

ANEXO III

RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES REMITIDAS POR LOS PARTICIPANTES DE MERCADO

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
1	NEJAPA	Sugerimos que en relación con el Costo Total de la Turbina a utilizar como referencia del cálculo, se utilicen precios de equipos similares a los datos que les proporcionamos en su oportunidad, ya que existe una diferencia muy alta entre el valor utilizado por SIGET como Costo Total de la Turbina seleccionada (US\$25.4 MM) y los valores actuales de Turbinas de Gas.	Los costos de las turbinas considerados en la determinación del Cargo por Capacidad corresponden a costos actuales según referencias internacionales consultadas. En particular el costo FOB de la turbina surge de la publicación Gas Turbine World Handbook correspondiente al año 2012 para turbinas de características similares a las consideradas como óptimas para el abastecimiento de la demanda de punta del sistema. Dicha publicación, elaborada por personal experto y basada en la consideración de amplia información internacional, se constituye en una referencia más completa y adecuada que lo que pueda reflejar una indagación puntual.
2	NEJAPA	Se sugiere que para el cálculo de las Vidas Útiles se utilice el mismo valor tanto para la Turbina, Instalaciones de Transmisión y Equipamiento para adoptar un criterio uniforme de evaluación de los costos.	<p>El cálculo del Cargo por Capacidad requiere determinar la anualidad que cubre los costos de inversión siendo por lo tanto necesario determinar la Vida Útil de los diferentes componentes que conforman las instalaciones del proyecto.</p> <p>La vida útil de un determinado equipamiento no es un parámetro estándar ya que depende de múltiples factores técnicos que son diferentes para distinto tipo de equipamiento.</p> <p>Por tal motivo utilizar un único valor de vida útil para todo el equipamiento no se considera adecuado para reflejar el real costo anual del equipamiento.</p> <p>Este criterio, además, es el utilizado por reguladores de otros mercados para determinar el Cargo por Capacidad (Guatemala, Perú, Chile, Bolivia).</p>
3	NEJAPA	Se sugiere que se tome como referencia para el cálculo definitivo, el Precio Base de la Potencia actual en el mercado eléctrico de Guatemala, cuyo valor es de US\$8.90/kW-mes, lo que indica que el Precio calculado preliminarmente por el Consultor de SIGET, no representa el valor real de la turbina de gas simulada.	<p>El Precio Base de la Potencia actual en el mercado eléctrico de Guatemala (US\$8.90/kW-mes) fue establecido al inicio de operación del mercado (1998)(1) (2) y por lo tanto no se considera representativo de valores actuales de costos de una unidad térmica.</p> <p>Al respecto, es oportuno mencionar que una de las recomendaciones contenidas en el informe final de la Auditoría al Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala del año 2010, consiste en que se efectúe el recálculo de ese valor.</p> <p>Cabe destacar, en cambio, que el RLGE establece que el Cargo por Capacidad debe recalcularse cada 5 años como una forma de mantener actualizado su valor.</p>



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
			Ref (1). Reglamento del AMM Ref (2). NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 3 , TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA
4	CUTUCO	<p>Costos Fijos de Operación y Mantenimiento: Tal como expresa el Consultor que existe dificultad en la separación de los costos fijos y costos variables de operación y Mantenimiento, sin dar el detalle de cálculo, se obtienen valores de 0.5 Millones US\$/año y 0.84 US\$/kW-mes, consideramos que dichos valores se encuentran por debajo de referencias contables de empresas de generación que cuentan con turbinas de gas instaladas localmente, las cuales tienen costos fijos de operación y mantenimiento en el rango de 1.2 a 1.5 US\$/kW-mes, por lo que sugerimos que la metodología considere valores acordes a la realidad local.</p>	<p>Los costos fijos de OyM considerados para determinar el Cargo por Capacidad (0.5 Millones US\$/año) surgen de la determinación de una Plantilla de personal óptima que opere la planta (22 personas) más los costos adicionales de administración, etc., con salarios acordes a la realidad nacional.</p> <p>Se destaca que dichos costos no incluyen costos de personal requerido para realizar las intervenciones en mantenimiento. Tampoco incluyen costos de arranque y detención los que, de acuerdo con la reglamentación vigente, son considerados como parte de los costos de operación y mantenimiento variables.</p>
