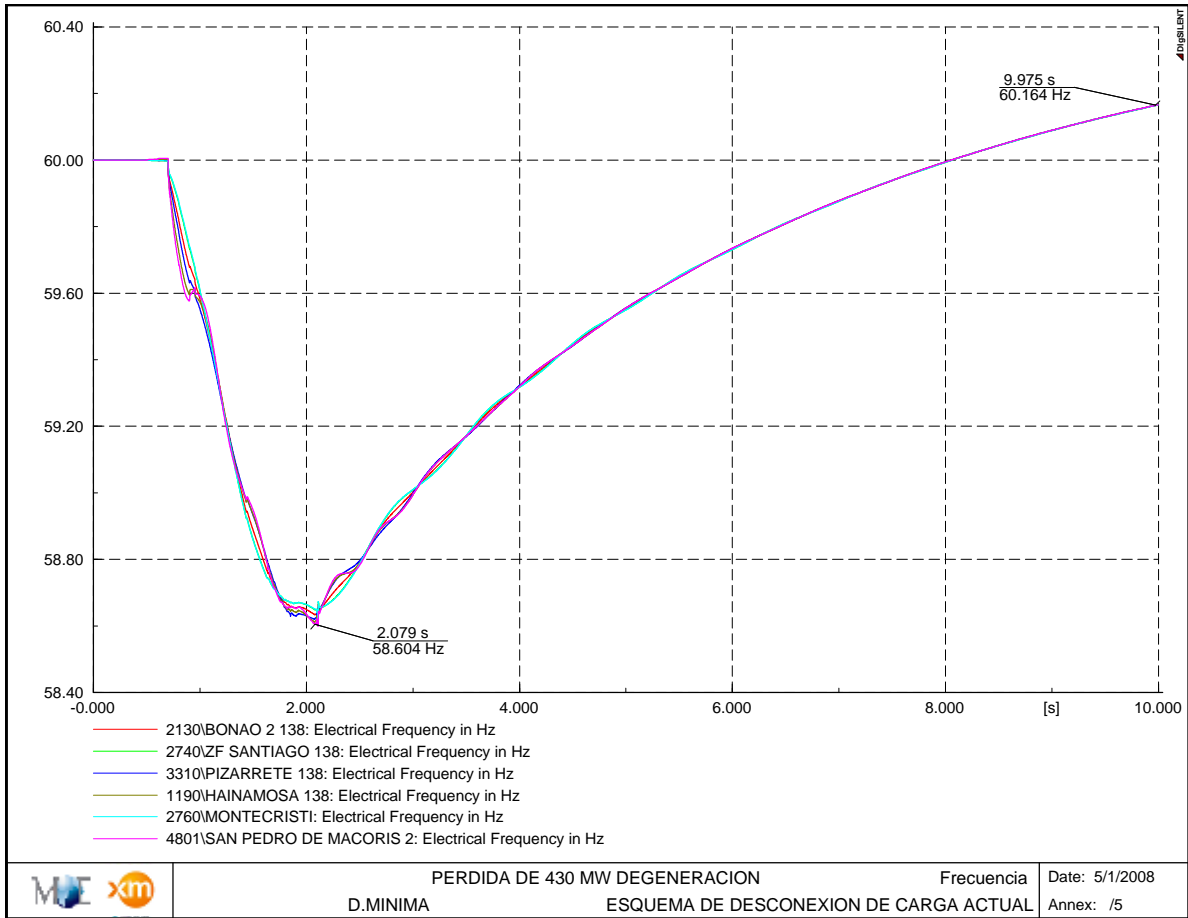
La carga total deslastrada en la simulación fue de 435.64 MW, equivalente al 31.4% de la demanda total del sistema. Se observa una rápida recuperación de la frecuencia, alcanzando a los 10 seg una frecuencia de 60.164 Hz

En la Figura 56 y la Figura 57 se presenta la evolución de la frecuencia y las tensiones en el sistema ante esta contingencia. Se observa que las tensiones permanecen dentro de los límites establecidos, con valores entre 1.015 y 1.1 p.u., siendo este último valor el presentado en Villa Duarte a nivel de 69 kV.

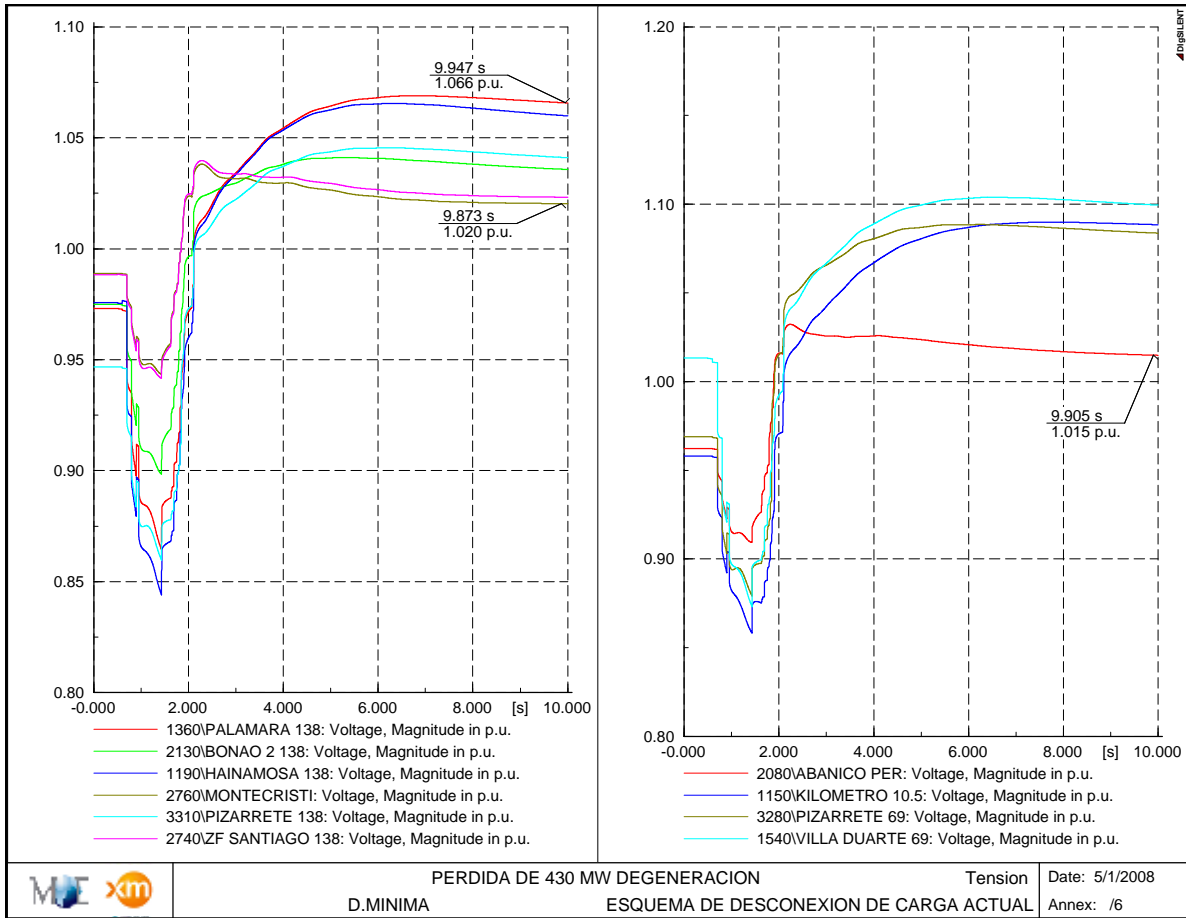
En este caso se presentó una rápida caída de la frecuencia del sistema, alcanzando a los 2.11 seg el valor mínimo de 58.6 Hz, con una pendiente durante los primeros segundos de -0.84 Hz/seg como se observa a continuación:

Pérdida de 435 MW		
Frec. (Hz)	Seg	df/dt
60	0.5	
59.544	1	-0.456
58.932	1.5	-1.224

**Tabla 38 - Cálculo del df/dt ante pérdida de 430 MW en Demanda Mínima**

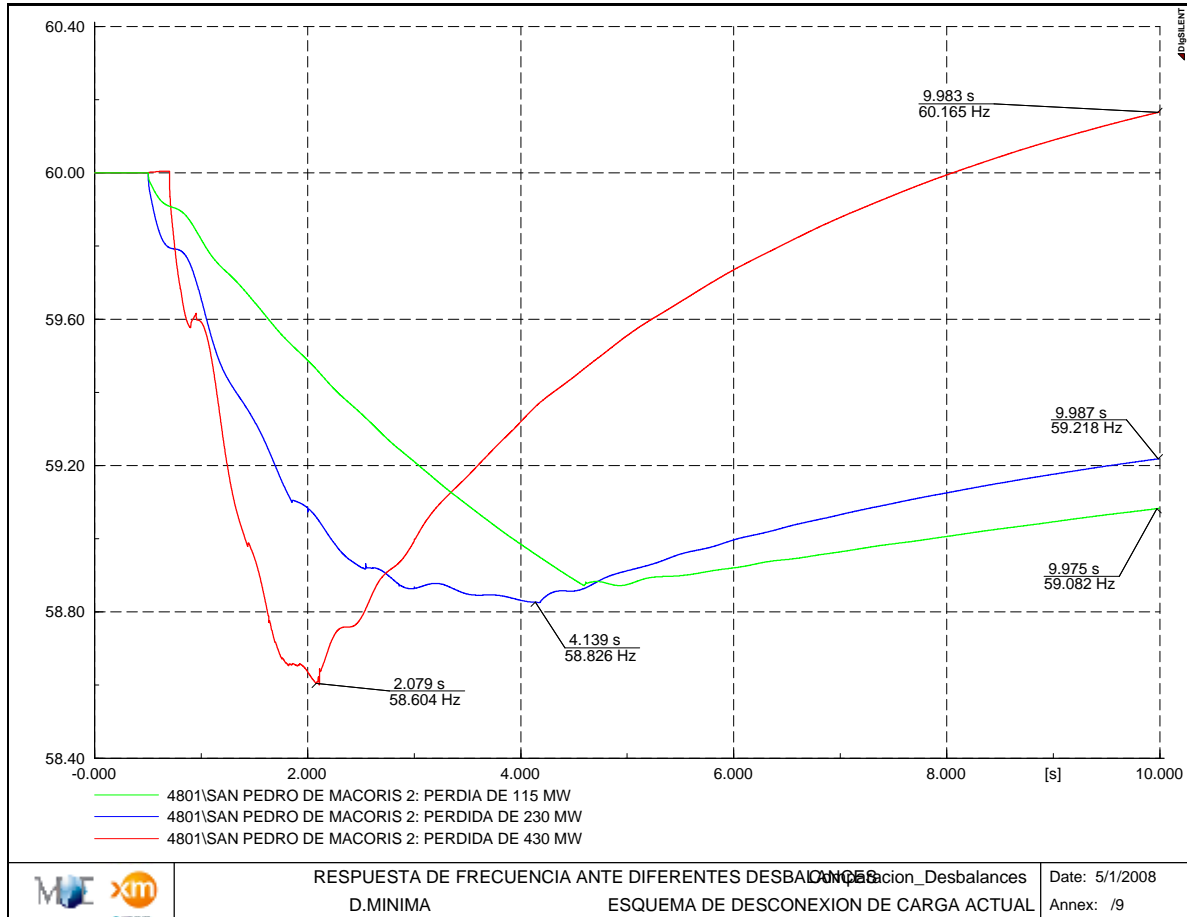


**Figura 56 - Evolución de la frecuencia ante pérdida de 430 MW -D.Mínima-**



**Figura 57 - Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW D.Mínima-**

### 5.3.4. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS



**Figura 58 - Evolución de la frecuencia ante diferentes desbalances– D.Mínima-**

Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Min. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslaste de carga (MW)	Deslaste de carga por baja frecuencia y baja tensión (MW)	Deslaste de carga (%)	Etapas actuadas
Itabo I	115	8.29	58.89	59.109	62.48	0	4.50	Actúa completamente la Primera Etapa
Itabo I y II	230	16.58	58.825	59.218	66.83	103.59	12.28	Actúa completamente la Primera Etapa y parcialmente la Etapa 2 (todas las cargas asociadas). Adicionalmente se presenta disparo de las cargas de Embajador y los Prados en Etapa 0 (59.2 Hz, 0.9 p.u)
Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	430	30.99	58.604	60.16	368.81	66.83	31.40	Actúan completamente todas las cargas y circuitos asociados a las etapas 1 y 2, todas las cargas de la etapa 3 y algunos de los circuitos asociados a la etapa 3 y parcialmente las cargas y circuitos de la etapa 4. Se exceptúa la carga de Capotillo que participa en las etapas 2 y 3 al quedar aislada durante el evento.

**Tabla 39 - Resumen de resultados obtenidos con el esquema actual para demanda mínima**

## **6. ANÁLISIS DE SIMULACIONES, PROPUESTA DE DISEÑO Y AJUSTES EN EL SISTEMA**

El estudio realizó análisis de la Reserva del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana y de su Esquema de Relevo de Carga actualmente implementado. Como resultado de dicho análisis y en cumplimiento de lo especificado en el punto A2 “Alcance de la Consultoría” y a la propuesta técnica presentada, se efectúa a continuación una propuesta de mejora al esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje y derivada de frecuencia.

Esta propuesta de mejora, propone ajustes necesarios tendientes a garantizar un adecuado comportamiento dinámico del mismo ante diferentes eventos de desbalance generación/demanda, que atenten contra la estabilidad de la frecuencia del SENI. En todos los casos optimizando la coordinación de todos los esquemas de protección, incluyendo los implementados en las cargas y en los generadores, que permitan mejorar el desempeño del sistema ante contingencias muy severas.

### **6.1. CARACTERÍSTICAS DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA VIGENTE Y ACCIONES DE MEJORAMIENTO**

El Esquema vigente es un esquema suplementario característico de umbral de frecuencia y umbral de frecuencia y tensión, con seis (6) etapas entre 59.2 Hz y 58.6 Hz, que presenta un desempeño adecuado frente a eventos de mediana magnitud, los más frecuentes, sin embargo, requiere ajustes por umbral de frecuencia para dar rapidez en la respuesta del sistema ante eventos inferiores a 200 MW y mejorar la respuesta de recuperación del sistema. Adicionalmente, para desbalances mayores presenta inconvenientes propios de selectividad por los umbrales entre etapas y la rápida desviación de frecuencia, con una capacidad de desconexión de carga del orden del 40% y algunas limitaciones de cubrimiento naturales para eventos que tiene factibilidad de ocurrencia en el SENI.

Frente a eventos hasta 450 MW se observa un desempeño aceptable tanto en la evolución de la frecuencia como de las tensiones en el sistema, manteniendo los criterios exigidos por la regulación vigente y con frecuencia mínimas superiores al umbral de 58.5 Hz, con algunas leves sobrefrecuencias en la frecuencia de recuperación del sistema, aunque inferiores a los umbrales de disparo de las unidades de generación del sistema. Sin embargo, es importante considerar estos aspectos, ya que identifican riesgos de selectividad en los esquemas suplementarios, aunque esta característica puede convertirse en una ventaja en el sentido que es conservativo para las bajas frecuencias, que es uno de los criterios considerados para el diseño de este esquema, dadas las restricciones que imponen algunas unidades térmicas en sus ajustes de umbrales por baja frecuencia.



Ante eventos identificados como críticos para el sistema, con desbalances superiores al 30% en demandas media y máxima, se observan desconexiones de carga superiores al desbalance inicial, hasta del 8% por encima, como consecuencia, la tensión en la red del SENI evoluciona a valores entre el 5% y el 10% sobre la tensión nominal, fundamentalmente en el escenario de máxima demanda. A pesar de que el sistema se recupera rápidamente, se obtiene una frecuencia mínima de 58.34 Hz, que en este caso no involucró pérdidas adicionales de generación, dado que la principal unidad que tiene ajustes en 58.5 Hz está involucrada en este evento. En el escenario de demanda media, se observa que dados los tiempos de respuesta del esquema actual, no es posible detener la excursión de la frecuencia, que evoluciona con una pendiente inicial de -1.35 Hz/s, alcanzando alrededor de los 2 seg el umbral de los 58 Hz, lo cual lo lleva a disparos paulatinos de generación y finalmente al colapso del sistema

El esquema actualmente implementado presenta algunas incompatibilidades con el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, ya que la naturaleza misma del esquema por baja frecuencia inhibe la participación del esquema por baja tensión y sólo en casos de dispersión local de la tensión ante eventos propios que afecten una red en particular ó entre eventos críticos de desbalance se observa la participación de este esquema compitiendo con el esquema de desconexión por umbral de frecuencia.

#### **6.1.1. PROPUESTAS PARA EL DISEÑO DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA**

Recomendaciones para el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia:

- Mejorar la selectividad del esquema vigente con funciones adicionales a umbral de frecuencia para contrarrestar la rápida caída de la frecuencia y aumentar la capacidad de cubrimiento del esquema para desbalances mayores que tienen factibilidad de ocurrencia en el SENI.
- Complementar el esquema de desconexión por baja frecuencia, de tal manera que enfrente, sin riesgos de seguridad, los eventos críticos para la operación del SENI asociadas a las contingencias que crean islas eléctricas en el sistema, correspondientes a las dobles contingencias a 138 kV Palamara – Bonao, Palamara - Hainamosa y Palamara-Valdesia y Valdesia – Pizarrete
- Controlar la sobredesconexión del esquema en la medida de lo posible evitando tanto las bajas frecuencias como las sobrefrecuencias.

Esquema de desconexión de carga por baja tensión:

- Incorporar al esquema actual un control discreto de tensión para enfrentar eventos mayores y facilitar el uso de la reserva de potencia reactiva.

## **6.2. PROPUESTA DE REAJUSTE AL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA EDCxBF**

Con base en las características fundamentales del esquema vigente, las acciones de mejoramiento identificadas, la naturaleza dinámica propia del SENI y las características deseables en el reajuste del esquema que faciliten su aplicación se realiza la siguiente propuesta de reajuste al EDCxBF vigente que se presenta en la Tabla 40, con las siguientes características:

Para materializar las acciones de mejoramiento planteadas y enfrentar las características propias del sistema ante eventos críticos que provocan escarpadas pendientes de caída de la frecuencia es necesario complementar el esquema actual con funciones adicionales a umbral de frecuencia como son las que se fundamentan en la derivada de la frecuencia ( $df/dt$ ), supervisadas por umbral adicional, que permitan mantener la frecuencia por encima del umbral de 58.5 Hz, ya que a partir de este valor se tienen ajustes de disparos de generación relevante en este sistema.

Por lo anterior, y dada la pendiente de caída de la frecuencia para grandes desbalances, se requiere no sólo implementar etapas adicionales de desconexión de carga por derivada de frecuencia, sino también acelerar el disparo de las últimas etapas de este esquema.

Se definió el ajuste de la primera etapa del esquema en 59.2 Hz considerando las limitaciones actuales de regulación primaria de frecuencia y evitando al máximo ante eventos de baja magnitud la pérdida adicional de generación en umbrales de frecuencia muy altos, como es el caso de Los Toros y Contra Embalse Monción en 59 Hz y 58.9 Hz respectivamente, que a pesar de no representar una generación considerable, están ubicadas en zonas muy deficitarias de tensión que pueden ocasionar un deterioro mayor en las condiciones de estas subáreas y en la frecuencia del sistema

El esquema propuesto requiere 7 etapas, de las cuales, las cuatro primeras actúan por umbral, las dos siguientes por umbral ó derivada de frecuencia y una etapa adicional sólo por derivada de frecuencia.

Las etapas diseñadas por umbral de frecuencia están distribuidas entre 59.2 Hz y 58.6 Hz con diferencias de 0.2 Hz entre la primera y la segunda etapa y de 0.1 Hz para el resto de las etapas, con una temporización de 50 ms. Adicionalmente, para grandes desbalances, se cuenta con aceleración de las dos últimas etapas (58.7 Hz y 58.6 Hz) por derivada de frecuencia con ajustes en -1.3 Hz/seg y -1.4 Hz/seg respectivamente y de una etapa adicional por derivada de frecuencia en -1.2 Hz/s supervisada por umbral en 59.8 Hz, con temporizaciones muy rápidas de 150 ms.

Se homogenizan los porcentajes de desconexión de carga a valores cercanos al 5% para una mayor efectividad ante los diversos desbalances, minimizar la carga desconectada y mejorar la selectividad del esquema.

Para el diseño del esquema propuesto se consideraron todas las cargas y líneas asociadas al esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión existente y se mantuvo al máximo los porcentajes de desconexión de carga y la prioridad en la desconexión de los elementos asociados a este esquema.

Se mantiene un esquema suplementario con capacidad de respuesta del orden del 40% de desconexión de carga para enfrentar los eventos posibles en el SENI de tal manera que no se presenten restricciones adicionales al despacho de generación. El esquema propuesto se presenta a continuación:

Etapa	Ajustes por Umbral	Ajustes por df/dt	Temporización (*) (seg)	Desconexión (%)
1	59.2 Hz		150	5.38
2	59.0 Hz		150	5.41
3	58.9 Hz		150	5.04
4	58.8 Hz		150	5.18
5	58.7 Hz	59.8 Hz / df/dt = -1.3 Hz/s	150/250	5.42
6	58.6 Hz	59.8 Hz / df/dt = -1.4 Hz/s	150 /250	4.66
7		59.8 Hz / df/dt = -1.2 Hz/s	250	13.72

**Tabla 40. Propuesta de ajuste del EDCxBF**

(\*): Este tiempo incluye el tiempo de apertura de los interruptores (100 ms) y los porcentajes de desconexión de carga corresponden a demanda máxima

El detalle de las líneas y cargas involucradas en el EDCxBF propuesto, se presenta en el Anexo 3 del informe.

Del análisis del esquema de desconexión de carga actualmente implementado en República Dominicana, se encontraron algunas incompatibilidades entre el esquema de desconexión de carga por baja tensión y el esquema de desconexión por baja frecuencia, ya que la naturaleza misma del esquema por baja frecuencia inhibe la participación del esquema por baja tensión y sólo en casos de dispersión local de la tensión ante eventos propios que afecten una red en particular ó ente eventos críticos de desbalance se observa la participación de este esquema compitiendo con el esquema de desconexión por umbral de frecuencia. Por lo anterior, no se consideró adecuado el esquema de desconexión de carga por baja tensión actualmente implementado.

Los umbrales de desconexión de carga por baja frecuencia en 59 y 59.2 Hz garantizan una adecuada recuperación de la frecuencia del sistema ante los eventos de mayor probabilidad de ocurrencia.

En cuanto a los porcentajes de desconexión de carga presentados en la Tabla 40, para cada etapa el porcentaje presentado corresponde a la sumatoria de todas las cargas y/o circuitos que participan en esta etapa sobre la demanda total del sistema. En cuanto a la uniformidad de la desconexión de carga por distribuidora, el esquema propuesto se basó en el esquema actualmente implementado, tratando de mantener al máximo los porcentajes de desconexión de carga y la prioridad en la desconexión de los elementos asociados a este esquema. Sin embargo, en este informe no se presentan porcentajes de participación por empresa distribuidora.

Para controlar la tensión ante la operación del EDCxBF frente a eventos mayores es necesario adicionarle al esquema suplementario una estrategia de desconexión de condensadores mediante función de umbral de tensión, cuyos ajustes de umbral y temporización deben ser coordinados con los demás esquemas suplementarios que se propongan para este sistema, de acuerdo a los términos de referencia de este estudio

En el Anexo 3 se presenta en detalle el esquema propuesto, indicando las cargas asociadas a cada etapa, los porcentajes de desconexión y los resultados obtenidos para cada uno de los casos simulados respecto a la desconexión de carga.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios de demanda.

### **6.2.1. DEMANDA MÁXIMA**

En la siguiente Tabla se presentan los resultados obtenidos con el esquema propuesto para demanda máxima y en la Figura 59 se presenta la comparación de la evolución de la frecuencia para los diferentes desbalances analizados.

En términos generales se obtienen resultados adecuados para los diferentes desbalances analizados, en ningún caso se presentan excursiones de la frecuencia por debajo de los 58.5 Hz y en comparación con la condición actual se obtienen para todos los casos frecuencias mínimas superiores y mejor recuperación de la frecuencia del sistema., como se observa en la Figura 59.

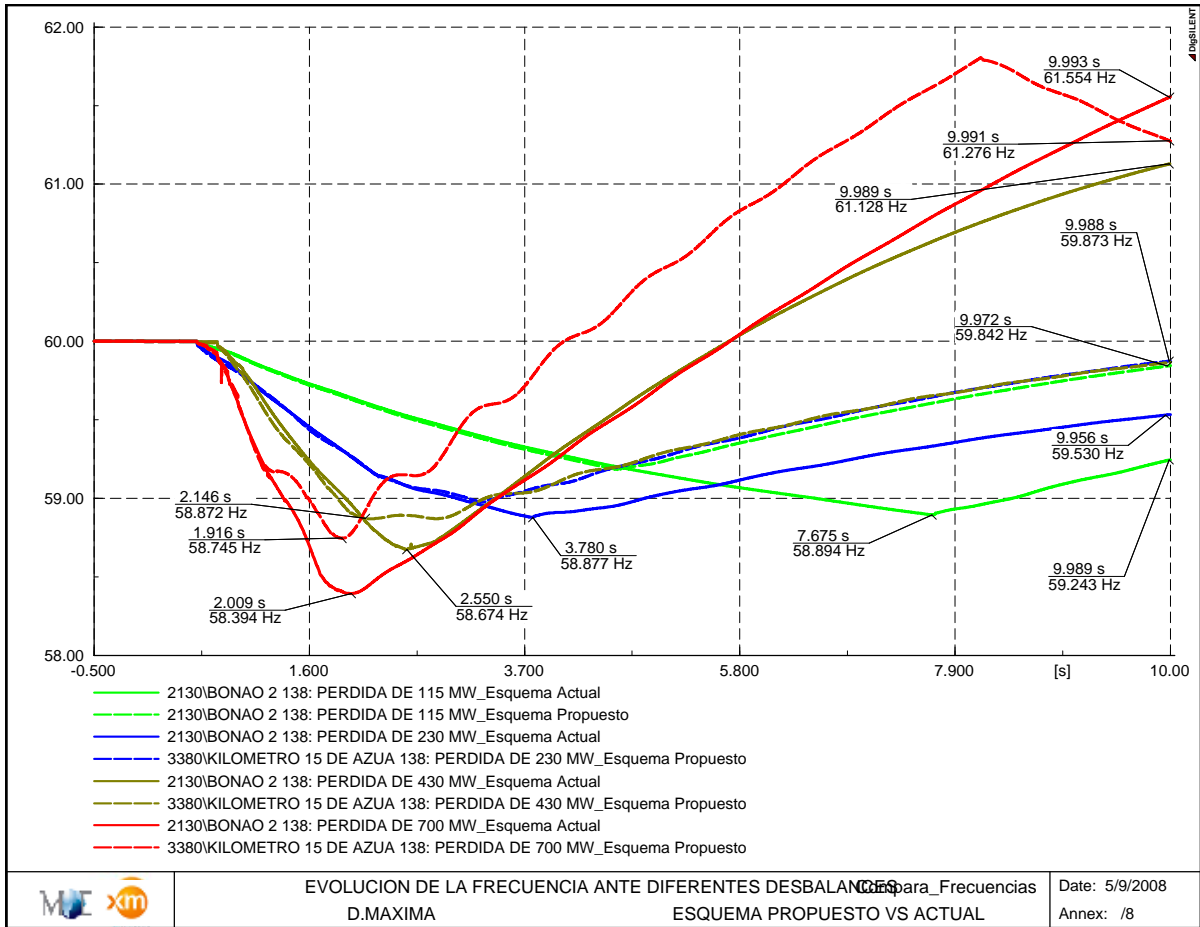
Para el caso de máximo desbalance ante pérdida de 700 MW, se observa que con el esquema propuesto es posible obtener una frecuencia por encima de 58.5 Hz, aunque esto implica sacrificar el sistema por sobrefrecuencia, al requerir la desconexión de las etapas diseñadas por derivada de frecuencia, obteniendo rápidamente sobrefrecuencias que implican desconexión de

generadores por sobrefrecuencia al superar los 61.1 Hz, para el cual enganchan algunas unidades por sobrefrecuencia. Sin embargo, aún con pérdidas de generación adicionales por sobrefrecuencia, el sistema se sostiene, alcanzando a estabilizarse en 59.4 Hz alrededor de los 20 segundos, tiempo a partir del cual se cuenta con otras instancias de control que contribuyen a llevar la frecuencia a las bandas normales de operación del sistema.

Desde el punto de vista de la evolución de la tensión se observan dentro de los rangos permitidos, como se observa en las Figuras 60 a 63 El caso más exigente se presenta ante la pérdida de 700 MW, en el cual se mantiene la tensión a nivel de 138 kV con valores máximos de 0.995 p.u., con ligeras sobretensiones en la red a 69 kV con valores máximos de 1.12 p.u., como consecuencia de la alta desconexión de carga.

Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Mín. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslastre de carga por umbral de frecuencia (MW)	Deslastre de carga por df/dt (MW)	Deslastre de carga total (%)
Itabo I	115	5.31	59.181	59.845	116.42	0	5.38
Itabo I y II	230	10.63	58.975	59.874	233.63	0	10.80
Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	435	20.10	58.869	59.865	330.44	0	15.27
EDM, EDN, Itabo I y II, Monterío, Sultana y Smith	700	32.35	58.748	61.274	393.5	515	41.98

**Tabla 41. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Máxima**



**Figura 59. Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances Esquema Actual vs. propuesto-D.Máxima-**

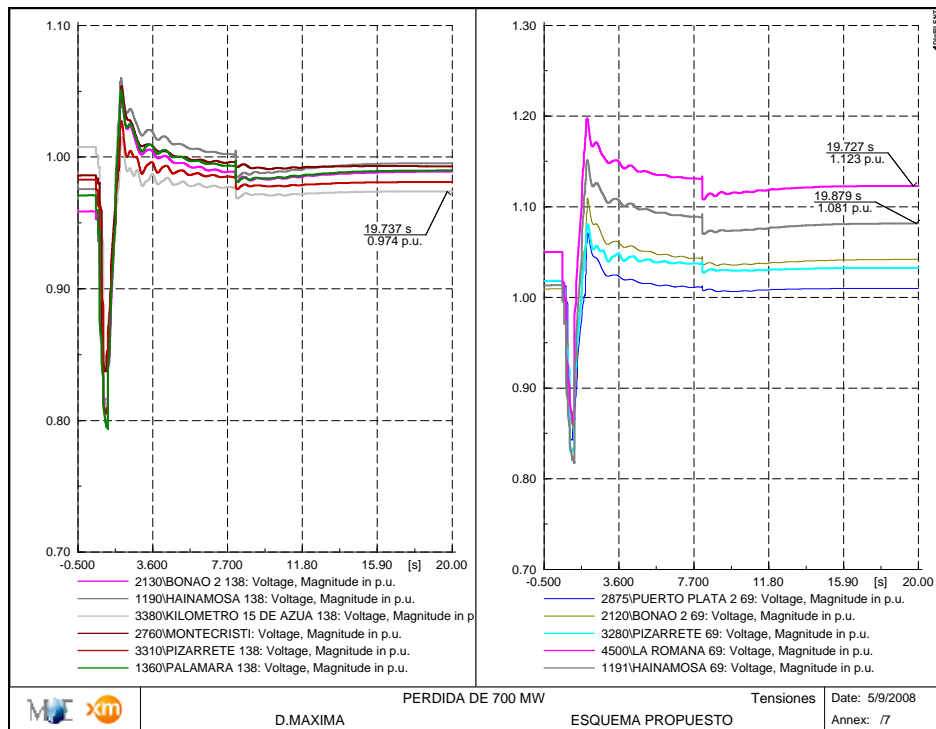


Figura 60. Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW con el Esquema Propuesto-D.Máxima-

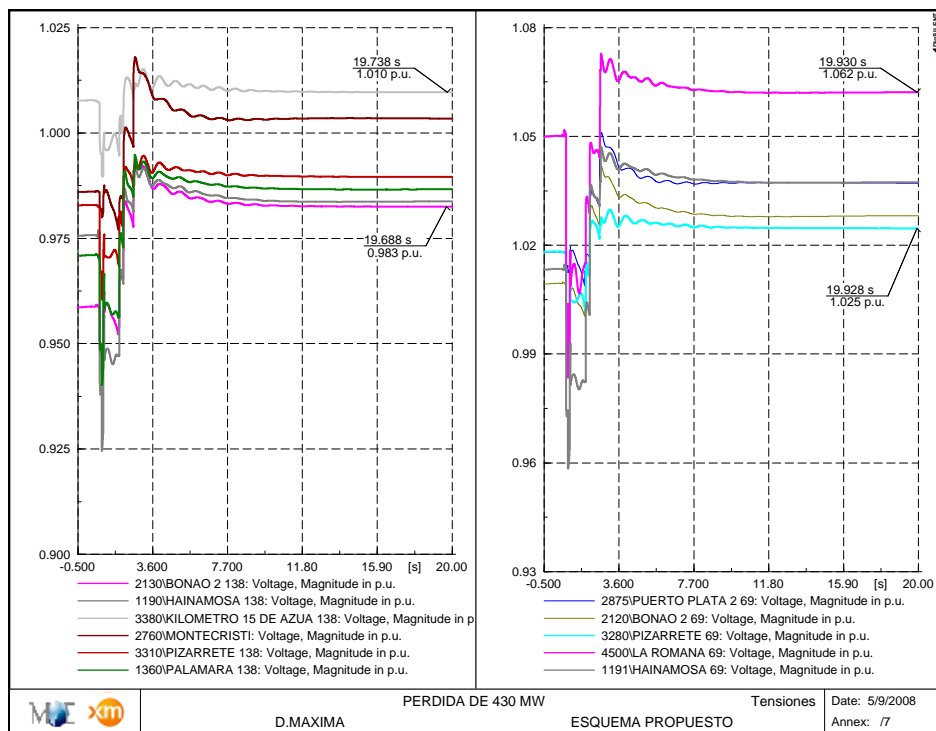


Figura 61. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto -D.Máxima-

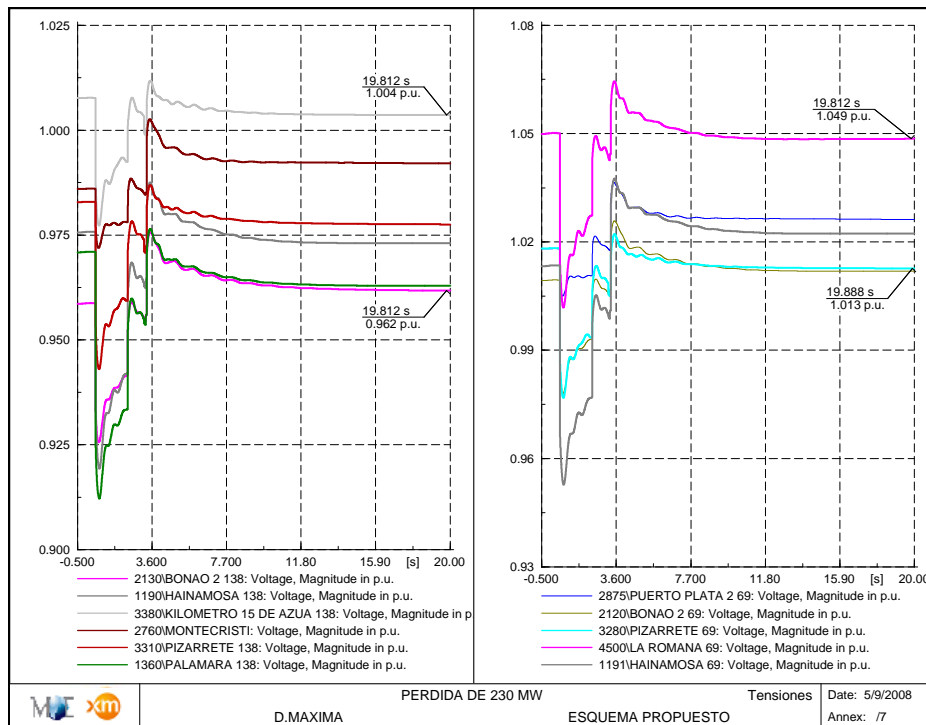


Figura 62. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto -D.Máxima-

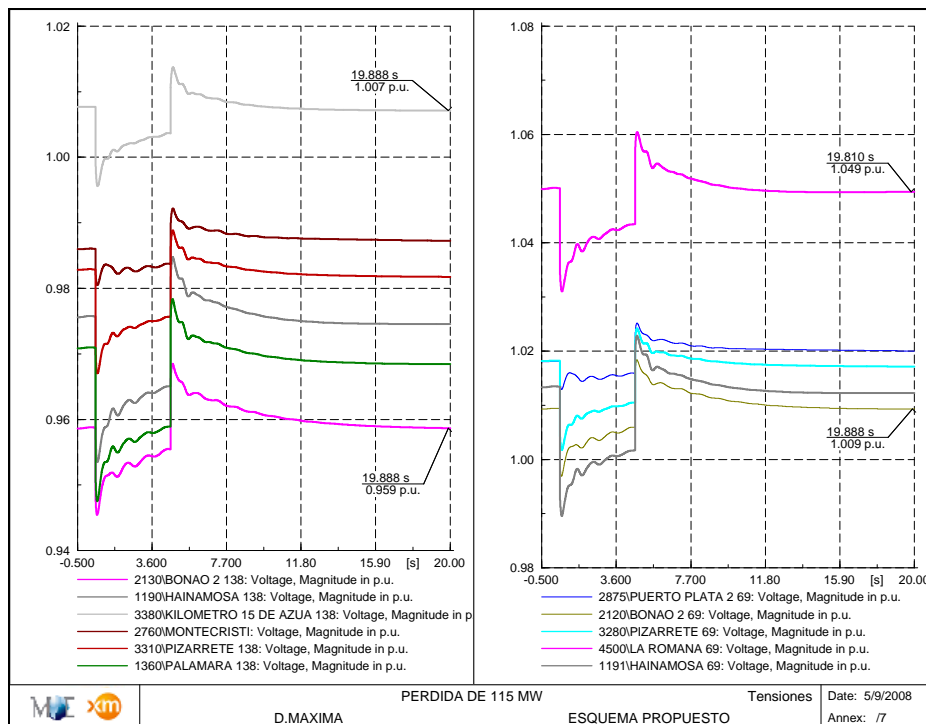


Figura 63. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto -D.Máxima-



### 6.2.2. DEMANDA MEDIA

En la Tabla 42 se presentan los resultados obtenidos con el esquema propuesto para demanda media y en la Figura 64 se presenta la comparación de la evolución de la frecuencia para los diferentes desbalances analizados.

En este caso se observa que con el esquema propuesto es posible soportar la contingencia crítica de pérdida de 700 MW, logrando una frecuencia mínima de 58.505 Hz, como se observa en la Figura 64. Adicionalmente, en esta misma figura se observa con el esquema actual, una pendiente abrupta de caída de la frecuencia, alcanzando a excursionar antes de los 2 seg a valores por debajo del umbral de los 58.5 Hz, por lo cual se requiere la implementación de etapas rápidas de desconexión por derivada de frecuencia que permiten cambiar la pendiente del evento alrededor de los 1.2 seg con el esquema propuesto.

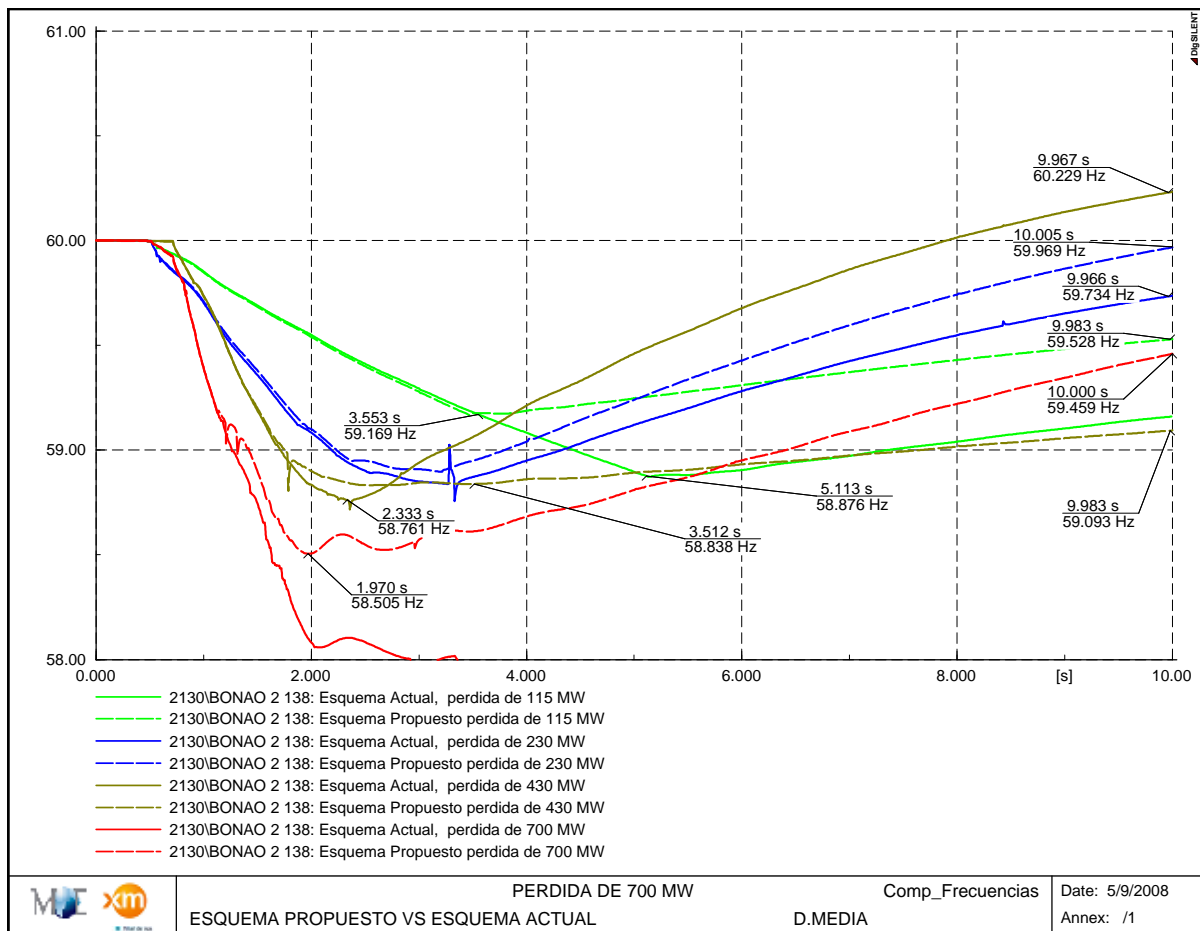
Desde el punto de vista de control de tensión del sistema, este es el caso más exigente, ya que la tensión alcanza a excursionar por debajo de 0.8 p.u. (ver Figura 65) tanto en 138 kV como en 69 kV, siendo más exigente en 69 kV donde se alcanza un tiempo máximo por debajo de este umbral de 490 ms en la subestación Villa Duarte (aún dentro de los valores permitidos), estabilizándose alrededor de los 5 segundos dentro de los rangos normales de operación, en un valor máximo de 1.05 p.u.

En todos los casos se obtienen resultados adecuados, con frecuencias mínimas superiores a la condición actual y una adecuada recuperación del sistema, obteniéndose para el evento de pérdida de 700 MW una frecuencia de recuperación del sistema de 60.128 Hz a los 20 seg, los demás desbalances analizados presentan recuperación por encima de los valores obtenidos con el esquema actual y en el caso de pérdida de 430 MW se obtiene una frecuencia de recuperación inferior, pero su frecuencia sigue estando dentro de los valores exigidos (59 Hz).

Las Figuras 65 a 68 presentan la evolución de las tensiones para cada uno de los casos analizados con el esquema propuesto, manteniéndose en todos los casos tensiones dentro de los rangos permitidos.

Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Mín. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslaste de carga por baja frecuencia (MW)	Deslaste de carga por df/dt (MW)	Deslaste de carga total (%)
Itabo I	115	5.93	59.169	59.528	118.05	0	6.09
Itabo I y II	230	11.86	58.897	59.966	264.23	0	13.63
Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	435	22.44	58.838	59.093	319.7	0	16.49
EDM, EDN, Itabo I y II, Monterío, Sultana y Smith	700	36.11	58.505	59.458	386.87	431.45	42.21

**Tabla 42. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Media**



**Figura 64. Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances, Esquema Actual vs. Propuesto -D.Medía-**

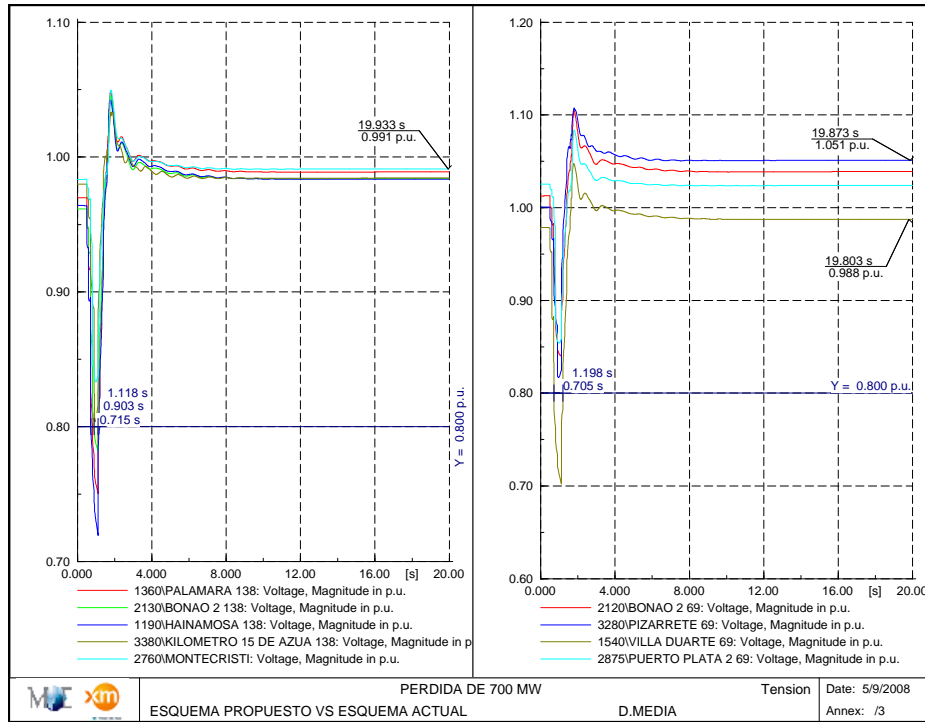


Figura 65. Evolución de la tensión ante pérdida de 700 MW con el Esquema Propuesto –D.Media-

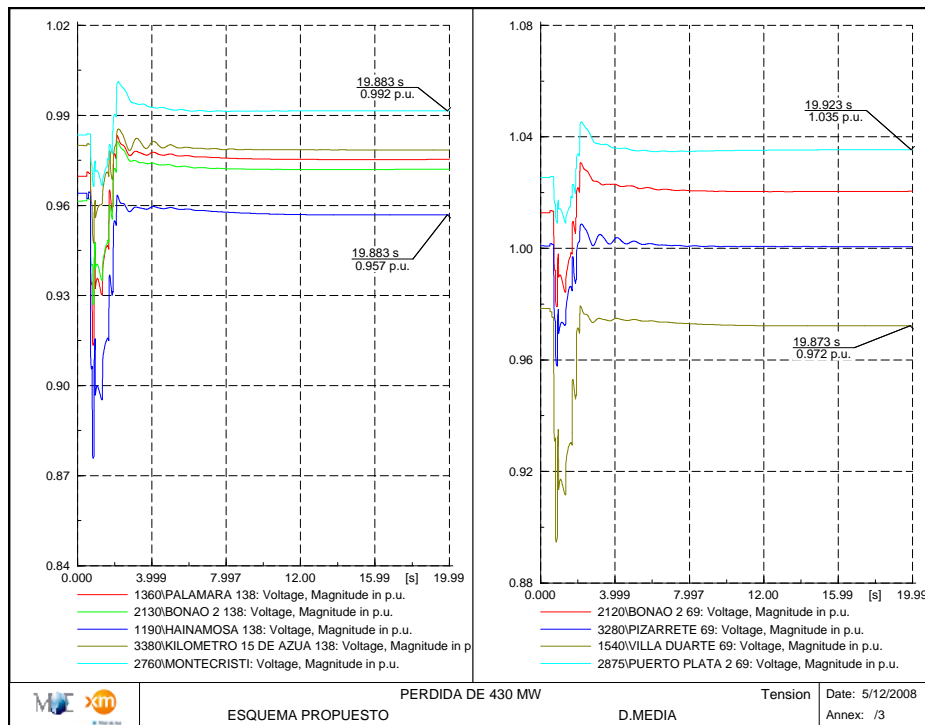


Figura 66. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto –D.Media-

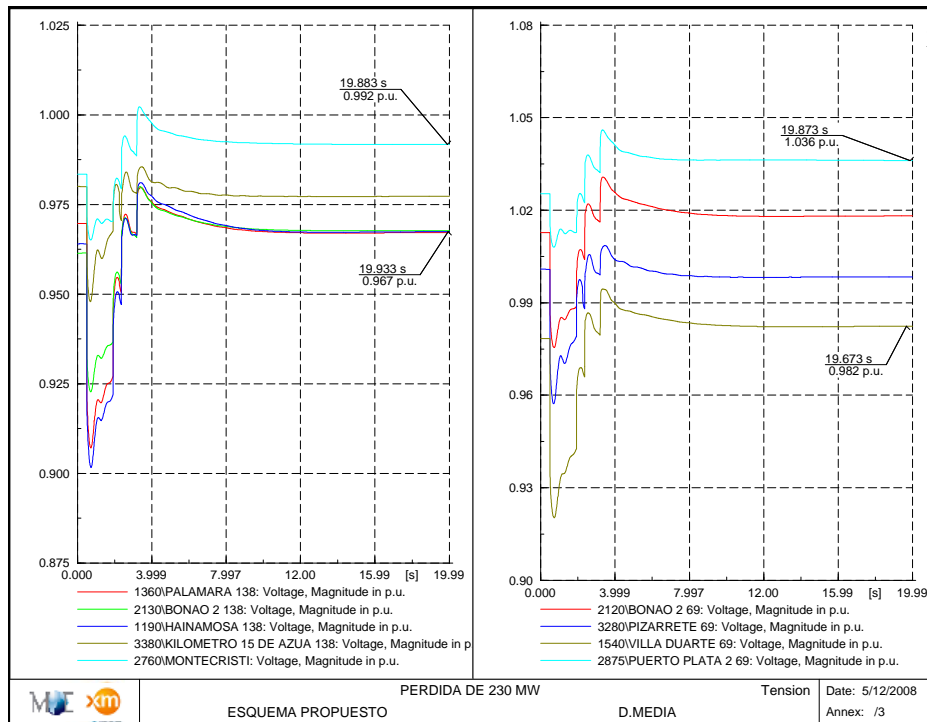


Figura 67. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto –D.Media-

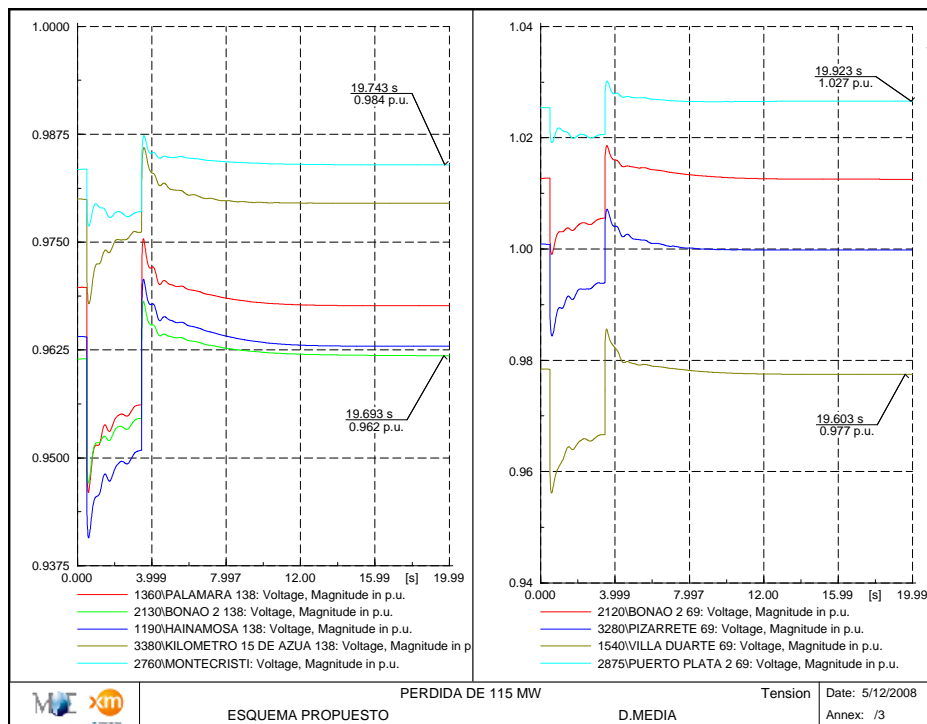


Figura 68. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto–D.Media-

### 6.2.3. DEMANDA MÍNIMA

En la Tabla 43 se presentan los resultados obtenidos con el esquema propuesto para demanda mínima y en la Figura 69 se presenta la comparación de la evolución de la frecuencia para los diferentes desbalances analizados con el esquema actual y el propuesto.

En todos los casos analizados con el esquema propuesto se obtienen frecuencias inferiores y buenas tendencias de recuperación de la frecuencia.

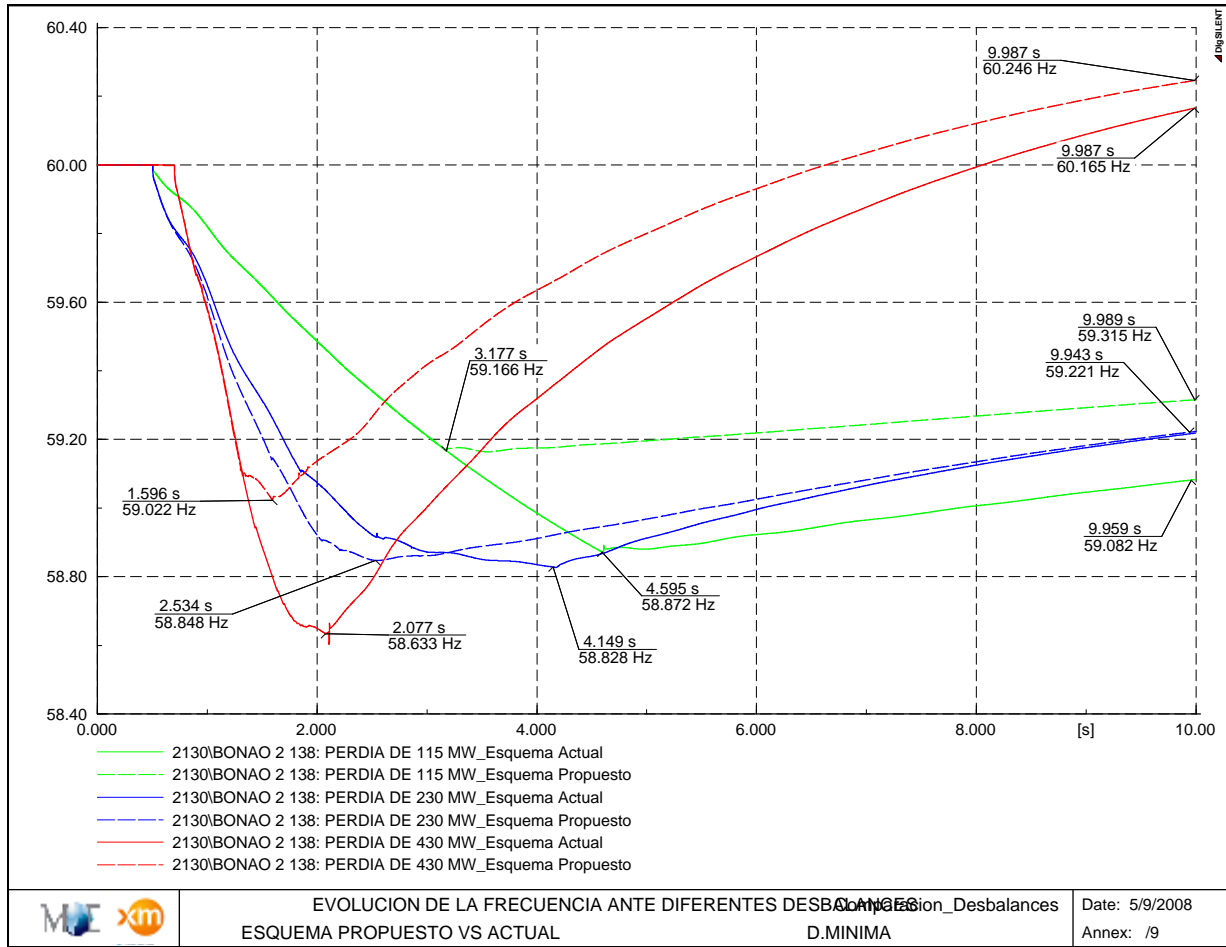
Se observa que para grandes desbalances, ante pérdida de 430 MW, se presenta la actuación de las etapas por  $df/dt$  para frenar rápidamente la pendiente de caída de la frecuencia. Sin embargo, esto no compromete la seguridad del sistema, ya que la frecuencia se recupera rápidamente, alcanzando a estabilizarse alrededor de los 20 seg en 60.35 Hz y la tensión del sistema permanece dentro de los rangos permitidos a nivel de 138 kV y a nivel de 69 kV se observan algunas sobretensiones manejables, con un valor máximo de 1.12 p.u. en subestaciones donde se tiene alta desconexión de carga, como se observa en la Figura 70.

En las Figuras 71 y 72 se presenta la evolución de la tensión para los desbalances de 230 MW y 115 MW respectivamente, para los cuales esta variable permanece dentro de los valores normales de operación

Mediante las simulaciones de estabilidad dinámica del sistema, se encontró que la máxima pérdida de generación soportable con el esquema propuesto para demanda mínima es de 450 MW que corresponde a un desbalance de 32.4% en este escenario de demanda, ya que para desbalances superiores, se tienen problemas de sobretensión, dadas las rápidas desconexiones de carga por derivada de frecuencia que implica la evolución de la frecuencia ante grandes desbalances.

Evento de disparo de generación	Pérdida Total (MW)	Desbalance (%)	Frecuencia Mín. (Hz)	Frecuencia Recuperación a los 10 seg (Hz)	Deslastre de carga por umbral de frecuencia (MW)	Deslastre de carga por $df/dt$ (MW)	Deslastre de carga (%)
Itabo I	115	8.29	59.165	59.313	75.26	0	5.42
Itabo I y II	230	16.58	58.835	59.2	207.94	0	14.99
Aes Andrés, EDM, EDN, Los Toros 1 y 2 y Sultana del Este	430	30.99	59.02	60.246	117.81	299	30.04

**Tabla 43. Resultados Obtenidos con el esquema Propuesto-Demanda Mínima-**



**Figura 69. Comparación de frecuencias obtenidas para los diferentes desbalances Esquema Actual vs. Propuesto -D.Mínima-**

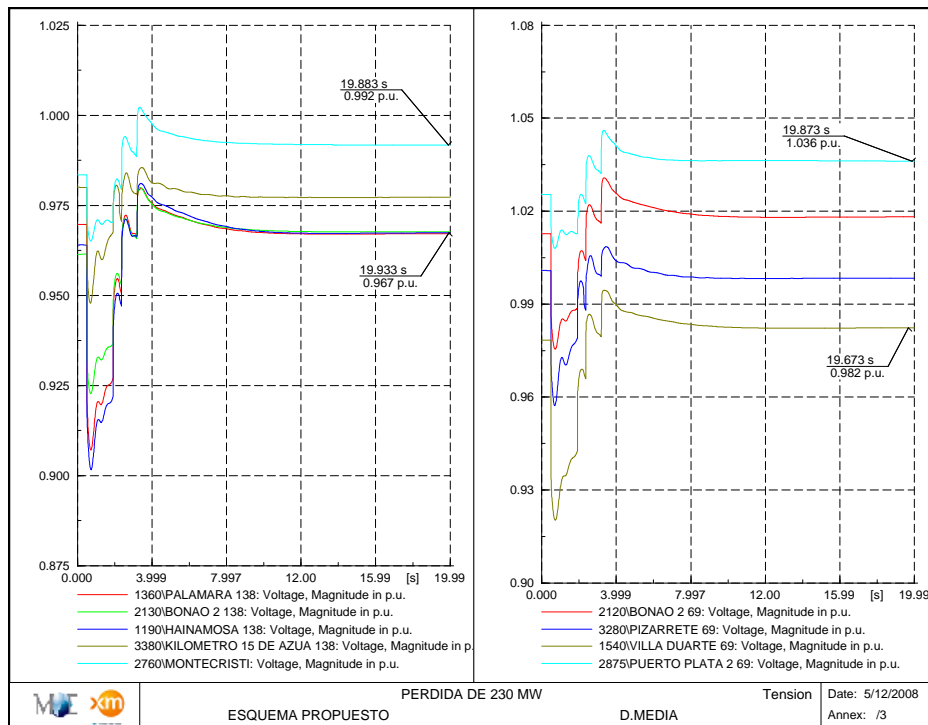


Figura 70. Evolución de la tensión ante pérdida de 430 MW con el Esquema Propuesto –D-Mínima-

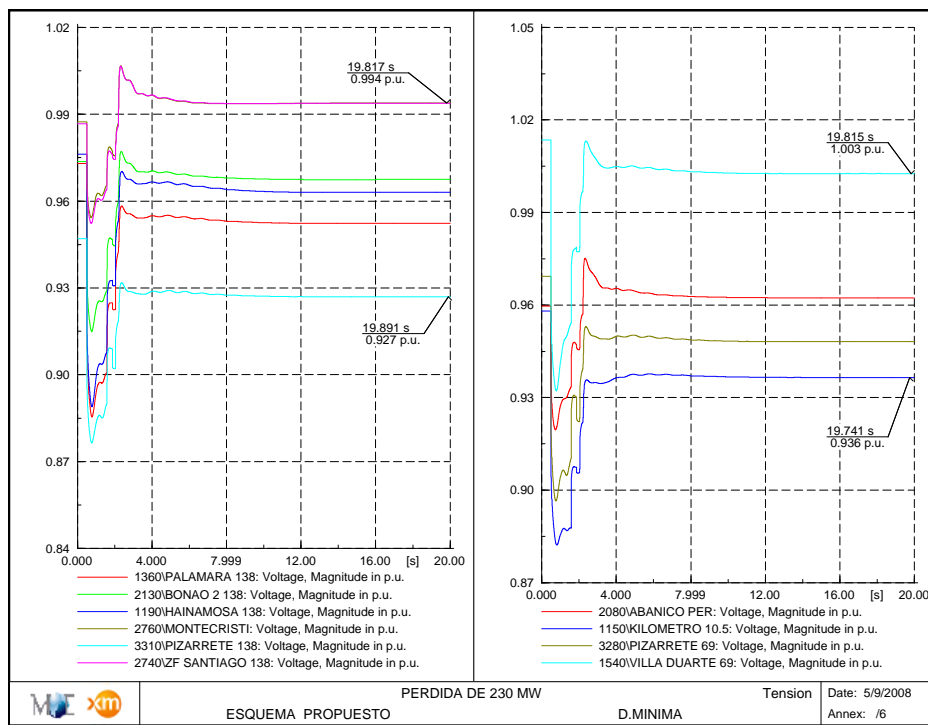
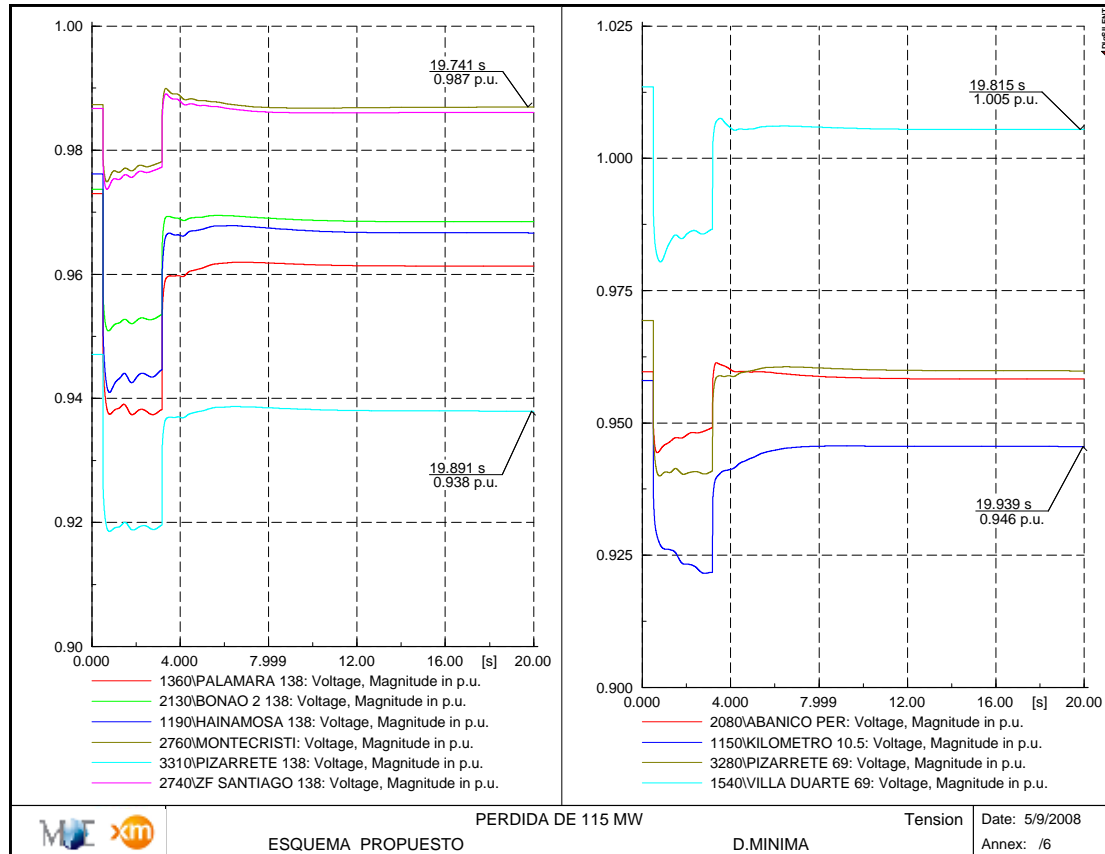


Figura 71. Evolución de la tensión ante pérdida de 230 MW con el Esquema Propuesto –D-Mínima-



**Figura 72. Evolución de la tensión ante pérdida de 115 MW con el Esquema Propuesto –D-Mínima-**

#### 6.2.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El esquema de desconexión de carga propuesto fue diseñado teniendo en cuenta las limitaciones actuales del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado en cuanto a disparo de unidades de generación por baja frecuencia por encima de los umbrales mínimos que pueden representar riesgo para las mismas y deficiencia en la respuesta de regulación primaria de las unidades del sistema, al tener actualmente el 67% de las unidades del sistema inhibidas para regulación primaria.

El esquema propuesto obedece a una respuesta muy rápida de desconexión de carga que permite soportar pérdidas de generación hasta de 700 MW en demanda máxima y media que son factibles de ocurrir, dadas las estadísticas de eventos presentadas en este sistema.

Las pérdidas de generación máxima en términos de la demanda considerada para el año 2008 corresponde a desbalances del 32% en demanda pico y del 36% de la demanda media. Para



demanda mínima, es posible soportar contingencias hasta de 450 MW, que corresponden al 32% de la demanda.

Para eventos de demanda máxima y media se observa adecuada selectividad del esquema hasta eventos del orden de 450 MW, alcanzando a deslastrar por umbral de frecuencia hasta las 3 primeras etapas del esquema propuesto, presentando frecuencias mínimas superiores al esquema actual y frecuencias de recuperación muy buenas sin problemas asociados con sobrefrecuencias ni tensiones fuera del rango. Desde el punto de vista de los porcentajes de desconexión de carga, se tiene valores adecuados, con porcentajes de desconexión muy similares a los obtenidos con el esquema actual.

Para los eventos más exigentes, ante pérdida de 700 MW que no ocasionan aislamiento de áreas eléctricas, es decir manteniendo la integralidad del sistema, se observa que es posible soportar estas contingencias, obteniendo en los casos analizados (demanda media y máxima) frecuencias superiores a los 58.5 Hz, sin embargo, dada la velocidad de respuesta del esquema propuesto para controlar el descenso de la frecuencia, se presentan sobredesconexiones del 6% en media y del 9.5% en máxima. Estas sobredesconexiones no implican eventos adicionales para el sistema en demanda media, siendo completamente controlables, mientras que en demanda máxima implica pérdidas adicionales de unidades de generación por sobrefrecuencia de acuerdo con los ajustes actuales, sin embargo aún con estas pérdidas de generación adicionales, se lleva el sistema a valores por encima de los umbrales mínimos requeridos.

Para los escenarios de demanda mínima, se observa buena selectividad hasta eventos del orden de 350 MW. Para el desbalance máximos soportables, es decir para pérdidas de generación hasta de 450 MW, se presenta activación de las etapas asociadas a derivada de frecuencia, que inhiben algunas actuaciones del esquema por umbral de frecuencia, sin embargo, se controla adecuadamente la desconexión de carga requerida y no se tienen problemas por sobrefrecuencia y las tensiones del sistema son manejables.

Se recomienda realizar una revisión general de los estadísticos declarados en la base de datos, ya que se tiene en total un porcentaje del **67 %** de las unidades para el año 2008 con estadísticos bloqueados, siendo éste un parámetro fundamental para la recuperación de la frecuencia ante eventos y determinante en la selección del umbral requerido para el diseño de la primera etapa del EDAC.

Se recomienda revisar los ajustes actuales por sobre y baja frecuencia asociados a las unidades de generación del sistema, ya que estos umbrales hacen parte de las limitaciones actuales de diseño del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Se toma como referencia los ajustes actualmente exigidos en la regulación del sistema eléctrico colombiano, Resolución CREG 025 de 1996, Código de Operación, numeral 2.2.5

*“Ajustes de los Relés de Frecuencia de las Unidades de Generación del SENI*

*El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.*

*En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil. Sin embargo, a este respecto en el SENI se consideran las siguientes normas.*

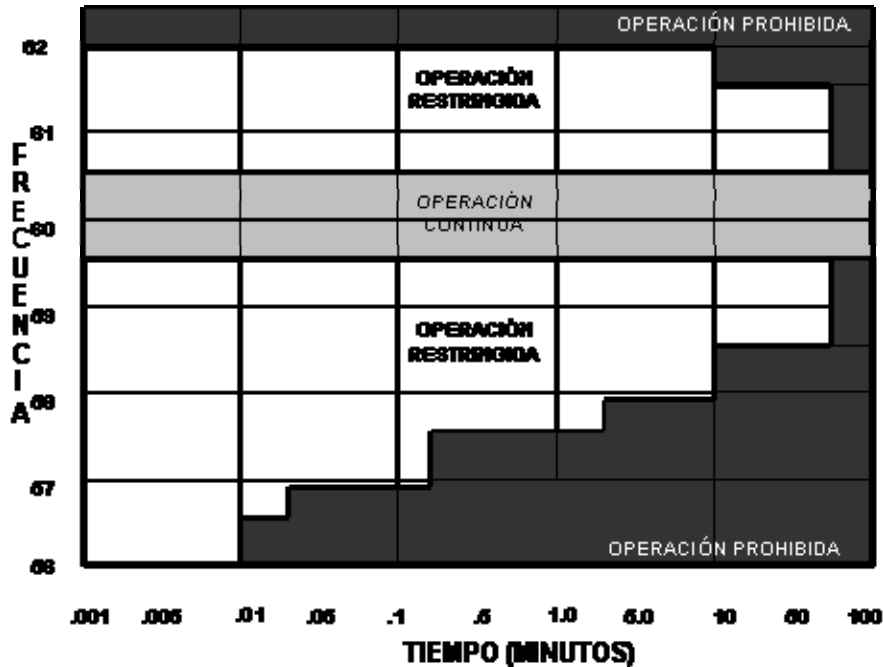
*Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.*

*Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.*

*Se considera que el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, implementado en el SENI ha sido diseñado teniendo en cuenta estas dos normas y los criterios establecidos en el Numeral "2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia". Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia:*

- No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.*
- En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.*
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.*
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.*
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad*

Adicionalmente, se presenta como referencia las tolerancias de operación de frecuencia dados por los fabricantes durante todo el tiempo de vida útil de las plantas térmicas más restrictivas, que corresponden a las unidades de vapor, tomada de Interconnected Power System Dynamics Tutorial, EPRI 1998.



*Tolerancias de operación de frecuencia para unidades térmicas a vapor durante su vida útil-  
Fuente: Interconnected Power System Dynamics Tutorial, EPRI 1998*

Por lo anterior, se recomienda analizar el esquema actual de disparo de generación por sobre y baja frecuencia de las unidades del SENI considerando que aún para las térmicas más exigentes se tienen ajustes por baja frecuencia superiores a los presentados en esta gráfica y a su vez, los ajustes por sobrefrecuencia están ajustados por debajo de los umbrales permitidos.

Se recomiendan los siguientes ajustes por sobre y baja frecuencia asociados a las unidades de generación del sistema, manteniendo una posición conservadora dadas las condiciones de operación de esta red.

Baja frecuencia		Sobrefrecuencia	
Frecuencia	Temporización	Frecuencia	Temporización
57.5 Hz	Instantáneo	61.5	10 seg
58.5 Hz	10 seg	62	Instantáneo

*Tabla 44. Ajustes propuestos para los generadores térmicos -*



---

Una vez implementados estos ajustes es posible diseñar un esquema más robusto, que presente mayor selectividad y efectividad de respuesta ante los diferentes desbalances probables, sin representar riesgo para la operación de las unidades de generación existentes.

## SECCIÓN III – ANÁLISIS ECONÓMICO

La presente sección describe los resultados técnicos obtenidos en las simulaciones realizadas con los modelos sintonizados y las recomendaciones respectivas.

### 1. PLAN DE TRABAJO

El Plan de Trabajo desarrollado en forma esquemática presentado en el Informe Inicial es el siguiente:

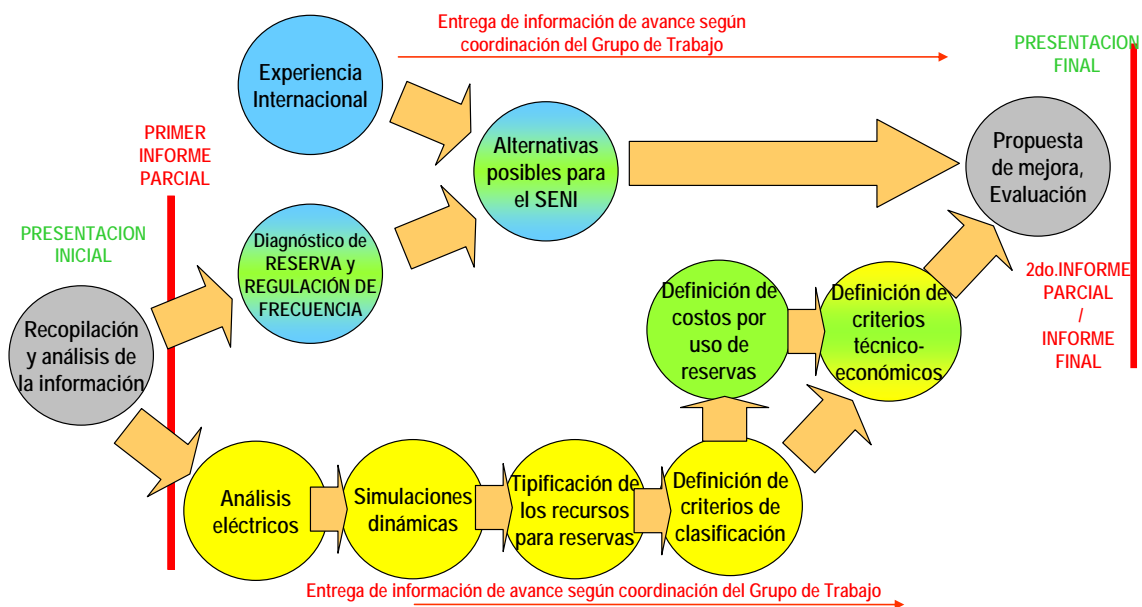


Figura 73 - Plan de Trabajo

Los puntos del informe que corresponden a la presente Sección III – Parte Técnica-Económica son los indicados a continuación:

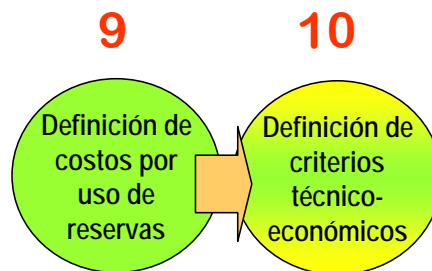


Figura 74 - Etapas de Definición de Costos y criterios técnico económicos

Estos puntos son:

9. Redefinición de los costos (y remuneraciones) asociados a las reservas en función de los criterios adoptados en las tareas precedentes.

Comparación de los costos de implementar los niveles de reserva resultantes en las tareas 5 a 8 con los que resultan de aplicar los criterios actuales.

10. Establecer los criterios técnicos económicos que permitan definir las reservas para el sistema operando integrado y para las posibles islas eléctricas para los periodos de demanda máxima, media y mínima y entre periodos anuales. En la determinación de la reserva se considerará criterios técnico-económicos, que incorporen la probabilidad de falla de los elementos del sistema.

## **2. DETERMINACIÓN DE LA RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA**

### **2.1. CONSIDERACIONES INICIALES**

El mantener en todo momento suficiente cantidad de energía regulante en el parque generador es un requerimiento estrechamente ligado a la necesidad de preservar la calidad de la regulación de frecuencia de los sistemas de energía eléctrica y garantizar la continuidad del servicio. La energía regulante requerida en todo momento está íntimamente ligada a la capacidad del parque generador de compensar los desbalances de corta duración entre oferta y demanda.

Sin embargo la determinación de la energía regulante óptima no es un problema de naturaleza estrictamente técnica, relacionado con la habilidad de los controles de turbina para compensar los desbalances entre generación y demanda, sino que, dentro de las restricciones técnicas que existan, es esencialmente el resultado de balancear los mayores costos de producción asociados a la operación del parque de generación fuera del óptimo económico, frente a mantener suficiente reserva para regulación primaria de frecuencia (RPF) con los costos evitados de energía no suministrada (ENS) de corta duración asociados a no contar con esa reserva.

En consecuencia, la reserva óptima para RPF será aquella que minimice los costos de ENS de corta duración y los mayores costos de operación asociados a mantener esa reserva en el parque generador.

La metodología empleada en el presente estudio consiste en la realización de cálculos de costos para un periodo anual, con base en los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas en este estudio y a los resultados de Programación de la Operación de Mediano

Plazo Mayo 2008 – Abril 2009 efectuado por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC).

A partir de los resultados mencionados se construyó una curva que relaciona los distintos niveles de reserva de potencia regulante con los costos de operación y de falla asociados, calculados como el incremento del costo de operación respecto de una situación base de operación (operación actual del sistema) más el costo de la Energía No Suministrada correspondiente.

Para la construcción de la curva, se consideró una situación inicial con un porcentaje de RPF de 3%. El considerar valores de reserva de un 1% o 2% no es una condición sostenible para un sistema eléctrico del porte y características de la República Dominicana (demanda máxima y el tamaño de la mayor unidad del sistema), ni tampoco de acuerdo con las referencias internacionales, por lo que es adecuado considerar para el inicio del proceso de análisis un valor de 3% de RPF.

#### **2.1.1. HORIZONTE TEMPORAL**

Por otra parte, los años considerados para evaluar los diferentes eventos de conexión de carga y generación son los años: 2008, 2010 y 2012. El año 2008 corresponde a la situación actual, los años 2010 y 2012 se seleccionaron por ser años en los cuales, - de acuerdo con el plan de expansión -, se presentan las reconfiguraciones y/o adiciones previstas más relevantes a la red de la República Dominicana.

#### **2.1.2. DEMANDA**

Las condiciones de demanda de potencia que se han tenido en cuenta para la red de República Dominicana son las detalladas en el informe “Plan de expansión del sistema eléctrico de la República Dominicana Años 2009 – 2025”. En general, los aspectos más relevantes considerados respecto de la demanda en las simulaciones son:

- ◆ Se considera la atención completa de la demanda, sin racionamientos programados por aspectos técnicos o comerciales.
- ◆ Las tasas de crecimiento en promedio para los años de interés de cubrimiento de las simulaciones son del orden del 4.8 % anual. En el año 2011 se considera operativa la demanda de la Mina Barrick Gold, considerándose 280 MW de demanda pico.

En todos los casos se supone que los valores de demanda corresponden con los meses del año de mayor demanda. Los segmentos de demanda considerados son tres: máxima, media y mínima.

### 2.1.3. TOPOLOGÍA DE LA RED

Además de la red existente, se considera para cada uno de los años objeto de análisis las obras que se encuentran en ejecución (construcción) y las obras que han sido definidas para ejecución dentro del plan de expansión de corto plazo.

### 2.1.4. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

#### *a) Energía No Suministrada (ENS)*

El costo de la ENS depende de diversos factores como ser:

- El **momento** en que se produce el desabastecimiento (la época del año; hora, día, estación en que ocurre la falla): por ejemplo los consumidores residenciales probablemente valoren a un precio muy alto la energía en las primeras horas de la noche, y muy poco durante la madrugada. Los industriales se ven muy poco impactados por cortes al suministro en horas en que sus plantas no están produciendo.
- La **duración del corte**: en consumos residenciales, a medida que se prolonga el corte se incrementa el perjuicio. En cambio, en algunos procesos industriales se asigna mucho valor a interrupciones de muy corta duración, ya que esto les significa tener que reiniciar el proceso productivo con pérdidas significativas de insumos.
- La **profundidad del corte**: existe un impacto muy diferente si el corte es total o abarca sólo una parte del suministro del usuario. En general para los pequeños consumidores sólo es posible una interrupción total, mientras que los grandes usuarios con medición y equipamiento adecuado podrían estar preparados para interrupciones parciales.
- El **tipo de consumidor afectado**: distintos tipos de consumidores realizarán distinta valoración del CENS, en función de sus características socioeconómicas, y de los servicios afectados por el corte (ascensores, agua, teléfonos, equipamientos, etc.). Por lo tanto el CENS, en su definición más simple, debe interpretarse como un promedio sobre todos los valores posibles de duración, momento e intensidad del corte. Cabe mencionar, sin embargo, que los estudios teóricos y la experiencia muestran que la dispersión alrededor del valor medio puede ser muy importante.

Lo anterior indica que existen varios costos de falla que dependen de la forma en que se realice el racionamiento y de la duración y profundidad de la falla.

#### *b) Costo de Falla de Corta Duración y Racionamiento*

Se realiza una distinción entre el desabastecimiento que puede ocurrir en el corto plazo y el desabastecimiento en el largo plazo, es decir, de manera más permanente y sostenida en



ciertos horarios (generalmente la punta) debido generalmente a la falta de parque generador o reducida oferta del mismo.

El Costo de Falla de Corta Duración es el costo que en promedio incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la falta de suministro eléctrico y la profundidad de la interrupción.

El Costo de Desabastecimiento o Costo de Racionamiento es el costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y tener que generarla por sus propios medios a través de generadores de emergencia u otros, si así les conviniera. Es recomendable que este costo de racionamiento sea un valor representativo de todos los tipos de consumo y también representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

#### *c) El valor de la ENS en República Dominicana*

Según lo establecido en el Artículo 2 de la Ley General de Electricidad No 125-01, se define como *Costo de Desabastecimiento o Energía No Servida* el "costo en que incurren los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien, la pérdida económica derivada de la falta de producción y venta de bienes y servicios y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida en el caso del sector residencial". Indica que además este costo será establecido anualmente mediante resolución de la SIE.

Por otra parte, según el Artículo 251 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, cuando se produzca racionamiento por falta de potencia para abastecer la demanda, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa será igual al Costo de Desabastecimiento definido en el Artículo 2 de la Ley.

El valor del Costo de Desabastecimiento calculado a partir de la Resolución SIE-07-2008 es de 5,637.04 RD\$/MWh que al tipo de cambio de 34.03 RD\$/USD establecido en la misma Resolución, proporciona el valor de 166 USD/MWh.

De lo expuesto se observa lo siguiente:

- ◆ La reglamentación, no realiza una distinción entre el Costo de Desabastecimiento o de Racionamiento y el Costo de Falla de Corta Duración, valor necesario para realizar el cálculo del valor óptimo de la RPF.
- ◆ El valor determinado para la ENS se considera bajo, dados los valores de ENS utilizados en los países de la región y en los estudios realizados por los organismos de la región.

#### *d) Valores adoptados en la Región*

Si revisamos los valores de Energía No Suministrada utilizados en la región, tenemos el Informe Elaborado por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional, como parte de las actividades del Consejo de Electrificación de Centro América, y su Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación para el periodo 2006-2020, publicado en Abril de 2007, que utiliza los siguientes Costos de Falla:

- ◆ 350 USD/MWh para déficits iguales o menores al 2%
- ◆ 800 USD/MWh para déficits mayores.
- ◆ 1500 USD/MWh como un único valor no escalonado.

Por otra parte, estudios recientes realizados en Panamá a través de varias metodologías aplicadas, establecieron el Valor de la Energía No Suministrada (VENS) entre un mínimo de 600 USD/MWh y 2000 USD/MWh.

Por otra parte, la reglamentación chilena proporciona los siguientes valores para el Costo de Falla de Corta Duración 2000 USD/MWh para el Sistema Central y 3000 USD/MWh para el Sistema del Norte Grande.

Los valores en la República Argentina son escalonados y son de 120, 170, 240 y 1500 Pesos Argentinos, para valores de corte de carga de 1.6%, 5%, hasta 10% y más de 10% respectivamente.

#### *e) Valores Adoptados en el Estudio*

El proceso de optimización para el cálculo de la Reserva Primaria de Frecuencia, tiene una fuerte dependencia del Valor de la ENS y por tanto, existe sensibilidad de este valor óptimo de reserva frente a diferentes valores de ENS.

Para el caso particular, y debido a las condiciones inusuales del sistema de República Dominicana en los cuales ocurren cortes por problemas de pago traducido a través de cortes intempestivos de alimentadores (que abastecen a usuarios que cumplen sus obligaciones y a los que no); a que existe un historial de blackouts del sistema (36 entre el 2000 y 2005) y a que se presentan casos documentados en los cuales los usuarios prefieren conectarse a un Sistema Aislado que al SENI para garantizar 24 horas de abastecimiento continuo, el valor de la ENS es sin duda un valor que debe ser determinado a través de un estudio especializado y probablemente dista del determinado por la SIE a través de la Resolución 07-2008.

Por lo tanto, para el presente trabajo, debido a la sensibilidad que existe de este parámetro con la determinación de los valores de RPF, se considerará un rango de Costos de Falla de Corta Duración que varían desde el valor aprobado por la SIE hasta un valor techo de 2000 USD/MWh .

### **2.1.5. DESPACHOS DE LAS UNIDADES**

Para cada uno de los años (2008, 2010 y 2012) y niveles de demanda (máxima, media y mínima) que se han considerado para el análisis de regulación primaria el despacho base de unidades corresponde al criterio de orden de mérito, esto con el fin de reflejar los escenarios con la mayor probabilidad de ocurrencia.

### **2.1.6. DISPOSITIVOS DE REGULACIÓN DE POTENCIA**

En este tipo de simulaciones dinámicas tienen relevancia en el desempeño de la frecuencia vs. el tiempo, dos aspectos asociados a las unidades de generación: el primero, la característica o el parámetro de inercia de la unidad (parámetro que impacta en mayor medida en los primeros instantes de la ocurrencia del des-balance demanda-generación), y en segunda instancia, los sistemas de control de los generadores, los cuales al relacionarse con el tipo de turbina que mueve el generador, la velocidad de apertura de las unidades servo-hidráulicas de cada unidad y los ajustes de estatismo permanente y transitorio, definen las diferencias en las respuestas y desempeño de recuperación de velocidad (frecuencia) de la máquina post-evento.

Se consideran los sistemas de control de las unidades actuales con los estatismos que fueron reportados en la base de datos<sup>4</sup>. En el Anexo 1 se detallan los parámetros de los sistemas de control de velocidad de las distintas unidades. En este Anexo pueden identificarse las unidades generadoras que efectivamente tienen disponibilidad de corrección o control de la velocidad (frecuencia) del sistema de la República Dominicana. En general, se observa que hay un alto porcentaje de unidades generadoras con dispositivos controladores de velocidad inhibidos.

En las unidades generadoras en las cuales no se tenían modelos de control de tensión y velocidad, fueron considerados reguladores típicos para la tecnología de las unidades.

### **2.1.7. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

El esquema de ajuste de desconexión de carga por baja frecuencia considerado corresponde a la nueva propuesta efectuada por el Consultor XM-MEC.

### **2.1.8. EVENTOS CONSIDERADOS**

Los eventos considerados para cada uno de los años y niveles de demanda corresponden al disparo de unidades de generación y variaciones (conexión intempestiva) de las demandas más representativas. Con la simulación de estos eventos de desbalances instantáneos de demanda

---

<sup>4</sup> En la base de datos de expansión se tiene un total de 113 unidades entre las cuales se incluyen unidades que se tienen modeladas como parte de la expansión de la red hasta el año 2012. Es de resaltar que algunas de las unidades más importantes en el país, en términos de potencia instalada, están inhibidas para ofrecer aporte de regulación primaria, las cuales para reflejar dicho desempeño tienen asignados estatismos del 500 %.

– generación se pretende identificar la Energía No Servida, así como el desempeño de la asignación de regulación primaria en las unidades.

Se generan eventos de disparo de unidad, sin considerar falla del tipo corto circuito en el evento. Se trata de simulaciones o eventos que no tengan componente alguna de aceleración del sistema. Las plantas candidatas que se están considerando para disparo (evento) se fundamenta en la magnitud de potencia nominal de cada una de las unidades que están en línea, iniciando con las de mayor capacidad como unidad o como grupo de unidades, hasta llegar a unidades de menor capacidad cuyo disparo no origine actuación del EDAC.

En las siguientes Tablas, se presentan respectivamente las unidades seleccionadas y los eventos de conexión de carga.

#	Unidad bajo Disparo	Potencia nominal de unidad o planta de ciclo combinado (MW) <sup>5</sup>
1	AES ANDRÉS	295 MW
2	SEABOARD 1, 2	280 MW
3	PEPILLO SALCEDO	280 MW
4	SMITH ENRON (San Felipe)	180 MW
5	Itabo 1	120
6	Itabo 2	115
7	CESPM 1	96
8	Los Mina 5	93
9	CEPP 2	51.4

**Tabla 45 - Unidades de generación consideradas como eventos de pérdida de generación (actuales y futuras)**

#	Unidad bajo Disparo	Magnitudes de potencia a la fecha de 2008 o año de entrada en operación (MW)
1	MINA BARRICK GOLD <sup>6</sup>	280 MW

<sup>5</sup> Para el caso de las plantas a ciclo combinado AES ANDRES y San Felipe se trata de unidades en configuración en ciclo combinado, para las cuales se consideran que el disparo de generación supone la pérdida del ciclo completo.

<sup>6</sup> Esta demanda se considera operativa en el año 2011.

