



ANEXO III – 17

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN



RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LA ASEP AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011

A continuación se presenta la respuesta a los comentarios de la ASEP:

1.1.1 Descripción del sistema de transmisión

Si bien ETESA presenta en el capítulo 3 del documento la descripción del sistema de transmisión y hace una relación de las líneas de transmisión, transformadores y esquemas de control de emergencia, es necesario que complemente dicha información con:

- a) La capacidad de transmisión existente y remanente detallada por tramo.
- b) Límites asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.
- c) Normas operativas del Mercado Mayorista que establecen límites a la transmisión.
- d) Cargas de los transformadores de las subestaciones.
- e) Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.
- f) Límites físicos de las instalaciones de la Empresa de Transmisión.
- g) Base de datos completa y organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

Respuesta:

En el Capítulo 3, sección 3.1, se ha incluido una tabla con la capacidad existente por tramo (línea) y la capacidad remanente basado en información entregada por el Centro Nacional de Despacho (CND). Adicionalmente, en la misma sección se ha incluido una descripción de límites asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad del sistema, tal cual se ha solicitado. También se incluye una tabla con la carga registrada en los transformadores de ETESA, dicha información es proveniente del CND. De igual forma en la sección 3.1, se realiza un análisis de flujo de potencia pronosticado, para el sistema al año 2011 (actual), según la base de datos de ETESA, para una época lluviosa en demanda máxima y mínima. La base de datos para este periodo ha sido suministrada, tal cual fue solicitado por el



consultor y se encuentra en forma de hoja de cálculo de Excel en el Anexo III-15, organizada por elemento del SIN y con todos sus parámetros.

Adicionalmente se solicita incluir en la tabla 2.3, Proyectos de Generación de 2011-2014, y la tabla 2.4, Proyectos de Generación de 2015 – 2025, una columna con el nombre de la barra en la cual se conectará cada uno de los generadores propuestos, y el nombre de la barra a nivel de 115 kV ó 230 kV, en la cual se reflejará dicha generación.

Respuesta:

Se ha incluido la información solicitada en las tablas que muestran los proyectos de generación a ingresar al sistema en el corto y largo plazo.

Finalmente, se requiere presentar una tabla en la que se incluyan los códigos de las barras así como de todos los equipos en general, líneas, transformadores, compensaciones, etc., con su respectivo nombre al frente.

Respuesta:

En el anexo III-15 se ha incluido una tabla, la cual incluye los códigos de barras, nombre que la identifica y nivel de voltaje en la base de datos. La misma muestra el nombre del Bus del SIN al que se está modelando en la Base de Datos.

1.1.2 Criterios de Planificación

Se debe confirmar si se cumple el requisito incluido en los criterios técnicos adicionales del Plan de Expansión de Transmisión 2011 y relacionado con la capacidad y la disponibilidad de los generadores de entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva y el cien por ciento (100%) de este límite en estado transitorio durante veinte (20) minutos.

Respuesta:

Estos criterios de capacidad y disponibilidad de los generadores forman parte del Reglamento de Transmisión, Artículo 116. En el análisis se modela el reactivo de los generadores, de manera que cumplan con su curva de capacidad, la cual varía entre 100% a 85%, dependiendo del tipo de generador y su tecnología.

En cuanto al factor de potencia de la carga, se debe presentar una tabla comparativa entre los valores de P y Q modelados en cada una de las barras del Sistema y los valores de P y Q de cada una de las barras del Sistema obtenidos en la operación real del mismo.

Respuesta:

Los valores de Potencia Real (P) utilizados para el modelado de la carga del sistema, son obtenidos de información entregada por los distribuidores solicitada



por ETESA para la confección del Plan de Transmisión. La misma se muestra en los Estudios Básicos (Tomo I del Plan de Expansión), desagregada por barra y por año. Según el Reglamento de Transmisión en su artículo 114, los consumidores del Sistema Principal de Transmisión deben asegurar “valores tolerados” de factor de potencia (los cuales son mostrados en el artículo), con el objetivo de minimizar el transporte de Potencia Reactiva (Q) en la Red de Transmisión. ETESA realiza la Planificación del SPT, partiendo de la premisa que los consumidores cumplen la normativa citada, y por lo cual la Q de la carga modelada en la Base de Datos, para el sistema se modela en 0.94 (-) en Demanda Mínima y 0.985 (-) en Demanda Máxima, para una Potencia Real (P) mostrada en el punto 1.9.5 del los Estudios Básicos.

ETESA debe informar si se incluyó en el modelamiento de los transformadores del Sistema de Transmisión los cambiadores de voltaje y de ser así indicar cómo se modelaron. Así mismo, determinar si para los análisis del Sistema de Transmisión se consideraron circuitos equivalentes y en estos casos mostrar cómo fueron establecidos.