5	CUTUCO	<p>Actualización anual del valor de Potencia: Como se pudo observar, el valor del cargo de capacidad es de 6.84 \$/kW-mes, al comparar este valor con el nuevo cálculo de 7.58 \$/kW-mes se puede observar que existe una diferencia aproximadamente , 0.74 \$/kW-mes, esto producto de la fórmula de actualización utilizada, la cual debería establecer un rango de inflación que no es considerado, CECA considera que la fórmula debe ajustarse con el objeto de reflejar la realidad del valor de capacidad sin ajuste sobre el exceso o disminución respecto al 1.5%, indicado en el acuerdo 29-E-2007.</p>	<p>El RLGE establece que el Cargo por Capacidad debe ser determinado cada 5 años evaluando los costos fijos (inversión, OyM) de una unidad de punta. Una vez determinado dicho valor en cada año se lo reajusta anualmente conforme la fórmula de indexación acordada.</p> <p>La variación de costos entre periodos de 5 años es el resultado, entre otras cosas, de la inflación por lo que ha sido tomada en cuenta en la evaluación realizada de costos.</p> <p>Cabe destacar que la fórmula de indexación que será aplicada para ajustar los valores del Cargo por Capacidad en el periodo 2012-2016 no ha sido aún propuesta, por lo que la inquietud del participante será objeto de un análisis posterior.</p>
6	CUTUCO	<p>Margen de Reserva Teórico: El Consultor expresa que el Margen de Reserva Teórico obtenido según el procedimiento de cálculo por una herramienta computacional resulta ser por un valor de 15.69%, dado que el Cargo por Capacidad es directamente proporcional al Margen de Reserva Teórico y que se utilizó un modelo descrito en la metodología, consideramos que es subjetiva una suposición adicional de aproximación para reducirlo ya que por muy pequeño el cambio en el valor del Margen de Reserva Teórico incide directamente en el valor del Cargo por Capacidad, por lo que sugerimos no aproximarlo a 15%, sino utilizar el valor obtenido por el modelo, es importante hacer notar que la metodología será revisada después el 2016, donde se puede actualizar nuevamente dicho valor.</p>	<p>El valor del 15.69% determinado para el MRT surge de considerar la curva de carga de la demanda del año 2011 y la disponibilidad de generación prevista a feb 2012.</p> <p>Por su parte, el valor del MRT (15%) adoptado para la determinación del Cargo por Capacidad toma en cuenta la probable forma de curva de carga y disponibilidad de generación en el período de vigencia del Cargo.</p> <p>De acuerdo con datos históricos el Factor de Carga de la demanda se incrementó un 3.0% en los últimos 5 años. Es de esperar que un incremento similar se dé en los próximos 5 años. Este incremento tiende a reducir la relación entre la ENS por contingencias y la energía abastecida, lo que hace que para una misma calidad de servicio el parque de generación existente pueda abastecer una demanda mayor, con base en lo cual es posible regulatoriamente seleccionar un</p>



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
7	CUTUCO	<p>CECA también considera necesario traer en comparación la experiencia tomada en países vecinos como Guatemala; por ejemplo, el valor de capacidad se ha calculado en la metodología propuesta por El Salvador de 7.58 US\$/kW-mes resulta ser un valor que está por debajo al compararlo con el valor de referencia de desviaciones de potencia en Guatemala, el cual es de 8.90 US\$/kW-mes, que fue calculado por la autoridad reguladora de electricidad hace más de 10 años. Además, según la Norma Comercial No. 3 del Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, el Margen de Reserva Teórico, conocido también como Factor de Riesgo de Faltante es fijado en un valor de 20% en comparación al valor de Margen de Reserva Teórico de 15% que utiliza el procedimiento de El Salvador.