2	EMBAJADOR	65.09 MW
3	LOS PRADOS	65.02 MW

**Tabla 46 - Demandas usadas para eventos de toma de carga (cargas actuales y futuras)**

### **2.1.9. SENSIBILIDAD A LA ADECUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE VELOCIDAD A FUTURO**

Para el año final, año 2012, se desarrollan las simulaciones considerando que la totalidad de las unidades de generación disponen de los equipos controladores de velocidad operativos y con estatismos permanentes alrededor del 5 %, es decir, sin unidades generadoras con algún tipo de inhibición a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

### **2.1.10. TIEMPOS DE REPOSICIÓN**

Debido a que no se cuenta con información sobre los tiempos promedio de reposición de la demanda de los últimos años, se han adoptado la siguiente tabla de tiempos de reposición de la demanda en función de la profundidad del corte:

CORTE [MW]	r [horas/falla]
0.0	0.00
0.0	0.25
20.0	0.25
20.0	0.33
50.0	0.33
50.0	0.50
80.0	0.50
80.0	0.45
120.0	0.45
120.0	1.00
150.0	1.00
150.0	2.00
300.0	2.00

## **2.2. PORCENTAJE DE POTENCIA A SER ASIGNADA COMO RPF**

La magnitud de potencia a ser asignada como servicio para el control primario de frecuencia se determina como un porcentual sobre la demanda total esperada en la red, incluyendo las pérdidas. Los porcentajes sujeto de análisis que son considerados varían entre el 3% y el 7%.

Como ejemplo del cálculo de la magnitud base para la asignación de la RPF: para el año 2008, en el mes de diciembre, se consideró la demanda total de 2,166 MW, para los cuales una asignación de RPF del 3 % supone una magnitud de 64.98 MW, los cuales deberán ser distribuidos entre las unidades generadoras en línea con capacidad para la prestación del servicio.

### 2.3. DEFINICIÓN DEL DESPACHO BASE

El despacho base, a partir del cual se efectúan los eventos de generación y demanda para cada nivel de reserva primaria, considera el despacho más probable de las plantas o unidades de tipo hidráulico<sup>7</sup> y posteriormente un despacho de las unidades térmicas en la cual predomina el concepto de despacho por mérito de costos. Para efectos del despacho de las plantas térmicas se ha considerado la información más reciente de entrada de proyectos, en la cual se detallan los Costos Variables de Despacho de cada una de estas plantas. Las plantas térmicas se despachan hasta completar las exigencias de demanda y de las pérdidas, considerando que la última planta es el nodo “*slack*” en el modelo eléctrico. En la próxima Tabla se detalla el orden ascendente de costos variables para las plantas actualmente en operación en la República Dominicana. Para el caso de los años futuros en los cuales se estima el ingreso de otras plantas generadoras, se consideran:

- Nuevas plantas hidráulicas: que comúnmente hacen parte del despacho de base;
- Nuevas plantas térmicas a carbón: son consideradas de alta eficiencia, por lo cual se estiman con costos variables de características similares a las plantas Itabo 1 y 2 (térmicas a carbón de gran capacidad).

Periodo del 20-05_23-05-2008		Mayor Potencia Disponible a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(A) a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(B) a Potencia bruta (MW)	Costo Variable de Despacho (RD\$/MWh)
Orden	Unidad				
1	ITABO 1	120.0	0.0	90.00	1,227.2
2	ITABO 2	115.0	0.0	90.00	1,348.1
3	BARAHONA CARBÓN	43.0	0.0	41.00	1,999.9
4	AES ANDRÉS	295.0	0.0	150.00	2,641.6
5	SAN FELIPE CA	180.0	0.0	0.00	2,959.2
6	ESTRELLA DEL MAR	73.5	21.0	56.25	3,655.7

<sup>7</sup> Se ha considerado un despacho parcial y probable de este tipo de unidades, no se programa en ningún caso la totalidad de este tipo de unidades generadoras.

Periodo del 20-05_23-05-2008		Mayor Potencia Disponible a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(A) a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(B) a Potencia bruta (MW)	Costo Variable de Despacho (RD\$/MWh)
Orden	Unidad				
7	SULTANA DEL ESTE	114.0	75.0	115.50	3,830.7
8	PIMENTEL	31.6	15.7	25.12	3,832.8
9	CEPP 2	51.4	28.0	31.50	3,846.1
10	ESTRELLA DEL NORTE	32.2	16.8	32.30	3,960.2
11	MONTE RIO	73.0	45.0	72.80	3,973.3
12	CEPP 1	17.1	11.0	11.00	4,120.9
13	METALDOM	29.0	21.0	27.00	4,138.5
14	LOS MINA 5	105.0	0.0	60.00	4,175.7
15	LOS MINA 6	105.0	0.0	60.00	4,212.9
16	MAXON	0.0	4.8	4.83	4,242.8
17	LA VEGA	73.6	55.2	70.00	4,280.3
18	PALAMARA	82.4	32.1	80.00	4,363.5
19	SAN FELIPE VAP	0.0	0.0	28.00	4,993.6
20	SAN FELIPE CC	0.0	0.0	105.00	5,070.5
21	FALCONDO 1	0.0	0.0	30.00	6,068.6
22	FALCONDO 2	0.0	0.0	30.00	6,068.6
23	FALCONDO 3	0.0	0.0	30.00	6,068.6
24	HAINA 4	60.0	0.0	48.00	6,286.2
25	SAN FELIPE	180.0	0.0	132.00	6,443.7
26	HAINA 1	40.0	0.0	32.00	6,582.8
27	HAINA 2	0.0	0.0	32.00	6,666.1
28	PUERTO PLATA 2	0.0	0.0	26.00	6,683.8
29	SAN PEDRO VAPOR	0.0	0.0	22.00	6,692.7
30	PUERTO PLATA 1	0.0	0.0	15.00	7,018.6
31	CESPM 1 TG	0.0	0.0	0.00	7,046.8
32	CESPM 2 TG	0.0	0.0	0.00	7,046.8
33	CESPM 3 TG	0.0	0.0	0.00	7,046.8
34	CESPM 1	96.3	0.0	70.00	7,718.0
35	CESPM 2	98.5	0.0	70.00	7,718.0
36	CESPM 3	0.0	0.0	70.00	7,718.0
37	SAN FELIPE TG	0.0	0.0	55.00	8,036.0
38	SAN PEDRO TG	0.0	0.0	16.00	9,967.4
39	ITABO 1 TG	0.0	0.0	24.00	10,151.9

Periodo del 20-05_23-05-2008		Mayor Potencia Disponible a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(A) a Potencia bruta (MW)	Mínimo Técnico(B) a Potencia bruta (MW)	Costo Variable de Despacho (RD\$/MWh)
Orden	Unidad				
40	ITABO 2 TG	0.0	0.0	24.00	10,151.9
41	ITABO 3 TG	0.0	0.0	24.00	10,151.9
42	HIGUAMO 1	0.0	0.0	24.00	10,331.5
43	HIGUAMO 2	0.0	0.0	24.00	10,331.5
44	HAINA TG	100.0	0.0	60.00	10,670.9
45	BARAHONA TG	0.0	0.0	16.00	10,741.7

**Tabla 47 - Plantas Térmicas en República Dominicana por orden de Costo Variable de Despacho**

#### **2.4. DESAGREGACIÓN DEL MARGEN DEFINIDO PARA LA RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA EN LAS UNIDADES EN LÍNEA**

La condición necesaria para que una unidad o planta tenga posibilidad de tener asignación de un margen para regulación primaria de frecuencia se fundamenta en el hecho que tecnológicamente la unidad disponga de una característica de respuesta inercial y de control en sus sistemas de velocidad, que le permita ofrecer una respuesta adecuada a las necesidades de control de las desviaciones de frecuencia ante eventos.

Con base en la experiencia operativa suministrada por el Organismo Coordinador de la calidad de la frecuencia y del desempeño del servicio de regulación primaria por parte de los generadores existentes, se observan situaciones con grandes necesidades de mejoramiento. Esta situación ha permitido identificar plantas que no han mostrado características o un tipo de respuesta deseado para el aporte al control de la frecuencia frente los eventos en el sistema. En el modelo eléctrico se ha reflejado dicha característica de desempeño, al considerar en los dispositivos de control de velocidad de algunas de las máquinas valores altos del parámetro estatismo, con lo cual se logra la inhibición del aporte de las mismas, en términos de no participar en el servicio de regulación primaria de frecuencia.

La distribución de la magnitud de potencia identificada como reserva de regulación primaria se realiza a pro-rata de la capacidad nominal de cada unidad, sobre las diferentes unidades generadoras programadas en el despacho económico, por orden de mérito (generación hidroeléctrica como base y a continuación con el despacho de plantas térmicas, según su costo variable), y que tengan la capacidad de regulación primaria de frecuencia.



Como anteriormente se indicó, en la simulación de los eventos se consideran márgenes de regulación primaria variando entre el 3 y 7 % de la demanda total del sistema, no obstante lo anterior, la asignación a las unidades que son aptas para participar en el servicio de regulación primaria de frecuencia pueden tener asignaciones superiores al 7 %, debido a que no es posible asignar la reserva a todas las unidades despachadas, al encontrarse actualmente algunas unidades inhibidas para prestar el mismo. Se ha considerado como una limitación normal para la definición de casos, que el valor máximo de nivel de reserva que puede ser asignado a cada unidad no debe superar el 9%<sup>8</sup>.

La asignación del margen de reserva implica en el despacho económico una desviación al respecto del despacho por méritos, inicialmente definido en el caso base. Como consecuencia de lo anterior, en general, se requiere un aumento en el número de unidades necesarias en línea<sup>9</sup>. Los diferentes resultados de los despachos antes y después de los diferentes rangos de asignación del margen de regulación primaria de frecuencia se presentan en el Anexo 2.

## **2.5. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RPF**

En los numerales siguientes se detallan los pasos metodológicos que se han seguido para el desarrollo y obtención de los resultados para valorar el desempeño del sistema eléctrico de la República Dominicana ante los diferentes eventos de generación y carga, y con diferentes niveles de asignación de reserva primaria de frecuencia.

Los pasos metodológicos seguidos en el proceso de determinación óptima de la reserva, son los siguientes:

1. Se determina la probabilidad de los estados de carga:

Se toma como base el estudio de la programación de Mediano Plazo realizada por el OC que considera dos escenarios de demanda (Caso 1 y Caso 2). Con base a la curva de la figura siguiente y con los valores de demanda máxima obtenidos para el Caso 2 citado, se estima la duración de los estados de carga (Bloques de demanda 1 a 5) [hs/día].

---

<sup>8</sup> Esta limitación puede interpretarse o clasificarse como conveniente, ya que considera que no deben programarse y mantenerse para la operación continua de las unidades generadoras puntos de trabajo en valores “lejanos” de los puntos de mayor eficiencia de las unidades para la operación, además de considerarse aspectos como las actuales limitaciones para la atención de la demanda en la RD.

<sup>9</sup> Pueden existir otro tipo de variaciones a los despachos, como son los que se derivan del control de restricciones eléctricas por sobrecargas de elementos (líneas o transformadores) o por necesidades del control de voltaje de algunas zonas.

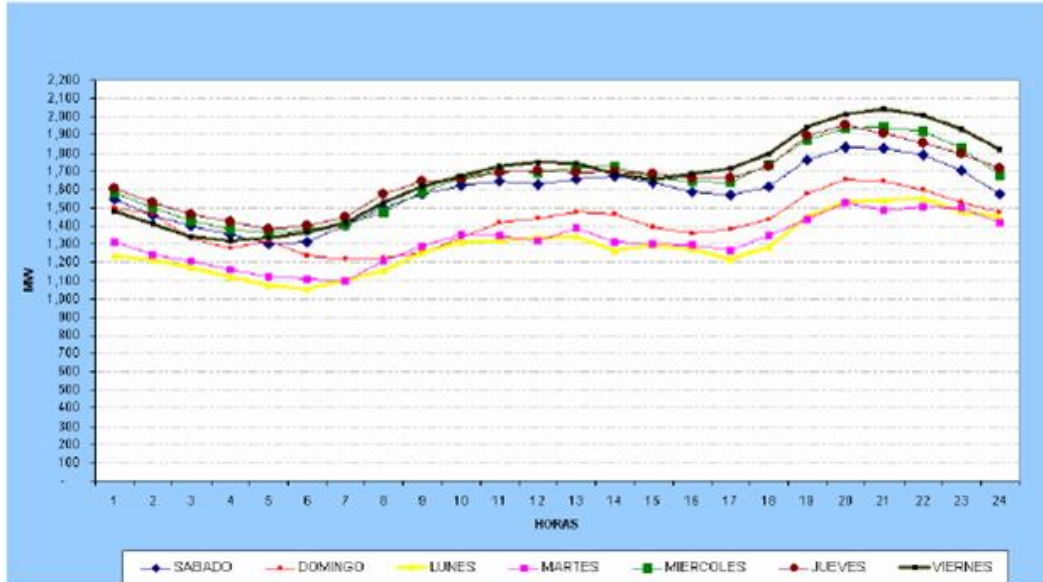


Figura 75 – Curvas Típicas de cargas diarias – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09

La duración de los bloques se obtuvo de la base de datos del OC para la programación. El resultado es la consideración de Demanda Máxima a los bloques 1 y 2, Demanda Media a los bloques 3 y 4 y Demanda Mínima al bloque 5.

- Se determina el precio de la energía en el mercado spot para cada nivel de reserva: En función de los precios determinados por el OC en la citada programación de Mediano Plazo, y considerando los dos escenarios de demanda (Caso 1, Caso 2), se estimaron las variaciones de precios en cada bloque de carga por efecto del nivel de reserva.

	2008								2009			
	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
CMG 1	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,632	5,634
CMG 2	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,628	5,632	5,634
CMG 3	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,634	5,626	5,632	5,634
CMG 4	5,607	5,633	5,634	5,634	5,634	5,634	5,624	5,165	4,297	4,238	4,399	4,772
CMG 5	4,209	4,662	4,711	4,877	4,784	4,824	4,226	3,966	3,774	3,778	3,797	3,882
CMG PROM	5,355	5,444	5,454	5,486	5,467	5,478	5,367	5,224	4,991	4,970	5,008	5,103

Figura 76 – Costos Marginales de Energía (RD\$/MWh) Caso 1 – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09

	2008								2009			
	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
CMG 1	4,776	5,081	4,898	5,358	5,061	5,422	4,903	4,735	4,011	3,953	3,977	4,067
CMG 2	4,754	5,018	4,894	5,331	5,060	5,392	4,865	4,637	4,011	3,948	3,977	4,067
CMG 3	4,719	4,987	4,894	5,331	4,974	5,390	4,830	4,600	3,989	3,943	3,967	4,066
CMG 4	3,945	4,092	4,164	4,220	4,118	4,281	4,047	3,908	3,745	3,740	3,754	3,787
CMG 5	3,754	3,812	3,821	3,857	3,830	3,844	3,759	3,726	3,626	3,591	3,572	3,702
CMG PROM	4,374	4,572	4,521	4,796	4,586	4,845	4,467	4,304	3,874	3,833	3,848	3,933

Figura 77 – Costos Marginales de Energía (RD\$/MWh) Caso 2 – Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09

Con base en estos valores, se estimó el incremento de los precios de la energía en el despacho por cada 1 MW de potencia en reserva adicional con respecto al valor indicado para el Caso 2.

3. Se determina un Precio de Energía Incrementado ( $PEI$ ) de acuerdo con el nivel de reserva adicional requerido, como el precio de energía de cada bloque horario del Caso 2, más el incremento de precios de energía en el despacho por los MW de potencia de reserva adicional.
4. Se calcula el  $CostoAbastecimientoTotal$  para cada nivel de reserva  $r$  que como el producto del Precio de la Energía Incrementado determinado en el punto anterior, multiplicado por la demanda de energía en el estado evaluado [MWh] por la probabilidad de ocurrencia del estado  $ProbabilidadEstado$ . Como resultado se obtendrá un valor del  $CostoAbastecimiento$  para cada estado  $i$  y para cada nivel de reserva.

$$CostoAbastecimiento_i = PEI_i * EnergiaAbastecida_i * ProbabilidadEstado_i$$

$$CostoAbastecimientoTotal_r = \sum_i CostoAbastecimiento_i$$

5. Se determina el  $Sobrecosto$  por los despachos medios previstos para el periodo anual, con base a la energía prevista en los resultados de la programación de Mediano Plazo citada.

AÑO	MES	DEMANDA MÁXIMA	POTENCIA (MW)					ENERGÍA (GWh)
			BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	
2008	MAYO	1,659	1,659	1,528	1,408	1,217	1,065	982
2008	JUNIO	1,687	1,687	1,549	1,441	1,245	1,103	971
2008	JULIO	1,680	1,680	1,552	1,451	1,277	1,118	1,015
2008	AGOSTO	1,687	1,687	1,560	1,457	1,270	1,124	1,017
2008	SEPTIEMBRE	1,706	1,706	1,559	1,446	1,260	1,124	981
2008	OCTUBRE	1,766	1,766	1,607	1,496	1,314	1,137	1,045
2008	NOVIEMBRE	1,716	1,716	1,567	1,442	1,255	1,066	972
2008	DICIEMBRE	1,718	1,718	1,530	1,392	1,200	1,002	967
2009	ENERO	1,671	1,671	1,509	1,393	1,194	1,015	963
2009	FEBRERO	1,679	1,679	1,528	1,413	1,213	1,037	913
2009	MARZO	1,684	1,684	1,549	1,437	1,255	1,065	998
2009	ABRIL	1,706	1,706	1,593	1,495	1,301	1,121	1,002

Figura 78 – Demanda del Estudio de Mediano Plazo May08 – Abr09

El sobrecosto se determina para cada nivel de reserva  $r$  como la diferencia entre el  $CostoAbastecimiento_r$  y el  $CostoAbastecimiento_{base}$ .

$$Sobrecosto_r = CostoAbastecimiento_r - CostoAbastecimiento_{base}$$

6. Se calcula la ENS por demanda interrumpida como función del corte de carga [MW], de la probabilidad del estado evaluado y de la duración de la interrupción

$$ENS = Demanda Cortada [MW] \times ProbabilidadEstado \times DuraciónInterrupción$$

Los valores de corte de carga considerados, son el resultado de las simulaciones dinámicas realizadas para cada uno de los estados de carga y para cada nivel de reserva considerado.

La *ProbabilidadEstado* surge como el producto de la probabilidad del estado de demanda por la probabilidad del estado de generación.

$$\text{ProbabilidadEstado} = \text{ProbabilidadDemanda} \times \text{ProbabilidadGeneración}$$

$$\sum_i \text{Pr obabilidadEstados}_i = 1.0$$

$$\sum_j \text{Pr obabilidadDemanda}_j = 1.0$$

$$\sum_k \text{Pr obabilidadGeneración}_k = 1.0$$

La probabilidad del estado de generación está relacionada con las tasas de falla de cada una de las unidades generadoras, mientras que la probabilidad de estado relacionada con las conexiones y desconexiones de carga.

La *DuraciónInterrupción* se consideró en función del nivel de profundidad del corte de carga de acuerdo a lo especificado en el punto 2.1.10 de la SECCIÓN III – Análisis Económico.

$$\text{DuraciónInterrupción} = f(\text{DemandaInterrumpida})$$

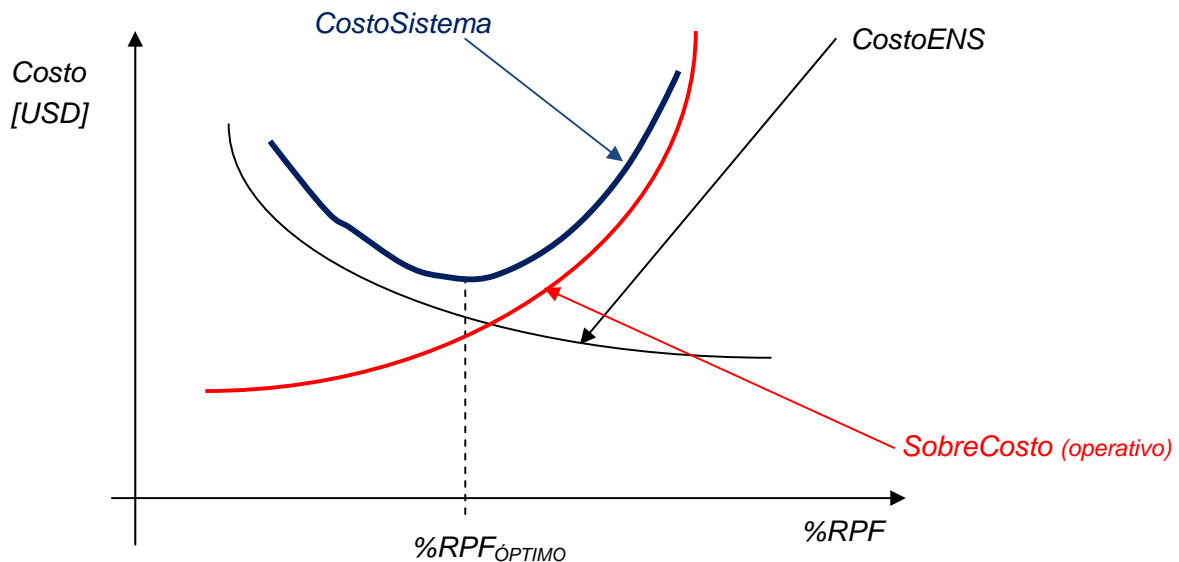
7. Cálculo del Costo de la ENS Total: Surge del producto de la Energía No Suministrada ENS Total por el Costo de Falla de Corta Duración del sistema (VENS) para cada nivel de reserva  $r$ .

$$\text{CostoENS}_r [\text{USD}] = \text{ENSTotal}_r [\text{MWh}] \times \text{VENS} [\text{USD/MWh}]$$

8. Se determina el Costo Total del Sistema, como la suma de los sobrecostos operativos del despacho calculados en el punto 5 más los costos de la ENS Total determinada en el punto 7.

$$\text{CostoSistema}_r = \text{Sobrecosto}_r + \text{CostoENS}_r$$

9. Se construye la curva de costos totales con base en cada uno de los valores de  $\text{CostoSistema}_r$  determinados en el punto 8 para cada valor de reserva  $r$ .



10. La reserva óptima para RPF resultará de la minimización del  $CostoSistema_r$ . El costo mínimo se obtiene para el valor de %RPF para el cual la derivada del costo operativo ( $SobreCosto$ ) es igual con signo cambiado a la derivada del costo de la ENS ( $CostoENS_r$ ).

Para  $\%RPF(mín)$  se cumple:

$$\frac{d}{d\%RPF}(SobreCosto_r) = -\frac{d}{d\%RPF}(CostoENS_r)$$

Lo cual es equivalente a determinar el valor del %RPF que corresponde al valor mínimo de la función  $CostoSistema_r$

$$\%RPF_{ÓPTIMO} = \%RPF \text{ que corresponde a } \frac{d}{d\%RPF}(CostoSistema_r)$$

Para verificar el desempeño de la red para los diferentes márgenes de RPF considerados, se requiere desarrollar simulaciones que permitan verificar el desempeño del sistema ante contingencias, tanto de generación como de conexión de carga, en especial aquellas que originen Energía No Servida por la actuación del esquema EDAC. El criterio para la programación de los eventos de generación y / o demanda se fundamenta en la consideración de magnitud absoluta de potencia de cada uno de los elementos: generadores o demandas, es decir, se programan los disparos de las unidades o ciclos combinados de generación que

tengan asociados los mayores valores de potencia generada, hasta que se logren dos simulaciones que no provoquen actuación del esquema EDAC<sup>10</sup>. Para el caso de las demandas se trata de la conexión de las dos demandas de mayor magnitud<sup>11</sup>, evaluadas igualmente en orden descendente. Al finalizar cada simulación se obtienen los valores de Energía No Servida (MW-h) asociada al esquema de actuación del EDAC, así como los valores de frecuencias: mínima y de finalización de simulación, que permiten así caracterizar el desempeño del sistema.

En algunas de las simulaciones se presenta el fenómeno de sobrefrecuencia, dada la magnitud de potencia que es desconectada por el EDAC. En todas las simulaciones se verifica que no se tengan valores de frecuencia finales (de estado cuasi-estacionario) inferiores a 59 Hz.

Los valores de las magnitudes de potencia resultantes en las unidades de generación, en la condición post-contingencia, son documentados en el Anexo 2.

En los numerales siguientes se documentan los resultados para cada uno de los años 2008, 2010 y 2012, para cada una de las demandas y para diferentes porcentajes de regulación primaria asignada. En las tablas de resultados se documentan los valores de demanda relacionados con el caso, la perturbación a la cual es sometida la red.

## **2.6. RESULTADOS AÑO 2008**

De acuerdo a la información suministrada para el año 2008 por el OC, se tiene en total un porcentaje del 67% de las unidades del sistema con estatismos bloqueados, siendo éste un parámetro fundamental para la recuperación de la frecuencia ante eventos y determinante en la evaluación del ERCxBF.

---

<sup>10</sup> En el desarrollo de las simulaciones se han omitido algunos disparos de generadores luego que han sido revisados aspectos como: inercia de la maquina y potencia programada en unidades, ya que eventos de disparo de generadores de características muy similares conllevan resultados similares. La diferenciación en la metodología la puede ofrecer la tasa o probabilidad de falla de los diferentes generadores.

<sup>11</sup> Existe en RD una demanda del tipo industrial conocida como FALCONDO, la cual representa en la actualidad la demanda de mayor magnitud en todo el territorio. Sin embargo, ante contingencias en el sistema que impliquen excursión de la frecuencia por debajo de los rangos normales, se tiene una desconexión rápida de la planta FALCONDO que permite aislar esta demanda y atenderla con la generación propia. Esta condición de separación del sistema permite que los resultados de la respuesta en frecuencia del sistema sean similares a las condiciones de no disponer de la generación de Falcondo en línea con el SENI.

En el año 2012 se considera la maniobra de conexión del 50 % de la demanda de la futura Mina Barrick Gold, porcentaje que equivalente a 140 MW de demanda.



---

Por lo que, para las simulaciones realizadas para este año, se observa que para **demanda máxima** sólo es factible tener asignaciones de regulación primaria del 3%, asignaciones de mayor margen solo son posibles para años futuros: 2010 y 2012. Esta situación se presenta como consecuencia del gran número de plantas que tiene inhibida su función de regulación primaria de frecuencia.

Los resultados de estas simulaciones se muestran en las tablas a continuación:

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,166.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	290.55	58.188
		166.75	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	116.42	58.155
		120.00	Itabo 1	116.42	59.184
		115.00	Itabo 2	116.42	59.190
		86.15	Los Mina 5	116.42	59.194
		86.15	Los Mina 6	116.42	59.195
		60.00	Haina 4	0.00	59.417
		52.00	Haina 2	0.00	59.487
		65.09	Carga Embajador	0.00	59.367
		65.02	Carga Los Prados	0.00	59.429

**Tabla 48 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda máxima, RPF 3%**



Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,592.53	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	253.22	58.848
		168.23	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	183.91	58.984
		120.00	Itabo 1	93.80	59.174
		86.92	Los Mina 6	93.80	59.189
		58.39	Haina 4	0.00	59.375
		51.30	CEPP2	0.00	59.464
		72.09	Carga Embajador	0.00	59.198
		64.24	Carga Los Prados	0.00	59.298

**Tabla 49 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda media, RPF 3%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,592.53	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	253.22	58.856
		168.23	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	171.13	58.993
		120.00	Itabo 1	93.80	59.183
		84.90	Los Mina 6	0.00	59.191
		51.30	CEPP2	0.00	59.487
		72.09	Carga Embajador	0.00	59.237
		64.24	Carga Los Prados	0.00	59.328

**Tabla 50 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda media, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,359.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	215.12	58.198
		166.74	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	195.11	58.889
		120.00	Itabo 1	75.26	59.009
		40.00	EDM	0.00	59.298
		40.00	Barahona Carbón	0.00	59.342
		43.46	Carga Embajador	0.00	59.236
		42.50	Carga Los Prados	0.00	59.263

**Tabla 51 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2008, demanda mínima, RPF 3%**

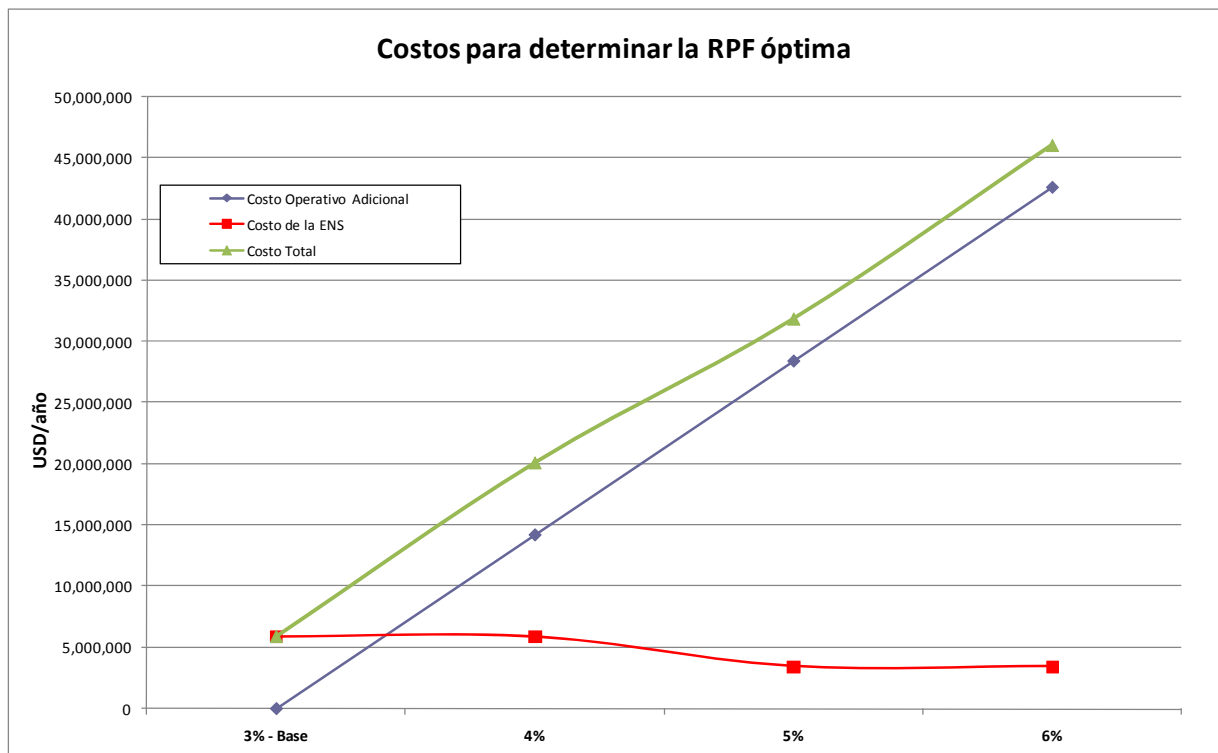
**Notas explicativas a las tablas:**

(1) Los valores mostrados corresponden con la condición de operación de la unidad generadora antes del disparo o de la demanda antes de ser conectada.

(2) Corresponde al valor nominal de carga que se deslustra del sistema por actuación del esquema EDAC propuesto. El valor neto puede diferir del resultante en la simulación por efecto de la característica funcional de dependencia de la carga con la tensión.

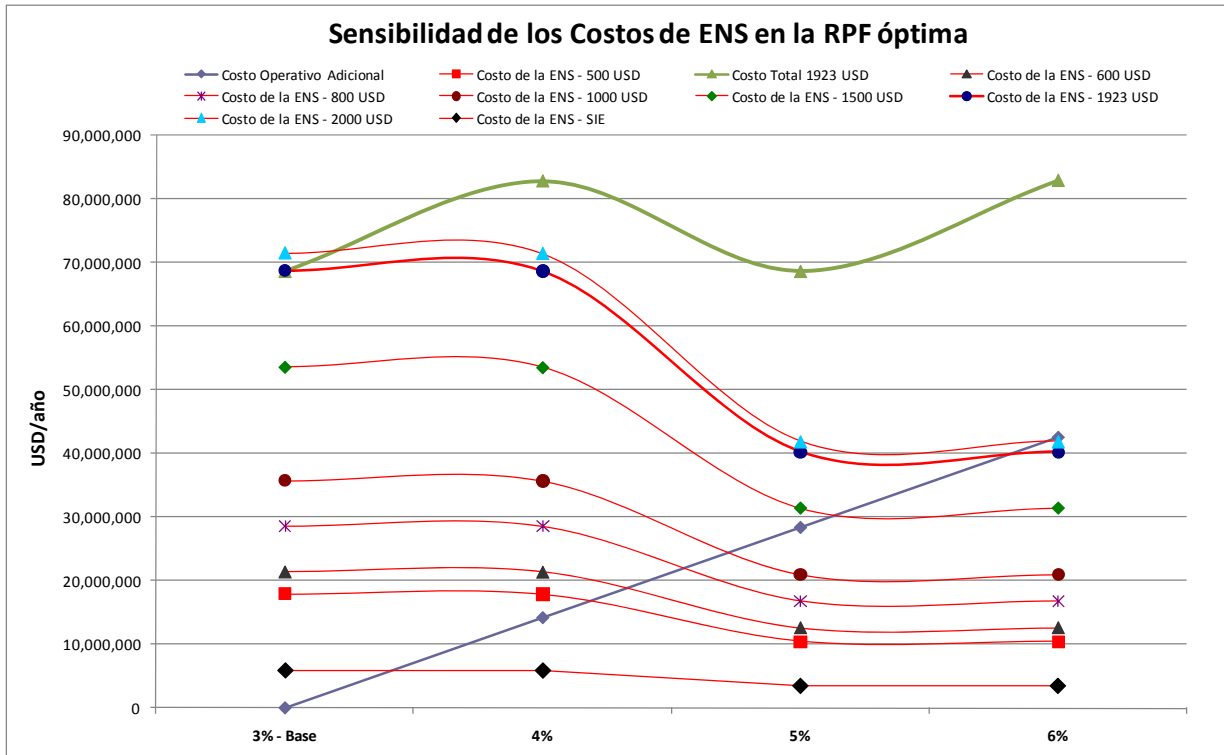
Con la finalidad de determinar las curvas de costos para determinar valores óptimos de reserva, se estimó la asignación de reserva a otras unidades no comprometidas para aportar RPF, manteniendo las limitaciones antes indicadas de asignación de reserva a cada unidad individual.

El resultado de estos despachos y asignaciones de reserva para porcentajes de reserva hasta el 6%, dio como resultado los siguientes sobrecostos de abastecimientos y costos de la ENS:



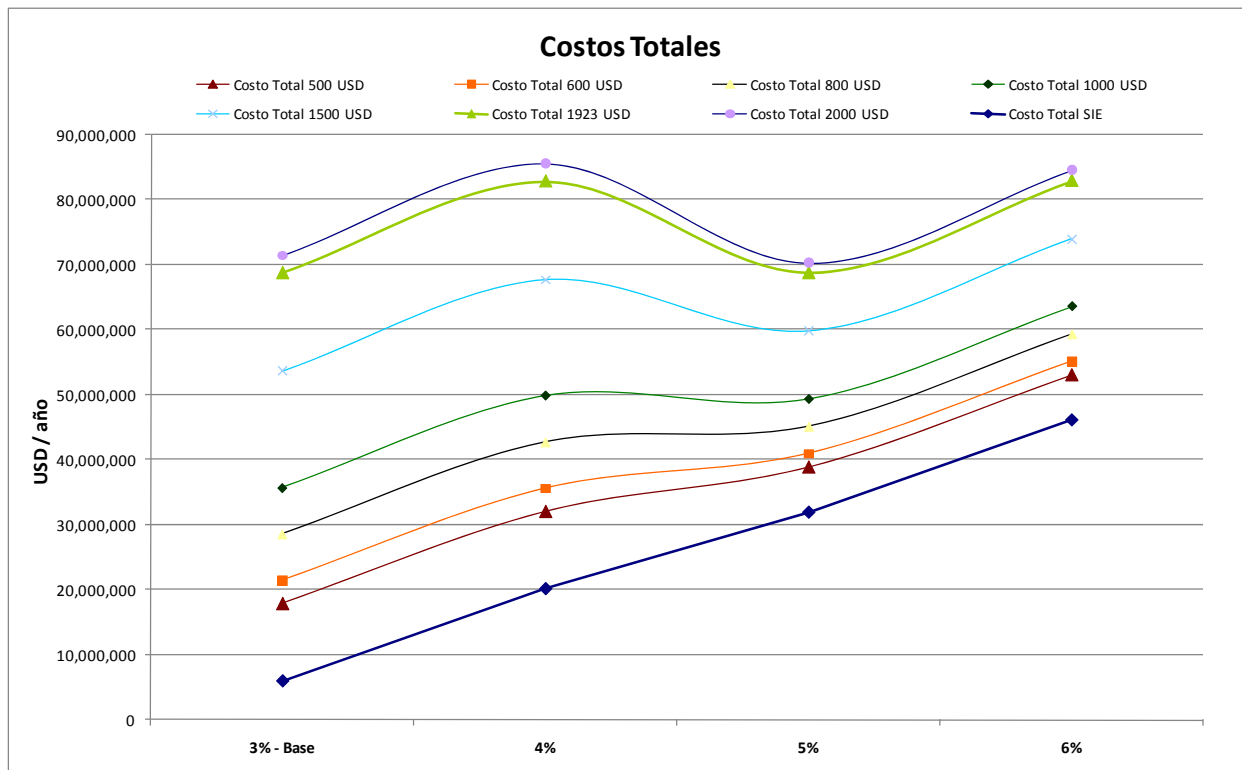
**Figura 79 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2008**

Debido a que los resultados tienen sensibilidad con los valores de la ENS, tal como fue planteado en detalle en el punto 2.1.4 de la SECCIÓN III – Análisis Económico y con la finalidad de efectuar análisis de sensibilidad de los valores óptimos de RPF respecto al valor de la ENS, se determinaron las siguientes curvas de costos:



**Figura 80 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2008**

Se aprecian las curvas de color rojo que corresponden a los diversos costos de la ENS desde un mínimo de 166 USD/MWh (Resolución de la SIE) hasta el valor límite adoptado de 2000 USD/MWh. Este rango fue considerado como un análisis de sensibilidad a los valores de ENS, debido a que no se cuenta con un valor representativo. El gráfico también presenta en la línea azul, los sobrecostos operativos del despacho (que son iguales en todos los casos) y el costo total para el caso particular de un valor de la ENS de 1923 USD/MWh.

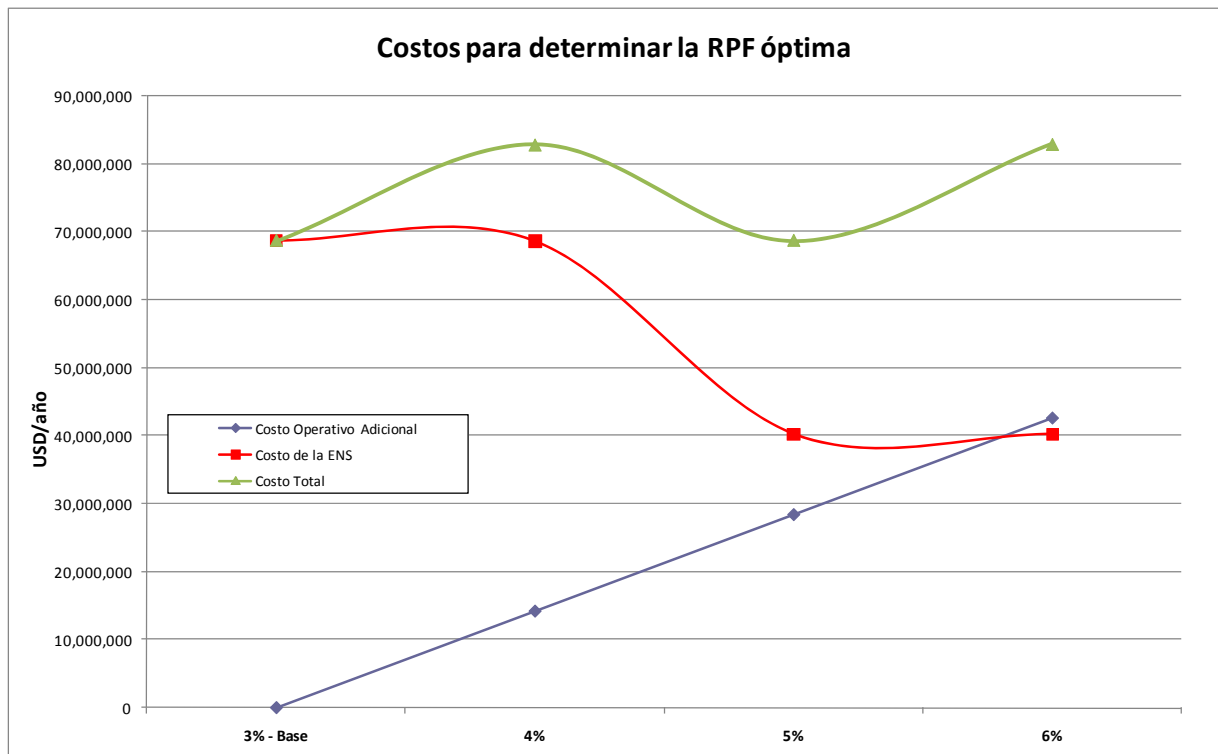


**Figura 81 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2008**

El gráfico anterior, muestra solamente el conjunto de las curvas de costo total correspondientes a la sensibilidad antes mencionada del valor de la ENS.

La forma de las curvas está determinada por las características propias del sistema eléctrico de República Dominicana, y es el resultado directo de las simulaciones efectuadas, que consideran los parámetros de las máquinas, los esquemas de alivio de carga y la respuesta dinámica del sistema. Debido a esta forma particular de las curvas, se realizó un análisis de sensibilidad con los valores de la ENS, determinando el valor particular de 1923 USD/MWh, para el cual el costo total adicional de proveer una RPF de 5% es igual al costo de proveer una RPF de 3%.

Las curvas de costos asociados al valor particular de la ENS de 1923 USD/MWh, están presentados en la figura siguiente:



**Figura 82 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=1923 USD/MWh - 2008**

Por lo que para el caso de determinar la RPF para las condiciones de despacho y demanda previstas para el 2008, se concluye que:

- El porcentaje de 3% de RPF es el adecuado dadas las actuales condiciones de prestación de servicio de reservas en el parque de generación, considerando valores de la ENS hasta los 2000 USD/MWh.
- Un valor de RPF de 5% puede ser considerado en el caso de que se determine que el valor de la ENS de corto plazo sea cercano a los 2000 USD/MWh.
- Los valores de RPF óptima, presentan sensibilidad con el valor de la ENS, por lo que es recomendable, especialmente para las condiciones de República Dominicana, un estudio para determinar los rangos de valores de la ENS.
- Se realizó un análisis de sensibilidad con los valores de tasas de salida forzada de las unidades generadoras, duplicando las tasas de falla se observa que la incidencia de las mismas en los costos de la ENS y por tanto en los costos totales no es significativo, es decir que la variación de un 100% de las tasas consideradas, no afecta a la determinación del valor óptimo de RPF.