</p>	<p>MRT menor.</p> <p>El Precio Base de la Potencia actual en el mercado eléctrico de Guatemala (US\$8.90/kW-mes) fue establecido al inicio de operación del mercado (1998)(1)(2) y por lo tanto no se considera representativo de valores actuales de costos de una unidad térmica.</p> <p>Cabe destacar que el RLGE establece que el Cargo por Capacidad debe recalcularse cada 5 años como una forma de mantener actualizado su valor.</p> <p>Ref (1). Reglamento del AMM Ref (2). NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 3 , TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA</p> <p>EL MRT que se utilizó para determinar el Cargo por Capacidad resulta de un análisis de confiabilidad considerando las características del parque de generación de El Salvador y la demanda a abastecer. Estas cualidades son particulares de cada país, por lo cual no es adecuado utilizar para un país un valor de margen de reserva de otro país.</p>
8	CUTUCO	<p>Que los conceptos arriba detallados sean tomados en cuenta en el período de revisión de la metodología, esperando que los valores iniciales supuestos para el cálculo del Cargo por Capacidad Firme, sean actualizados y obtener así un valor revisado acorde a la realidad nacional.</p>	<p>Se entiende que el valor propuesto de Cargo por Capacidad es el adecuado teniendo en cuenta lo establecido al respecto en el RLGE, la realidad del sector eléctrico de El Salvador y los costos típicos de los diferentes componentes que forman parte de un proyecto de generación.</p>
9	CUTUCO	<p>Asimismo, CECA considera que se debe de realizar una revisión exhaustiva de la metodología en general, ya que el cargo por capacidad debe ser libre y atractivo en licitaciones de largo plazo para permitir el ingreso de nueva inversión en el sector eléctrico, y que el valor regulado debe ser únicamente para transacciones de capacidad de corto plazo, de acuerdo al numeral 6.17 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.</p>	<p>El Cargo por Capacidad es una de las remuneraciones que recibe un generador que participa del mercado eléctrico al vender su producción tanto en el MRS como vía contratos de largo plazo; en este último caso, su valor no puede ser libre ya que el Art. 86 D del RLGE establece que el mismo debe corresponder al cargo de capacidad vigente en el MRS a la fecha de la licitación respectiva.</p> <p>Asimismo, debe considerarse que si un generador vende su producción por medio de contratos de largo plazo recibe además una remuneración por energía que resulta de valorizar la Energía Contratada a un precio libremente pactado por las partes. Dicho precio luego es ajustado en función de una fórmula de indexación que toma en cuenta índices relacionados con los cambios de precios al consumidor y cambios de precios de combustible. El generador puede definir la estructura de la fórmula de indexación para que corresponda con su estructura de costos de forma tal de mantener su ganancia durante la duración del contrato.</p>



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET																																																																					
10	DUKE ENERGY	En el Apéndice II, numeral 3 se listan los valores típicos de costos de inversión típicos para turbinas de una potencia próxima a 50 MW según edición del Gas Turbine Handbook; sin embargo, no se hace referencia a la fecha de publicación ni se listan el tipo de combustible que corresponde a las eficiencias detalladas. Solicitamos se adjunte copia parcial de la publicación de referencia para un mejor respaldo de los equipos analizados;	<p>La publicación utilizada como referencia internacional de costos de inversión es la edición Gas Turbine World Handbook de febrero 2012. La tabla siguiente resume las principales características de las unidades evaluadas y sus costos de inversión tal como surgen de la publicación antes referida.</p> <table border="1" data-bbox="1213 345 1934 565"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Model</th> <th colspan="2">ISO Base</th> <th colspan="2">Heat Rate</th> <th colspan="2">Budget</th> </tr> <tr> <th>Load</th> <th></th> <th></th> <th>Efficiency</th> <th>Plant Price</th> <th></th> </tr> <tr> <td></td> <td>kW</td> <td>Btu/kWh</td> <td></td> <td></td> <td>USD</td> <td>USD/kW</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LM6000PF Sprint</td> <td>48,092</td> <td>8151</td> <td>41.90%</td> <td></td> <td>17,151,500</td> <td>\$ 357</td> </tr> <tr> <td>SGT-900</td> <td>49,500</td> <td>10450</td> <td>32.70%</td> <td></td> <td>16,819,200</td> <td>\$ 340</td> </tr> <tr> <td>LM6000PC Sprint</td> <td>50,526</td> <td>8458</td> <td>40.30%</td> <td></td> <td>17,713,000</td> <td>\$ 351</td> </tr> <tr> <td>LM6000PG</td> <td>51,204</td> <td>8142</td> <td>41.90%</td> <td></td> <td>18,219,800</td> <td>\$ 356</td> </tr> <tr> <td>Trent 60 DEL</td> <td>51,685</td> <td>8138</td> <td>41.90%</td> <td></td> <td>18,296,500</td> <td>\$ 354</td> </tr> <tr> <td>LM6000PG</td> <td>53,500</td> <td>8582</td> <td>39.80%</td> <td></td> <td>17,961,700</td> <td>\$ 336</td> </tr> <tr> <td>Trent 60 DLE ISI</td> <td>58,000</td> <td>8001</td> <td>42.60%</td> <td></td> <td>19,546,000</td> <td>\$ 337</td> </tr> </tbody> </table> <p>Las variaciones de eficiencia en función del tipo de combustible utilizado son en general menores y se aplican a todas las unidades evaluadas por lo que no modifica la selección realizada de la unidad de punta.</p> <p>Por otra parte hay dispersión de recomendaciones de los fabricantes con diversos puntos de vista de leve aumento o disminución de la eficiencia.</p> <p>El acceso a la revista se obtiene mediante suscripción en el link: http://gtwbooks.com/</p>	Model	ISO Base		Heat Rate		Budget		Load			Efficiency	Plant Price			kW	Btu/kWh			USD	USD/kW	LM6000PF Sprint	48,092	8151	41.90%		17,151,500	\$ 357	SGT-900	49,500	10450	32.70%		16,819,200	\$ 340	LM6000PC Sprint	50,526	8458	40.30%		17,713,000	\$ 351	LM6000PG	51,204	8142	41.90%		18,219,800	\$ 356	Trent 60 DEL	51,685	8138	41.90%		18,296,500	\$ 354	LM6000PG	53,500	8582	39.80%		17,961,700	\$ 336	Trent 60 DLE ISI	58,000	8001	42.60%		19,546,000	\$ 337
Model	ISO Base		Heat Rate		Budget																																																																			
	Load			Efficiency	Plant Price																																																																			
	kW	Btu/kWh			USD	USD/kW																																																																		
LM6000PF Sprint	48,092	8151	41.90%		17,151,500	\$ 357																																																																		
SGT-900	49,500	10450	32.70%		16,819,200	\$ 340																																																																		
LM6000PC Sprint	50,526	8458	40.30%		17,713,000	\$ 351																																																																		
LM6000PG	51,204	8142	41.90%		18,219,800	\$ 356																																																																		
Trent 60 DEL	51,685	8138	41.90%		18,296,500	\$ 354																																																																		
LM6000PG	53,500	8582	39.80%		17,961,700	\$ 336																																																																		
Trent 60 DLE ISI	58,000	8001	42.60%		19,546,000	\$ 337																																																																		
11	DUKE ENERGY	En el Apéndice II, numeral 3 finaliza con el Resumen de Costos del Proyecto; sin embargo, los costos de transformación y conexión, solicitados en nuestra carta de fecha 17 de febrero siguen sin detallarse; para el caso del costo de “Otros Equipos”, estos han sido reducidos respecto a los montos que se presentaron en la exposición del 8 de febrero y los cuales si consideráramos razonables. Solicitamos se adjunte un mejor detalle de cada uno de los activos que componen el Costo Total del proyecto y se retomen los costos originales de “Otros Equipos” presentados en la exposición del pasado 8 febrero;	<p>En relación con el monto correspondiente a costos de “Otros Equipos” es necesario aclarar que se efectuó una revisión del número de horas de operación de la unidad de punta, con lo cual se determinó una reducción del volumen de los tanques de combustible y por ello se redujo el costo respectivo.</p> <p>El costo total del equipamiento eléctrico requerido para la conexión de la planta al sistema de transmisión es de 2.74 millones de USD.</p>																																																																					