---

## **2.7. RESULTADOS AÑO 2010**

Dentro de la temporalidad considerada en el estudio, está el análisis de la RPF para el año 2010, debido a que representa - de acuerdo con el plan de expansión -, reconfiguraciones y/o adiciones previstas más relevantes a la red de la República Dominicana. Los resultados de las simulaciones dinámicas para este año se presentan en las tablas a continuación:



Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,378.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	337.95	58.91
		274.65	Seabord	337.95	58.90
		171.65	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	243.49	58.99
		114.44	Itabo 1	126.45	59.18
		109.67	Itabo 2	126.45	59.18
		88.69	Los Mina 5	126.45	59.19
		51.30	CEPP2	0.00	59.50
		44.16	La Vega Grupo 1	0.00	59.50
		70.70	Carga Embajador	126.45	59.19
70.60	Carga Los Prados	126.45	59.19		

**Tabla 52 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 3%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,378.00	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	337.95	58.91
		270.20	Seabord	337.95	58.90
		169.00	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	243.49	58.99
		112.58	Itabo 1	126.45	59.18
		107.89	Itabo 2	126.45	59.19
		87.25	Los Mina 5	126.45	59.19
		51.30	CEPP2	0.00	59.54
		44.16	La Vega Grupo 1	0.00	59.57
		70.70	Carga Embajador	126.45	59.20
70.60	Carga Los Prados	126.45	59.20		

**Tabla 53 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,378.00	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	243.49	58.92
		265.75	Seabord	243.49	58.93
		166.10	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	126.45	59.06
		110.73	Itabo 1	126.45	59.18
		106.11	Itabo 2	126.45	59.19
		85.81	Los Mina 5	126.45	59.19
		51.30	CEPP2	0.00	59.54
		44.16	La Vega Grupo 1	0.00	59.57
		70.70	Carga Embajador	0.00	59.29
70.60	Carga Los Prados	0.00	59.29		

**Tabla 54 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Máxima, RPF 5%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,003.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	376.84	58.79
		275.21	Seabord	358.06	58.80
		172.01	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	284.45	58.89
		114.67	Itabo 1	125.02	59.16
		109.89	Itabo 2	125.02	59.16
		51.30	CEPP2	125.02	59.19
		43.96	Jigüey 1	125.02	59.19
		40.00	EDM1	0.00	59.30
		38.01	Sultana del Este 1	0.00	59.28
		76.34	Carga Embajador	125.02	59.18
68.02	Carga Los Prados	125.02	59.18		

**Tabla 55 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 3%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,003.00	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	376.84	58.79
		270.95	Seabord	284.45	58.85
		169.35	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	211.05	58.96
		112.89	Itabo 1	125.02	59.17
		108.19	Itabo 2	125.02	59.17
		51.30	CEPP2	125.02	59.19
		43.28	Jigüey 1	125.02	59.20
		40.00	EDM1	0.00	59.36
		38.01	Sultana del Este 1	0.00	59.34
		76.34	Carga Embajador	125.02	59.19
68.02	Carga Los Prados	125.02	59.19		

**Tabla 56 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,003.00	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	376.84	58.80
		266.68	Seabord	284.45	58.59
		166.68	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	211.05	58.97
		111.12	Itabo 1	125.02	59.17
		106.49	Itabo 2	125.02	59.18
		51.30	CEPP2	125.02	59.19
		42.60	Jigüey 1	125.02	59.20
		40.00	EDM1	0.00	59.37
		38.01	Sultana del Este 1	0.00	59.35
		76.34	Carga Embajador	125.02	59.19
68.02	Carga Los Prados	125.02	59.19		

**Tabla 57 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 5%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,003.00	6%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	284.45	58.83
		262.42	Seabord	284.45	58.88
		164.01	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	211.05	58.99
		109.34	Itabo 1	125.02	59.18
		104.79	Itabo 2	125.02	59.18
		51.30	CEPP2	125.02	59.20
		41.91	Jigüey 1	0.00	59.34
		40.00	EDM1	0.00	59.48
		38.01	Sultana del Este 1	0.00	59.48
		76.34	Carga Embajador	125.02	59.19
68.02	Carga Los Prados	125.02	59.19		

**Tabla 58 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Media, RPF 6%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,427.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	325.02	58.66
		277.85	Seabord	325.02	58.65
		83.95	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	76.59	59.01
		115.77	Itabo 1	142.61	58.99
		110.95	Itabo 2	142.61	58.99
		44.38	Jigüey 1	76.59	59.19
		40.00	Barahona Carbón	76.59	59.19
		40.00	EDM1	0.00	59.23
		22.96	Valdesia 1	0.00	59.45
		44.22	Carga Embajador	76.59	59.19
43.24	Carga Los Prados	76.59	59.20		

**Tabla 59 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 3%**



Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,427.00	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	325.02	58.66
		274.47	Seabord	325.02	58.66
		93.96	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	142.61	58.99
		114.36	Itabo 1	142.61	58.99
		109.60	Itabo 2	142.61	58.99
		43.84	Jigüey 1	76.59	59.19
		40.00	Barahona Carbón	76.59	59.19
		40.00	EDM1	0.00	59.24
		22.68	Valdesia 1	0.00	59.46
		44.22	Carga Embajador	76.59	59.19
43.26	Carga Los Prados	76.59	59.20		

**Tabla 60 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,427.00	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	325.02	58.66
		271.08	Seabord	325.02	58.66
		104.03	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	142.61	58.98
		112.95	Itabo 1	142.61	58.99
		108.24	Itabo 2	142.61	59.00
		43.30	Jigüey 1	76.59	59.19
		40.00	Barahona Carbón	76.59	59.19
		40.00	EDM1	0.00	59.23
		22.40	Valdesia 1	0.00	59.46
		44.22	Carga Embajador	76.59	59.19
43.26	Carga Los Prados	76.59	59.19		

**Tabla 61 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 5%**

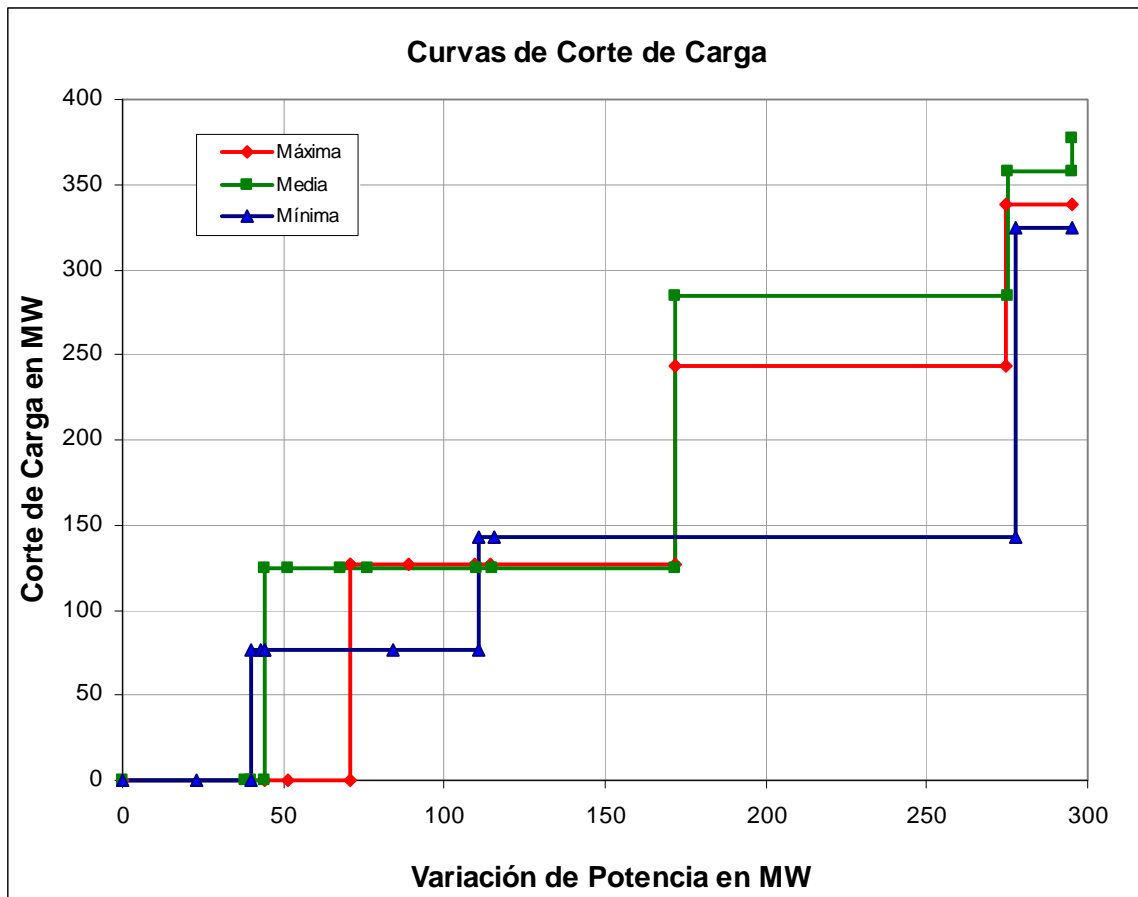
Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,427.00	6%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	325.02	58.66
		267.70	Seabord	325.02	58.67
		114.08	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	142.61	58.97
		111.54	Itabo 1	142.61	58.99
		106.89	Itabo 2	76.59	59.02
		42.76	Jigüey 1	76.59	59.19
		40.00	Barahona Carbón	76.59	59.19
		40.00	EDM1	0.00	59.24
		22.12	Valdesia 1	0.00	59.47
		44.22	Carga Embajador	76.59	59.19
43.26	Carga Los Prados	76.59	59.19		

**Tabla 62 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 6%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,427.00	7%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	325.02	58.66
		264.32	Seabord	235.02	58.67
		124.58	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	142.61	58.94
		110.13	Itabo 1	142.61	58.99
		105.54	Itabo 2	76.59	59.03
		42.22	Jigüey 1	76.59	59.19
		40.00	Barahona Carbón	76.59	59.16
		40.00	EDM1	0.00	59.24
		21.84	Valdesia 1	0.00	59.47
		44.22	Carga Embajador	76.59	59.19
43.26	Carga Los Prados	76.59	59.20		

**Tabla 63 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2010, Demanda Mínima, RPF 7%**

Los resultados de las simulaciones dinámicas permitieron construir la curva de corte de carga para cada uno de los casos y para cada nivel de demanda. Como ejemplo se presenta esta curva para el porcentaje de reserva de 3% y para los niveles de demanda máxima, media y mínima.



**Figura 83 – Curvas de Corte de Carga para el 3% de RPF - 2010**

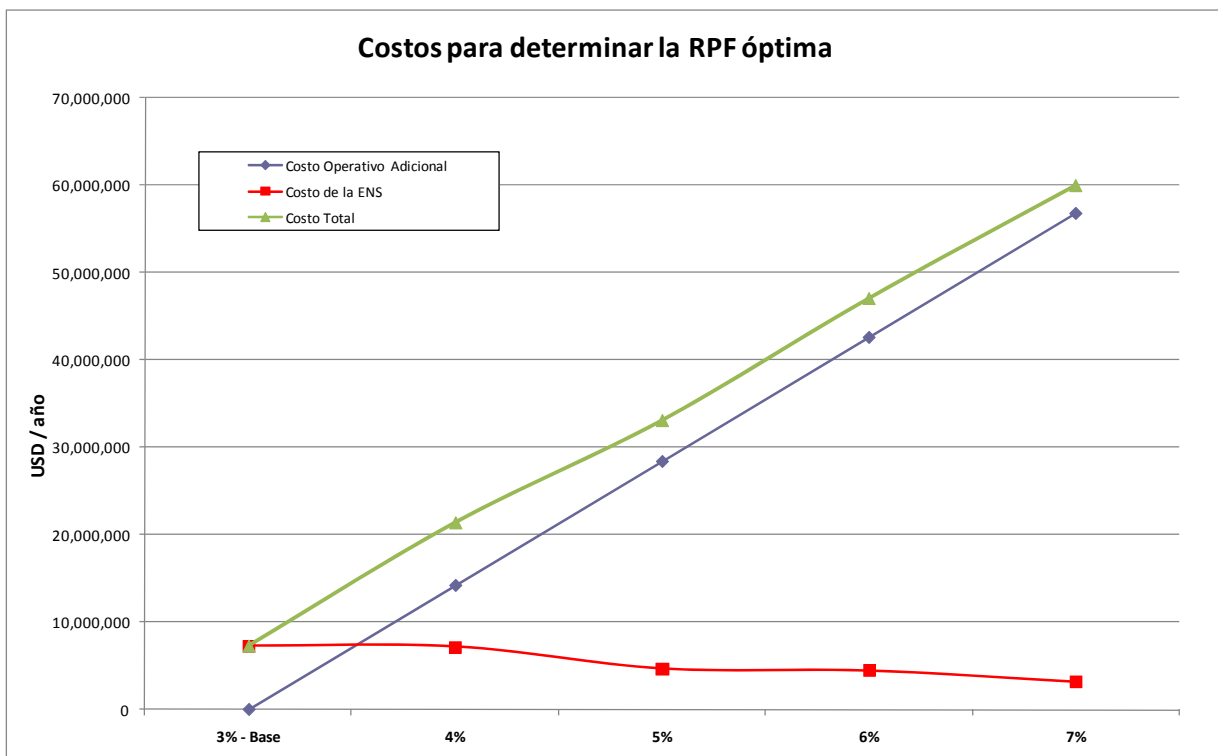
El gráfico indica los niveles de corte de carga implementados actualmente, en función de la profundidad del corte (variación de potencia en MW). En el presente caso de Demanda Mínima (curva azul) no hay cortes de carga hasta que la perturbación (variación de potencia en el sistema por salida de generación) sea de 120 MW. Este valor de corte de carga de 120 MW se mantendrá con perturbaciones menores a 140 MW. Una vez que la perturbación sea igual o superior a los 140 MW y hasta el próximo escalón, el corte de carga será de 158.08 MW.

De forma similar al caso anterior (año 2008), existen limitaciones de disponibilidad de reserva de regulación primaria, debido a que importantes unidades del sistema de la República

Dominicana se encuentran inhibidas para la prestación del mismo, probablemente por las señales del actual mecanismo de incentivo.

Por lo que, con la finalidad de completar las curvas de costos y determinar valores óptimos de reserva, se estimó la asignación de reserva a otras unidades no comprometidas para aportar RPF, manteniendo las limitaciones antes indicadas de asignación de reserva a cada unidad individual.

El resultado de estos despachos y asignaciones de reserva para porcentajes de reserva hasta el 7%, dio como resultado los siguientes sobrecostos de abastecimientos y costos de la ENS:



**Figura 84 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2010**

Debido a que los resultados tienen sensibilidad con los valores de la ENS, tal como fue planteado en detalle en el punto 2.1.4 de la SECCIÓN III – Análisis Económico y con la finalidad de efectuar análisis de sensibilidad de los valores óptimos de RPF respecto al valor de la ENS, se determinaron las siguientes curvas de costos:

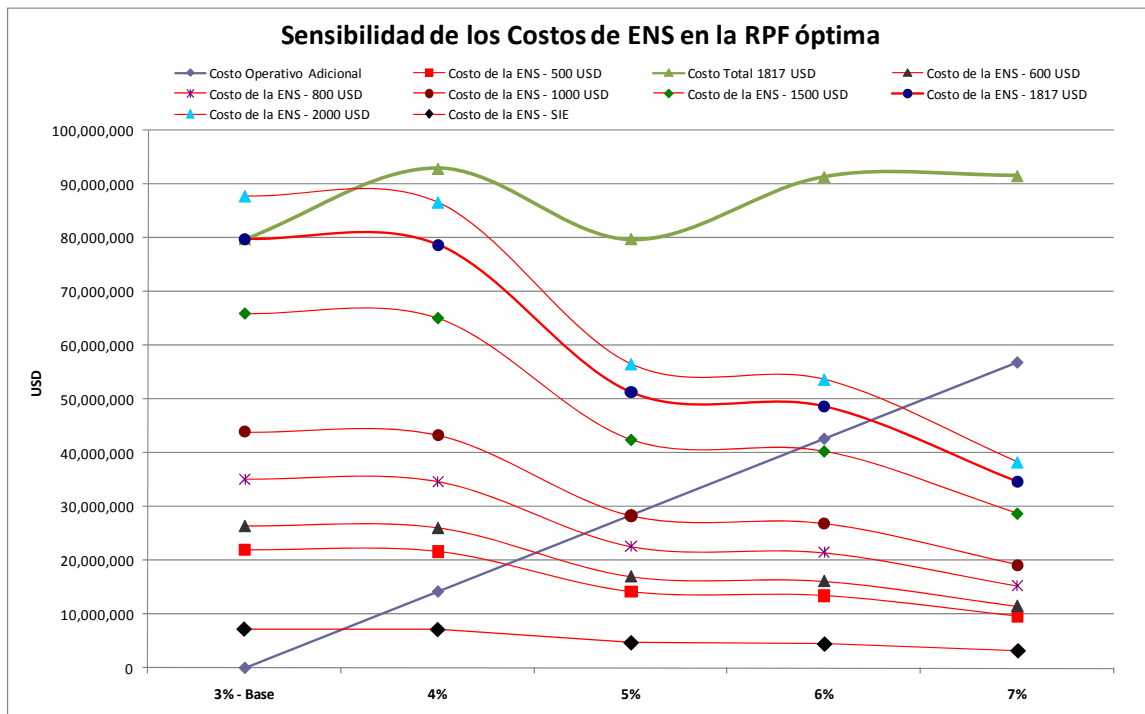


Figura 85 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2010

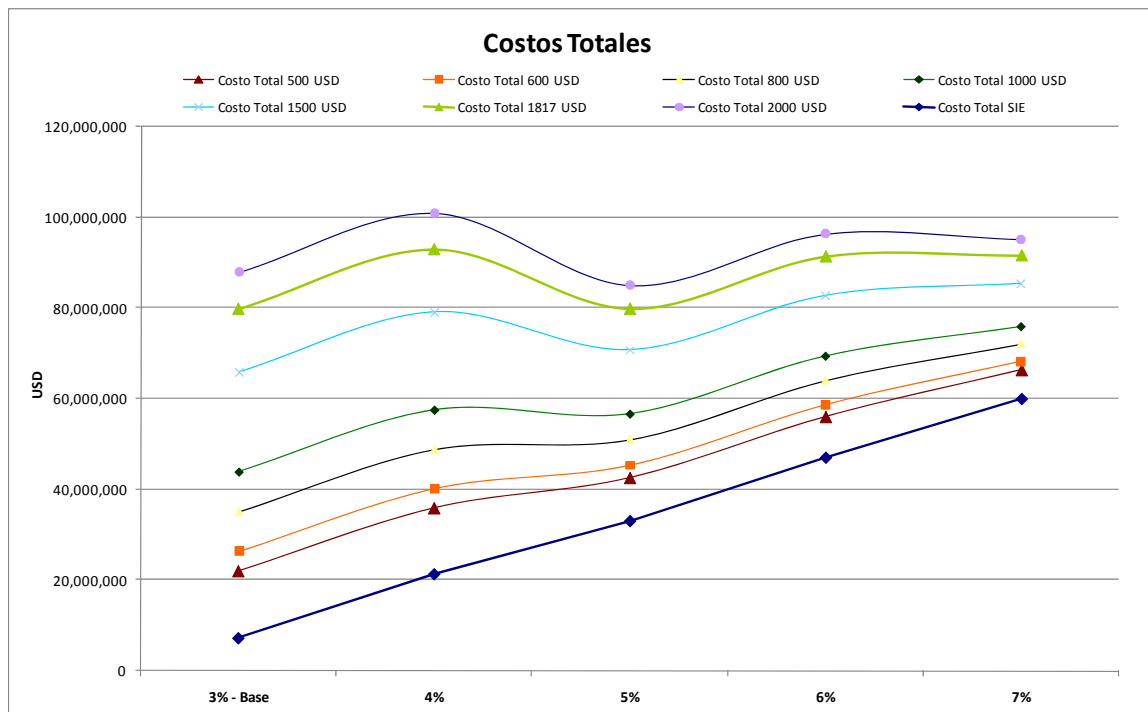
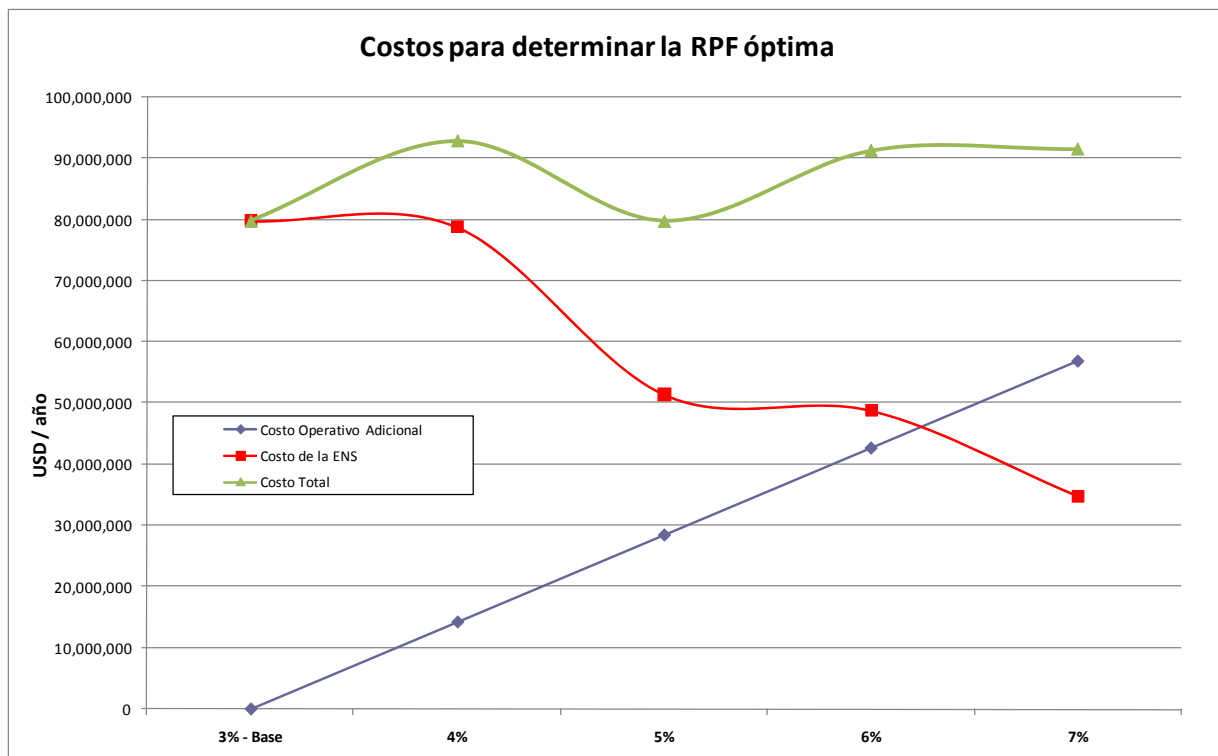


Figura 86 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2010

La forma de las curvas está determinada por las características propias del sistema eléctrico de República Dominicana, y es el resultado directo de las simulaciones efectuadas, que consideran los parámetros de las máquinas, los esquemas de alivio de carga y la respuesta dinámica del sistema. Debido a esta forma particular de las curvas, se realizó un análisis de sensibilidad del valor de ENS, determinando el valor particular de 1817 USD/MWh, el cual representa el punto en el cual el costo total adicional de proveer una RPF de 5% es igual al costo de proveer una RPF de 3%. Por lo que, debido a las características inherentes del sistema eléctrico de la República Dominicana, se verifica nuevamente la importancia de determinar a través de un estudio especializado y detallado, el valor de la ENS representativo a utilizar tanto en el corto como el largo plazo.

Las curvas de costos asociados al valor particular de la ENS de 1817 USD/MWh, están presentados en la figura siguiente:



**Figura 87 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=1800 USD/MWh - 2010**

Por lo que para el caso de determinar la RPF para las condiciones de despacho y demanda previstas para el 2010, se concluye que:

- El porcentaje de 3% de RPF es el adecuado dadas las actuales condiciones de prestación de servicio de reservas en el parque de generación considerando valores de la ENS hasta los 2000 USD/MWh.



- Debido a esta forma particular de las curvas, el análisis de sensibilidad arrojó el valor de ENS de 1817 USD/MWh, que es el valor particular de la ENS para el cual el costo total adicional de proveer una RPF de 5% es igual al costo de proveer una RPF de 3%.
- Un valor de RPF de 5% es apropiado para el caso de que el valor de la ENS sea próximo a los 2000 USD/MWh.
- Los diversos valores de RPF obtenidos muestran una fuerte dependencia de la valorización que se realice a la ENS por lo que es recomendable, especialmente para las condiciones de República Dominicana, un estudio para determinar los rangos de valores de la ENS que reflejen adecuadamente la **disposición a pagar** por parte de los usuarios por un adecuado nivel de calidad de servicio en República Dominicana.
- Se realizó un análisis de sensibilidad de los valores de tasas de salida forzada de las unidades generadoras, duplicando las tasas de falla se observa que la incidencia de las mismas en los costos de la ENS y por tanto en los costos totales no es significativo. Se ha demostrado que la variación de un 100% de las tasas consideradas, no afecta a la determinación del valor óptimo de RPF.

## **2.8. RESULTADOS AÑO 2012**

Los resultados de las simulaciones dinámicas para el año 2012 se presentan a continuación:

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,902.00	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	271.67	58.99
		267.20	Seabord 1	271.67	58.99
		267.20	Pepillo Salcedo 1	271.67	59.00
		171.77	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	141.08	59.16
		120.00	Itabo 1	141.08	59.19
		115.00	Itabo 2	141.08	59.19
		88.75	Los Mina 5	0.00	59.39
		51.30	CEPP2	0.00	59.63
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	141.08	59.19
		78.80	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.49

**Tabla 64 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 3%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
		[MW] (1)	Evento		
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,902.00	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	271.67	58.99
		262.93	Seabord 1	271.67	58.98
		262.93	Pepillo Salcedo 1	271.67	58.97
		160.03	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	141.08	59.17
		120.00	Itabo 1	141.08	59.19
		115.00	Itabo 2	0.00	59.20
		93.00	Los Mina 5	0.00	59.41
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	141.08	59.19
		78.80	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.50

**Tabla 65 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,902.00	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	271.67	58.98
		258.67	Seabord 1	271.67	58.99
		258.67	Pepillo Salcedo 1	271.67	58.98
		166.29	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	141.08	59.18
		120.00	Itabo 1	0.00	59.21
		115.00	Itabo 2	0.00	59.25
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	141.08	59.19
		78.80	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.54

**Tabla 66 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Máxima, RPF 5%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,240.93	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	320.17	58.90
		274.83	Pepillo Salcedo 2	259.05	58.88
		274.83	Seaboard 1	164.46	58.90
		171.53	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	140.72	59.08
		51.30	CEPP 2	0.00	59.63
		43.84	Jigüey 1	0.00	59.62
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	140.72	59.18
		72.09	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.46

**Tabla 67 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 3%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,240.93	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	237.55	58.96
		270.45	Pepillo Salcedo 2	237.55	58.93
		270.45	Seaboard 1	237.55	58.97
		168.71	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	140.72	59.16
		51.30	CEPP 2	0.00	59.59
		43.12	Jigüey 1	0.00	59.66
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	252.82	59.18
		72.09	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.46

**Tabla 68 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
		[MW] (1)	Evento		
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
2,240.93	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	237.55	58.96
		266.06	Pepillo Salcedo 2	237.55	58.94
		266.06	Seaboard 1	237.55	58.98
		165.89	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	140.72	59.16
		120.00	Itabo 1	140.72	59.17
		115.00	Itabo 2	0.00	59.30
		51.30	CEPP 2	0.00	59.40
		140.00	Conex. Demanda Barrik Gold	140.72	59.18
		85.92	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.30

**Tabla 69 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Media, RPF 5%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,799.84	3%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	288.80	58.72
		274.53	Seabord 1	288.80	58.79
		274.53	Pepillo Salcedo	288.80	58.70
		171.35	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	213.54	58.90
		120.00	Itabo 1	84.00	59.15
		42.45	Tabera 1	0.00	59.50
		43.79	Jigüey 2	0.00	59.50
		280.00	Conex. Barrik Gold 100%	288.8	58.74
		140.00	Conex. Barrik Gold 50%	158.08	58.99
		49.02	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.54

**Tabla 70 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 3%**



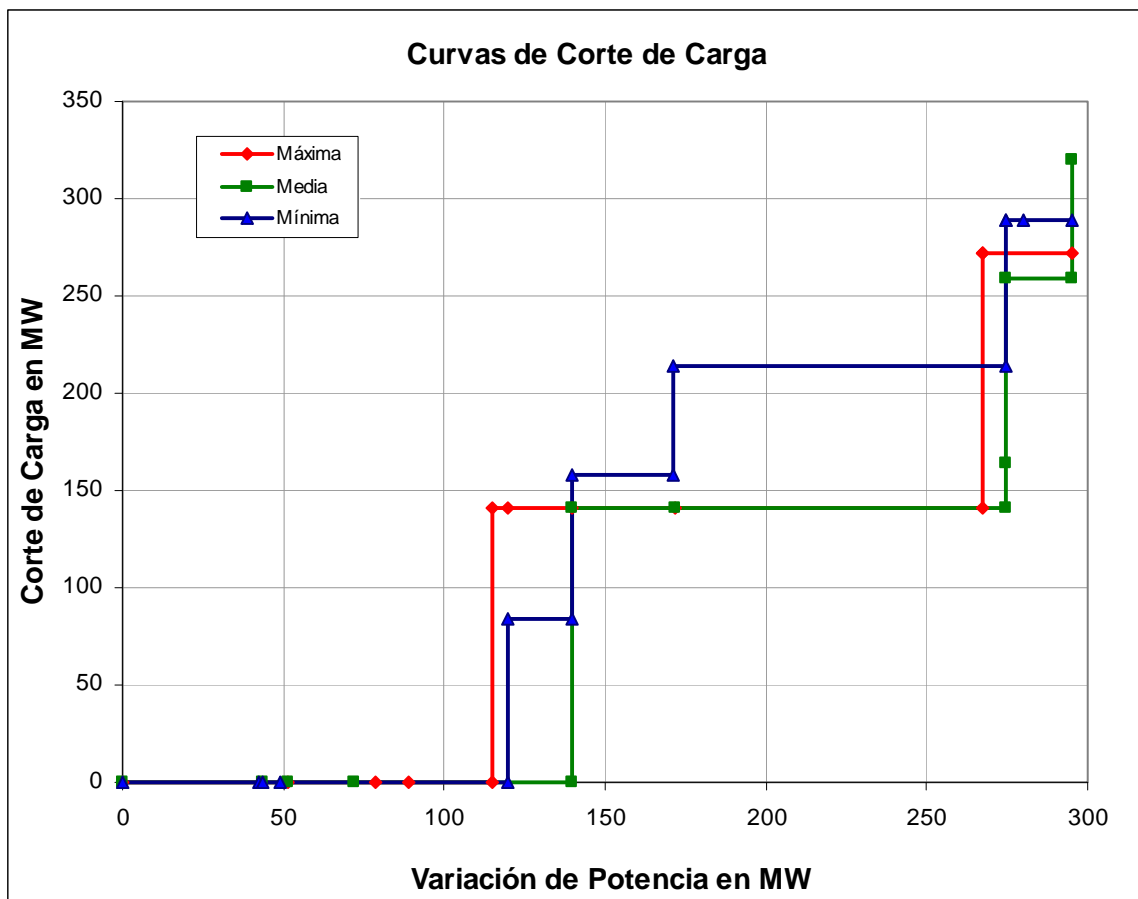
Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,799.84	4%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	288.80	58.78
		270.04	Seabord 1	288.80	58.80
		270.04	Pepillo Salcedo	288.80	58.70
		168.46	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	213.54	58.90
		120.00	Itabo 1	84.89	59.17
		43.05	Jigüey 2	0.00	59.51
		41.74	Tabera 1	0.00	59.50
		280.00	Conex. Barrik Gold 100%	288.8	58.76
		140.00	Conex. Barrik Gold 50%	84.90	59.04
		49.02	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.54

**Tabla 71 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 4%**

Demanda Abastecida	Reserva regulante asignada a cada unidad de generación	Perturbación analizada		Demanda Cortada (2)	Frecuencia mínima registrada
[MW]	[%]	[MW] (1)	Evento	[MW]	[Hz]
1,799.84	5%	295.00	AES ANDRÉS (Ciclo Combinado)	288.80	58.76
		265.56	Seabord 1	213.55	58.82
		265.56	Pepillo Salcedo	288.80	58.73
		165.54	SMITH ENRON (San Felipe – Ciclo Combinado)	158.07	58.93
		120.00	Itabo 1	84.89	59.17
		43.31	Jigüey 2	0.00	59.52
		41.02	Tabera 1	0.00	59.51
		280.00	Conex. Barrik Gold 100%	288.8	58.77
		140.00	Conex. Barrik Gold 50%	84.90	59.08
		49.02	Conex. Dem. Embajador	0.00	59.54

**Tabla 72 - Resumen de resultados de potencia no suministrada ante eventos y diferentes variaciones porcentuales de asignación de regulación primaria, año 2012, Demanda Mínima, RPF 5%**

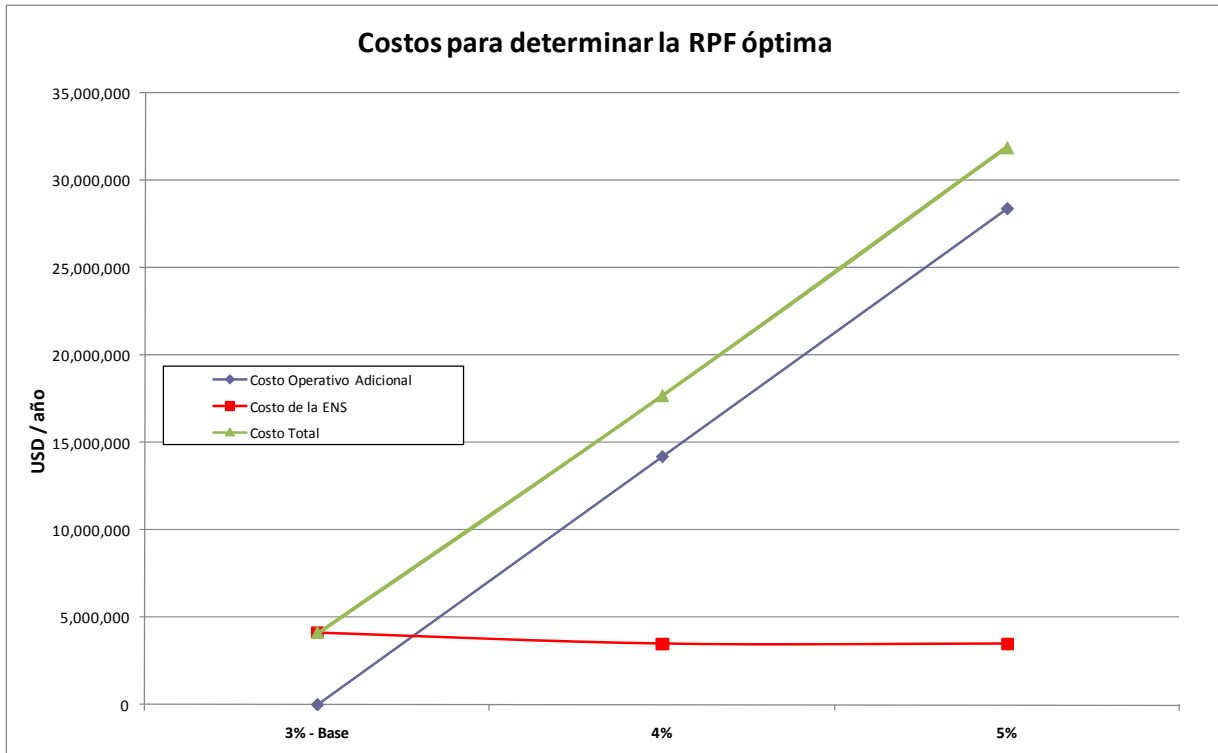
Los resultados de las simulaciones dinámicas permitieron construir la curva de corte de carga para cada uno de los casos y para cada nivel de demanda. Como ejemplo se presenta esta curva para el porcentaje de reserva de 3% y para los niveles de demanda máxima, media y mínima.



**Figura 88 – Curvas de Corte de Carga para el 3% de RPF - 2012**

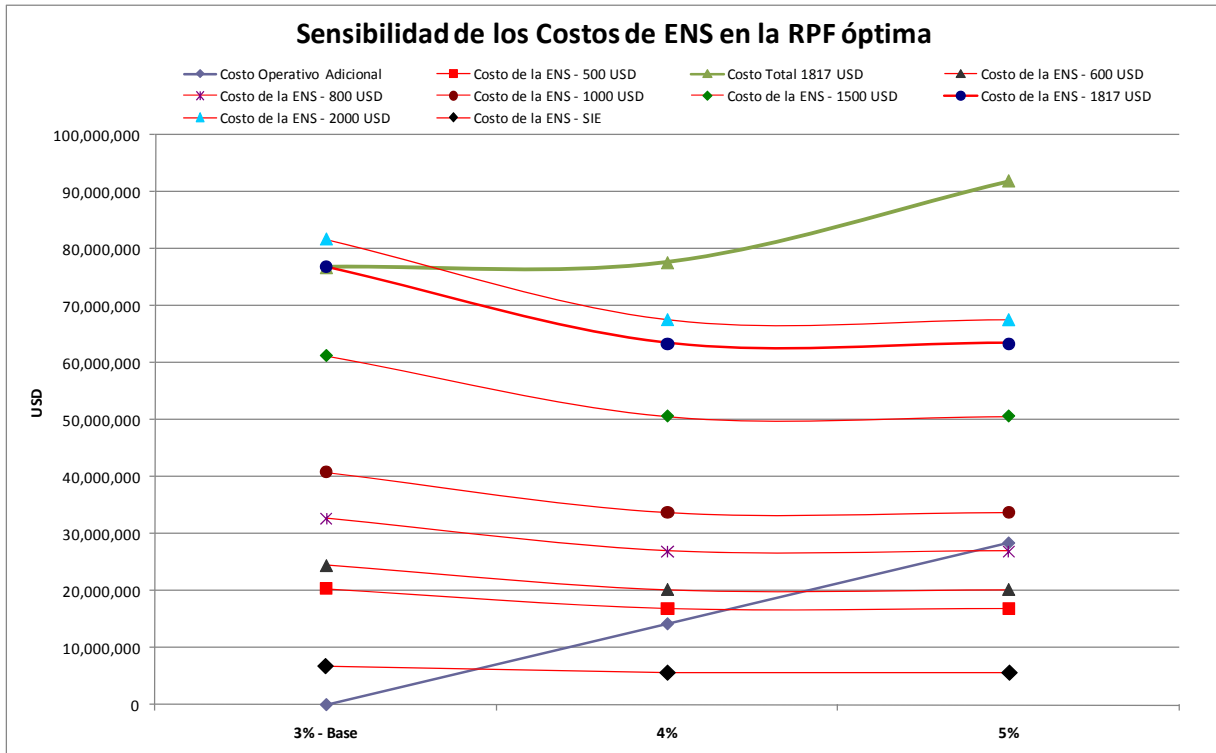
El gráfico indica los niveles de corte de carga implementados actualmente, en función de la profundidad del corte (variación de potencia en MW). En el presente caso de Demanda Media (curva verde) no hay cortes de carga hasta que la perturbación (variación de potencia en el sistema por salida de generación) sea de 140 MW. Este valor de corte de carga de 140 MW se mantendrá con perturbaciones menores a 171 MW. Una vez que la perturbación sea igual o superior a los 171 MW y hasta el próximo escalón, el corte de carga será de 140.72 MW.

El resultado de estos despachos y asignaciones de reserva para porcentajes de reserva hasta el 5%, dio como resultado los siguientes sobrecostos de abastecimientos y costos de la ENS:



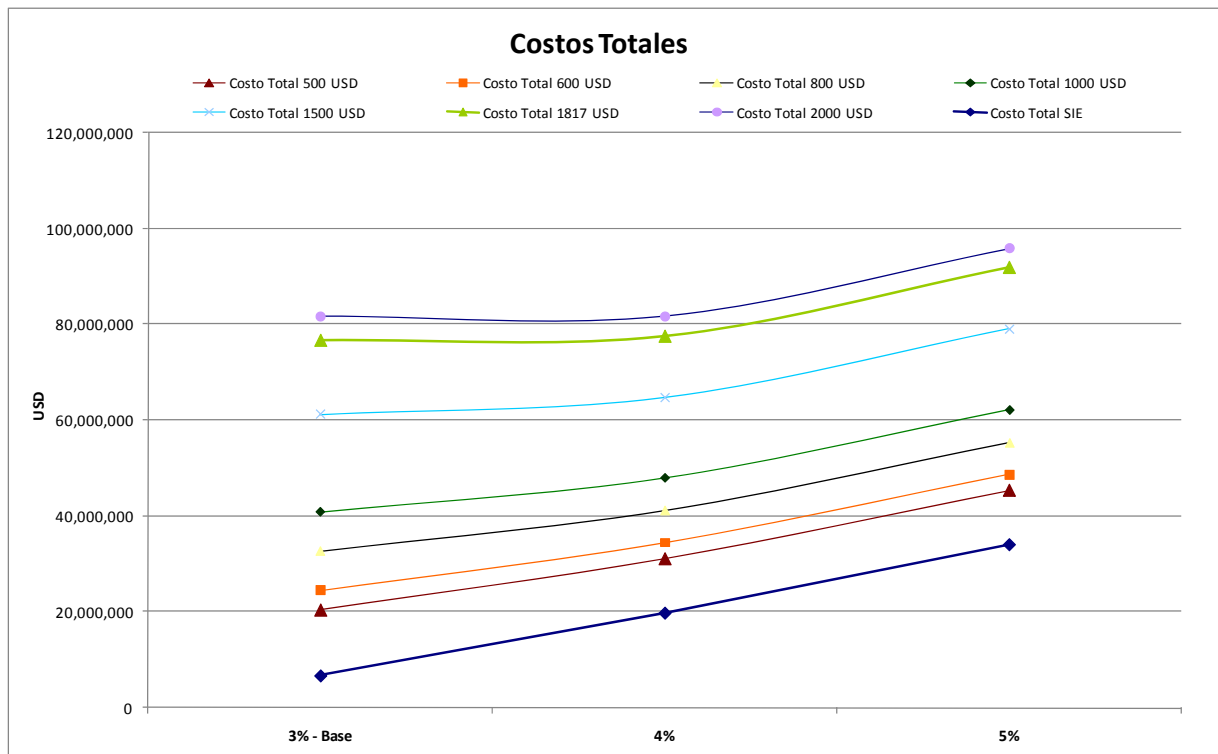
**Figura 89 –Costos totales para determinar la RPF óptima al valor ENS = 166 USD/MWh - 2012**

Debido a que los resultados presentan sensibilidad con los valores de la ENS, tal como fue planteado en detalle en el punto 2.1.4 de la SECCIÓN III – Análisis Económico y con la finalidad de efectuar sensibilizaciones de los valores óptimos de RPF respecto al valor de la ENS, se determinaron las siguientes curvas de costos:



**Figura 90 – Sensibilidad de los costos de ENS para determinar la RPF óptima - 2012**

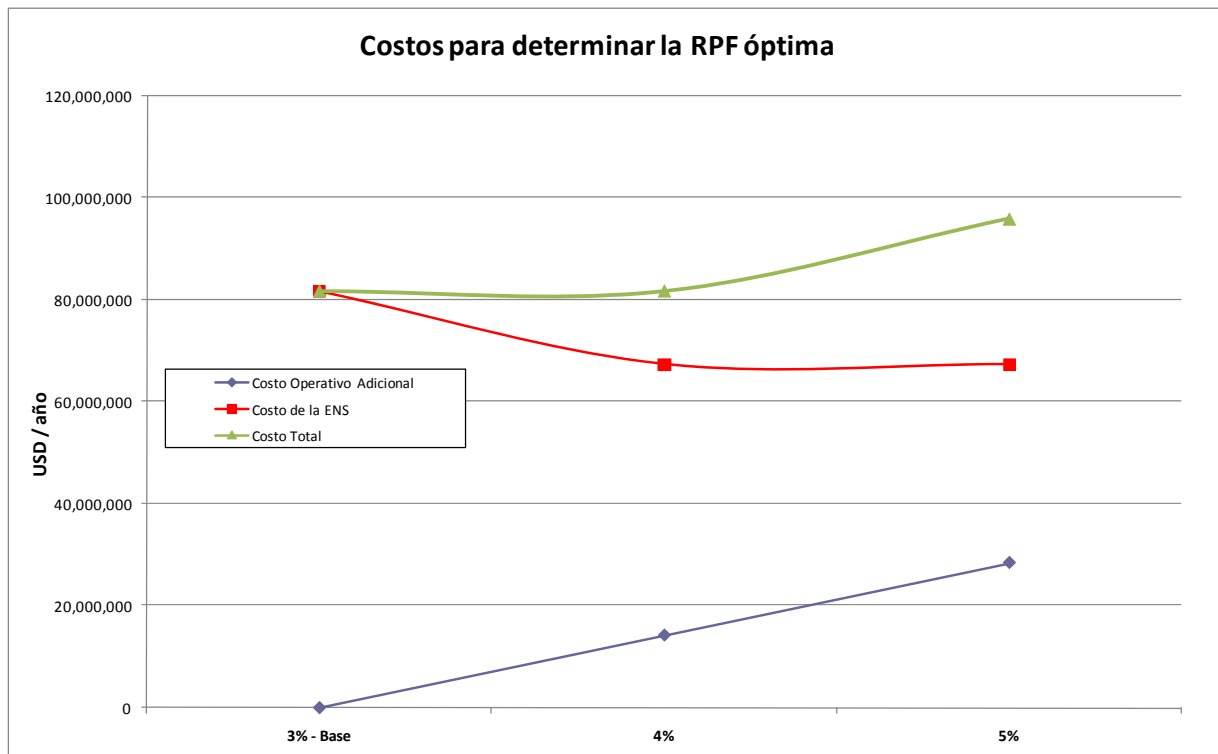
Donde se aprecia las curvas de color rojo corresponden a los costos de la ENS para un rango que va desde un mínimo de 166 USD/MWh (Resolución de la SIE) hasta un máximo de 2000 USD/MWh. El gráfico también presenta en la línea azul, los sobrecostos operativos del despacho (que son iguales en todos los casos) y el costo total para el caso particular de un valor de la ENS de 2000 USD/MWh.



**Figura 91 – Sensibilidad de los costos totales para determinar la RPF óptima - 2012**

La forma de las curvas está determinada por las características propias del sistema eléctrico de República Dominicana, y es el resultado directo de las simulaciones efectuadas, que consideran los parámetros de las máquinas, los esquemas de alivio de carga y la respuesta dinámica del sistema. Debido a esta forma particular de las curvas, se realizó un análisis de sensibilidad del valor de ENS, determinando el valor particular de 2000 USD/MWh, el cual representa el valor particular de la ENS para el cual el costo total adicional de proveer una RPF de 4% es igual al costo de proveer una RPF de 3%.

Las curvas de costos asociados al valor particular de la ENS de 2000 USD/MWh, están presentados en la figura siguiente:



**Figura 92 – Costos para determinar la RPF óptima al valor de ENS=2000 USD/MWh - 2012**

Por lo que para el caso de determinar la RPF para las condiciones de despacho y demanda previstas para el 2012, se concluye que:

- El porcentaje de 3% de RPF es el adecuado dadas las actuales condiciones de prestación de servicio de reservas en el parque de generación considerando valores de la ENS hasta los 2000 USD/MWh.
- Un valor de RPF de 4% puede ser considerado en el caso de que el valor de la ENS sea cercano a los 2000 USD/MWh.
- Al igual que en los análisis correspondientes a años anteriores, los diversos valores de RPF obtenidos muestran una fuerte dependencia de la valorización que se realice a la ENS.
- Se realizó un análisis de sensibilidad con los valores de tasas de salida forzada de las unidades generadoras, duplicando las tasas de falla se observó que la incidencia de las mismas en los costos de la ENS y por tanto en los costos totales no es significativo. Se demostró que una variación de un 100% de las tasas consideradas, no afecta a la determinación del valor óptimo de RPF.

## 2.9. RESUMEN

De los resultados obtenidos y considerando que los valores de ENS pueden ser variados y no han sido determinados formalmente a través de un estudio, se recomienda que se mantenga el porcentaje de RPF de 3%.

Adicionalmente, en el caso de contar con un estudio de determine e valor de la ENS adecuado para la optimización de reservas, se pueden obtener de los resultados de margen óptimo del presente estudio para dicho valor en particular.

Finalmente, se recomienda también realizar el análisis y fijación de estos valores en forma anual para el sistema eléctrico de República Dominicana.

## 3. RESERVA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

La Regulación Secundaria de Frecuencia es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda de modo de mantener el equilibrio generación – demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda son absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

El control secundario de frecuencia, en caso de estar automatizado, está a cargo del sistema de Control Automático de Generación (AGC)<sup>12</sup>, mantiene como consigna la anulación periódica del Error de Control de Área (ACE), determinado por la expresión:

$$ACE = B \times \Delta f + \Delta P_{int} \quad [MW]$$

Donde:

- B:** Frequency Bias Setting, o factor de ponderación que pesa el apartamiento de frecuencia para proveer la regulación efectiva de área, expresado en MW/Hz,
- $\Delta f$ :** desvío de la frecuencia con respecto a la frecuencia de consigna, expresado en Hz,

---

<sup>12</sup> En caso de ser control manual las acciones a realizar deben reproducir lo mejor posible el efecto resultante que se tendría de existir AGC.



$\Delta P_{\text{int}}$ : desvío de la potencia de intercambio con áreas vecinas en relación con el valor programado, expresado en MW. Un valor positivo indica que la potencia exportada hacia el área vecina es mayor que la programada.

Se puede definir la característica compuesta de repuesta del sistema ante cambios de frecuencia, debida a la acción de la regulación primaria y el efecto sobre la demanda, como:

$$\beta = \frac{1}{R} + D \quad [\text{MW/Hz}]$$

Donde:

**R**: estatismo equivalente del parque generador del área, expresado en Hz/MW,

**D**: sensibilidad de la carga con la frecuencia, expresada en MW/Hz.

Se puede demostrar que si el valor de B es ajustado de modo de respetar aproximadamente la relación<sup>13</sup>:

$$B \cong \beta = \frac{1}{R} + D \quad [\text{MW/Hz}]$$

el sistema AGC sólo actuará ante desbalances de potencia internos del área, ignorando los desbalances originados por cambios de demanda o pérdidas de generación ocurridos en áreas externas<sup>14</sup>.

Es decir que, si en el área vecina se produce un desbalance negativo de potencia (incremento de carga o pérdida de un generador), ambas áreas contribuyen inicialmente, con sus reservas para RPF, a superar el desbalance. Posteriormente, será la reserva secundaria del sistema vecino, si existe, la encargada de realizar los cambios necesarios en la generación de ese sistema de modo de restituir la frecuencia y el intercambio a los valores de consigna. En este caso, la reserva secundaria del área local no producirá acciones de control sobre la generación de su área.

---

<sup>13</sup> T. Kennedy, S. Hoyt, Ch. Abell; Variable, Non-linear Tie-Line Frequency Bias for Interconnected Systems Control, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 3, August 1988.

<sup>14</sup> N. Jaleeli, D. Ewart, L. Fink; Understanding Automatic Generation Control, IEEE AGC Task Force, IEEE/PES/PSE/System Control Subcommittee, August 1992.

Por el contrario, si el desbalance negativo se produce en el área local, luego de la acción de control inicial, debida a la actuación de los reguladores de velocidad de ambas áreas (RPF), la regulación secundaria de frecuencia local deberá recurrir a las reservas para RSF de modo de cubrir el desbalance y restituir la frecuencia y el intercambio a los valores de consigna.

Para determinar el margen de reserva para RSF necesario se debe considerar que el mismo deberá ser suficiente como para cubrir el desbalance producido dentro de la propia área, de modo de asegurar que, luego de su actuación, la frecuencia y el intercambio deben retornar a sus valores de consigna, restituyendo al parque generador local el margen establecido para RPF.

En otras palabras, si el margen para RSF resulta suficiente para cubrir el desbalance producido, y se produce un incremento de generación, las unidades que participan de la regulación secundaria de frecuencia, similar al desbalance producido, garantizan que:

- El intercambio por la interconexión será restituido al valor de consigna, dado que el incremento de generación local cubre exactamente el desbalance interno producido.
- La frecuencia retornará al valor de consigna, dado que el desbalance interno fue compensado exactamente por el incremento de generación en las unidades bajo control del AGC o de forma manual a través del centro de operación.
- El margen para RPF de la generación local será restituido al valor establecido, dado que, habiendo retornado la frecuencia al valor de consigna, las unidades vuelven a operar a los valores de despacho originales.

Por lo tanto, para determinar el margen mínimo de reserva para RSF necesario, se debe determinar el desbalance interno del área que motivó la actuación de la RPF, suponiendo que este desbalance produjo el agotamiento de toda la reserva existente para RPF. Se designa:

$\Delta P$ : desbalance de potencia que motivó la actuación de la RPF, expresado en MW,

$\Delta P_G$ : incremento de generación por acción de la RPF, expresado en MW, coincidente con el margen total establecido para RPF.

Se puede expresar:

$$\Delta P_G = -\frac{1}{R} \Delta f \quad [\text{MW}] \quad (1)$$

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\frac{1}{R} + D} \quad [\text{Hz}]$$

$$\Delta P = (1 + DR)\Delta P_G \quad [\text{MW}] \quad (2)$$

Antes de la activación de la reserva secundaria (a través del AGC o por el operador del sistema), la reserva existente, agotada la correspondiente a RPF, es la destinada a RSF, que deberá ser, como mínimo, igual a  $\Delta P$ . La demanda del sistema, incluidas las pérdidas, tendrá un valor nominal  $P_L$ , que debe ser corregido por el efecto del cambio de frecuencia:

$$P_L^* = P_L + D\Delta f \quad [\text{MW}]$$

Suponiendo agotado el margen para RPF, y asumiendo que el único margen existente es el valor mínimo destinado a RSF ( $\Delta P$ ), se puede expresar la capacidad máxima del parque generador como:

$$P_m = P_L^* + \Delta P = P_L + D\Delta f + (1 + DR)\Delta P_G \quad [\text{MW}]$$

utilizando la expresión (1) se obtiene:

$$P_m = P_L + \Delta P_G \quad [\text{MW}]$$

Este resultado es coherente con la situación que se alcanza luego de la activación de la reserva secundaria, donde la carga del sistema vuelve a su valor nominal y la única reserva existente resulta ser la asignada a la RPF. Denominando:

- $r$ :        estatismo equivalente del parque generador del área, expresado en %,
- $d$ :        sensibilidad de la carga con la frecuencia, expresada en % / %.
- $f_0$ :      frecuencia nominal del sistema.

se puede expresar:

$$R = \frac{r}{100} \frac{f_0}{P_m} = \frac{r}{100} \frac{f_0}{(P_L + \Delta P_G)} \quad [\text{Hz/MW}]$$

$$D = d \frac{P_L}{f_0} \quad [\text{MW/Hz}]$$

reemplazando en (2):

$$\Delta P = \left( 1 + d \frac{P_L}{f_0} \frac{r}{100} \frac{f_0}{(P_L + \Delta P_G)} \right) \Delta P_G \quad [\text{MW}] \quad (3)$$

Definiendo:

**RPF%**: porcentaje de reserva para RPF, calculado como la relación porcentual entre el margen de reserva en MW y la generación total del sistema (demanda más pérdidas).

resulta:

$$\Delta P_G = \frac{RPF\%}{100} P_L \quad [\text{MW}]$$

reemplazando en (3):

$$\Delta P = \left( 1 + d \frac{P_L}{f_0} \frac{r}{100} \frac{f_0}{P_L \left( 1 + \frac{RPF\%}{100} \right)} \right) \frac{RPF\%}{100} P_L \quad [\text{MW}]$$

de donde se puede definir el porcentaje mínimo a destinar a la RSF como:

$$RSF\% = \frac{\Delta P}{P_L} 100 \quad [\%]$$

$$RSF\% = \left( 1 + \frac{d r}{(100 + RPF\%)} \right) RPF\% \quad [\%]$$

o como aproximación simplificada:

$$RSF\% = \left( 1 + \frac{d r}{100} \right) RPF\% \quad [\%] \quad (4)$$

De acuerdo con los parámetros utilizados en las simulaciones de los presentes estudio y como fue analizado y recomendado en el punto 2.2 de la SECCIÓN II – Análisis técnico, el valor de D a utilizar es de 1 p.u..

Por otra parte, se determinaron estadísticos equivalentes del parque generador para cada estado de demanda y para cada uno de los años utilizados en el análisis. Los valores de estadísticos equivalentes determinados son los siguientes:

Nivel de Demanda	Estadísticos ( <i>r</i> )		
	2008	2010	1012
Demandada Máxima	8.5	8.0	10.2
Demenada Media	7.0	8.0	10.8
Demanda Mínima	7.8	7.1	9.9

A partir de estos estadísticos (*r*), se determinaron varios valores de Reserva Secundaria de Frecuencia considerando los resultados anteriormente obtenidos para el %RPF, éstos son los siguientes:

Nivel de Demanda	%RSF		
	2008	2010	1012
Demandada Máxima	3.3	3.2	3.3
Demenada Media	3.2	3.2	3.3
Demanda Mínima	3.2	3.2	3.3

Como conclusión, puede recomendarse que el valor de reserva para RSF a utilizar sea de 3.3% a partir del año 2008.

## **4. RESERVA PARA CONTINGENCIA**

### **4.1. INTRODUCCIÓN**

La Reserva para Contingencias en el Sistema Eléctrico Dominicano estará constituida por la suma de los recursos adicionales de control previstos en el sistema con el objetivo de hacer frente a disturbios o fallas que ocasionan la separación en isla de áreas o zonas eléctricas, posibilitando una transición controlada hacia un estado post-contingencia en el que se mantenga estable el balance oferta/demanda, respetando los criterios de desempeño estáticos y dinámicos establecidos para la operación del Sistema.

Los referidos recursos adicionales de control estarán constituidos por:

- ◆ La reserva para regulación primaria
- ◆ La reserva para regulación secundaria
- ◆ El esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia

- ◆ Los disparos de directos de carga asociados a eventos de aislamiento
- ◆ Los esquemas de desconexión automática de generación.

Con la finalidad de determinar la *reserva para contingencias* para el sistema eléctrico dominicano, se propone una metodología que debe inicialmente tomar en consideración lo siguiente:

- ◆ Se deben considerar los estados operativos del sistema: régimen normal, de emergencia, y de recuperación o post-contingencia.
- ◆ Se identifican las áreas o zonas del sistema eléctrico (ya definido en los TdR).
- ◆ Se identifican los eventos que causan aislamiento del sistema eléctrico en áreas o islas eléctricas (ya definidos en los TdR).
- ◆ El principio importante a considerar es la seguridad, es decir, soportar la contingencia y mantener el abastecimiento del sistema y de las islas eléctricas resultantes post-contingencia.
- ◆ Un segundo principio a tener en cuenta es la eficiencia, es decir, que las provisiones de recursos sean las óptimas y por tanto, minimicen los costos totales del sistema (costos de la reserva operativa + costos del corte de carga) necesarios para mantener el abastecimiento del sistema.

#### **4.2. ALCANCE**

De acuerdo con el punto 3.3 (“Alcance de la Consultoría”) de los Términos de Referencia, el estudio, con el propósito de cubrir los objetivos planteados, el estudio debe incluir la determinación de la *reserva para contingencias* para el Sistema Nacional Interconectado, en cuyo estudio se consideran los siguientes eventos que crean islas eléctricas:

- ◆ Disparo de Líneas Palamara-Hainamosa con 190 MW
- ◆ Disparo de Líneas Palamara-Bonao II con 190 MW
- ◆ Disparo de Líneas Palamara-Valdesia con 190 MW

Adicionalmente, para la determinación de la reserva para contingencias el Sistema Nacional Interconectado será dividido en cuatro zonas de influencia eléctrica:

- ◆ Zona Santo Domingo que comprende el subsistema de 138 kV entre las subestaciones Palamara-Itabo-Villa Duarte-Hainamosa
- ◆ Zona Norte que comprende el subsistema de 138 kV entre las subestaciones Bonao II-Canabacoa-Puerto Plata

- ◆ Zona Sur que comprende el subsistema entre la subestación Valdesia-Pizarrete-Barahona Carbón
- ◆ Zona Este la que corresponde a Hainamosa-San Pedro II-La Romana

Por lo tanto, el análisis efectuado a continuación, con base en las zonas o áreas de influencia pre-establecidas en los TdR, se analiza el comportamiento dinámico del SENI, el comportamiento dinámico de las islas eléctricas resultantes y los valores para una reserva de contingencia.

### **4.3. METODOLOGÍA**

La metodología para la determinación económica de la *reserva para contingencias* se resume en:

1. Se consideran los eventos o contingencias indicados en los términos de referencia.
2. Para el estado normal de operación, se efectúa un despacho de carga que maximice la transferencia por las líneas, cuya salida provoca el aislamiento del sistema eléctrico en áreas. Este despacho debe dar como resultado un estado operativo en el que respeten los criterios de desempeño estáticos establecidos para la operación del Sistema (bandas de tensión, cargabilidad de los elementos serie, etc.).
3. Este despacho de carga, tiene asociado un nivel determinado de reserva rotante, según las condiciones actuales vigentes.
4. Se efectúa el análisis dinámico del sistema ante el evento. Se atiende prioritariamente el restablecimiento de la seguridad hasta alcanzar los valores tolerables en estado de post-contingencia, que permitan iniciar y desarrollar el plan de recuperación para devolver posteriormente al sistema a su estado normal.
  - c) Si las islas eléctricas colapsan ante el evento, como primer mecanismo se debe considerar un Esquema de Alivio de Carga suplementario en las áreas respectivas.
  - d) Si las islas eléctricas no entran en colapso ante el evento, se verifica la seguridad del sistema durante la transición (criterios de desempeño dinámico), así como los niveles de tensión alcanzados en el estado post-contingencia (criterios de desempeño estáticos). Si estos niveles se encuentran fuera de los límites operativos establecidos para ese estado, se consideran Esquemas adicionales de Desconexión de Carga por Baja Tensión o por Sobretensión, por baja frecuencia, por derivada de frecuencia, o por disparo directo, de ser requerido.
  - e) En el caso de que las islas eléctricas entren en colapso o que el comportamiento dinámico del sistema haya llegado a superar los valores de frecuencia límite establecidos en la reglamentación y/o por el Operador del Sistema, o se presenten inestabilidades dinámicas (oscilación de frecuencia ante eventos en cascada), se deberá implementar un Esquema suplementario de Alivio de Generación.

- f) Finalmente, si con los esquemas suplementarios antes propuestos no se logra evitar el colapso de las áreas eléctricas, se limita el valor de la máxima transferencia de potencia (importación o exportación) del área.
5. Una vez analizado el evento de acuerdo al punto anterior, y si es que es factible, se pueden efectuar sensibilizaciones variando los valores de reserva rotante asignada a cada área y/o sistema, con la finalidad de determinar los costos de proveer reserva adicional y los costos derivados del corte de carga.

#### **4.4. ANÁLISIS ÁREA NORTE**

##### **4.4.1. RESUMEN**

Con la finalidad de determinar las reservas de contingencia para el área norte, se analizó la salida de las líneas Palamara – Bonaó circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia considerando los valores de Demanda Máxima, Media y Mínima.

Considerando la reserva operativa del 3% y el valor de transferencia de 190 MW por las citadas líneas, no fue posible mantener niveles de tensión dentro los límites tolerables (arriba de 0.95 pu), por lo que fue necesario adicionar generación de seguridad respetando el despacho por orden de méritos.

Esta generación de seguridad, tiene asociada una mayor reserva rodante (48.88 MW) que representa un 6.11% de la demanda del Área Norte.

Ante la simulación del evento de aislamiento del área Norte con 190 MW, se presenta colapso de esta zona en todos los escenarios de demanda, aún considerando el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia propuesto. Por lo tanto, se diseñó un esquema suplementario adicional al ERCxBF que permite mantener la estabilidad del área Norte ante aislamiento del sistema con este intercambio para los escenarios de demanda máxima y media. Sin embargo, en demanda mínima se requiere limitar la importación del área Norte a 167 MW.

Utilizando este esquema suplementario de corte de carga en el Área Norte (ERCXBF-N), esta área y el resto del sistema se estabilizan favorablemente sin que las incursiones de la frecuencia lleguen a los valores mínimos y máximos establecidos y manteniendo las tensiones en los niveles de  $\pm 5\%$  (Artículo 149 del Reglamento y Manual de Operaciones del OC).

El esquema adicional ERCXBF-N funciona de forma satisfactoria cuando se simula el evento en los casos de Demanda Máxima y Mínima. Los valores que alcanzan las áreas eléctricas después de la contingencia, son satisfactorios.

La reserva de contingencia para el Área Norte en caso de Demanda Máxima es de 5.16% de la demanda de la zona y de 9.73% para el caso de Demanda Mínima.



En todos los casos la transferencia máxima no se limita en valores inferiores a 190 MW para garantizar la estabilidad dinámica y suministro de las áreas.

#### 4.4.2. ANÁLISIS

La contingencia de este doble enlace ocasiona aislamiento del área Norte.

En todos los casos analizados se consideran las generaciones de seguridad necesarias para garantizar en condiciones normales de flujo de carga ante máxima transferencia por los enlaces Palamara –Bonaó a 138 kV (190 MW) una tensión mínima de 0.95 p.u., así mismo, se limita en algunos casos la máxima generación de la planta de San Felipe para evitar sobrecarga en condiciones normales del circuito San Felipe – Puerto Plata a nivel de 138 kV.

Desde el punto de vista de regulación primaria de frecuencia se cuenta con los siguientes recursos de generación para realizar este control, de acuerdo a la información suministrada en la base de datos por el OC.

Unidad	Subárea	Estatismo %
CONTRA EMBALSE MONCION 1	NOROESTE	2.96 (*)
CONTRA EMBALSE MONCION 2	NOROESTE	2.96 (*)
EL SALTO	LA VEGA 69 kV	2.96 (*)
HATILLO	NORDESTE 69 kV	2.96 (*)
MONCION 1	NOROESTE	5
MONCION 2	NOROESTE	5
RINCON	LA VEGA 69 kV	2.96 (*)
RIO BLANCO 1	NORDESTE 69 kV	2.96 (*)
RIO BLANCO 2	NORDESTE 69 kV	2.96 (*)
SAN FELIPE TG	CANAB-PPLATA	3
SAN FELIPE VAPOR	CANAB-PPLATA	4
TAVERA 1	PALA-CANAB	2.96 (*)
TAVERA 2	PALA-CANAB	2.96 (*)

(\*): Estos valores corresponden a los ajustes acordados para modelos típicos de plantas hidráulicas (ver capítulo de Sintonía de la base de datos).

**Tabla 73 - Unidades que prestan el servicio de Regulación Primaria en el área Norte**

Las demás unidades del área Norte que no están incluidas en esta tabla, se encuentran inhibidas en la base de datos para la prestación del servicio de regulación primaria (estatismos de 500%).

En todos los casos se analizó el aislamiento del área Norte ante falla trifásica en el circuito 1 Palamara - Bonaó 138 kV a los 500 ms, con despeje de la falla a los 600 ms y apertura de los circuitos 1 y 2 Palamara-Bonaó a 138 kV.

Para todos los escenarios analizados, la pérdida de los circuitos Palamara - Bonaio con 190 MW ocasiona el colapso del área Norte, aún considerando el aceleramiento de disparo de cargas por  $df/dt$  del ERCXBF propuesto y aún considerando una alta generación en línea requerida fundamentalmente por control de tensión para mantener como mínimo una tensión de 0.95 p.u.

Con la implementación de un esquema suplementario adicional al ERCxBF, de desconexión de carga por gradiente de frecuencia ( $df/dt$ ) supervisado por umbral de frecuencia, es posible soportar la contingencia de aislamiento del área Norte con importación de 190 MW para demandas máxima y media y con importación de 167 MW para demanda mínima.

### **Demanda Media**

Se analizó inicialmente el escenario de demanda media, que ha sido el más exigente desde el punto de vista de control de frecuencia ante contingencias y a partir del cual se definirán los esquemas suplementarios adicionales para el soporte de aislamiento del área Norte.

Se consideró una demanda del área Norte de 681 MW, para la cual una importación de 190 MW representa el 27.9% de la demanda.

En la siguiente tabla se presenta la generación en línea requerida en condiciones normales de flujo de carga en el área Norte para mantener ante la máxima importación de esta zona las tensiones en un valor mínimo de 0.95 p.u.

Unidad	Subárea	P (MW)	Q (Mvar)
SAN FELIPE TG	CANAB-PPLATA	60.00	48.59
SAN FELIPE VAPOR	CANAB-PPLATA	82.00	49.60
LA VEGA GRUPO 1	LA VEGA 69 kV	15.00	27.21
LA VEGA GRUPO 2	LA VEGA 69 kV	10.00	6.20
RINCON	LA VEGA 69 kV	8.96	4.84
PIMENTEL	NORDESTE	28.00	17.35
HATILLO	NORDESTE 69 kV	6.28	3.89
RIO BLANCO 1	NORDESTE 69 kV	10.13	6.27
RIO BLANCO 2	NORDESTE 69 kV	10.13	6.27
CONTRA EMBALSE MONCION 1	NOROESTE	0.80	0.34
CONTRA EMBALSE MONCION 2	NOROESTE	0.16	0.07
MONCION 1	NOROESTE	21.54	7.82
MONCION 2	NOROESTE	21.54	7.82
FALCONDO 1	PALA-CANAB	50.65	22.73
FALCONDO 2	PALA-CANAB	52.00	22.73
FALCONDO 3	PALA-CANAB	54.00	22.74
TAVERA 1	PALA-CANAB	30.00	32.40
TAVERA 2	PALA-CANAB	30.00	32.40
<b>Generación Total</b>		<b>491.18</b>	<b>319.28</b>

**Tabla 74 - Generación del Área Norte en Demanda Media**

En este caso se tiene una reserva total para el área Norte de 48.88 MW que corresponde al 6.11% de la demanda de esta zona. Se observa que aún con esta reserva y considerando el

esquema de desconexión de carga propuesto, no es posible soportar la contingencia de salida de los circuitos Palamara-Bonao con 190 MW, alcanzando a los 1.25 seg el umbral de 58.5 Hz para el cual se enganchan las protecciones por baja frecuencia de varias plantas de esta zona, ocasionando posteriormente colapso del área Norte.

En la siguiente tabla se presenta el cálculo del  $df/dt$  durante este evento, medido en la subestación Bonao a 138 kV.

t (seg)	frec.(Hz)	df/dt
0.7	59.723	
0.8	59.477	-2.46
0.9	59.253	-2.24
1	59.041	-2.12
1.1	58.826	-2.15

**Tabla 75 - Cálculo del  $df/dt$  ante este evento**

Dada la pendiente de caída de la frecuencia durante el evento, se requieren disparos muy rápidos para controlar la frecuencia. Se propone implementar esquemas suplementarios de desconexión de carga en esta zona por  $df/dt$ , supervisados por umbral de frecuencia.

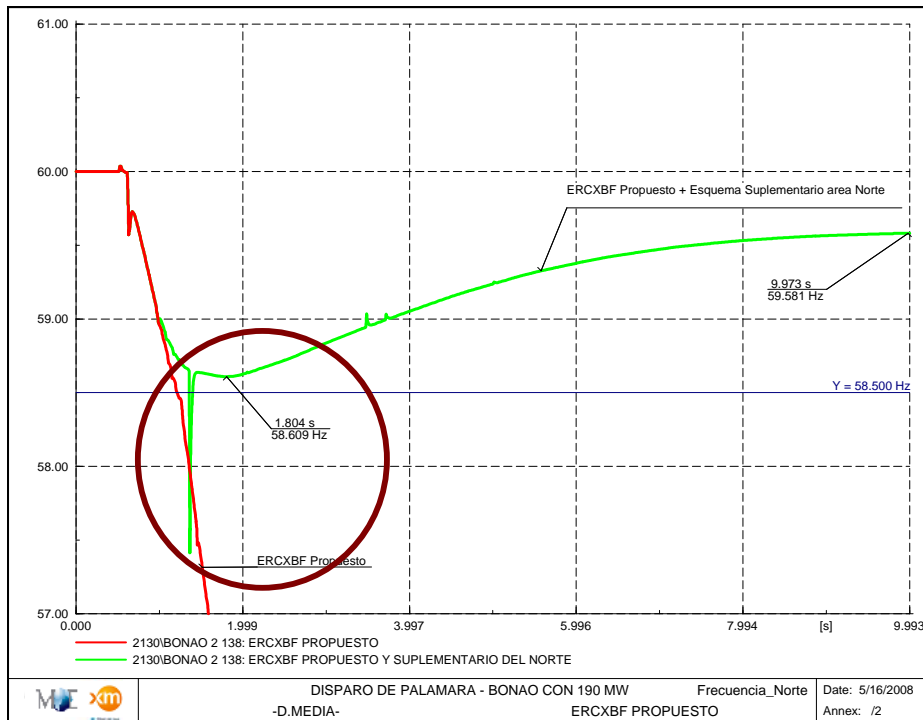
Luego de varias iteraciones, se encontró que es posible mantener la continuidad del sistema, implementando disparo por  $df/dt$  de los siguientes circuitos a 69 kV y de la carga de Valverde Mao, los cuales permiten controlar adecuadamente la frecuencia del sistema y no compiten con el esquema ERCXBF propuesto.

Elemento	Desconexión de carga (MW)			Ajuste
	Máxima	Media	Mínima	
Circuito Pimentel – Nagua	25.47	16.62	16.19	59.8 Hz y $df/dt = -2$ Hz/s
Circuito Puerto Plata 2 – Tap Ingenio Amistad	26.8	21.47	12.5	
Circuito ZF Santiago – Pisano a 69 kV	22.56	18.55	7.47	
Circuito San Fco Macorís – Tap El Chivo	41.06	29.78	25.55	
Circuito Playa Dorada – Tap Aeropuerto	29.86	20.43	18.10	
Carga Valverde Mao	19.94	13.9	10.53	

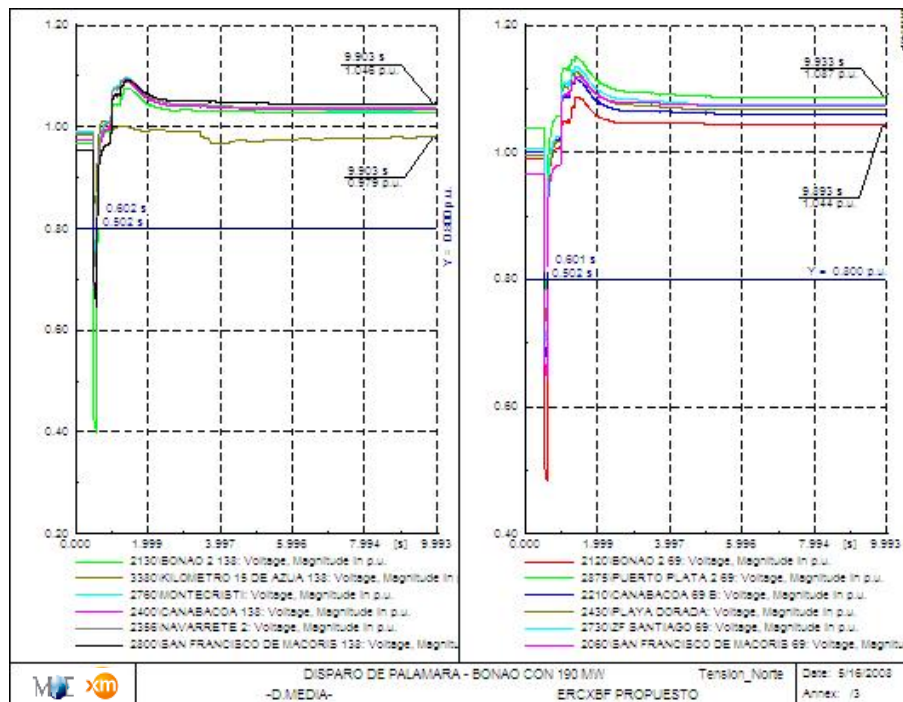
**Tabla 76 - Propuesta de esquema suplementario para el área Norte**

En la Figura 93 siguiente se presenta la comparación entre la respuesta del sistema con y sin la implementación del esquema suplementario propuesto, observándose para este último, una frecuencia mínima de 58.6 Hz, con adecuada recuperación de la frecuencia del sistema, alcanzando a estabilizarse en 59.58 Hz alrededor de los 10 seg.

Desde el punto de vista de la evolución de la tensión en el área Norte, no se presentan problemas, como se observa en la Figura 94, alcanzando en condiciones postfalla valores máximos de 1.08 p.u. Adicionalmente, las unidades del sistema responden adecuadamente como se observa en detalle en el Anexo 4.



**Figura 93 – Evolución de frec. en el Área Norte ante disparo Palamara-Bonao con 190 MW-D.Media.**



**Figura 94 – Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Medía**

En el resto del sistema, se presentan condiciones contrarias, ya que al perder esta transferencia hacia el área Norte, se tienen excedentes de generación, alcanzando a disparar las unidades de Itabo 2 y AES Andrés TG por sobrefrecuencia que tienen ajustes desde 61.5 Hz. Con la pérdida de esta generación casi simultánea, se presenta excursión de la frecuencia hasta activar el umbral de la primera etapa, recuperándose rápidamente hasta alcanzar nuevamente alrededor de los 30 seg una frecuencia de estabilización de 61.13 Hz, como se observa a continuación en la Figura 95.

Desde el punto de vista de control de tensiones, no se presentan problemas en el resto del sistema, como se observa en la Figura 96, donde se presentan valores extremos entre 0.97 y 1.028 p.u.

Carga deslastrada: En este caso se presenta un deslastre de carga para el área Norte por participación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y del esquema suplementario de 194.148 MW.

Para el resto del sistema, se deslastran en total 106.05 MW ante la actuación de la primera etapa del ERCXBF, exceptuando la carga de Puerto Plata que participa en el deslastre del área Norte expuesto anteriormente. Se presenta rápida recuperación de la frecuencia, alcanzando alrededor de los 30 seg una frecuencia de 61.1 Hz.

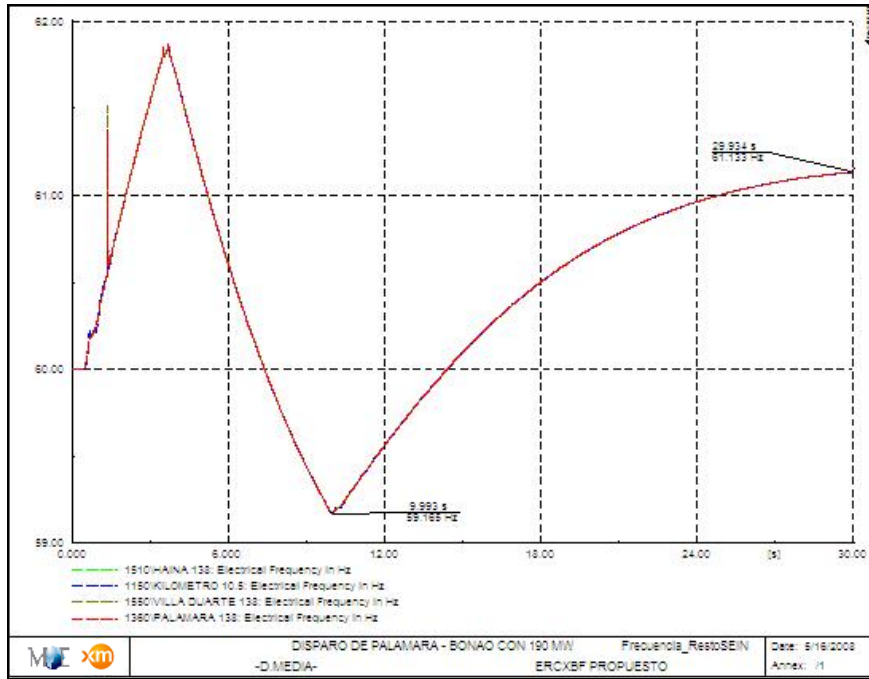
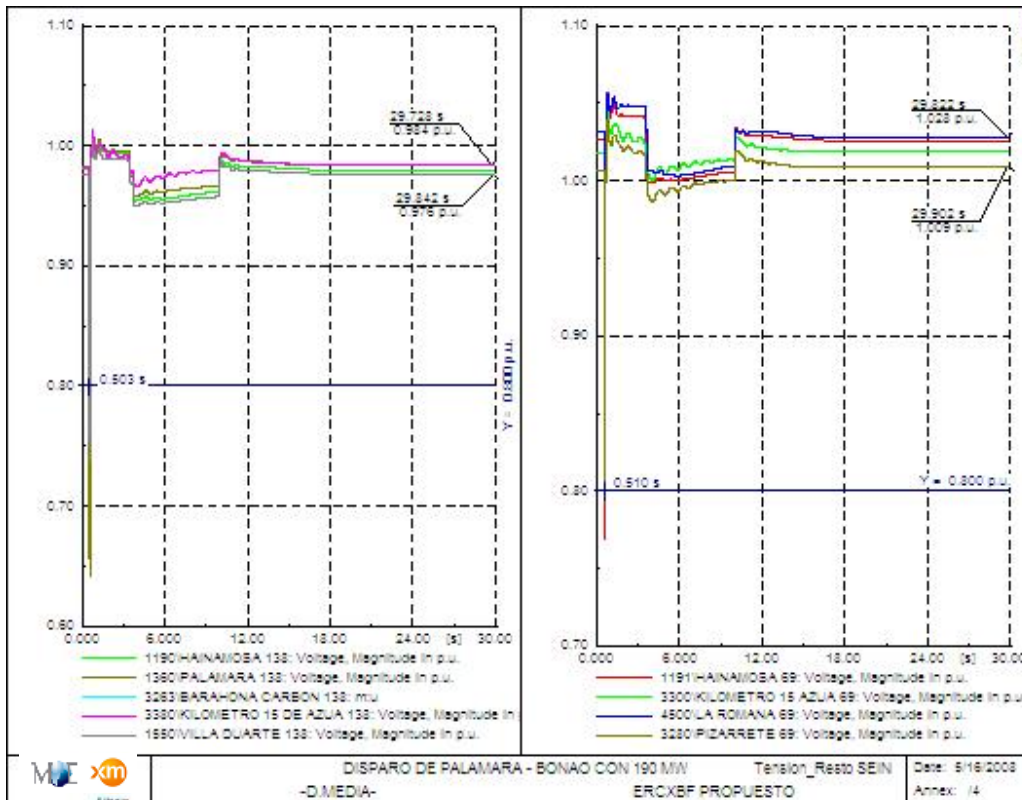


Figura 95 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bona0 con 190 MW-D.Media



**Figura 96 – Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Media**

### **Demanda Máxima**

Para el área Norte la importación de 190 MW en este escenario, representa un intercambio del 23.86% de la demanda.

En la siguiente tabla se presenta la generación en línea requerida en condiciones normales de flujo de carga en el área Norte para mantener ante la máxima importación de esta zona las tensiones en un valor mínimo de 0.95 p.u. y evitar en este caso la sobrecarga en condiciones normales del circuito a 138 kV San Felipe – Puerto Plata.

Unidad	Subárea	P (MW)	Q (MVAR)
CEPP 1	CANAB-PPLATA	12.48	7.73
CEPP 2	CANAB-PPLATA	36.00	16.10
CONTRA EMBALSE MONCION 1	NOROESTE	0.80	0.50
CONTRA EMBALSE MONCION 2	NOROESTE	0.16	0.10
EL SALTO	LA VEGA 69 kV	0.63	0.43
FALCONDO 1	PALA-CANAB	37.04	17.83
FALCONDO 2	PALA-CANAB	50.00	17.77
FALCONDO 3	PALA-CANAB	50.00	17.77
HATILLO	NORDESTE 69 kV	6.28	3.89
JIMENOA	LA VEGA 69 kV	5.00	3.10
LA VEGA GRUPO 1	LA VEGA 69 kV	34.20	21.20
LA VEGA GRUPO 2	LA VEGA 69 kV	34.20	21.20
MONCION 1	NOROESTE	21.54	13.35
MONCION 2	NOROESTE	21.54	13.35
PIMENTEL	NORDESTE	30.80	22.80
RINCON	LA VEGA 69 kV	8.96	5.55
RIO BLANCO 1	NORDESTE 69 kV	10.13	6.27
RIO BLANCO 2	NORDESTE 69 kV	10.13	6.27
SAN FELIPE TG	CANAB-PPLATA	65.00	31.63
SAN FELIPE VAPOR	CANAB-PPLATA	101.96	45.92
TAVERA 1	PALA-CANAB	36.00	32.40
TAVERA 2	PALA-CANAB	36.00	31.71
<b>Generación Total</b>		<b>608.84</b>	<b>336.86</b>

**Tabla 77 - Generación del Área Norte en Demanda Máxima**

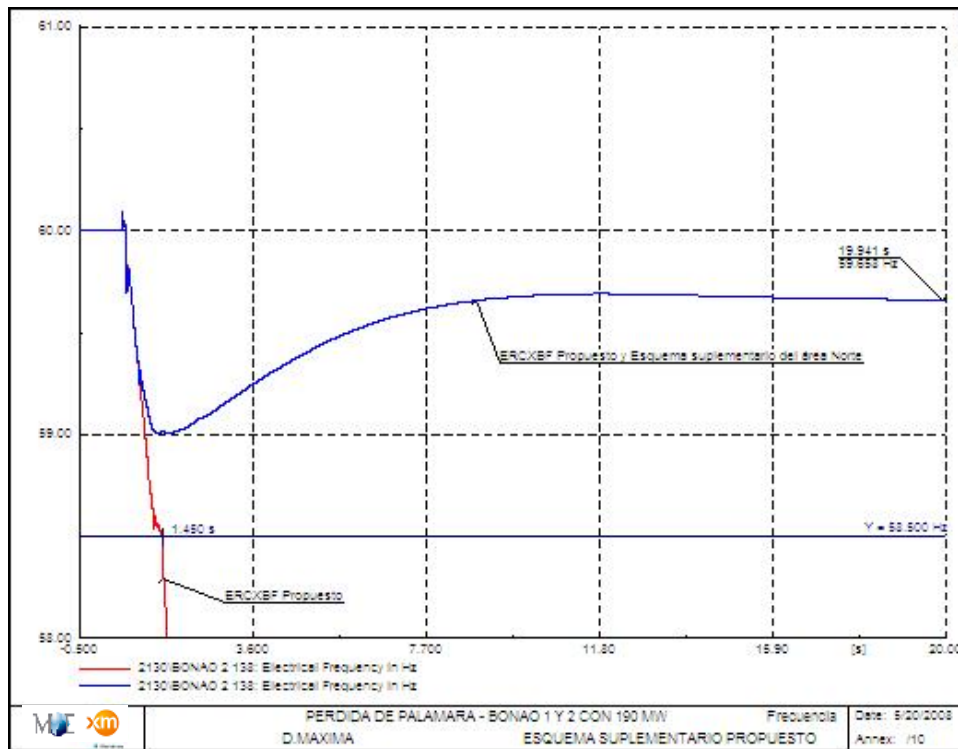
En este caso se tiene una reserva total para el área Norte de 41.2 MW, que corresponden al 5.16% de la demanda de esta zona. Se observa que aún con esta reserva y considerando el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia propuesto, no es posible soportar la contingencia de salida de los circuitos Palamara-Bonao con 190 MW, alcanzando a los 1.25 seg el umbral de 58.5 Hz para el cual se enganchan las protecciones por baja frecuencia de varias plantas de esta zona, ocasionando posteriormente colapso del área Norte.



Al considerar el esquema suplementario propuesto en la Tabla 75, se obtienen muy buenos resultados, ya que la frecuencia mínima en el área Norte es de 59 Hz y la recuperación de la frecuencia de este sistema a los 10 seg es de 59.67 Hz, como se observa a continuación en la Figura 97.

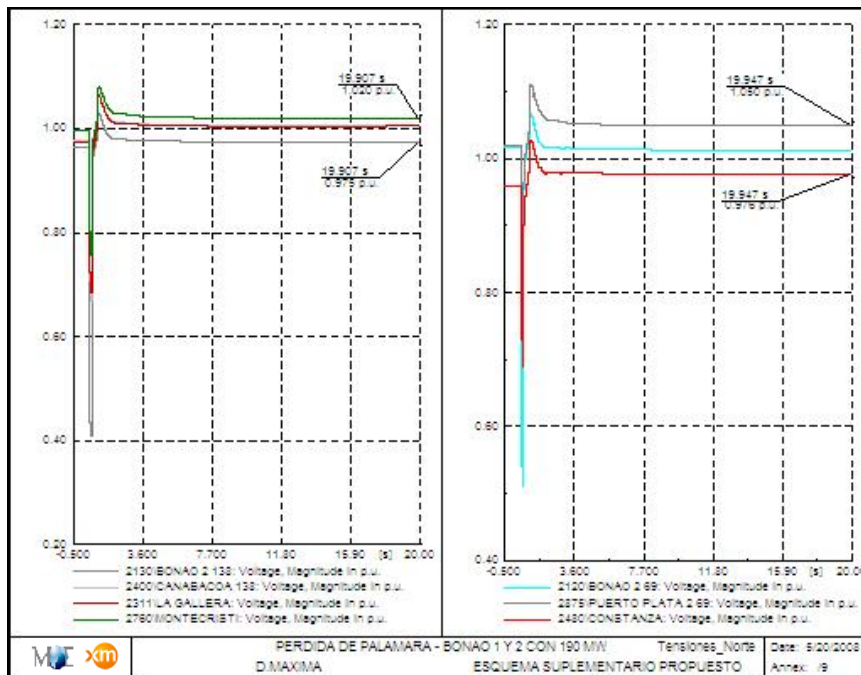
En la Figura 98 se presenta la evolución de las tensiones en el área Norte, observándose un comportamiento adecuado, con valores máximos de 1.087 p.u. a nivel de 69 kV.

Las unidades del sistema responden adecuadamente dentro de sus rangos declarados, como se presenta en detalle en el Anexo 4.



**Figura 97 –Evolución de la frec. Área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima-**





**Figura 98 –Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima**

La desconexión de carga presentada por actuación del esquema ERCXBF y del esquema suplementario para el área Norte es de 200.176 MW.

Para el resto del sistema, no se observan condiciones críticas, las tensiones permanecen dentro de los rangos normales de operación y la frecuencia evoluciona inicialmente a valores por encima de 60 Hz, alcanzando a disparar por sobrefrecuencia las unidades de Itabo 2 y AES Andrés TG, ocasionando nuevamente un descenso en la frecuencia del sistema hasta un valor mínimo de 59.175 Hz, activando completamente la primera etapa del EDAC, con una desconexión total de carga de 101.16 MW, recuperándose rápidamente, hasta estabilizarse alrededor de los 30 seg en una frecuencia de 60.69 Hz, como se observa en las próximas dos Figuras.

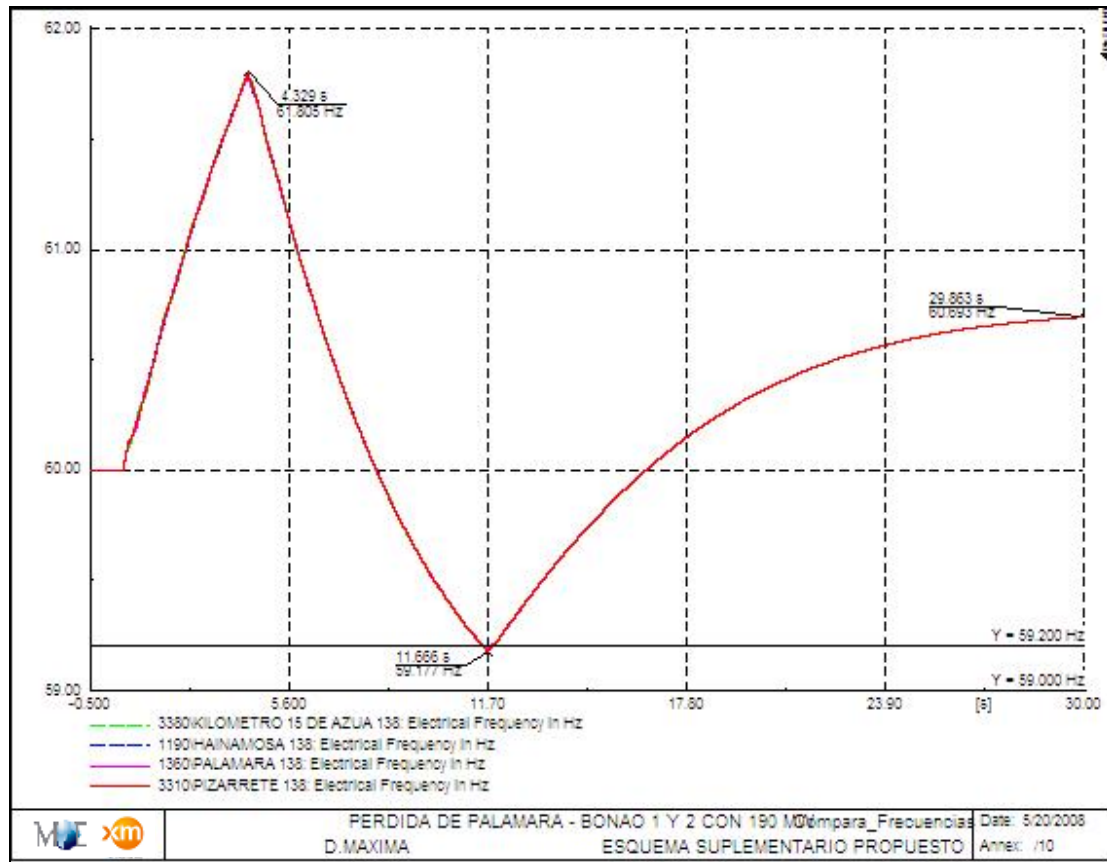


Figura 99 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima-

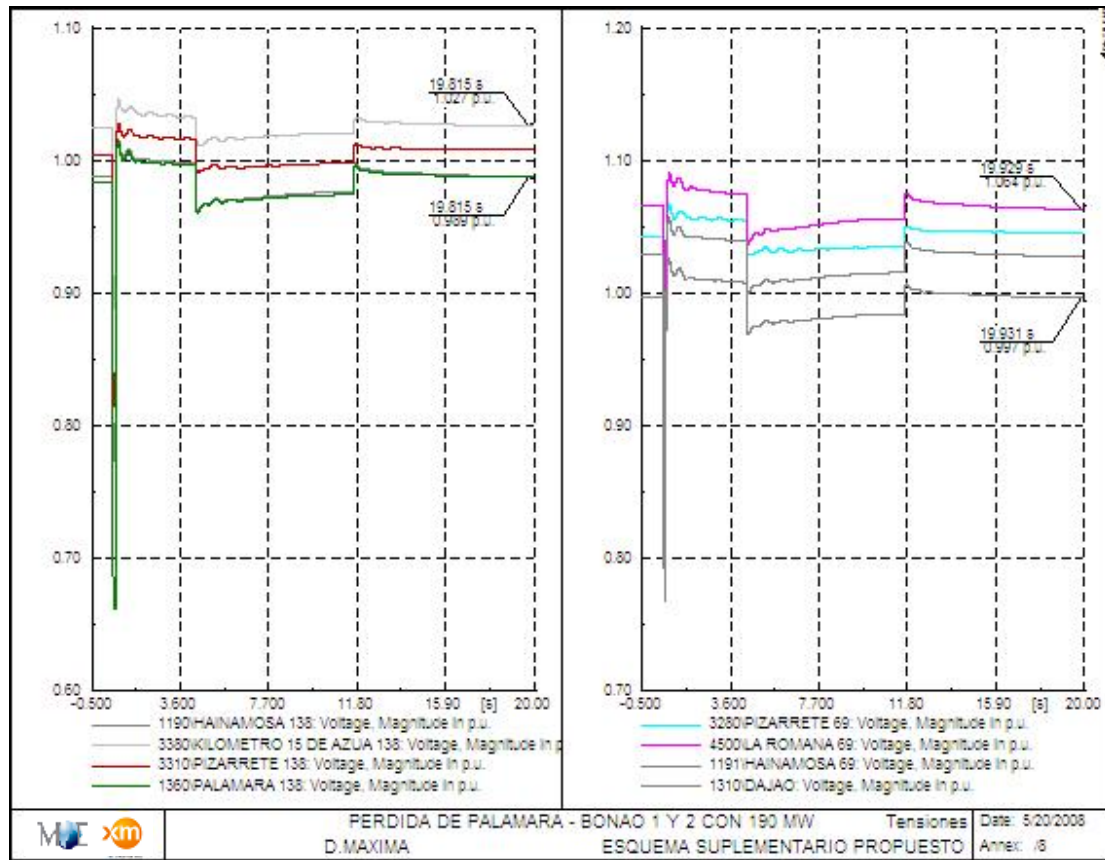


Figura 100 – Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 190 MW-D.Máxima-

### **Demanda Mínima**

En demanda mínima, la importación de 167 MW del área Norte representa un intercambio del 36.24% de la demanda.