12	DUKE ENERGY	En el Apéndice III, numeral 3 se concluye que el Margen de Reserva Teórico (MTR) resulta con un valor de 15.69%, sin embargo, consideramos que el valor final del MRT a usarse para la evaluación no debe basarse en supuestos sobre la disponibilidad del parque de generación ni sobre los factores de carga a futuro, ya que los mismos deberán esperar la próxima revisión quinquenal para realizar los ajustes que reflejen el comportamiento del Mercado eléctrico nacional.	<p>El valor del 15.69% determinado para el MRT surge de considerar la curva de carga de la demanda del año 2011 y la disponibilidad de generación prevista a feb 2012.</p> <p>Por su parte, el valor del MRT (15%) adoptado para la determinación del Cargo por Capacidad toma en cuenta la probable forma de curva de carga y disponibilidad de generación en el periodo de vigencia del Cargo.</p>																																																																					



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
		Solicitamos mantener el 15.69% como valor del MRT.	De acuerdo con datos históricos el Factor de Carga de la demanda se incrementó un 3.0% en los últimos 5 años. Es de esperar que un incremento similar se dé en los próximos 5 años. Este incremento tiende a reducir la relación entre la ENS por contingencias y la energía abastecida, lo que hace que para una misma calidad de servicio el parque de generación existente pueda abastecer una demanda mayor lo que permite regulatoriamente seleccionar un MRT menor.
13	DUKE ENERGY	En el Anexo II, numeral 8 se hace una referencia a valores históricos del promedio de los rendimientos y se asume que dicho valor es representativo para la inflación de largo plazo en el mercado de EUA; sin embargo, existen fuentes gubernamentales que pronostican una tasa inferior al 2%. Solicitamos que se haga referencia a fuentes gubernamentales para tomar la inflación de largo plazo para la metodología.	El valor de inflación de largo plazo (2.21%) utilizado para determinar la tasa en términos reales, representa las expectativas medias de inflación del mercado de capitales, en la medida en que para su determinación se utilizó la diferencia entre el rendimiento de un bono del Tesoro de EUA indexado (denominados TIPS) y un bono no indexado. La diferencia entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los bonos indexados se ajusta por el Índice de Precios al Consumidor de EUA. En el marco del modelo CAPM / WACC, la determinación de las expectativas de inflación con la utilización de instrumentos financieros es un procedimiento usualmente utilizado. Además, resulta consistente con la forma de estimar el resto de los parámetros del modelo, esto es, utilizando como referencia instrumentos financieros líquidos del mercado de capitales de EUA.
14	DUKE ENERGY	En Abril de 2011 para el cálculo de la potencia firme en el país de Chile, se calculó que el costo total es US\$ 830/KW para una turbina de 70 MW. Por lo cual, este costo unitario de inversión debiese resultar más económico en comparación con la turbina de 50 MW que el estudio de la empresa consultora ha seleccionado para El Salvador. Es importante observar que este valor de inversión para turbinas a gas está aún por debajo de los US\$ 885/kW, utilizados en el plan indicativo recientemente publicado por el CNE para la Expansión de la Generación Eléctrica en El Salvador. Por su parte, en la República de Guatemala, el Precio de Referencia de la Potencia para las Desviaciones fue calculado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica hace más de trece años y a la fecha todavía no se ha programado su revisión; sin embargo, el valor de US\$ 8.90/kW-mes es el reflejo de los costos e inversiones al momento de su elaboración, por tanto cualquier actualización que surja resultará en un cargo unitario muy superior al vigente.	<p>El Precio Base de la Potencia actual en el mercado eléctrico de Guatemala (US\$8.90/kW-mes) fue establecido al inicio de operación del mercado (1998)(1)(2) y por lo tanto no se considera representativo de valores actuales de costos de una unidad térmica.