Al considerar la generación mínima técnica de las unidades del área Norte (Tablas A41 y A42 del Anexo 4), requeridas por control de tensiones en condiciones normales, se alcanza como máximo una importación del área de 167 MW, adicionalmente se requiere la conexión de todas las compensaciones del área.

Unidad	Subárea	P (MW)	Q (MVAR)
FALCONDO 1	PALA-CANAB	28.23	20.89
FALCONDO 2	PALA-CANAB	60.00	20.76
FALCONDO 3	PALA-CANAB	60.00	20.76
HATILLO	NORDESTE 69 kV	4.00	2.48
LA VEGA GRUPO 1	LA VEGA 69 kV	28.00	17.35
LA VEGA GRUPO 2	LA VEGA 69 kV	28.00	17.35
PIMENTEL	NORDESTE	15.75	17.10
SAN FELIPE TG	CANAB-PPLATA	50.00	40.67
SAN FELIPE VAPOR	CANAB-PPLATA	82.00	41.94
<b>Generación Total</b>		<b>355.98</b>	<b>199.30</b>

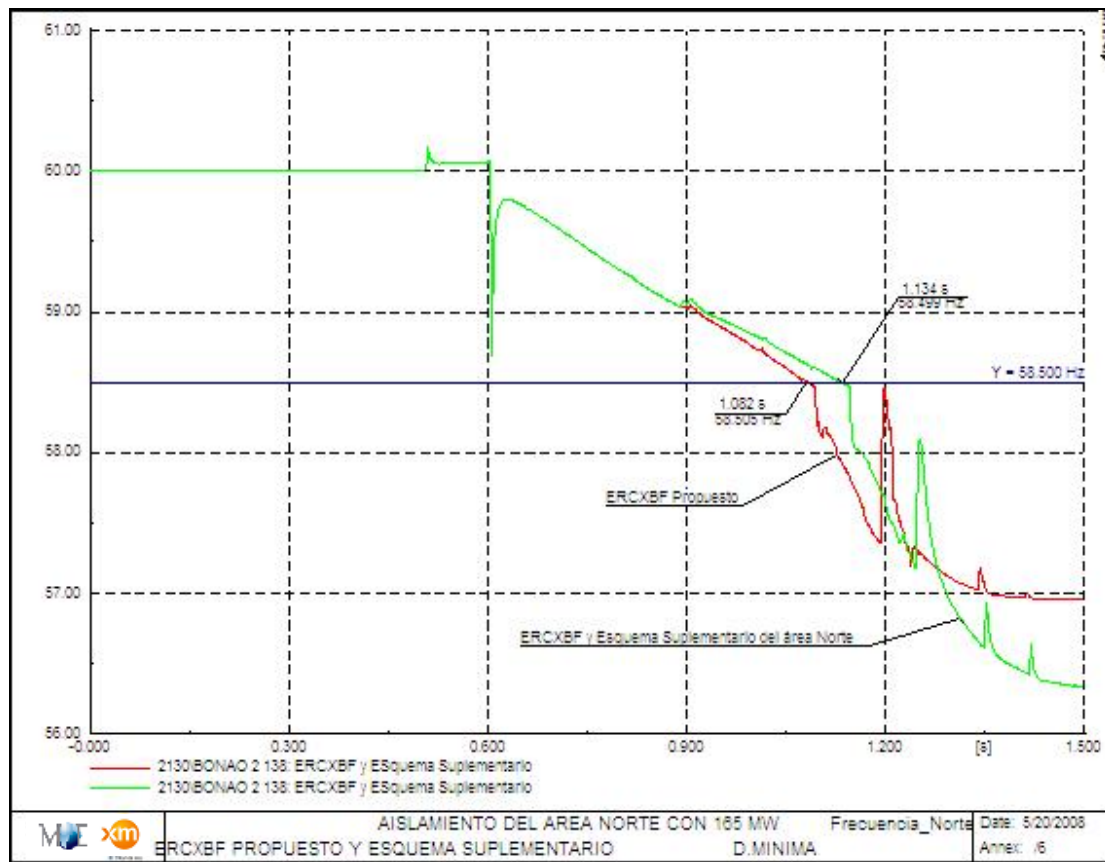
*Tabla 78 - Generación del Área Norte en Demanda Mínima*

En este caso se tiene una reserva total de regulación primaria para el área Norte de 51 MW, que corresponden al 9.73% de la demanda de esta zona, que para este caso sólo sería aplicable a las unidades de San Felipe y Hatillo.

Se observa que aún con esta reserva y considerando el esquema ERCXBF propuesto, no es posible soportar la contingencia de salida de los circuitos Palamara - Bonaó con 190 MW, alcanzando a los 1.08 seg el umbral de 58.5 Hz para el cual se enganchan las protecciones por baja frecuencia de la planta de San Felipe en esta zona, ocasionando posteriormente colapso del área Norte.

Al considerar el esquema suplementario propuesto en la Tabla 75, se presenta igualmente colapso, ya que aún con el esquema suplementario propuesto no es posible detener rápidamente la pendiente de caída de frecuencia que es mucho mayor que en los casos anteriores de demanda media y máxima. Sin embargo, el tratar de ajustar un esquema suplementario en este escenario, implicaría problemas de sobrefrecuencia y altas tensiones.

En la Figura 101 se presenta la respuesta del sistema en demanda mínima ante la condición de importación de 167 MW para el área Norte con el esquema ERCXBF propuesto y el esquema suplementario adicional para el área Norte definido anteriormente.



**Figura 101 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 167 MW-D.Mínima-**

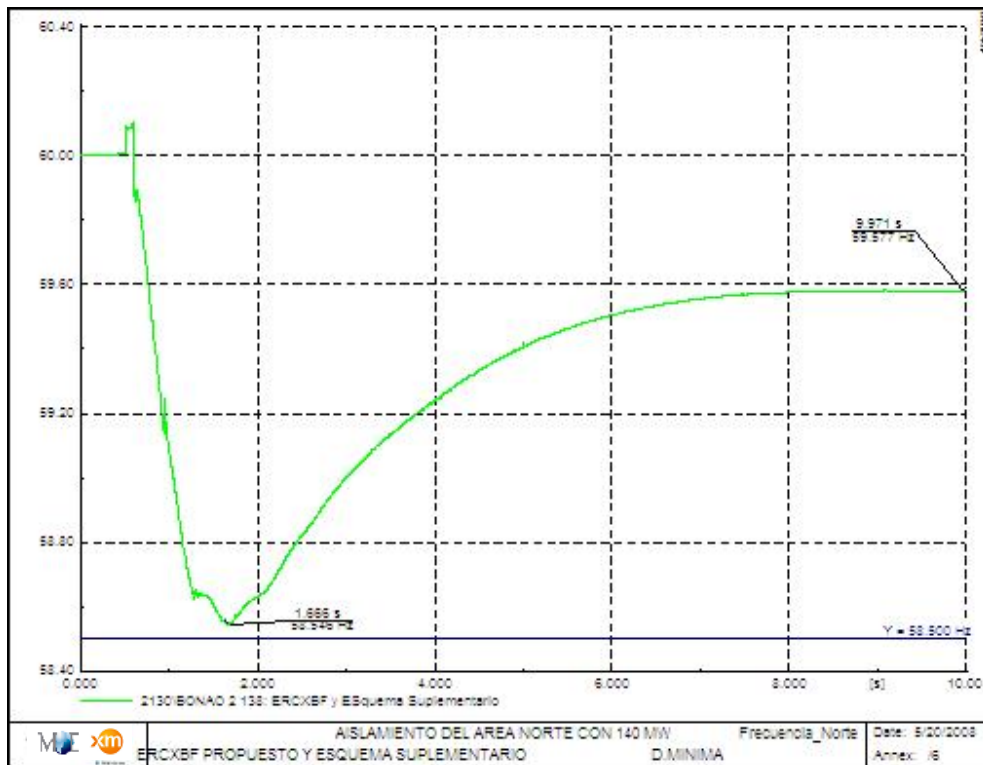
Luego de varias iteraciones se encontró que la máxima transferencia del área Norte que soporta aislamiento, manteniendo las unidades de generación presentadas en la Tabla 77, modificando sólo el despacho asociado a la planta de San Felipe, sería de 140 MW, que corresponde a una importación del 26.7% de la demanda del área Norte. En las Figuras 102 y 103 se presenta la respuesta en frecuencia y tensión ante el aislamiento del área Norte con esta transferencia, presentando respuestas adecuadas tanto en la evolución de la frecuencia como de la tensión en el área Norte. Adicionalmente, las unidades del sistema responden adecuadamente, como se presenta en detalle en el Anexo 4.

La desconexión total de carga del área es de 146.32 MW, la cual incluye la participación completa del esquema suplementario propuesto y la desconexión de carga de algunas cargas asociadas al ERCBF propuesto.

Para el resto del sistema y al igual que en los casos anteriores, se presenta inicialmente sobrefrecuencia, con valores máximos 61.82 Hz, ocasionando disparo por sobrefrecuencia de las unidades de AES Andrés TG e Itabo 2, que obligan al descenso de la frecuencia hasta un

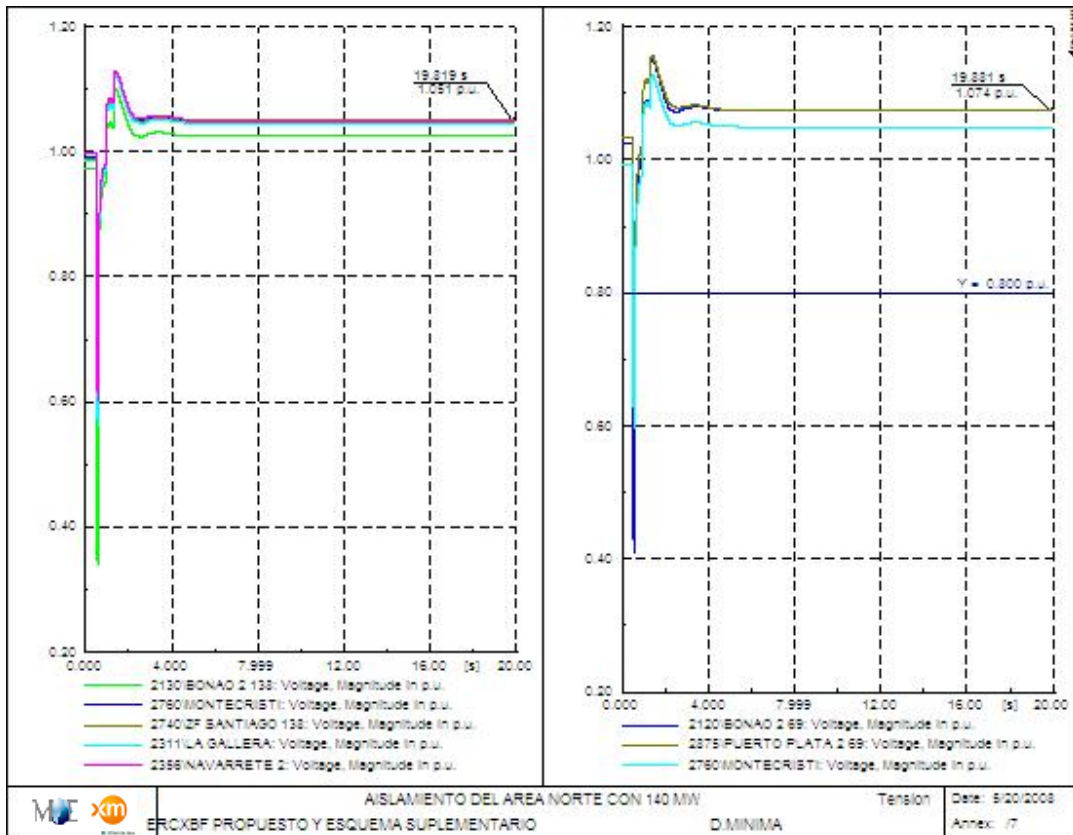
valor mínimo de 58.892 Hz, activando completamente las cargas asociadas a las tres primeras etapas del ERCBF propuesto (excepto las del área Norte), con una desconexión total de carga 151.29 MW recuperándose posteriormente en forma adecuada, como se observa en la Figura 104.

Desde el punto de vista de la tensión no se observan problemas, manteniéndose dentro de los rangos normales de operación, como se observa en la Figura 105.

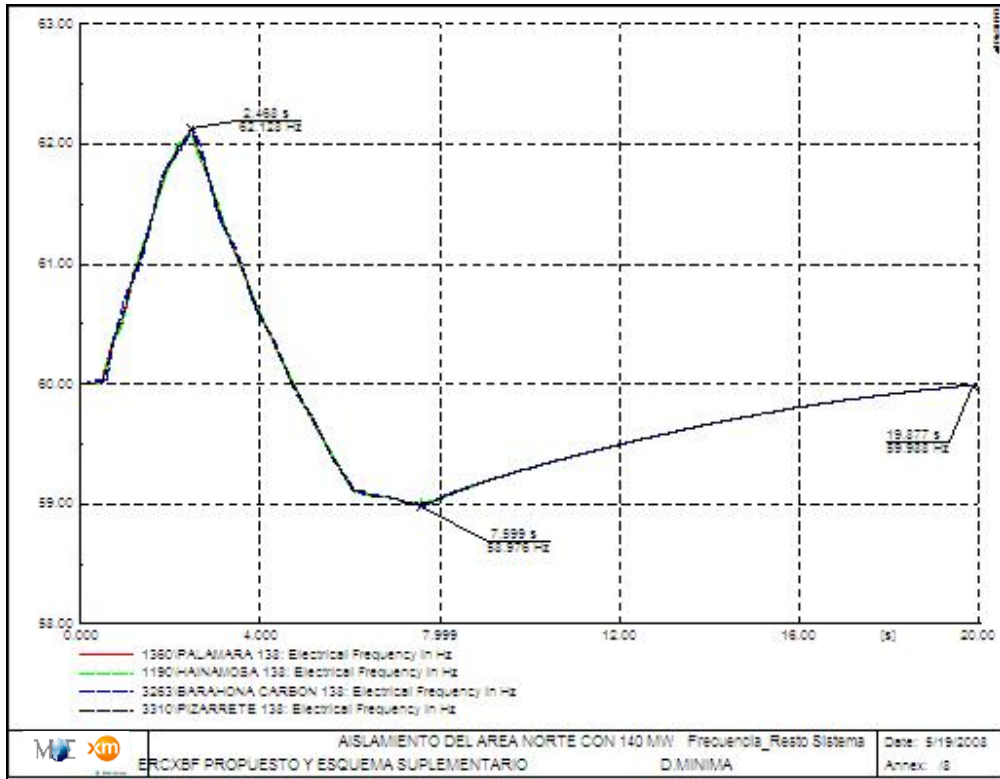


**Figura 102 –Evolución de la frecuencia en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-  
D.Mínima-**





**Figura 103 –Evolución de la tensión en el área Norte ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima-**



**Figura 104 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima-**



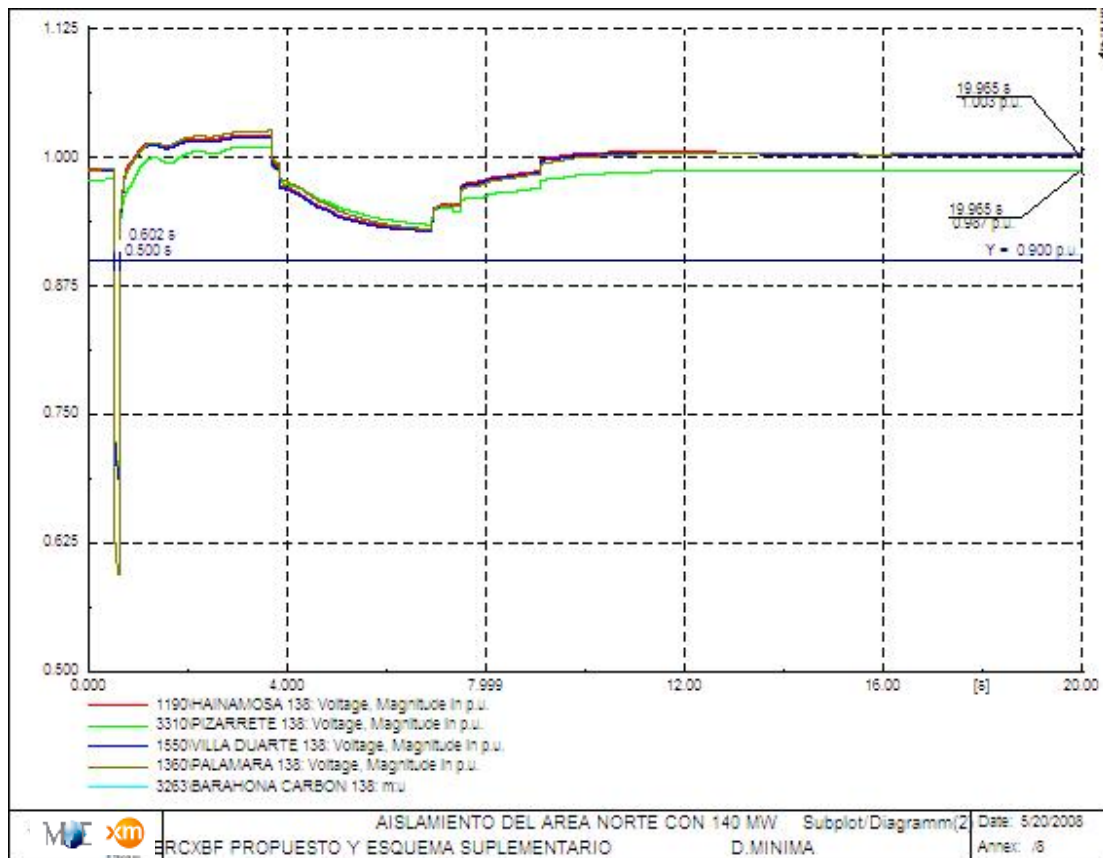


Figura 105 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara-Bonao con 140 MW-D.Mínima-

## 4.5. ÁREA ESTE

### 4.5.1. RESUMEN

Con la finalidad de determinar las reservas de contingencia para el área este, se analizó la salida de las líneas Palamara – Hainamosa circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia considerando los valores de Demanda Máxima, Media y Mínima.

Considerando la reserva operativa del 3% y el valor de transferencia de 190 MW por las citadas líneas, no fue posible mantener niveles de tensión dentro los límites tolerables (arriba de 0.95 pu), por lo que también fue necesario adicionar generación de seguridad respetando el despacho por orden de méritos.

El evento analizado para Demanda Máxima y condiciones actuales no ocasionó aislamientos del área este. Sin embargo, en el caso específico de una alta generación en el área este, las consecuencias fueron el aislamiento de dicha área del sistema.

Utilizando es esquema suplementario de corte de carga en el Área Norte (ERCXBF-N), el área este logró su estabilidad pero con valores de tensión muy bajos, por lo que, con la finalidad de garantizar niveles de tensión apropiados en el área, se recomendó un esquema suplementario de corte de carga por baja tensión en 3 circuitos de 69 kV del área noreste.

Por otra parte, en el resto del sistema se presentan valores de frecuencia elevados y con la finalidad de permitir que al menos la generación de AES Andrés se mantenga en línea (por su capacidad de aporte de potencia activa y soporte reactivo), se propone implementar un esquema adicional de Rechazo de Generación con gradiente de frecuencia y modificar los ajustes de disparo por sobrefrecuencia de AES Andrés a 62 Hz por 2 segundos.

Con el esquema ERCXBF-N, el esquema adicional de tensión y el esquema adicional de rechazo de generación para AES Andrés, el área este no se aísla del resto del sistema y se consigue que el sistema se mantenga integrado sin que las incursiones de la frecuencia lleguen a los valores mínimos y máximos establecidos y manteniendo las tensiones en los niveles de  $\pm 5\%$  (Artículo 149 del Reglamento y Manual de Operaciones del OC).

En el caso de Demanda Media, es necesario realizar ajustes adicionales:

- ◆ Ajuste de sobrefrecuencia de las unidades de AES Andrés, tanto las unidades de gas como de vapor para que soporten (si el catálogo del fabricante indica como posible) a valores de 62 Hz por 3.6 segundos y de 63 por Hz por 1.8 segundos.
- ◆ Esquema de desconexión por sobretensiones en 2 circuitos.

En el caso de Demanda Mínima, a pesar de los esquemas suplementarios propuestos, la única solución alternativa fue limitar el flujo de transferencia de las citadas líneas al valor de 135 MW. Con este valor, se mantiene la integridad del sistema y los valores de frecuencia y tensión dentro los límites apropiados.

#### **4.5.2. ANÁLISIS**

A diferencia del caso anterior, la contingencia de los circuitos a 138 kV Hainamosa hacia Palamara que para las condiciones actuales corresponde a los circuitos Palamara - Hainamosa y Hainamosa - Villa Mella, no ocasionan directamente aislamiento del Área Este del resto del sistema, ya que la red actual cuenta con suficiente mallado a nivel de 138 kV asociada a la subestación Hainamosa.

Los elementos de transmisión a 138 kV que conectan esta subestación con el resto del sistema son:

- Circuitos 1 y 2 Hainamosa - Villa Duarte
- Circuitos 1 y 2 Hainamosa - Los Mina
- Circuito Hainamosa - Villa Mella

- Circuito Hainamosa - Palamara
- Circuitos 1 y 2 Hainamosa- AES Andrés Interconexión
- Circuitos 1 y 2 Hainamosa – Juan Dolio
- Transformador Hainamosa de 140 MVA 138/69/10 kV
- Circuito Hainamosa – Boca Chica

Sin embargo, ante condiciones de alta generación en el área Este, para las cuales se obtiene alta exportación por los circuitos Hainamosa - Villa Mella y Hainamosa – Palamara, la pérdida de éstos enlaces obliga a una redistribución de los flujos de potencia para evacuar la alta generación de esta zona que ocasiona en todos los escenarios analizados disparo del circuito a 138 kV Timbeque – Cesar Nicolás Pensón por sobrecarga, ya que supera la máxima capacidad de sobrecarga que es del orden del 10% (reporte del OC).

Con la salida del circuito Timbeque – Cesar Nicolás Pensón se pierde la conexión a nivel de 138 kV entre el área Este y el resto del sistema, ocasionando la separación de estas áreas eléctricas.

Por lo anterior, en todos los casos analizados se considera el aislamiento del área este ante falla trifásica en el circuito 1 Palamara - Hainamosa 138 kV a los 500 ms, con despeje de la falla a los 600 ms y apertura de los circuitos Hainamosa - Villa Mella y Hainamosa – Palamara, con posterior disparo del circuito Timbeque – Cesar Nicolás Pensón, para este último se considera disparo a los 400 ms de encontrar condiciones de sobrecarga por encima del 10%.

En todos los casos de estudio, se analiza inicialmente la respuesta del sistema con el ERCXBF propuesto y posteriormente considerando tanto el ERCXBF propuesto como el Esquema Suplementario diseñado para el área Norte ante aislamiento.

Desde el punto de vista de regulación primaria de frecuencia, aparte de las unidades del área Norte presentadas en la Tabla 72, el sistema cuenta con las siguientes plantas que pueden ejercer regulación primaria de frecuencia, según la información suministrada en la base de datos por el OC.

Unidad	Subárea	Estatismo (%)
BARAHONA TG	BARAHONA 69 kV	4
SAN PEDRO TG	BOCA CHICA 69 kV	4
HIGUAMO 2	ESTE	4
HIGUAMO 1	ESTE	4
LOS MINA V GComp	HAINAMOSA	3
LOS MINA VI GComp	HAINAMOSA	3
AGUACATE 1	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
AGUACATE 2	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
JIGUEY 1	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
JIGUEY 2	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
VALDESIA 1	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
VALDESIA 2	PALA-CRUCE SJ	2.96 (*)
ITABO A TG	PALA-ITABO	4
ITABO B TG	PALA-ITABO	4
ITABO C TG	PALA-ITABO	4
DOMINGO RODRIGUEZ 1	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
DOMINGO RODRIGUEZ 2	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
LOS ANONES	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
LOS TOROS 1	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
LOS TOROS 2	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
NIZAO NAJAYO	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
SABANA YEGUA	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)
SABANETA	PIZA-SJ 69 kV	2.96 (*)

(\*): Estos valores corresponden a los ajustes acordados para modelos típicos de plantas hidráulicas (ver capítulo de Sintonía de la base de datos).

**Tabla 50. Unidades que prestan el servicio de Regulación Primaria (Exceptuando el área Norte)**

Como se observa en la Tabla 50, se cuenta en su mayoría con las unidades hidráulicas, considerando modelos típicos acordados.

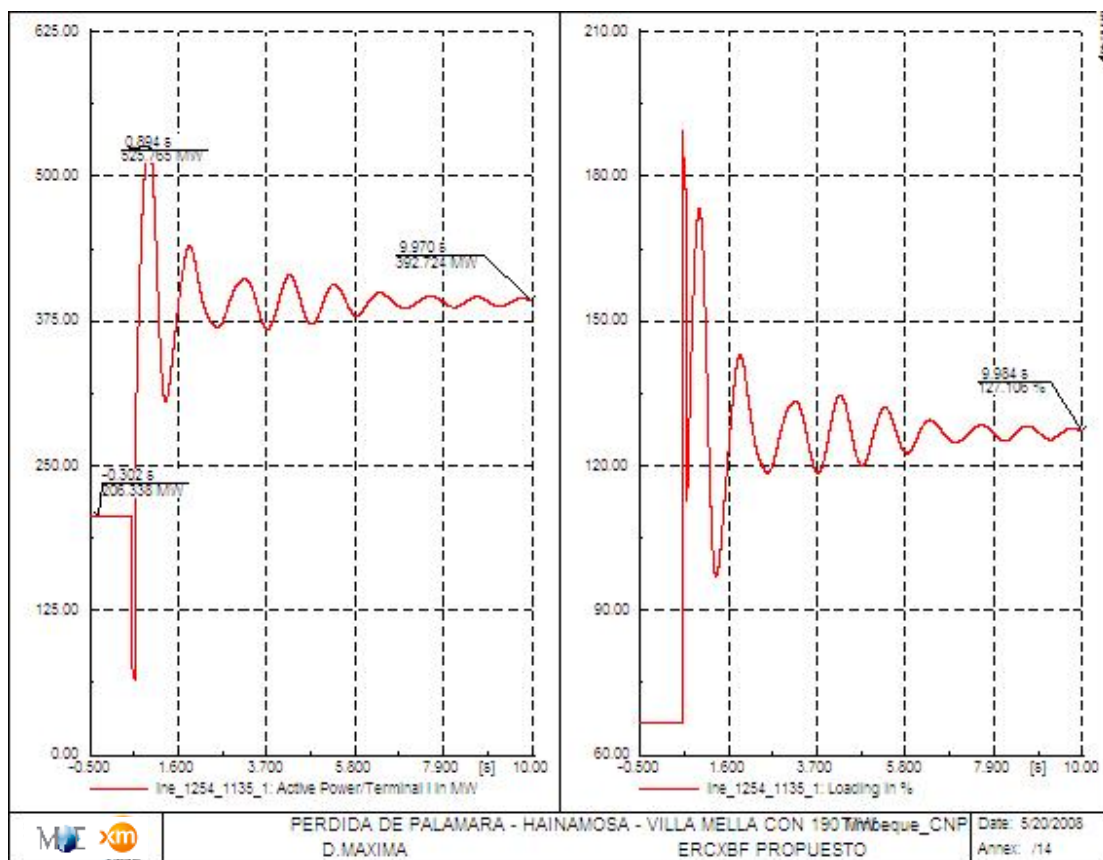
Para las unidades térmicas y considerando el despacho del sistema de República Dominicana por orden de mérito, sólo se podría contar con las unidades de Los Mina V y VI al interior del país ya que las demás unidades son muy costosas y para las condiciones actuales de operación sería ineficiente su despacho.

**Demanda Máxima**

En demanda máxima, para obtener una transferencia desde Hainamosa hacia Palamara de 190 MW, se requirió disponer de la máxima generación de los siguientes recursos del área Este: AES Andrés, Sultana del Este y CESPM.

En el Anexo 4 se presenta el despacho considerado para este caso, en el cual se tiene una reserva total entre las unidades que pueden prestar efectivamente el servicio de regulación primaria del 2.95% de la demanda total del sistema.

Se observa que ante la contingencia de pérdida de los circuitos Hainamosa -Palamara y Hainamosa - Villa Mella, se presenta sobrecarga del circuito a 138 kV Timbeque – Cesar Nicolás Pensón del 27%, pasando de una carga inicial en condiciones normales de flujo de cargas de 206.3 MW a 392.3 MW, como se observa en la Figura siguiente.



**Figura 106 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 190 MW-D.Máxima-**

Ante aislamiento de la zona este del resto del sistema, se observa que el sistema central soporta esta contingencia con el esquema ERCXBF propuesto, presentando una evolución adecuada de las tensiones del sistema y las máquinas dentro de sus rangos establecidos (ver anexo 4). Se presenta una frecuencia mínima de 58.71 Hz y sobrefrecuencia máxima de 61.5 Hz, ocasionando disparo de la generación de San Felipe, estabilizándose posteriormente alrededor de los 59.2 Hz.

En este caso se presenta activación parcial de las etapas por  $df/dt$  con desconexión inicial de los circuitos a 69 kV Pizarrete - Santo Domingo, Inca - Bonaio, Palamara - Hainamosa y Palamara - Bonaio, y de algunas cargas por  $df/dt$  asociadas a las etapas 5ª y 6ª (10 cargas en total), posteriormente se presenta activación completa de la primera etapa y parcialmente de las etapas 2ª y 3ª. La desconexión total de carga fue de 494.68 MW, que corresponde al 22.85% de la demanda total del sistema.

Al considerar el esquema suplementario propuesto para el área Norte ante aislamiento (ver Tabla 47) que actúa para pendientes de caída de frecuencia de -2 Hz/seg, se observa una respuesta más rápida para controlar la pendiente de caída de la frecuencia, obteniendo una frecuencia mínima de 58.93 Hz y una recuperación más rápida que en el caso anterior, ocasionando igualmente pérdida de generación por sobrefrecuencia, con el disparo de la generación de San Felipe, que hace caer nuevamente la frecuencia, sin embargo se observa que se estabiliza alrededor de los 59.4 Hz.

En este caso se tienen la participación del ERCXBF y del esquema suplementario diseñado para el área Norte ante condición de aislamiento, con una desconexión total de carga de 502.28 MW. Se presenta participación total del Esquema Suplementario del área Norte y del ERCXBF participan las cargas y circuitos por  $df/dt$  presentados en el caso anterior y activación total de la 1ª etapa y 2 cargas adicionales asociadas a la 2ª etapa.

En la Figura 107 se presenta la comparación de la evolución de la frecuencia para los casos analizados, donde se observa que los resultados obtenidos son muy similares en cuanto a la evolución de frecuencia, así mismo, la desconexión de carga en ambos casos es similar.

Desde el punto de vista de la evolución de la tensión, en caso de implementar el esquema propuesto para el área Norte, se requiere para un adecuado control de tensiones en la zona Nordeste implementar un esquema de desconexión de carga por baja tensión a nivel de 69 kV. Se propone el siguiente esquema:

Etapa	Subestación	Ajustes
1	Cotui	$V= 0.85$ p.u. y $t = 250$ ms
2	El Abanico	$V= 0.89$ p.u. y $t = 500$ ms
3	Pimentel	$V= 0.9$ p.u. y $t = 1$ s

**Tabla 51. Esquema de desconexión de carga por baja tensión**

En la Figura 108 se presenta la respuesta del sistema en tensiones, considerando la implementación del esquema propuesto por baja tensión

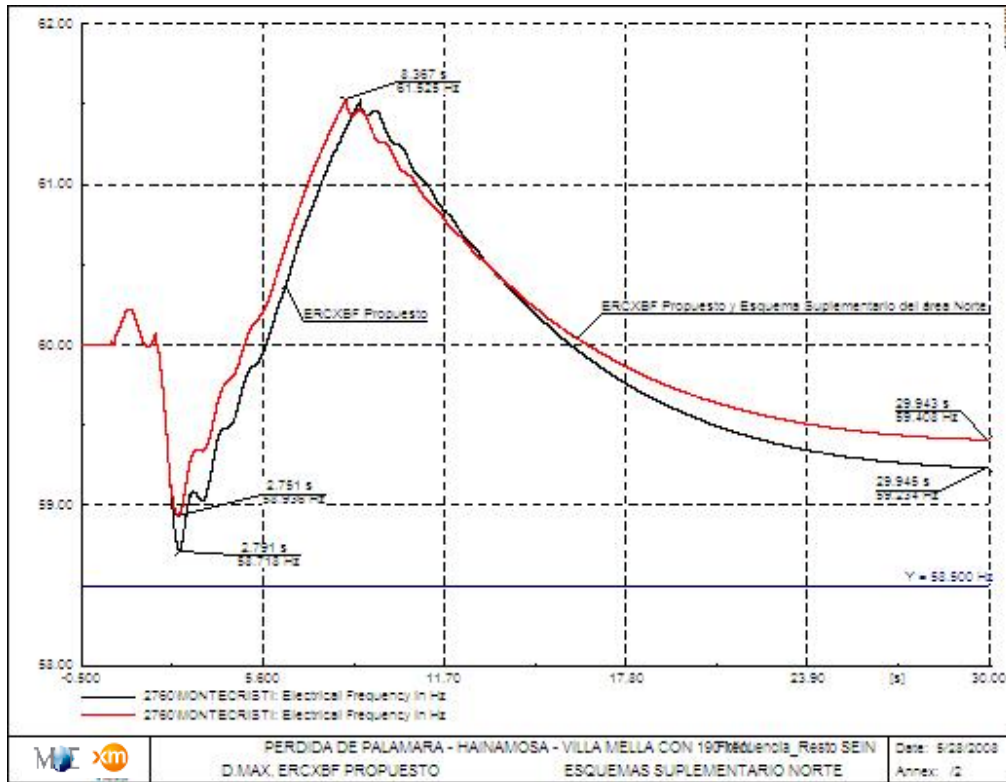
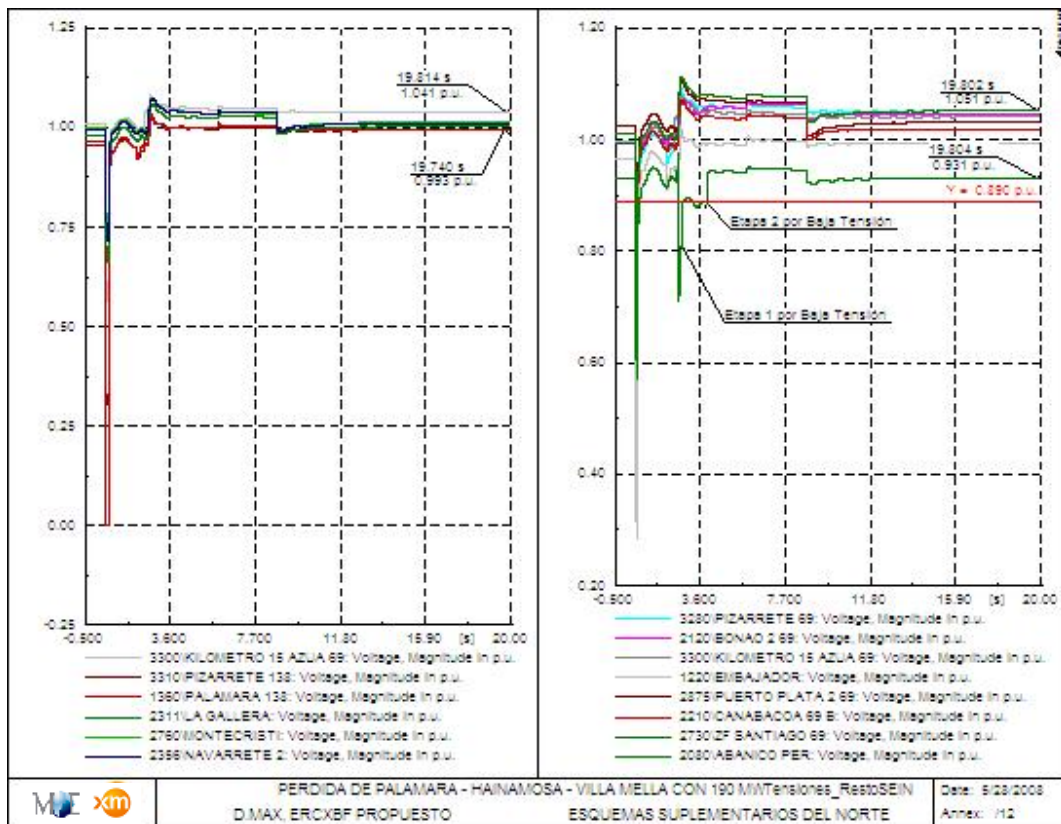


Figura 107 –Evolución de la frecuencia ante aislamiento del área Este con 190 MW-D.Máxima-





**Figura 108 –Evolución de la tensión ante aislamiento del área Este con 190 M, Esquemas suplementarios del área Norte, -D.Máxima-**

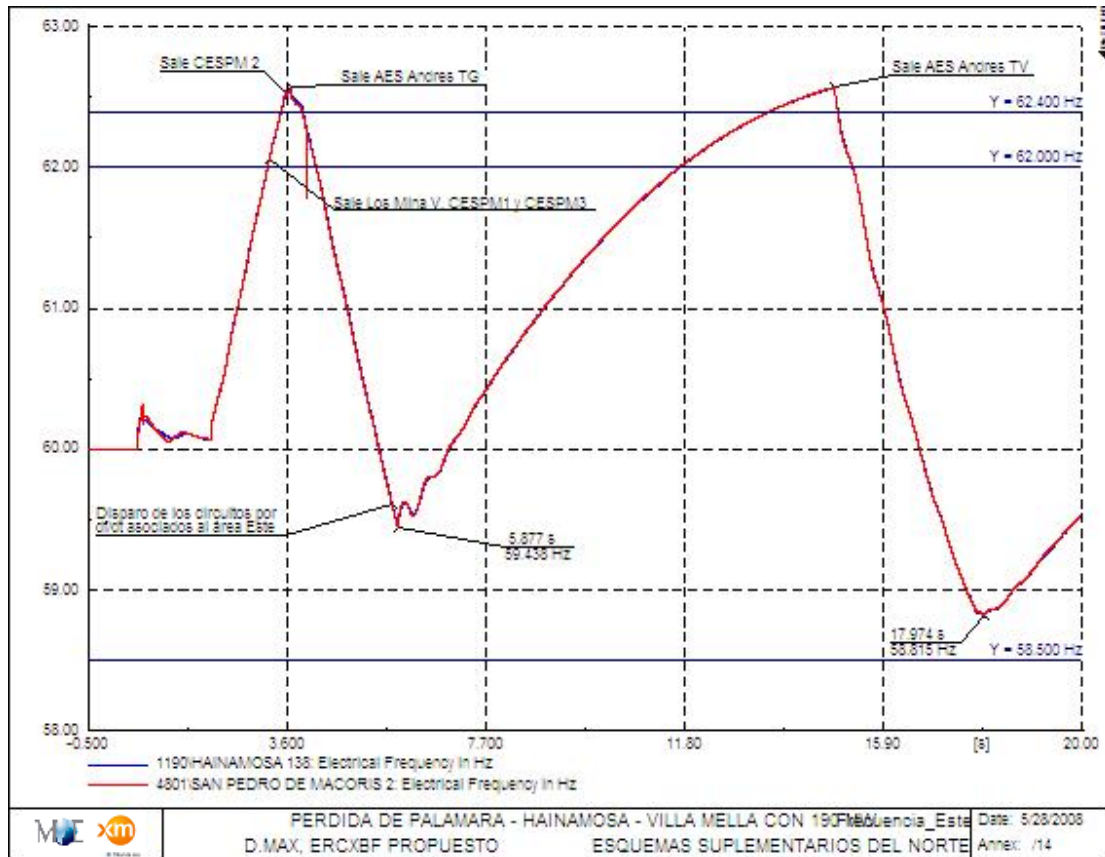
Para la zona este, ante aislamiento, se tiene un exceso de generación que implica una sobrefrecuencia de esta red, presentando alta inestabilidad en la respuesta de frecuencia del sistema, dados los ajustes actuales por sobrefrecuencia.

Inicialmente, ante el aislamiento del área este, que alcanza un valor máximo de 62.55 Hz, se tiene la pérdida de la generación de Los Mina V, CESPM 1, 2 y 3 y AES Andrés TG por sobrefrecuencia.

Ante este desbalance de generación, se presenta un descenso rápido de la frecuencia del sistema, ocasionando el disparo de los circuitos y cargas del ERCXBF por  $df/dt$  (etapas 5ª, 6ª y 7ª), con lo cual, se frena la frecuencia del sistema, obteniendo un valor mínimo de 59.4 Hz. Esta desconexión de carga implica nuevamente alta frecuencia, aunque en este caso con menor pendiente, que ocasiona el disparo por sobrefrecuencia de la unidad de AES Andrés TV y de nuevo baja frecuencia, presentando disparo de las cargas asociadas esquema ERCXBF por umbral de frecuencia de esta zona, recuperándose a valores del orden de 59.5 Hz a los 30 seg.

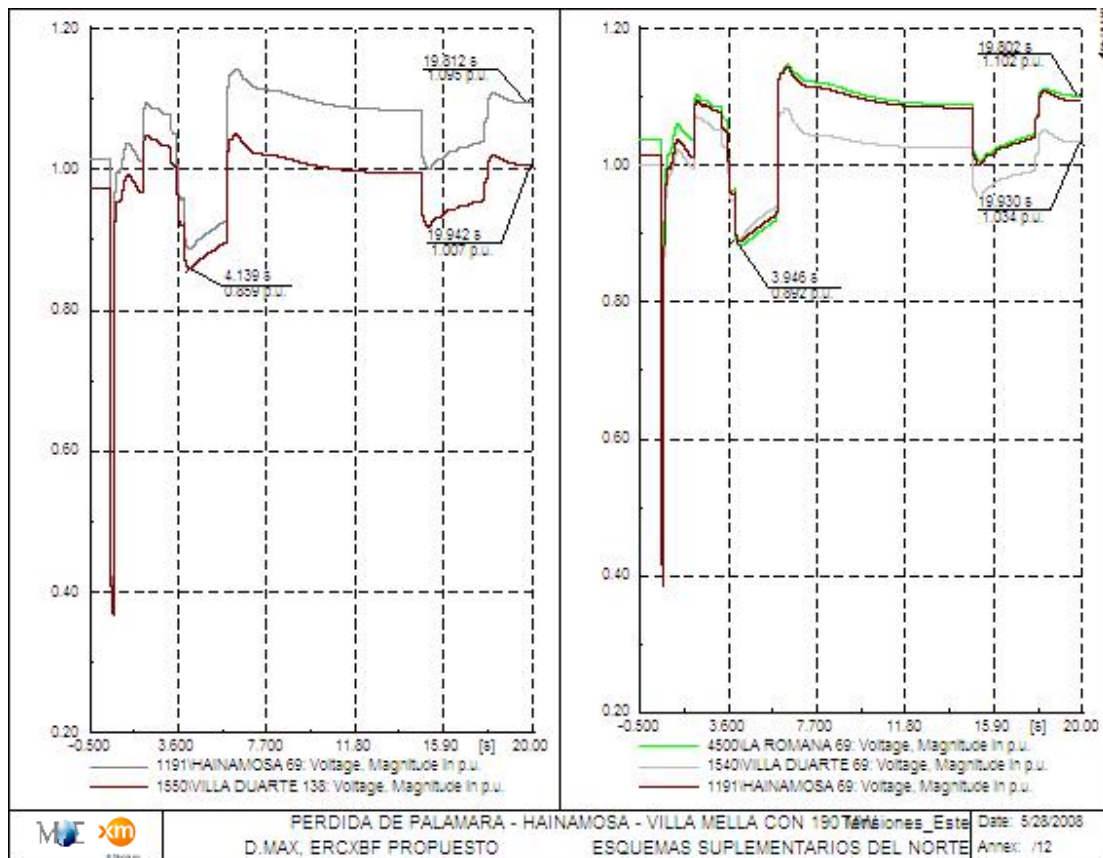


En la Figura siguiente se presenta la evolución de la frecuencia durante 30 seg.



**Figura 109 –Evolución de la frecuencia en el área Este ante aislamiento -D.Máxima-**

Desde el punto de vista de la evolución de la tensión en esta zona, se observa igualmente inestabilidad, con valores extremos por fuera del rango durante los primeros 10 seg, sin una tendencia clara de estabilidad del sistema, como se observa a continuación en la Figura 110.



**Figura 110 –Evolución de la frecuencia en el área Este ante aislamiento -D.Máxima-**

Dadas las características de respuesta del área este, se propone analizar la posibilidad de implementación de un esquema de rechazo de generación (RAG) ante condiciones de disparo de los circuitos Hainamosa - Palamara y Hainamosa - Villa Mella y pendiente de evolución de la frecuencia, que permita mantener en línea por lo menos la planta de AES Andrés, dada su capacidad de generación tanto de potencia activa como reactiva para dar soporte a esta zona.

El cálculo de la pendiente de la tasa de variación de la frecuencia de la zona este una vez se da el aislamiento del resto del SENI, es en promedio de 1.66 Hz/seg durante los 1.3 segundos previos al disparo de la unidad.

Se propone implementar el RAG para la planta de AES Andrés mediante el control conjunto de la planta que permita regular la carga de la planta hasta su mínimo técnico.

En este caso, con máximo despacho de la planta y dado que el mínimo técnico de esta generación es de 150 MW, se presentaría un rechazo de generación de 150 MW.

En la Figura 111 se presenta la respuesta de la zona este con la implementación del esquema del RAG en AES Andrés con la siguiente lógica:

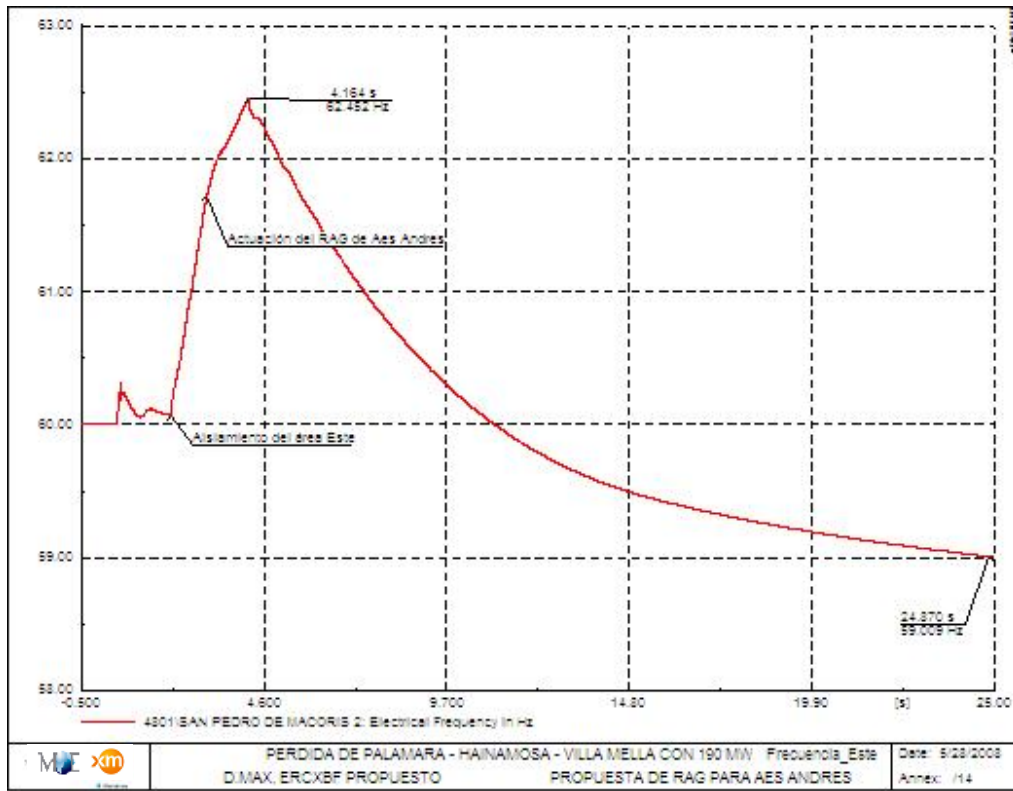
- Corriente: 0 Amp en Hainamosa Circuitos a Villa Mella y a Palamara
- $df/dt = 1.6 \text{ Hz/seg}$   $t = 1 \text{ seg}$ . Estos ajustes son válidos para demanda máxima, para los demás escenarios se verificará si este ajuste es adecuado.

Se observa que con el RAG propuesto e inhibiendo los ajustes actuales de la planta AES Andrés por sobrefrecuencia, se toman acciones de disminución de la generación, sin embargo, se requiere al igual que en el caso anterior, la desconexión de la generación de Los Mina V y CESP 1 y 3. En este caso la unidad CESP 2 no presentaría disparo por sobrefrecuencia y los valores máximos de frecuencia obtenidos son ligeramente inferiores al caso anterior (valor máximo de 62.45 Hz).

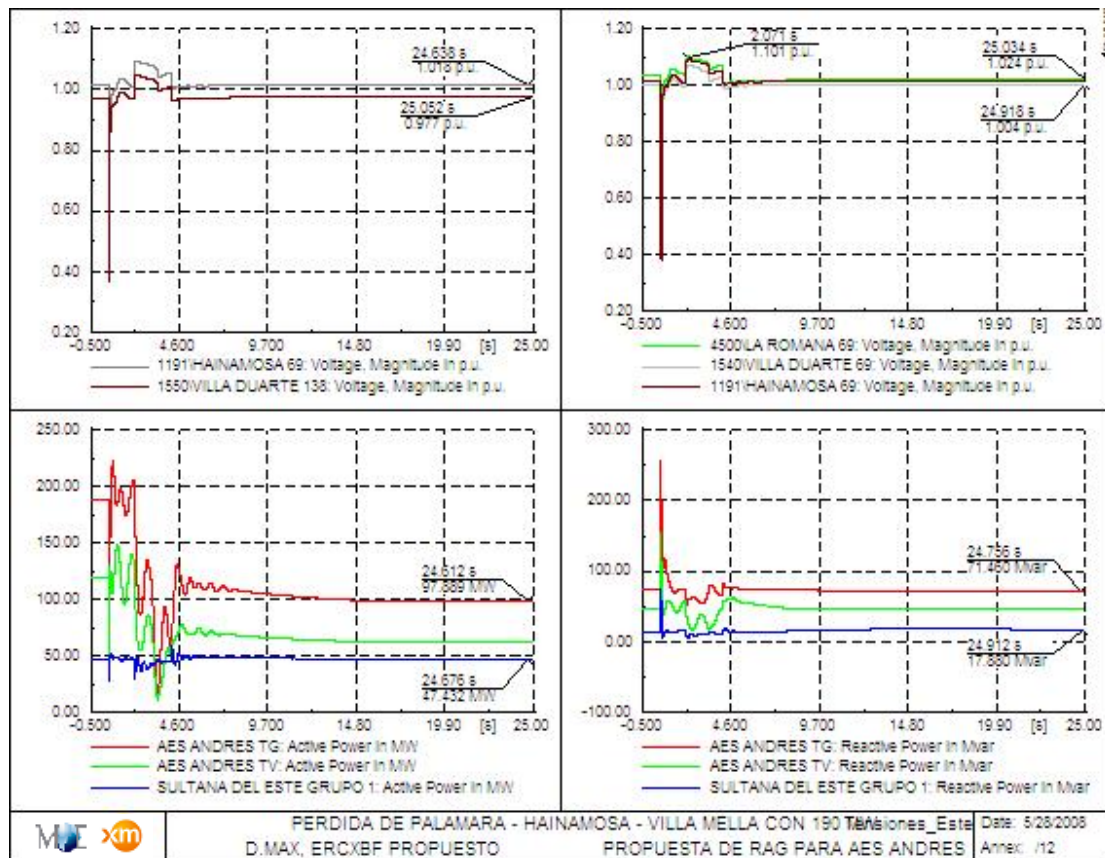
Se observa que al mantener en línea esta generación, es posible estabilizar el sistema y no se requiere desconexión de carga en el área Este.

En este caso, y para evitar disparo por sobrefrecuencia de la planta AES Andrés TG se requeriría modificar adicionalmente el ajuste de la unidad AES Andrés TG por sobrefrecuencia en 62 Hz, con un tiempo mínimo de 2 seg.

En la Figura 112 se observa el comportamiento de las tensiones y de la generación del área, con una evolución completamente normal de todas las variables.



**Figura 111 –Evolución de la frecuencia en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés - D.Máxima-**



**Figura 112 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Máxima-**

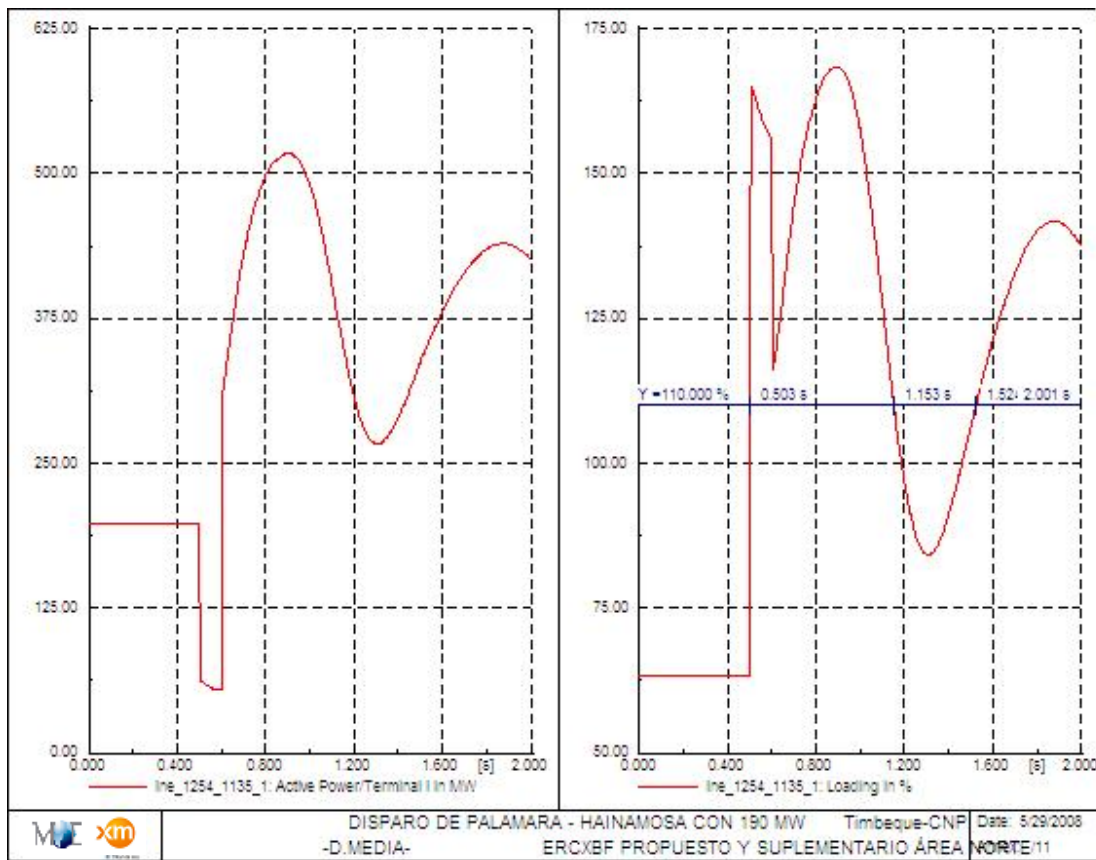
### **Demanda Media**

En condiciones normales de flujo de carga para obtener una transferencia desde Hainamosa hacia Palamara de 190 MW, se consideró la máxima generación de las plantas AES Andrés, Sultana del Este y CESP.M.

En el Anexo 4 se presenta el despacho considerado para este caso, en el cual se tiene una reserva total entre las unidades que pueden prestar efectivamente el servicio de regulación primaria del 5.18% de la demanda total del sistema.

Ante la contingencia de disparo ante falla de los circuitos a 138 kV Hainamosa -Villa Mella y Hainamosa - Palamara con 190 MW se presenta sobrecarga del circuito CNP-Timbeque, superando el valor máximo de sobrecarga declarado a los 500 ms, como se observa a continuación en la próxima Figura:

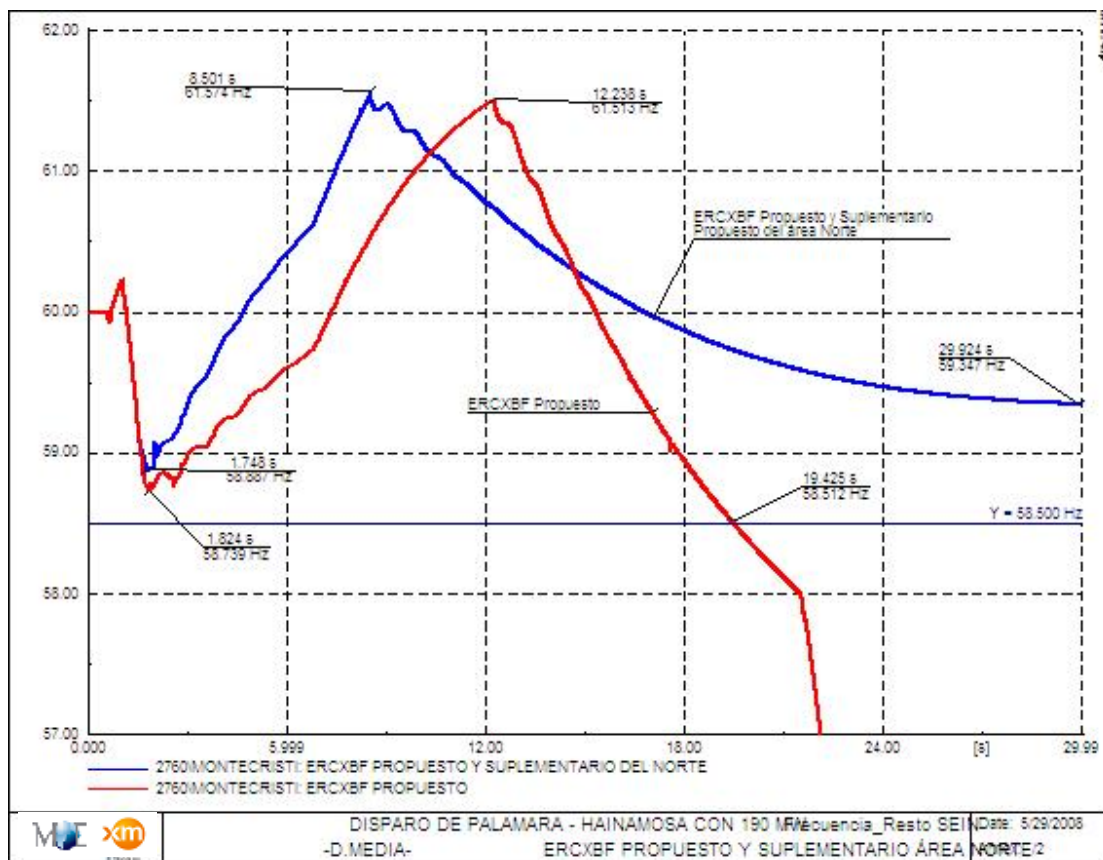




**Figura 113 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 190 MW-D.Media-**

Se observa que ante la contingencia de aislamiento del área este con máxima exportación de 190 MW y considerando sólo el ERCXBF propuesto, el sistema presenta colapso por baja frecuencia. Mientras que al considerar el ERCXBF y el Esquema Suplementario Propuesto para el área Norte, el sistema sobrevive.

En la Figura 114 se presenta la comparación entre la respuesta del sistema considerando sólo la actuación del ERCXBF y con ERCXBF y el Esquema Suplementario diseñado para el área Norte ante aislamiento.



**Figura 114 –Evolución de la frecuencia ante aislamiento del área Este con 190 MW – D.Medía-**

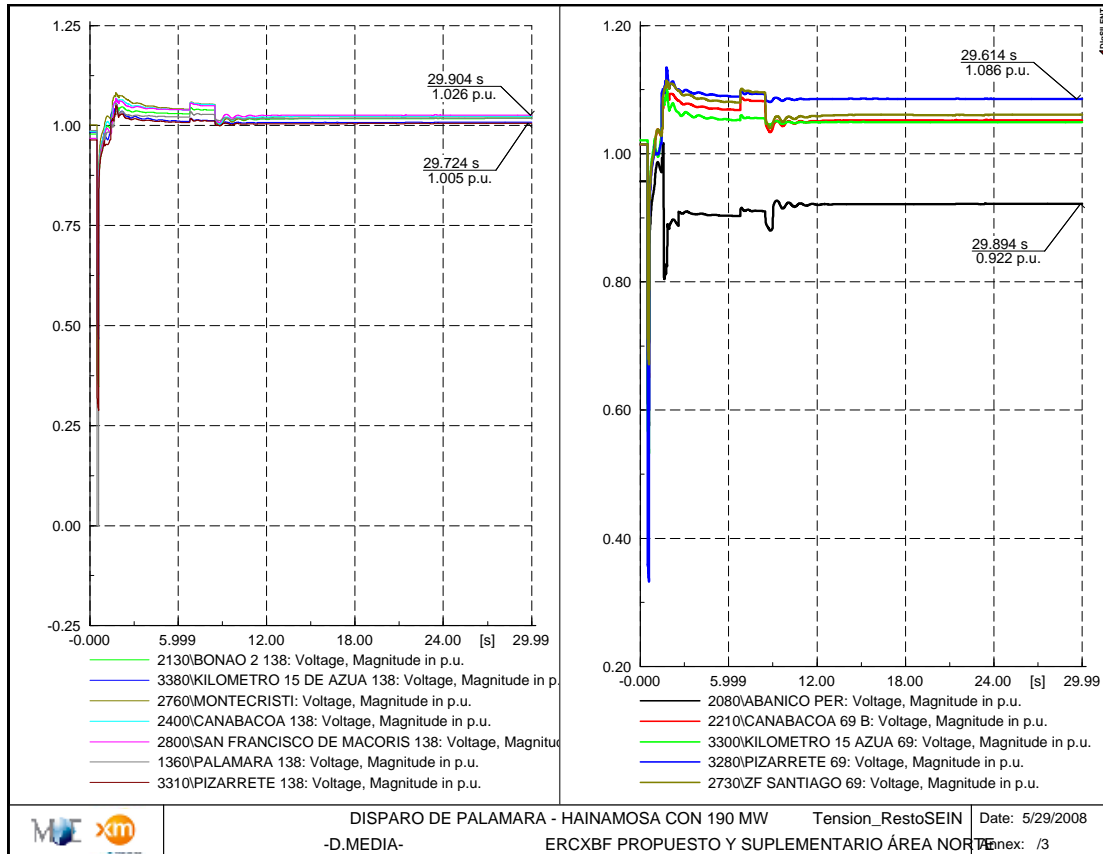
En este caso se observa que con la implementación del Esquema suplementario diseñado para el área Norte es posible soportar la contingencia de aislamiento del área este en condiciones de alta exportación.

Se presenta una desconexión total de carga entre el esquema ERCXBF y el Suplementario del área Norte de 506.177 MW.

Se tiene participación total del Esquema Suplementario del área Norte y del ERCXBF participan las cargas y circuitos por df/dt presentados en el caso anterior (D.Máxima) más la desconexión de las cargas por df/dt de La Gallera, ZF Santiago y Nibaje (asociadas a la 5ª Etapa). Por umbral de frecuencia se tiene activación total de la 1ª etapa y parcialmente la 2ª.

Desde el punto de vista de la evolución de la tensión, se observa la actuación del esquema de desconexión de carga por baja tensión en el área Nordeste, acorde con el esquema propuesto anteriormente (Tabla 51), activando completamente las tres etapas. En la Figura 115 se

presenta la evolución de las tensiones en la red central y Norte, con valores dentro de los rangos establecidos.



**Figura 115 –Evolución de la tensión ante aislamiento del área Este con 190 MW con implementación de los Esquemas suplementarios del área Norte, -D.Media-**

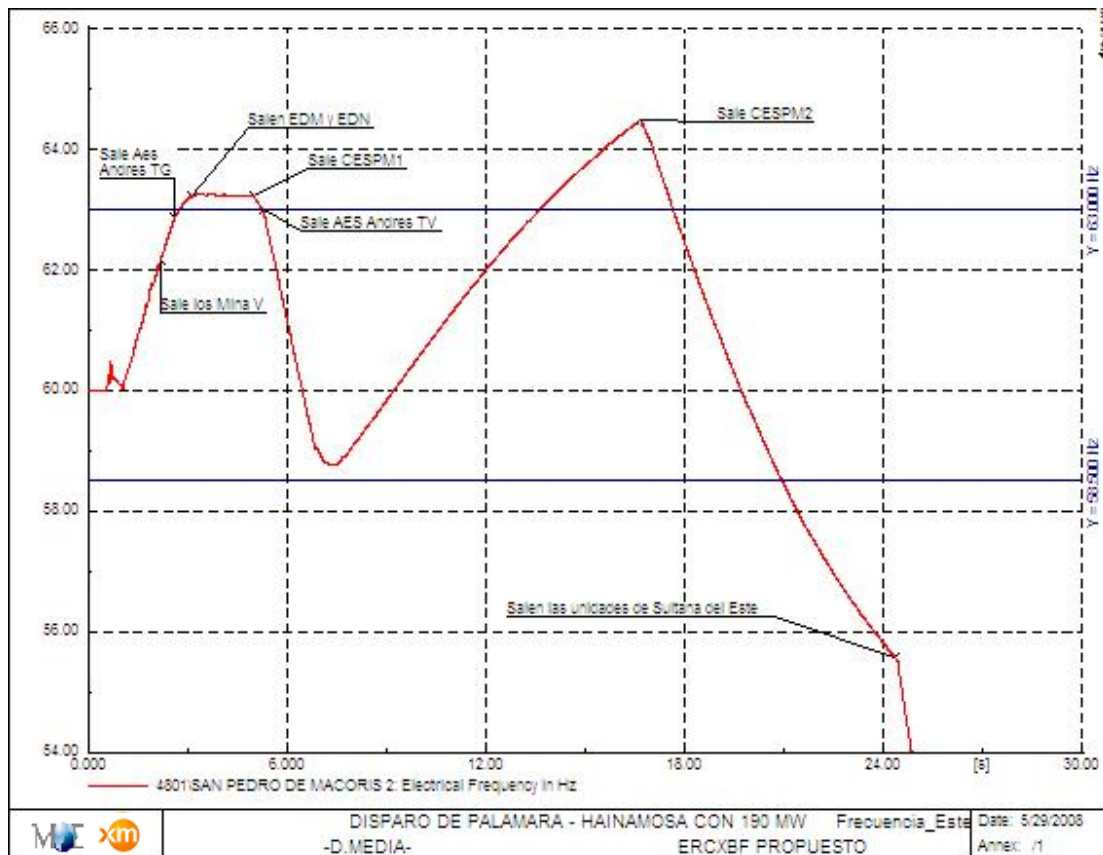
Para la zona este, ante aislamiento, se presenta colapso, dado que el sistema pierde paulatinamente la generación del área ante las condiciones de evolución de esta zona por sobrefrecuencia.

Inicialmente, ante el aislamiento del área este se alcanza un valor máximo de 63.24 Hz, ocasionando la pérdida de la generación por sobrefrecuencia de la generación de Los Mina V, AES Andrés TG, EDM, EDN, CESP M1 y AES Andrés TV, ocasionando un descenso de la frecuencia del sistema hasta un valor de 58.75 Hz implicando pérdida de los circuitos asociados al EDAC por  $df/dt$  en esta zona. Esta desconexión de carga implica nuevamente alta frecuencia, aunque en este caso con menor pendiente, que ocasiona el disparo por sobrefrecuencia de la unidad de CESP M2 y posteriormente baja frecuencia hasta umbrales por



debajo de 58.5 Hz, ocasionando el colapso de esta zona al disparar el resto de generación disponible en esta zona.

En la próxima Figura se presenta la evolución de la frecuencia durante 30 seg.



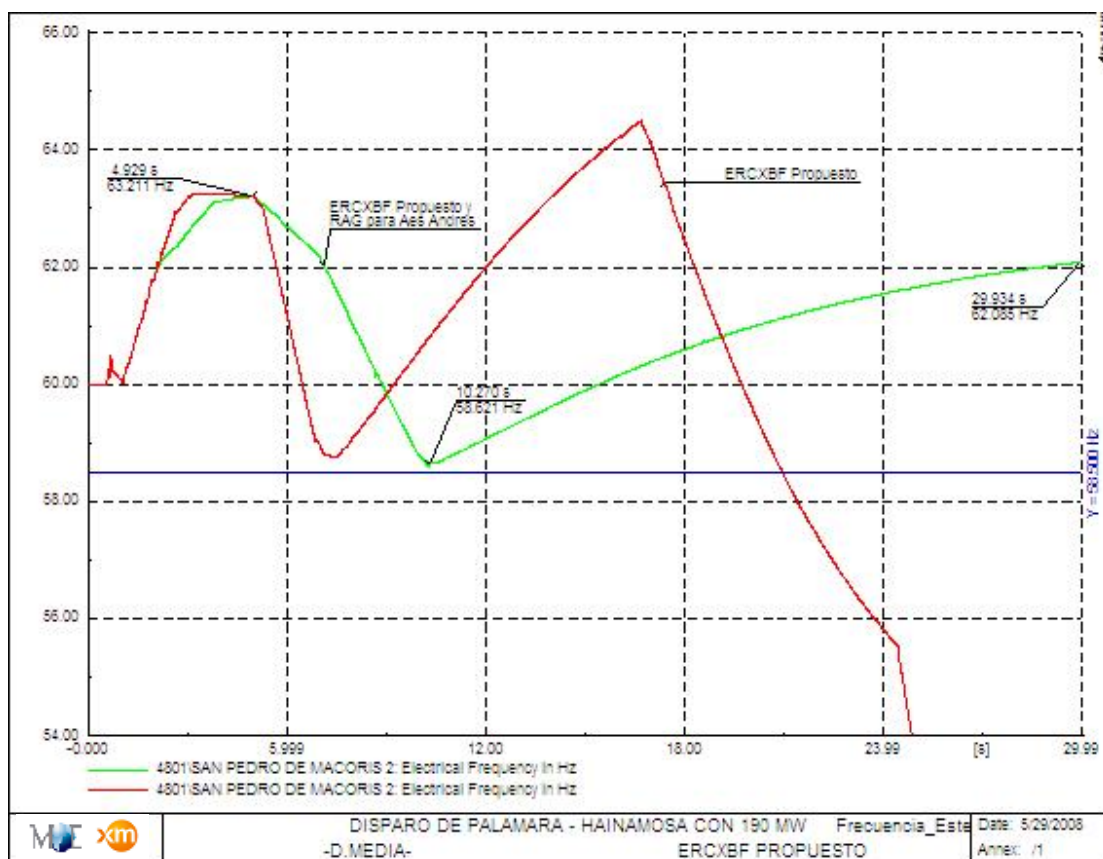
**Figura 116 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 190 MW – D.Media-**

La pendiente inicial de la frecuencia en la zona este ante aislamiento durante el primer segundo posterior al aislamiento, es en promedio de 2 Hz/seg. Por lo tanto, el ajuste del  $df/dt$  para la propuesta del RAG diseñado para la planta AES Andrés en demanda máxima, es adecuado para este caso.

En la Figura 117 se presenta la comparación entre la respuesta anterior y la respuesta considerando la implementación del RAG en AES Andrés e inhibiendo los ajustes por sobrefrecuencia de la planta AES Andrés. Este esquema RAG ante condiciones de disparo de los circuitos Hainamosa - Villa Mella y Hainamosa – Palamara y pendiente de frecuencia superior o igual a 1.66 Hz, ocasiona el rechazo de generación de la planta AES Andrés hasta su mínimo técnico.

Se observa que con el RAG propuesto, aunque se toman acciones de disminución de la generación, la frecuencia máxima obtenida en los primeros 5 segundos es igual a la obtenida sólo con la implementación del ERCXBF, es decir, se requiere igual que en el caso anterior, la desconexión de la generación de Los Mina V y VI, CESP 1 y 2, EDM 1 y 2 y EDN 1 y 2 por sobrefrecuencia.

Posteriormente, con esta pérdida de generación, se presenta descenso de la frecuencia del sistema, aunque en este caso con una pendiente inferior, sin requerir la desconexión de carga por  $df/dt$ . La frecuencia mínima obtenida es de 58.621 Hz y se presenta activación de las etapas del ERCXBF por umbral de frecuencia en la zona este, desde la 2ª hasta la 5ª etapa, con una desconexión total de carga de 180.75 MW.



**Figura 117 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 190 MW Implementación del RAG en AES Andrés – D.Medía-**

En este caso, y para evitar disparo por sobrefrecuencia de la planta AES Andrés se requeriría modificar los ajustes actuales tanto para la unidad a gas como para la unidad a vapor, ya que la frecuencia queda por encima del umbral de los 62 Hz durante 3,63 seg y por encima de 63 Hz

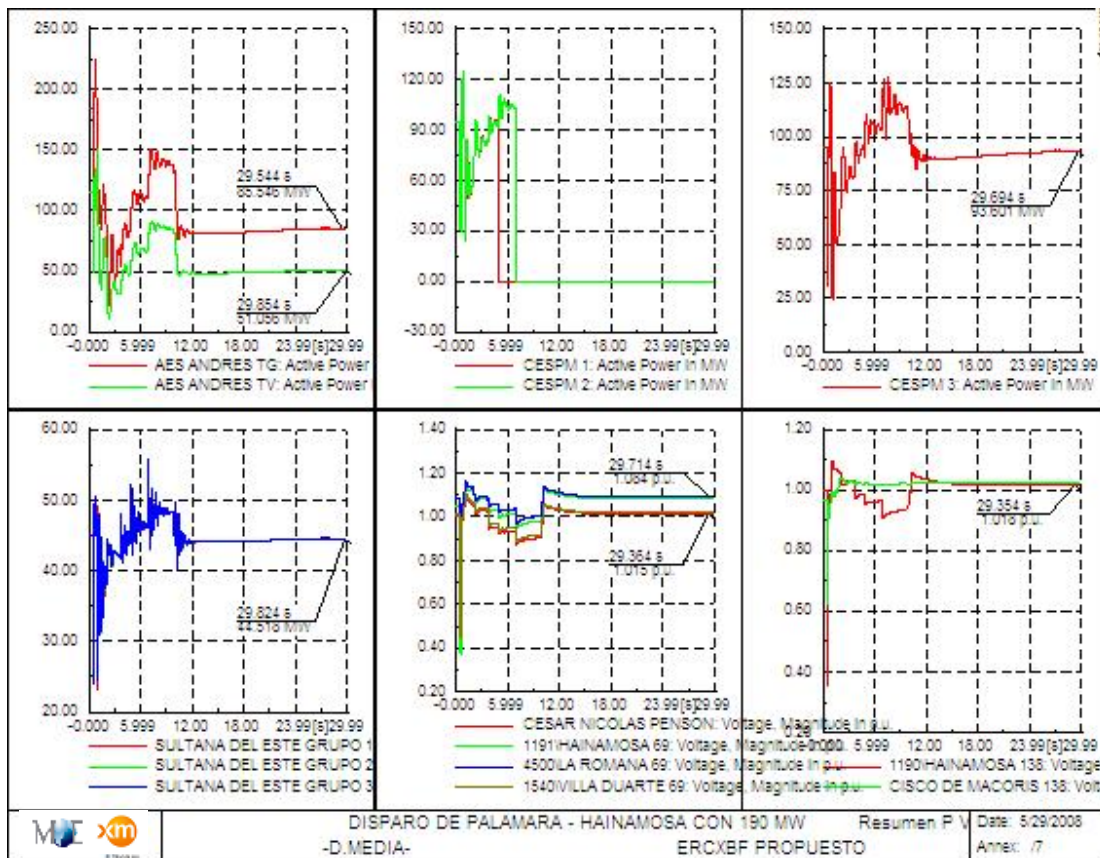
durante 1.78 seg. Por lo anterior, es necesario validar con la planta las máximas capacidades de sobrefrecuencia de acuerdo a los datos suministrados por el fabricante y en caso de no ser posible garantizar estos ajustes, se requiere limitar la máxima transferencia por los circuitos a 138 kV Hainamosa – Palamara y Hainamosa -Villa Mella.

Finalmente, para contrarrestar el efecto de la alta desconexión de carga por actuación de los esquemas de respaldo diseñados para control de frecuencia, se requiere complementar con la estrategia de desconexión de compensación capacitiva. Los ajustes propuestos son:

Compensación	Ajustes Etapa 1	Ajustes Etapa 2
ZF Santiago	V= 1.05p.u. t = 2 seg	V= 1.1p.u. t = 1 seg
Canabacoa		
La Romana Pueblo		

**Tabla 52. Esquema de desconexión de condensadores por alta tensión.**

En la Figura 118 se observa el comportamiento de las tensiones y de las unidades de generación del área, con una evolución completamente normal de todas las variables. En este caso, se requiere el disparo de la compensación de La Romana Pueblo en su etapa 2



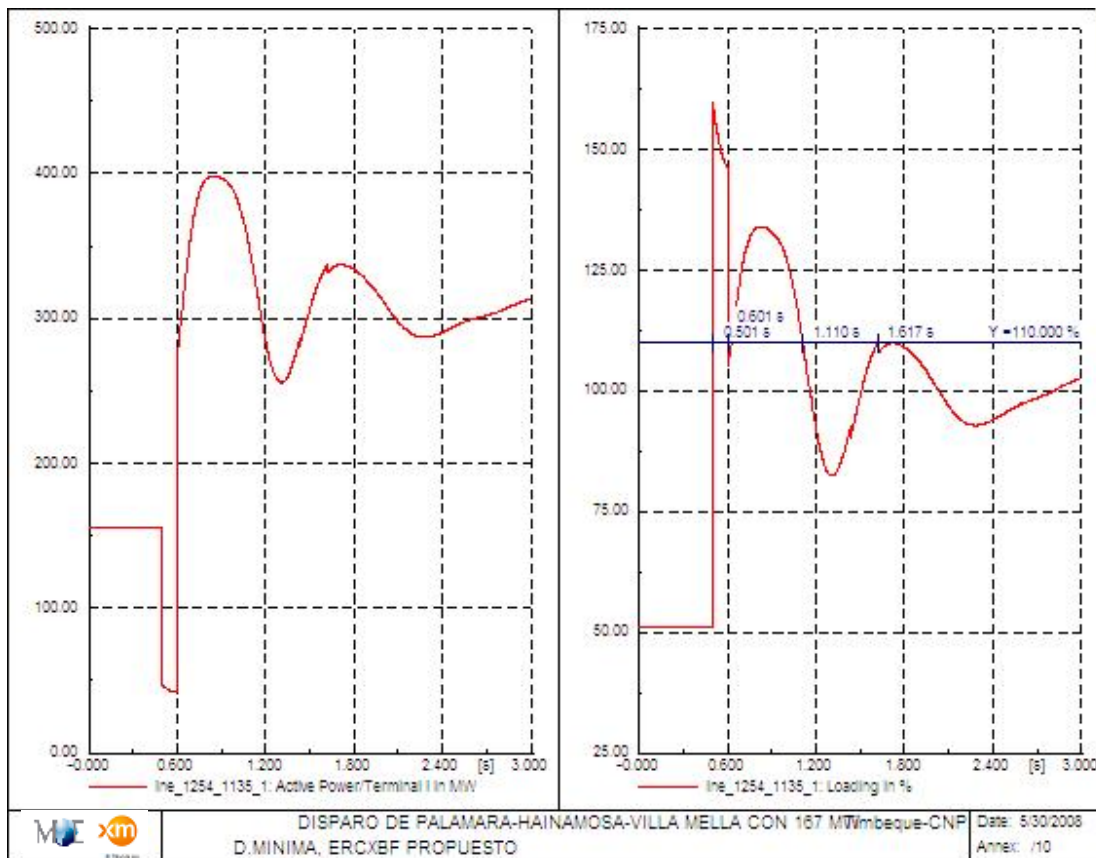
**Figura 118 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Medía-**

### **Demanda Mínima**

En este escenario es posible obtener como máxima transferencia por los enlaces Palamara hacia Hainamosa 156 MW, considerando condiciones de máxima importación del área Norte establecidas anteriormente (140 MW) y las necesidades de generación en el área Sur y Santo Domingo para control de tensiones en condiciones normales de operación, el despacho por orden de méritos y los mínimos operativos de las unidades del sistema.

En el Anexo 4 se presenta el despacho de generación utilizado para este caso, para el cual se tiene una reserva inicial de regulación primaria del 7.07%.

Al igual que en el caso de demanda media se observa que el circuito Timbeque – CNP alcanza su máxima sobrecarga a los 500 ms, manteniéndose por encima de este valor durante 510 ms, como se observa en la Figura 119. Por lo tanto, se considera en las simulaciones la pérdida de este circuito en 1seg.

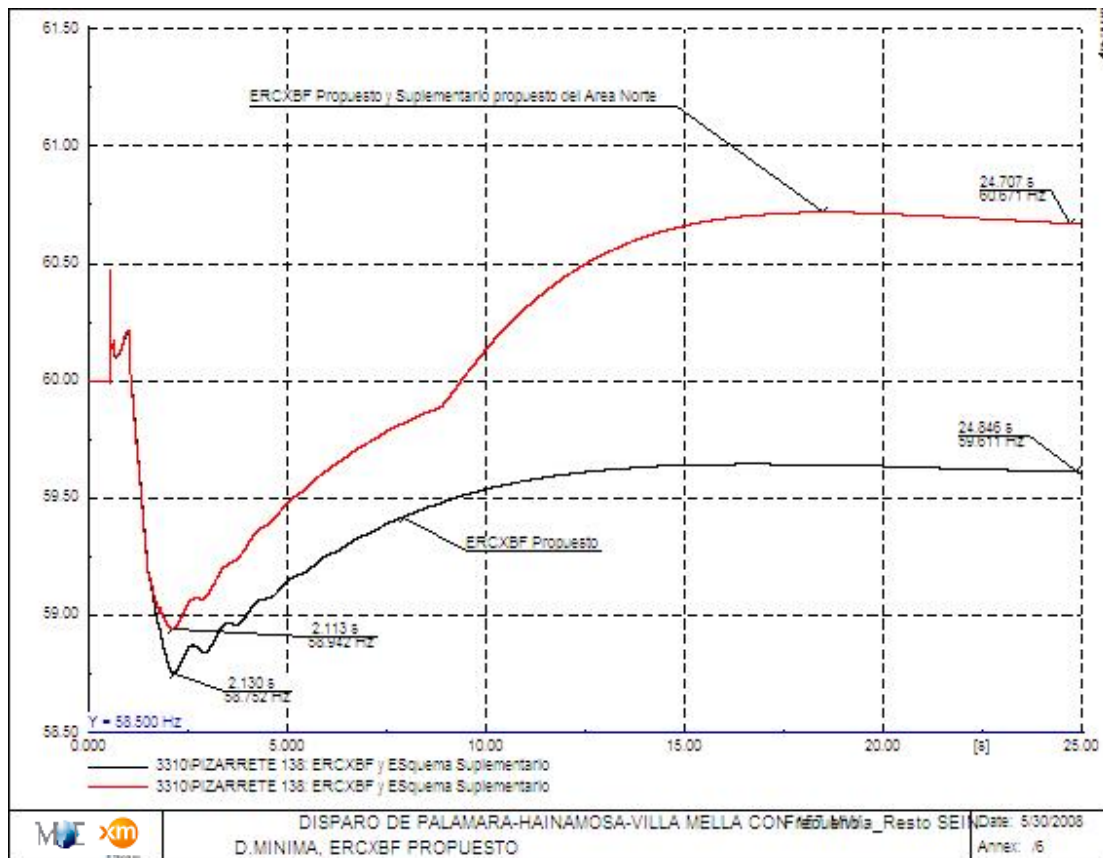


**Figura 119 –Evolución de la carga por el circuito Timbeque-CNP ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 167 MW-D.Mínima-**

En la Figura 120 se presenta la comparación entre las respuestas de frecuencia obtenidas considerando el ERCXBF Propuesto y el ERCXBF en adición con el esquema suplementario del área Norte. Se observa que en ambos casos es posible soportar la contingencia de aislamiento del área Este con 156 MW.

En cuanto a la desconexión de carga, para el caso inicial, es decir sólo considerando el ERCXBF se tiene una desconexión total de 298.69 MW y al considerar adicionalmente el esquema suplementario del área Norte se tiene una carga total desconectada de 331.46 MW, de los cuales, 90.34 MW corresponden al deslastre del esquema suplementario del área Norte.

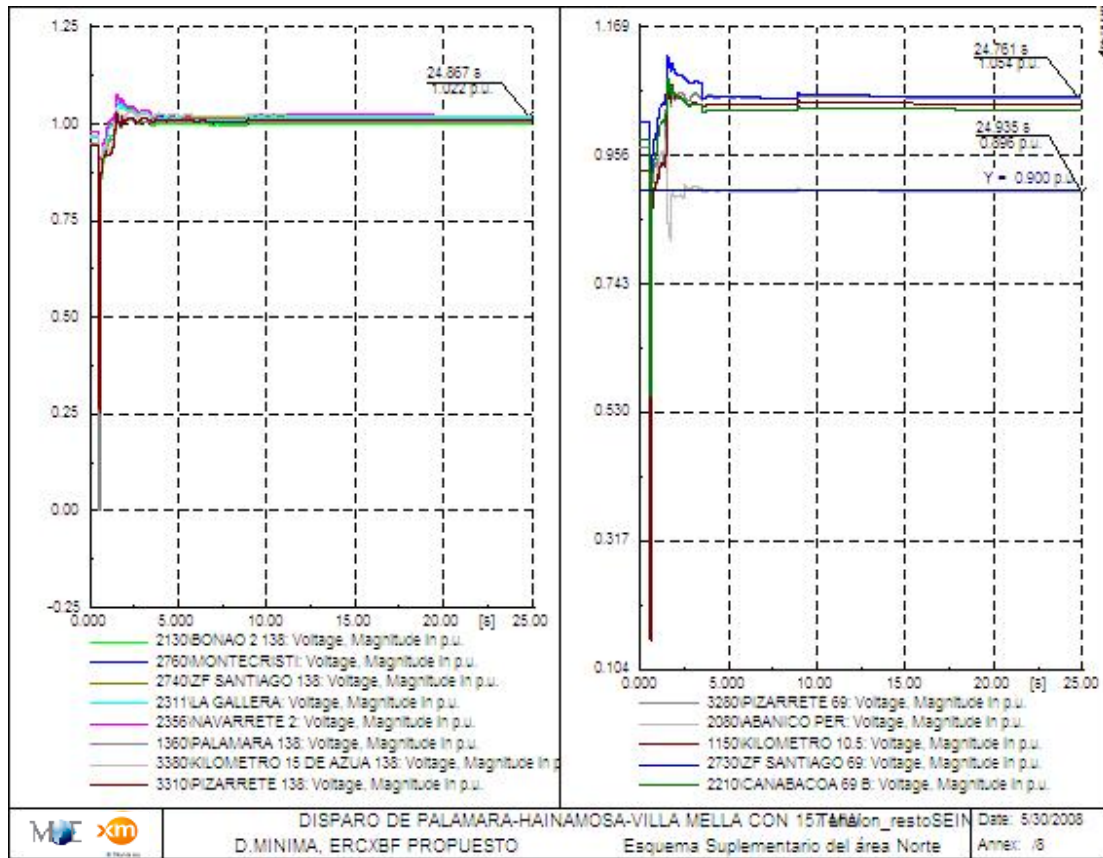




**Figura 120 –Evolución de la frecuencia ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW- D.Mínima-**

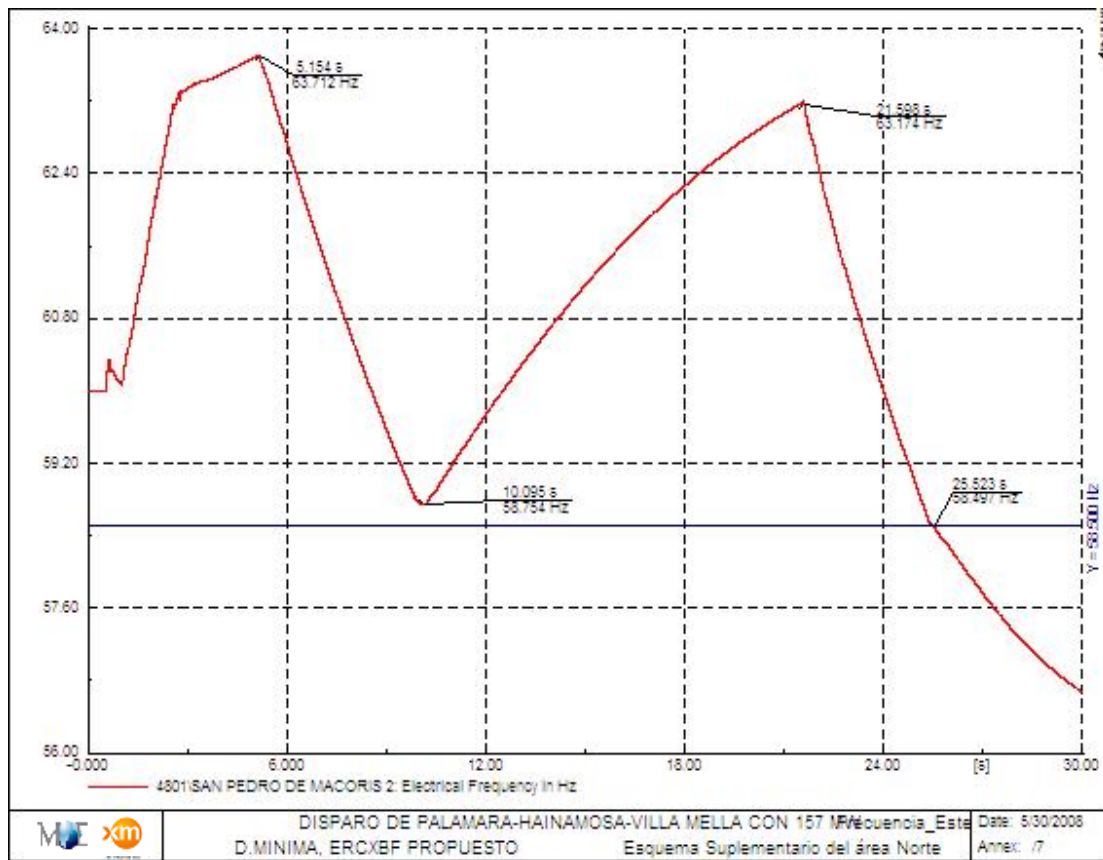
Al igual que en los casos de demanda máxima y media, en caso de implementar el Esquema suplementario en el área Norte, se requiere para control de tensión en la zona Nordeste a nivel de 69 kV, la desconexión de carga por baja tensión en esta red, necesitando en este caso la participación de las dos primeras etapas. Adicionalmente, durante los primeros segundos, se requiere la desconexión del banco de compensación capacitiva en ZF Santiago a 69 kV, de acuerdo al esquema de sobretensión presentado en la Tabla 51.