</p> <p>Cabe destacar que el RLGE establece que el Cargo por Capacidad debe recalcularse cada 5 años como una forma de mantener actualizado su valor.</p> <p>Al respecto, es oportuno mencionar que una de las recomendaciones contenidas en el informe final de la Auditoría al Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala del año 2010, consiste en que se efectúe el recálculo de ese valor.</p> <p>Ref (1). Reglamento del AMM Ref (2). NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 3 , TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA</p> <p>Algo similar sucede con el Cargo por Capacidad de Chile. El valor</p>



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
			<p>actual de Cargo por Capacidad fue determinado por medio de un estudio realizado en el año 2006 (1). Actualmente la CNE de Chile está finalizando un nuevo estudio para actualizar el Cargo por Capacidad.</p> <p>En los estudios del año 2006 la CNE de Chile determinó un costo para la unidad generadora de 23.6 millones de USD para una potencia de 70 MW lo que equivale a un costo unitario de 337 USD/kW puesto en sitio. El costo total del equipamiento de generación es de 34.7 millones de USD lo que equivale a 494 USD/kW. Dichos valores son similares a los utilizados para determinar el Cargo por Capacidad propuesto para El Salvador.</p> <p>Ref (1): ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC Y SING. CNE. Chile. 2006</p>
15	DUKE ENERGY	La unidad de punta seleccionada ha sido afectada por el consumo propio y el derrateo para obtener la potencia neta en el sitio. Solicitamos que se incluya el concepto de Tasa de Salida Forzada (TSF) ya que los equipos de generación nacionales son penalizados por las indisponibilidades que de forma natural y estadística son aceptables por la industria eléctrica;	La TSF es tomada en cuenta en la determinación del MRT.
16	DUKE ENERGY	Los costos de la Turbina seleccionada se muestran como precio de la lista (FOB) en la Tabla CARGO POR CAPACIDAD. Solicitamos se realicen los ajustes necesarios para reflejar el costo real de la unidad puesta en el sitio de operación y ser congruente con lo planteado en el Apéndice II, numeral 2, para esto se debe ajustar el costo de la lista por el flete marítimo internacional más el flete local;	La evaluación de costos realizada para determinar el Cargo por Capacidad incluye los costos de flete marítimo internacional y local requeridos para reflejar costos reales puestos en sitio.
17	DUKE ENERGY	En el proceso de cálculo del MRT debiese existir un quinto paso que evalúe las restricciones de las centrales hidroeléctricas, ya que es necesario mantener la congruencia de la Metodología con la operación real del sistema nacional normada a través de lo descrito en el Anexo 12, numeral 11.4 del Reglamento de Mercado;	<p>La determinación del MRT asume que ante una situación de contingencias de generación que lleve al sistema a una condición de insuficiente generación se realizará un re-despacho de la generación disponible de forma tal de minimizar la Energía No Servida.</p> <p>De ocurrir tal situación el operador del sistema requerirá a las plantas hidráulicas máxima potencia durante la ocurrencia de la falla ya que esto representa la operación de mínimo costo.</p> <p>Las plantas hidráulicas pueden dar máxima potencia durante periodos de tiempo corto aprovechando la capacidad de su embalse aun en condiciones de mínimos aportes hidráulicos típicos de la estación seca.</p>



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET																														
			<p>La siguiente tabla muestra las características de las plantas hidráulicas existentes y los aportes hidrológicos en la estación seca que tienen 95% de probabilidad de excedencia. La tabla indica el tiempo de falla (TFalla) durante los cuales la planta puede dar plena potencia durante 5 hs/día (horas de punta de la demanda). Se observa que durante al menos 7 días se tiene plena potencia hidráulica.</p> <table border="1" data-bbox="1215 349 2016 555"> <thead> <tr> <th>Planta</th> <th>Vútil HM3</th> <th>Inflow ⁽¹⁾ m3/s</th> <th>.QMax.. m3/s</th> <th>T. Descarga Horas</th> <th>T Falla días</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>GUAJ</td> <td>448.9</td> <td>3.86</td> <td>46</td> <td>4542.5</td> <td>908.5</td> </tr> <tr> <td>CGRA</td> <td>1326.4</td> <td>16.14</td> <td>350</td> <td>1351.9</td> <td>270.4</td> </tr> <tr> <td>05-nov</td> <td>42.6</td> <td>3.71</td> <td>204.3</td> <td>63.5</td> <td>12.7</td> </tr> <tr> <td>15SE</td> <td>87.7</td> <td>12.00</td> <td>740</td> <td>35.7</td> <td>7.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: (1) Caudal que tiene 95% de probabilidad de excedencia en el periodo seco</p>	Planta	Vútil HM3	Inflow ⁽¹⁾ m3/s	.QMax.. m3/s	T. Descarga Horas	T Falla días	GUAJ	448.9	3.86	46	4542.5	908.5	CGRA	1326.4	16.14	350	1351.9	270.4	05-nov	42.6	3.71	204.3	63.5	12.7	15SE	87.7	12.00	740	35.7	7.1
Planta	Vútil HM3	Inflow ⁽¹⁾ m3/s	.QMax.. m3/s	T. Descarga Horas	T Falla días																												
GUAJ	448.9	3.86	46	4542.5	908.5																												
CGRA	1326.4	16.14	350	1351.9	270.4																												
05-nov	42.6	3.71	204.3	63.5	12.7																												
15SE	87.7	12.00	740	35.7	7.1																												
18	DUKE ENERGY	<p>Considerando que una de las premisas básicas de la Metodología es basarse en función objetivo de mínimo costo total para la suma de costos fijos más costos variables, y por otro lado habiéndose finalizado recientemente los procesos de auditoría contemplados en el ROBCP, para evaluar aquellos costos híbridos 2010 que no pueden encuadrarse fácilmente en las categorías de costos anteriores, es importante que los ajustes anuales se realicen sin ningún tipo de restricción respecto a indicadores nacionales o internacionales que considere SIGET como el mejor reflejo de los costos mínimos en que incurren las plantas de generación a base de turbinas, por tanto la fórmula de reajuste anual no debe contemplar ninguna banda comparativa y realizar los ajuste de manera íntegra tal y como la UT está actualizando los costos variables, caso contrario no se estaría reconociendo los ingresos mínimos que resultan al aplicar el Procedimiento en el Acuerdo 147-E-2012.</p>	<p>La metodología de ajuste anual del Cargo por Capacidad no ha sido aún definida. La observación será comentada al momento de presentar una propuesta de metodología de ajuste anual del Cargo por Capacidad para ser aplicada en el periodo 2012-2016.</p>																														
19	DUKE ENERGY	<p>En el Acuerdo 29-E-2007 calculó el precio base de la potencia para el periodo 2007-2011, basado en precios de 2006, y se utilizó como referencia un valor de Operación y Mantenimiento Fijo (O&M Fijo) de 0.83 \$/kW-mes. El presente estudio de Acuerdo 147-E-2012 presenta como O&M Fijo un valor de 0.836 \$/kW-mes, esto significa que se reconoce una variación de los costos del año 2006 al 2011 de 0.7%, pero solamente por ajuste del CPI (2006 – 2011) el valor debería presentar una variación arriba del 12%. Los costos de O&M Fijo</p>	<p>Los costos fijos de OyM considerados para determinar el Cargo por Capacidad (0.5 Millones US\$/año) surgen de la determinación de una Plantilla de personal óptima que opere la planta (22 personas) más los costos adicionales de administración, etc., con salarios acordes a la realidad nacional.</p> <p>Se destaca que dichos costos no incluyen costos de personal requerido para realizar las intervenciones en mantenimiento. Tampoco incluyen costos de arranque y detención los que, de acuerdo</p>																														



SIGET

No	PM	Observaciones	Respuestas de la SIGET
		<p>asociados a las turbinas instaladas por Duke Energy en la región están en el rango de 1.2-1.5 \$/kW-mes, y en un reciente estudio realizado por la Asociación de Comercializadores en Guatemala, el Consultor estableció dicho valor en 1.8 \$/kW-mes. Debido a lo anterior, se solicita revisar y detallar los costos que han sido incluidos en el O&M Fijo dentro del Acuerdo 147-E-2012.</p>	<p>con la reglamentación vigente, son considerados como parte de los costos de operación y mantenimiento variables.</p>



SIGET