En la Figura siguiente se presenta la evolución de las tensiones en la red, para el caso más exigente, al considerar el esquema suplementario para el área Norte, en el cual se observa condiciones normales de la tensión, al permanecer dentro de los límites permitidos.



**Figura 121 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW, ERCXBF y Suplementario del área Norte -D.Mínima-**

Para la zona este, se presenta alta inestabilidad del sistema ante aislamiento, ocasionando inicialmente alta sobrefrecuencia (63.7 Hz), que ocasiona pérdida de generación por sobrefrecuencia y posteriormente evoluciona a colapso ante la pérdida de carga por baja frecuencia y posteriormente pérdida de generación por efecto de sobrefrecuencia, como se observa a continuación en la Figura 122.



**Figura 122 –Evolución de la tensión ante disparo de Palamara – Hainamosa - Villa Mella con 157 MW, ERCXBF y Suplementario del área Norte -D.Mínima-**

La pendiente inicial de la frecuencia en la zona este ante aislamiento durante el primer segundo posterior al aislamiento, es en promedio de 2.06 Hz/seg. Por lo tanto, sigue siendo válido el ajuste del  $df/dt$  propuesto inicialmente en demanda máxima para el RAG de AES Andrés.

En la Figura 123 se muestra la comparación entre la respuesta anterior y la respuesta considerando la implementación del RAG en AES Andrés e inhibiendo los disparos por sobrefrecuencia de esta planta. Este esquema opera ante condiciones de disparo de los circuitos Hainamosa - Villa Mella y Hainamosa – Palamara y pendiente de frecuencia superior o igual a 1.66 Hz, ocasionando rechazo de generación de la planta AES Andrés hasta su mínimo técnico.

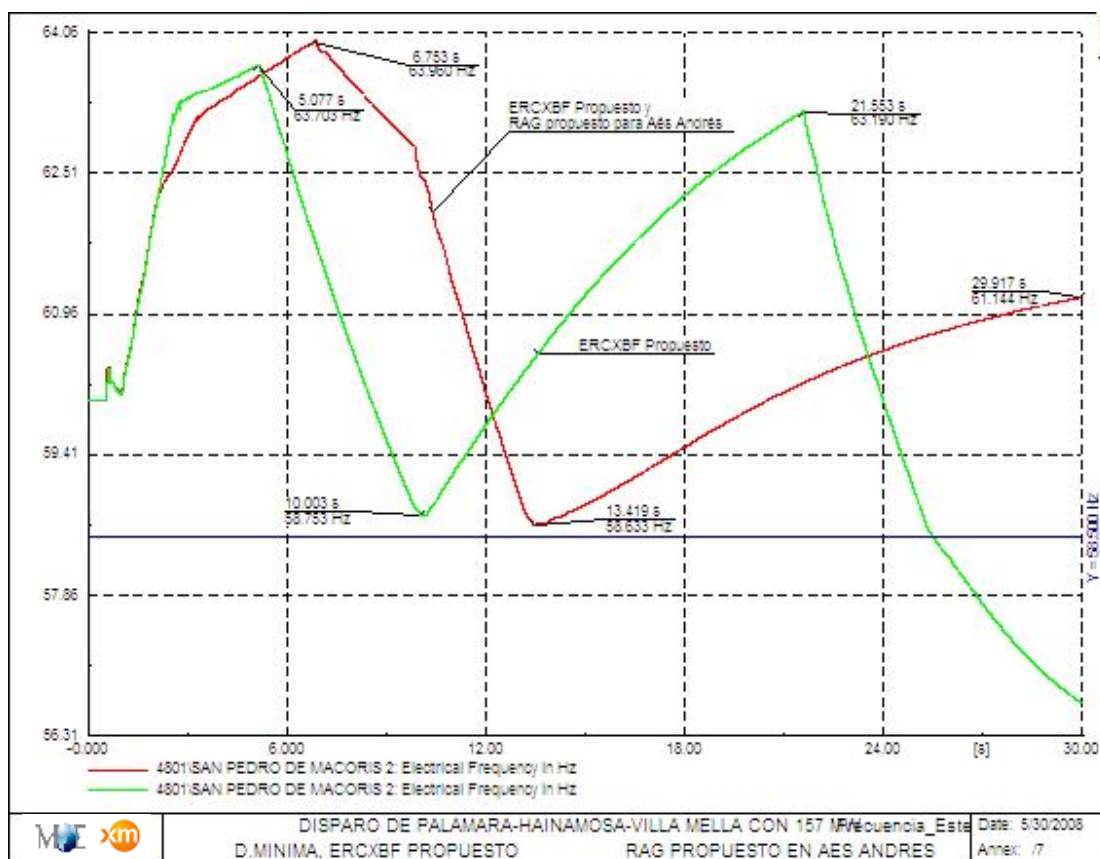
Se observa que con el RAG propuesto, la sobrefrecuencia obtenida es superior al caso inicial, con una diferencia de 0.26 Hz, dado que este caso es más exigente para control de sobrefrecuencia por las condiciones de atención de la demanda.



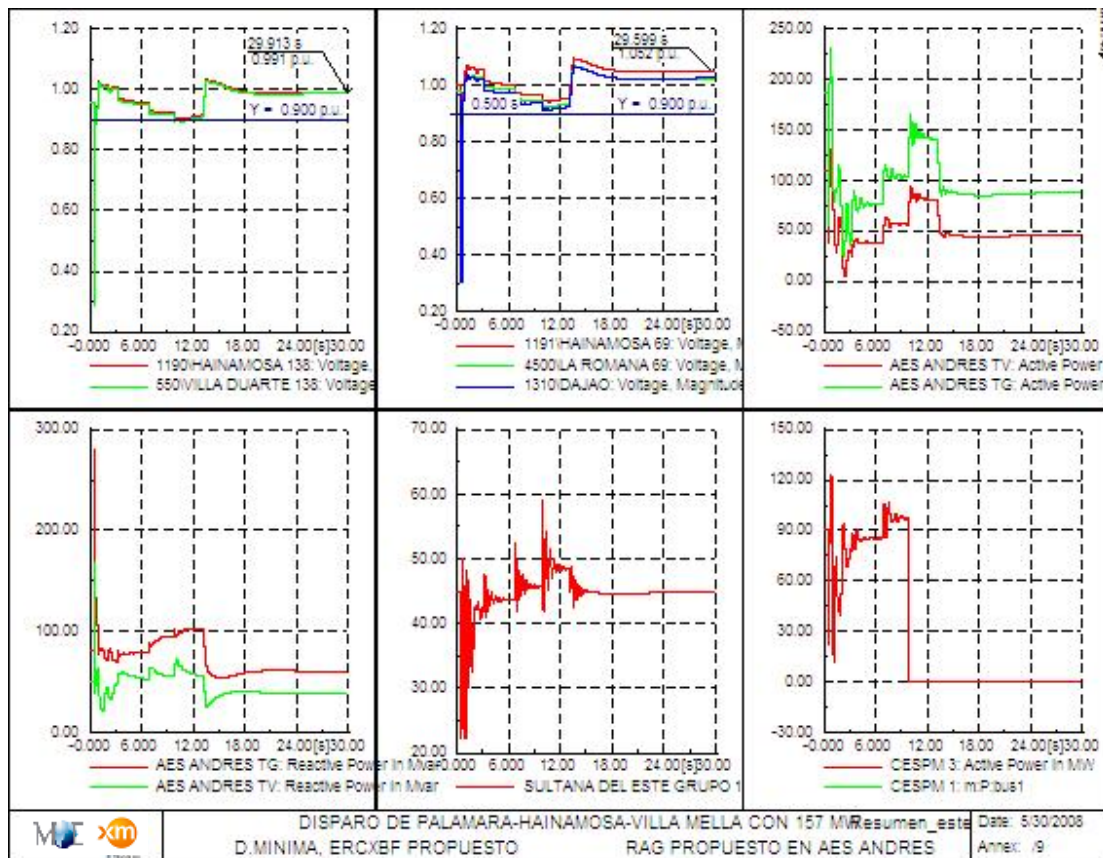
En este caso se observa que al implementar el RAG en AES Andrés, se podría **mantener operando el sistema** (evitar colapso) y controlar adecuadamente las tensiones en la red. La implementación del RAG en AES Andrés, implicaría una desconexión total de carga en la zona este de 134.96 MW, activando el ERCXBF por umbral en las etapas por 2ª, 3ª, 4ª y por df/dt en la etapa 5ª.

Sin embargo, se presenta una excursión de la frecuencia por encima del umbral de los 63 Hz durante 6 seg, con una frecuencia máxima de 63.96 Hz que representaría riesgos para la operación de las unidades de AES Andrés, (ver Figura 123).

En la Figura 124 se presenta el comportamiento de las tensiones y de las unidades de generación del área, con una evolución completamente normal de todas las variables.



**Figura 123 –Evolución de la frecuencia del área Este ante aislamiento con 157 MW Implementación del RAG en AES Andrés – D.Minima-**



**Figura 124 –Evolución de la tensión y la generación en el área Este con implementación del RAG de AES Andrés -D.Mínima-**

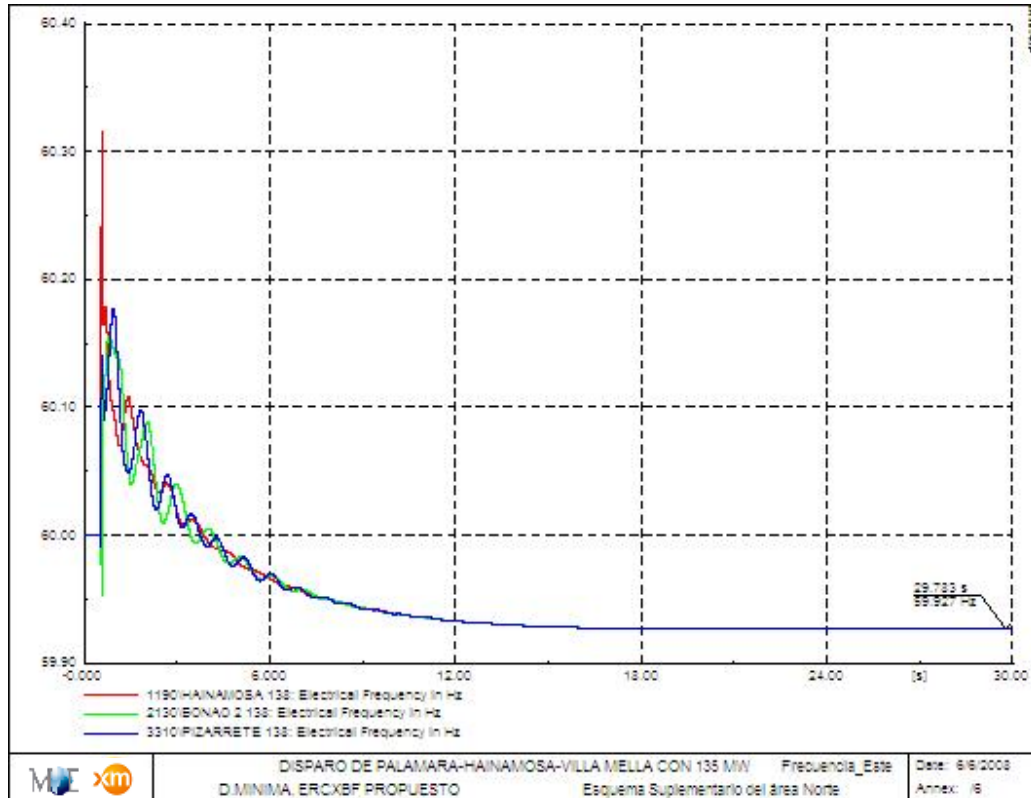
Por lo anterior, se hace necesario reevaluar la máxima exportación por los circuitos Hainamosa - Palamara y Hainamosa - Villa Mella, con lo cual es posible que con pequeñas variaciones de este intercambio, se evite el disparo del circuito Timbeque-CNP, dado que con la transferencia inicial (157 MW), se observa una cargabilidad muy cerca al límite de soportabilidad de este circuito

Se realizó una simulación adicional, considerando una transferencia de 135 MW, es decir, con 22 MW menos que en el caso inicial, para el cual se observa que el sistema soporta esta contingencia sin ocasionar pérdida del circuito Timbeque-CNP, manteniendo la integridad del sistema.

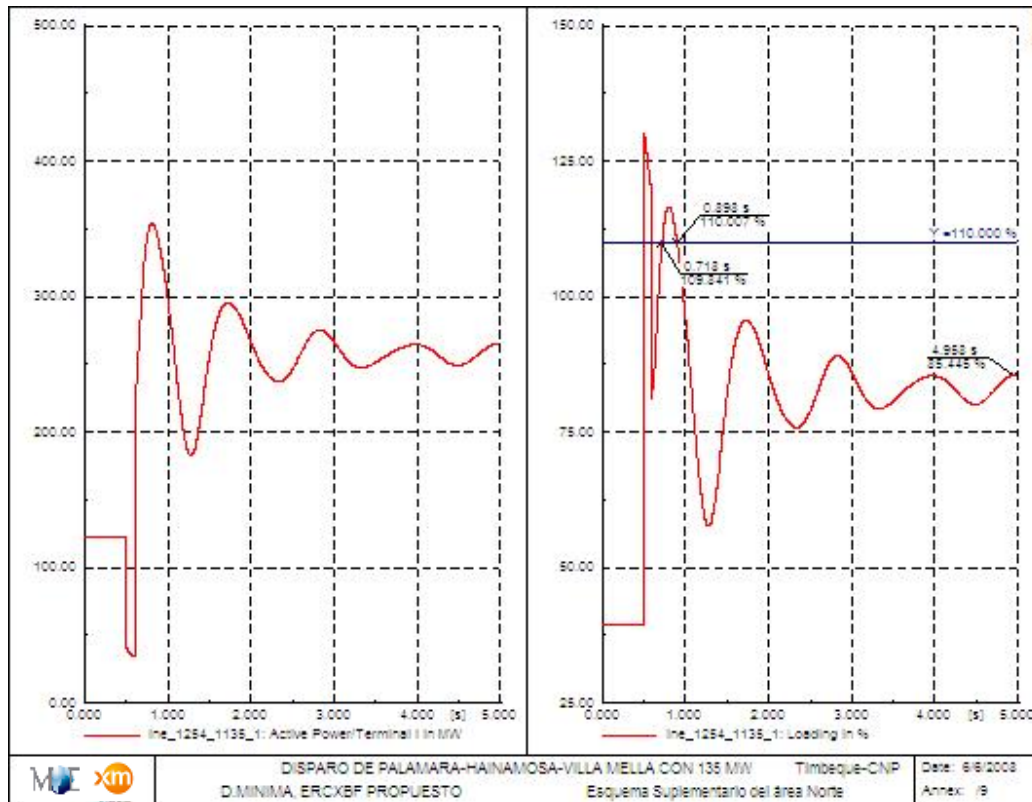
En este caso, se observa un descenso lento de la frecuencia del sistema, estabilizándose alrededor de los 15 seg en 59.93 Hz, por lo tanto, no se requiere desconexión de carga por actuación de los esquemas de respaldo ante contingencias y las variables del sistema permanecen dentro de los rangos normales de operación.

Por lo cual se recomienda mantener en demanda mínima como máxima transferencia por los enlaces entre Hainamosa y Palamara 135 MW.

En las dos próximas Figuras se presentan la evolución de la frecuencia del sistema y la evolución de la transferencia por el circuito Timbeque-CNP.



**Figura 125 –Evolución de la frecuencia ante pérdida de la transferencia entre Hainamosa y Palamara con 135 MW -D.Mínima-**



**Figura 126 –Evolución de la Transferencia Timbeque-CNP ante pérdida de la transferencia entre Hainamosa y Palamara con 135 MW -D.Mínima-**

De la respuesta de frecuencia durante este evento, se evidencian los problemas de regulación primaria en este sistema. Por lo tanto, se requiere tomar las acciones necesarias para obtener una mejor respuesta de regulación primaria de frecuencia que permita mejorar la recuperación de la frecuencia a las bandas normales de operación durante este tipo de eventos.

#### 4.6. ÁREA SUR

##### 4.6.1. RESUMEN

Con la finalidad de determinar las reservas de contingencia para el área sur, se analizó la salida de las líneas Palamara – Valdesia circuitos 1 y 2 con 190 MW de transferencia considerando la Demanda Máxima, Media y Mínima.

Considerando la reserva operativa del 3% y el valor de transferencia por las citadas líneas, no fue posible mantener niveles de tensión dentro los límites tolerables (arriba de 0.95 pu), por lo que también fue necesario adicionar generación de seguridad respetando el despacho por orden de méritos. Las barras críticas son las subestaciones en 69 kV Madre Vieja y Neyba. A

pesar de la generación adicional de seguridad, no fue posible obtener en forma estática el valor de máxima transferencia de 190 MW.

La transferencia en Demanda Máxima para esta área fue de 27 MW y la reserva de regulación del 9.16% de la demanda del área. Por otra parte, para el área sur y el resto del sistema, se consigue la estabilidad sin que las incursiones de la frecuencia lleguen a los valores mínimos y máximos establecidos y manteniendo las tensiones en los niveles de  $\pm 5\%$ .

Para Demanda Media, la transferencia para esta área fue de 47 MW y la reserva de regulación del 15.82% de la demanda del área. La generación adicional se debe al soporte de tensiones en el área ante el evento de máxima importación. Para este evento, se propone modificar el ajuste por baja frecuencia asociado a las unidades de Los Toros, considerando que son unidades hidráulicas y que se encuentran en un umbral de frecuencia muy alto. Se propone ajustar el relé por baja frecuencia de estas unidades en 58.5 Hz con temporización de 15 seg.

Para Demanda Mínima, la transferencia para esta área fue de 24.5 MW y la reserva de regulación del 19.48% de la demanda del área. La generación adicional se debe al soporte de tensiones en el área ante el evento de máxima importación.

#### **4.6.2. ANÁLISIS**

Para la zona Sur del país, la máxima importación para las condiciones actuales de operación, esta determinada por la demanda de la zona y la generación de seguridad mínima requerida para dar soporte de tensiones a la red y evitar los problemas asociados a la sobrecarga en algunos equipos de transformación.

En todos los casos analizados, se requiere generación de seguridad por control de tensiones, para mantener como mínimo una tensión de 0.95 p.u., siendo las barras más críticas las subestaciones a 69 kV Madre Vieja y Neyba.

No se considera dentro de este análisis la situación actual de sobrecarga del transformador de Sabaneta, ya que este problema, según lo informó el OC, se solucionará próximamente con el proyecto de construcción del tramo de línea hasta Domingo Rodríguez con un transformador independiente.

La zona Sur incluye las subáreas Barahona, Piza SJ y Pala Cruce SJ, con una demanda total considerada para el 2008 de 179.41 MW en máxima, 137.53 MW en media y 114.11 MW en mínima. Por lo anterior, aún sin considerar las generaciones de seguridad requeridas, no es posible obtener una importación para esta zona de 190 MW.

En todos los casos se realizó la simulación de aislamiento del área Sur considerando falla trifásica en el circuito Palamara - Valdesía 138 kV, despejada a los 100 ms y apertura de los circuitos Palamara - Valdesia y Palamara – Pizarrete.



En el Anexo 4 se presentan los despachos utilizados para cada uno de los escenarios de demanda analizados y la respuesta dinámica de las unidades de generación del área Sur durante el evento.

### **Demanda máxima**

Se requiere generación de seguridad por control de tensiones en la red del Sur, adicionalmente, se requiere generación de seguridad en 69 kV para evitar sobrecarga en el transformador de Barahona 138/69 kV de 40 MVA.

Con todas las restricciones presentadas anteriormente y considerando los mínimos operativos de las unidades de esta zona, presentados en el Anexo 4 Tablas A41 y A42, se obtiene una importación máxima del área de 27 MW y se cuenta para este despacho con una reserva de regulación primaria del área sur del 9.16% de la demanda.

La transferencia por los enlaces a 138 kV Palamara - Valdesia y Palamara – Pizarrete de 27.5 MW, corresponde a una importación del 27% de la demanda del área Sur.

Ante aislamiento del área Sur, se presenta activación por  $df/dt$  del ERCXBF, ocasionando el disparo del circuito Pizarrete - Santo Domingo y de la carga de Azua en las etapas 5ª y 6ª, con una desconexión total de carga de 38.4 MW.

La frecuencia mínima obtenida durante este evento es de 59.133 Hz y ante la desconexión por ERCXBF se presenta una frecuencia máxima de 61.92 Hz, sin ocasionar disparos por sobrefrecuencia de las unidades del área, ya que los ajustes de los generadores en esta zona por sobrefrecuencia están a partir del umbral de 62 Hz.

Se observa una lenta regulación de frecuencia de este sistema, alcanzando a los 30 seg un valor de 61.3 Hz. En la Figura 127 se presenta la evolución de la frecuencia.

En la Figura 128 se presenta la evolución de las tensiones, observándose en todos los casos dentro de los rangos normales de operación. Adicionalmente, en el Anexo 4 se presenta la respuesta de las unidades en línea del área Sur, con una respuesta adecuada, al mantenerse dentro de los valores de generación permitidos.

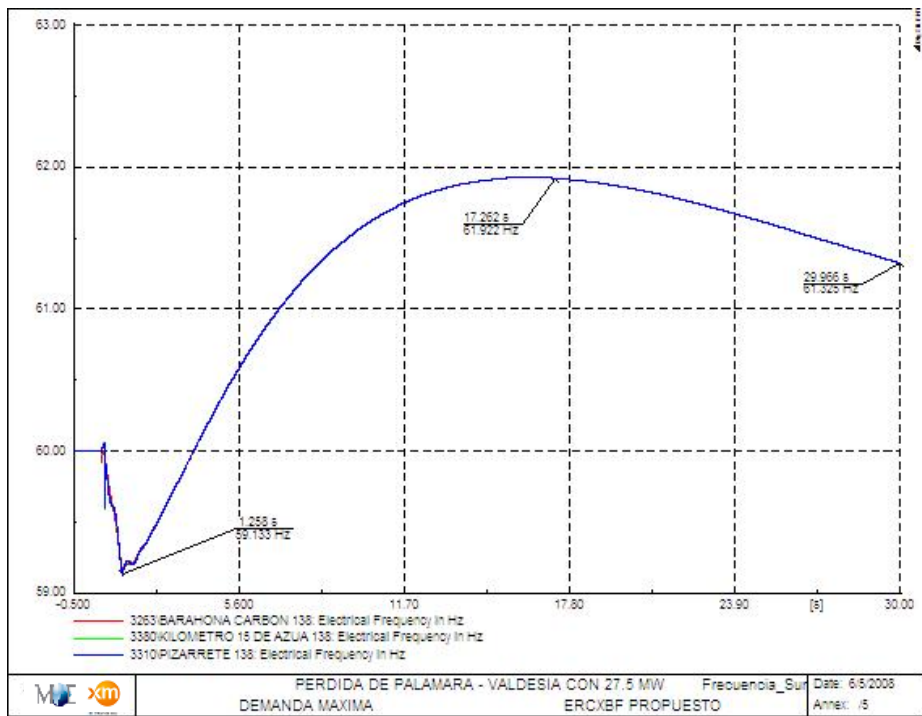


Figura 127 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Máxima-

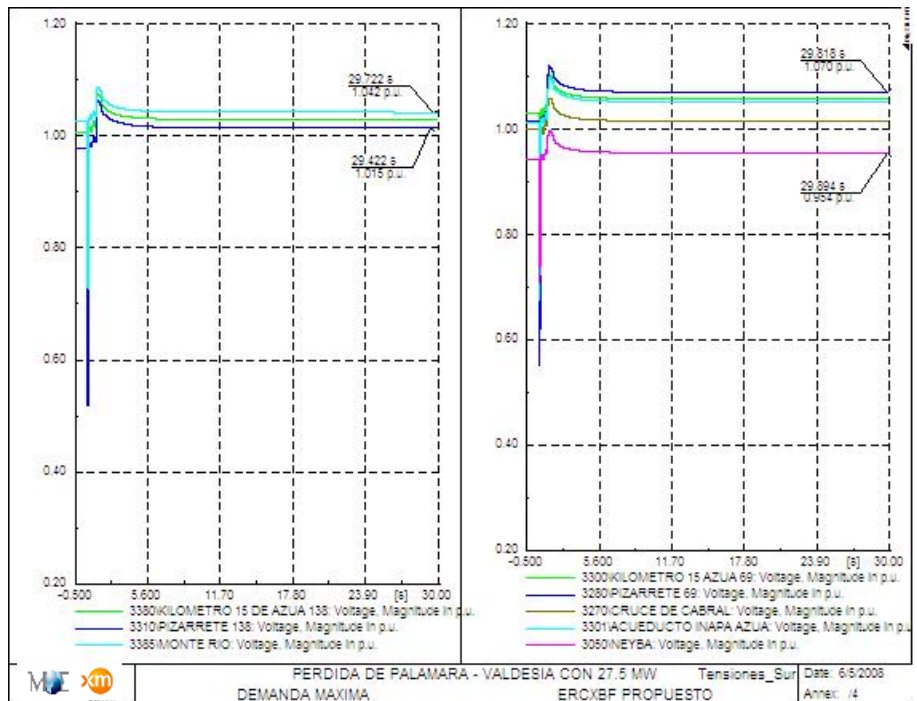


Figura 128 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Máxima-

### **Demanda media**

En este caso no se observan problemas por sobrecargas en transformación, por lo tanto, la generación en línea es requerida por soporte de tensiones.

Con todas las restricciones presentadas anteriormente y considerando los mínimos operativos de las unidades, se logra una máxima importación del área Sur de 47 MW, que corresponde al 34.17% de la demanda de esta zona.

De acuerdo al despacho de generación de este caso, se cuenta con una reserva de regulación primaria en el área Sur de 15.82% de la demanda

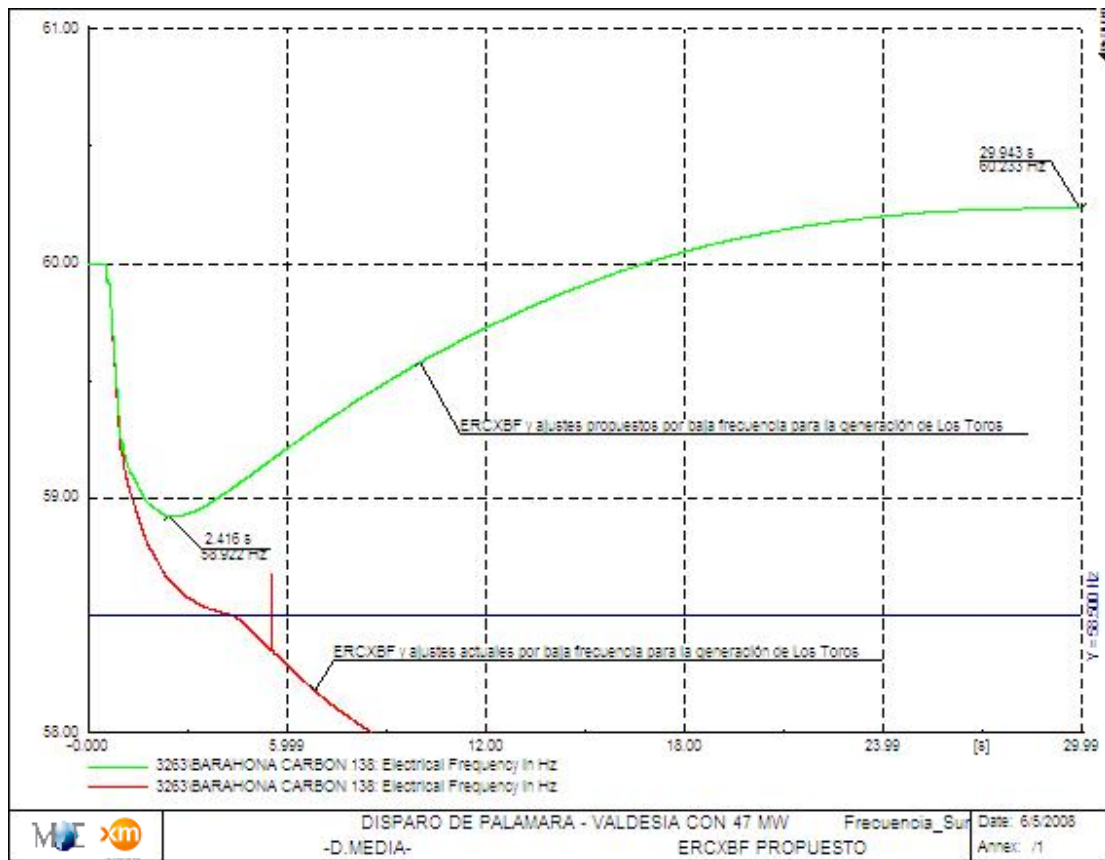
Al considerar los ajustes actuales por sobre y baja frecuencia, se observa que ante aislamiento del área Sur, se presenta activación por  $df/dt$  del ERCXBF, ocasionando el disparo del circuito Pizarrete - Santo Domingo y de la carga de Azua en las etapas 5ª y 6ª, con una desconexión total de carga de 48 MW. Sin embargo, al presentarse el disparo por baja frecuencia de la generación de Los Toros, cuyo ajuste actual es de 59 Hz instantáneo, se presenta un cambio brusco en la pendiente de caída de la frecuencia, ocasionando pérdida adicional de generación del área y colapso del sistema.

Se propone modificar el ajuste por baja frecuencia asociado a estas unidades, considerando que son unidades hidráulicas y que se encuentran en un umbral de frecuencia muy alto. Se propone ajustar el relé por baja frecuencia de éstas unidades en 58.5 Hz con temporización de 15 seg.

Al considerar los ajustes propuestos para la generación de los Toros, se observa que es posible soportar la contingencia de aislamiento del Sur con 47 MW, como se observa a continuación en la Figura 129, donde la frecuencia mínima del sistema es de 58.92 Hz, con una adecuada recuperación de la frecuencia, alcanzando a estabilizarse alrededor de los 25 seg en 60.2 Hz.

Adicionalmente en el Anexo 4 se presenta la respuesta de las unidades en línea del área Sur, con una respuesta adecuada, al mantenerse dentro de los valores de generación permitidos.





**Figura 129 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Medía-**

Adicionalmente en la Figura 130 se presenta la evolución de las tensiones, observándose dentro de los rangos normales de operación, a excepción de la subestación Pizarrete con tensión ligeramente superior en 1.11 p.u.

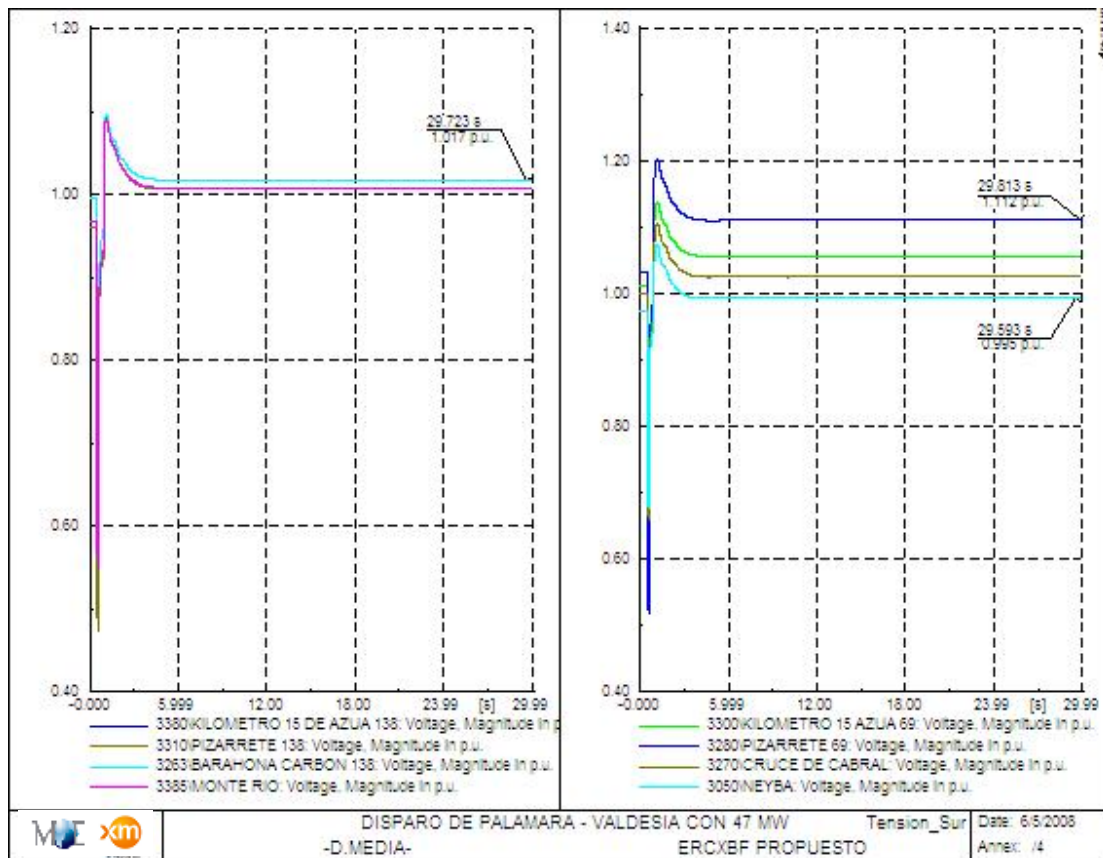


Figura 130 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Media-

### Demanda mínima

Al igual que en el caso anterior, la generación requerida en el área Sur ante condiciones de máxima importación del área se da por soporte de tensiones.

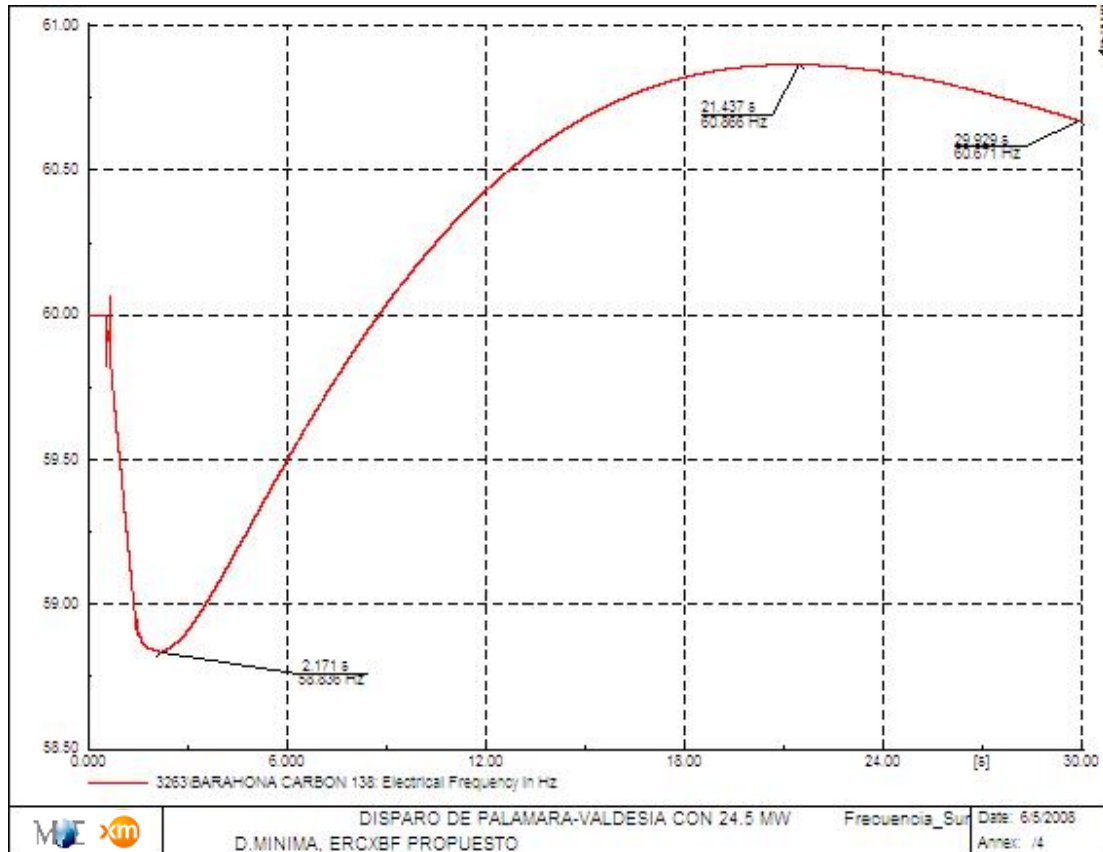
Se encontró que para las condiciones de demanda mínima, la máxima importación del área Sur es de 24.5 MW que representa el 21.5% de la demanda.

De acuerdo al despacho de generación de este caso, se cuenta con una reserva de regulación primaria en el área Sur de 19.48% de la demanda.

Al igual que en los casos anteriores, ante aislamiento del área Sur, se presenta actuación del ERCXBF por  $df/dt$ , ocasionando el disparo del circuito Pizarrete - Santo Domingo y la carga de Azua (Etapas 5ª y 6ª), con un deslastre total de 35.5 MW.

Se presenta una frecuencia mínima de 58.836 Hz, con una recuperación adecuada de la frecuencia, como se observa en la Figura 131.

Desde el punto de vista de las tensiones, se observa que se mantienen dentro de los rangos normales de operación, como se observa en la Figura 132. Adicionalmente en el Anexo 4 se presenta la respuesta de las unidades en línea del área Sur, con una respuesta adecuada, al mantenerse dentro de los valores de generación permitidos.



**Figura 131 –Evolución de la frecuencia del área Sur ante aislamiento – D.Mínima-**

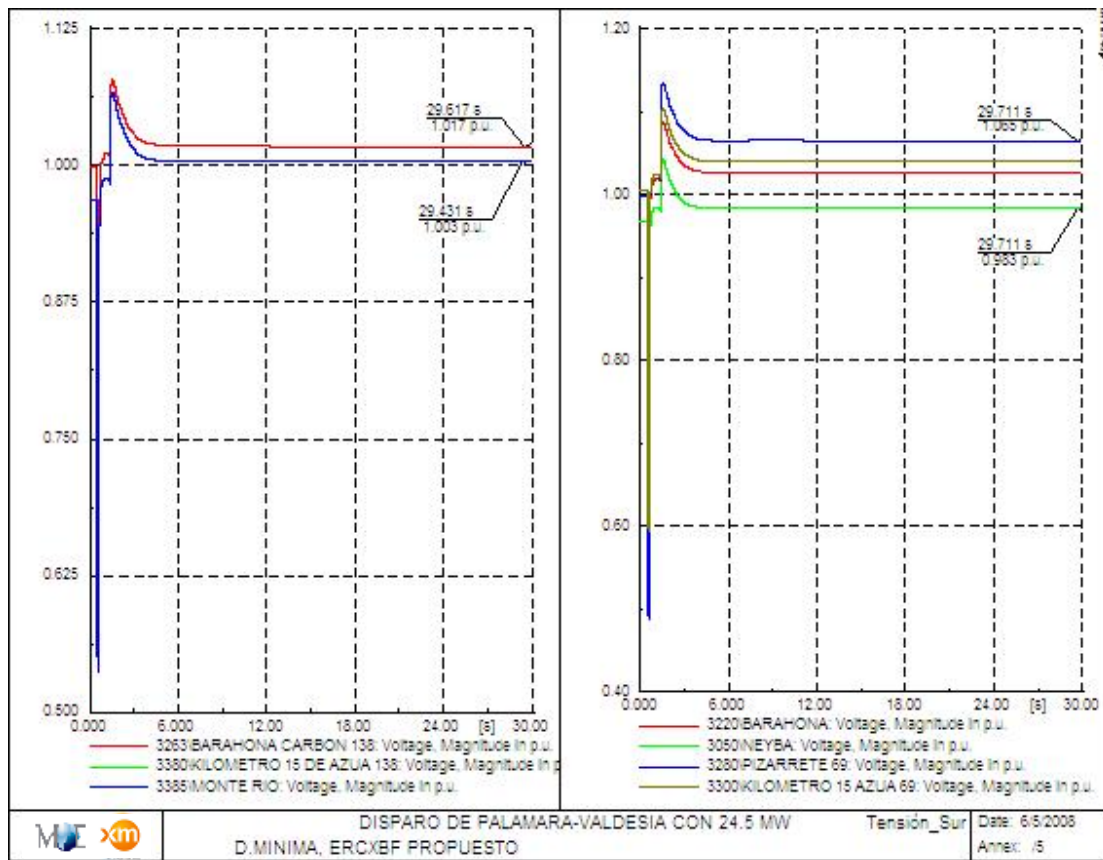


Figura 132 –Evolución de la tensión del área Sur ante aislamiento – D.Mínima-

## 5. CONCLUSIONES

El estudio realizado cubrió los objetivos planteados:

- Analizó el Sistema Interconectado Nacional de la República Dominicana.
- Recomendó los niveles de reserva requeridos tanto para el sistema operando integrado como para las posibles islas eléctricas que se pudieran conformar producto de restricciones del sistema de transmisión.
- Recomendó los valores necesarios para reserva operativa, para reserva de regulación primaria de frecuencia y para reserva de regulación secundaria de frecuencia, en los periodos de demanda máxima, media y mínima.
- Clasificó los tipos de reserva necesarios.

- Hizo una comparación del despacho óptimo de la reserva y la forma en que se debe efectuar según la normativa actual, a través de un ejemplo explicativo y las sensibilizaciones del valor de IR.
- Describió las prácticas más usadas en los mercados competitivos internacionales y por tanto la tendencia.
- Determinó la reserva para soporte de contingencias, la cual sería requerida para mantener la continuidad del servicio, en caso de pérdida de generación en el sistema debido a salida no programada de unidades de generación o de elementos de la red de transmisión que producen efectos similares.
- Definió los costos asociados a la utilización de las reservas propuestas.
- Realizó una evaluación y propuestas de mejora a los esquemas suplementarios utilizados actualmente en el SENI para el control de la frecuencia, incluyendo:
  - Evaluación y propuestas de mejora al esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje y derivada de frecuencia
  - Propuesta de implementación de esquemas adicionales de desconexión de generación por alta frecuencia ante las posibilidades de creación de las cuatro zonas (islas eléctricas) del SENI.

Finalmente, cabe resaltar que todos los trabajos de estudios de sistemas de potencia se desarrollaron con el programa DlgSILENT, Versión 13.1 o superior.

Por otro lado, se presentan las principales conclusiones derivadas del desarrollo de las simulaciones requeridas para la metodología de la derivación del margen óptimo de regulación de frecuencia en la RD, así como para verificar el desempeño de la prestación del servicio de regulación primaria por parte de los generadores de la RD.

- ◆ Actualmente, año 2008, no se dispone en la RD de un conjunto suficiente de unidades de generación que puedan prestar un adecuado servicio de regulación primaria, importantes unidades del sistema de la RD se encuentran inhibidas para la prestación del mismo.
- ◆ Es conveniente para la calidad de la frecuencia en la RD que a futuro se exija a todas las unidades que estén habilitadas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia, con valores de estatismo y banda muerta acorde con estándares internacionales.

- ◆ Es conveniente que a futuro se mejore la información asociada de las plantas de generación de RD, existentes y futuras, en especial de las características y parámetros de los sistemas de control.
- ◆ Para la operación el año 2008 se observa que en demanda máxima sólo es factible tener asignaciones de regulación primaria del 3 %, asignaciones de mayor margen son posible para años futuros: 2010, 2012. Esta situación se presenta como consecuencia del gran número de plantas que tiene inhibida su función de regulación primaria de frecuencia.
- ◆ Durante las simulaciones no se presentaron situaciones de infactibilidad o convergencia del modelo eléctrico.
- ◆ La gran variedad de escenarios considerados para las simulaciones: años 2008, 2010 y 2012, niveles de demanda: máxima, media y mínima y la variedad de eventos de generación y carga simulados permiten tener certeza del desempeño que puede esperarse del servicio de regulación primaria de frecuencia en la República Dominicana.
- ◆ Luego del desarrollo de las diferentes simulaciones se ha verificado que la propuesta del EDAC que se ha considerado presenta un adecuado desempeño, garantizando el control de la caída de frecuencia en la totalidad del sistema interconectado dominicano.
- ◆ En todos los casos se ha encontrado que los valores finales de frecuencia resultantes del servicio de regulación primaria están por encima de lo 59 Hz, el cual se consideró para el desarrollo de la simulaciones como el valor mínimo límite de evolución de la frecuencia.
- ◆ Como resultado de las simulaciones, se ha encontrado los valores de las Energía No Servida, y la información de los despachos económicos, necesaria para efectuar la valoración económica de los diferentes niveles de reserva. Con base en esta información se podrá determinar el valor óptimo de reserva primaria para la RD.