Respuesta:

Si se modelan los cambiadores de taps (Tap Changers) de los transformadores, de acuerdo al modelado que tiene el PSS/E. No se modelan circuitos equivalentes, cada línea o circuito se modela de acuerdo a sus características propias.

1.1.3 Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión

En cuanto a los costos de los componentes de transmisión no se incluyen indicadores de precios eficientes a partir de comparaciones internacionales.

Respuesta:

No contamos con indicadores de costos a partir de comparaciones internacionales, la comparación más reciente a nivel de las empresas transmisoras de Centroamérica fue hecha por el Grupo de Trabajo de Costos de la Industria Eléctrica (GTCIE) del CEAC, cuyo informe se presentó en noviembre de 2011. Los costos a utilizar en el Plan de Expansión 2011 se presentaron en enero de 2011 en los Estudios Básicos y no se recibió ningún comentario al respecto en aquel momento. Los costos se calculan con base a los costos de las últimas licitaciones de líneas y subestaciones realizadas por ETESA, tal como se explica en el Plan.

En el capítulo 7 se presenta el detalle de los proyectos identificados en el corto plazo, 2011-2014, y aprobados en planes de expansión anteriores, con los costos asociados, sin embargo vale la pena mencionar que:



- Se requiere desagregar los costos de los proyectos de expansión tanto para el corto plazo como para el largo plazo, teniendo en cuenta precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación.

Respuesta:

Se puede desagregar los costos presentados en el Capítulo 7, sin embargo, no se tiene detalle de precios FOB, transporte, seguros, costos de internación, flete, costo de bodega, flete a obra, ya que los costos se basan en costos obtenidos por ETESA en las licitaciones públicas más recientes y los mismos son costos puestos en sitio. Los costos se pueden desagregar en suministro, montaje, obras civiles, ingeniería, administración, inspección, diseño, contingencias, interés durante construcción (IDC) y estudio de impacto ambiental (EIA). Los costos de los proyectos, con esta desagregación se ha adjuntado en los capítulos 7 (Plan de Expansión de Corto Plazo) y Capítulo 10 (Plan de Expansión a Largo Plazo).

- Adicionalmente, es necesario incluir para cada uno de los proyectos del Plan de Expansión el valor de AOM y de Activo No Eléctrico, indicando los porcentajes correspondientes.

Respuesta:

Como se explicó anteriormente, los costos estimados de los proyectos incluyen suministro, montaje, obras civiles, contingencias, ingeniería, administración, inspección, diseño, interés durante construcción (IDC) y estudio de impacto ambiental (EIA). En los estimados no se ha incluido hasta el momento, en este plan ni en los anteriores, el costo de Operación, Mantenimiento y Activo No Eléctrico. Sugerimos que de requerirse estos costos, los mismos se consideren a partir del plan de 2012.

- Los costos presentados en este capítulo no concuerdan con los costos incluidos en el Anexo III-2, Proyectos Candidatos.

Respuesta:

Se actualizaron los valores en el Anexo III-2, Proyectos Candidatos.

- En particular es necesario establecer el origen de los valores de los SVC incluidos en el Plan, puesto que los mismos superan los 23 millones de dólares cada uno. Adicionalmente, indicar si el hecho de que los SVC están conectados a diferentes niveles de tensión no tiene un efecto sobre los valores.



Respuesta:

Debido a que no se cuenta en el sistema de transmisión de ETESA ni de las compañías transmisoras de Centroamérica con experiencia en este tipo de equipo, el costo estimado para los SVC se obtuvo con base a costos de equipos de este tipo en el sistema de transmisión de ISA de Colombia. De acuerdo a una presentación reciente hecha por un experto de SIEMENS en equipos de compensación, específicamente de SVC, pudiese ser que el costo estimado de 23 Millones sea conservador.

- Es necesario especificar si en la valoración de los SVC, se consideraron las inversiones hechas preliminarmente en la instalación de 90 MVAR y 120 MVAR en las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II respectivamente.

Respuesta:

Si se considera en el Plan de 2011 que los capacitores pasan a formar parte del los SVC. En el Plan del 2012 se reevaluará si esto es así o si es necesario que la compensación de los SVC sea adicional a los bancos de capacitores.

1.1.4 Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo

Se solicita incluir en el Plan de Expansión de Transmisión 2011, un diagnóstico más detallado del Sistema de Transmisión, presentando para el año 2011, los resultados de flujo de carga en estado estable para condiciones de demanda máxima y demanda mínima en los que se muestren:

- Las demandas en valores de P y Q en cada una de las barras del Sistema de Transmisión.
- Los niveles de tensión en cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión.
- El valor de P y Q que fluye por cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- El porcentaje de cargabilidad en cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- Las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos del Sistema.
- Valor total de pérdidas del Sistema.



- Los valores de P y Q entregados por cada una de las máquinas de generación, si bien esta información está incluida en los resultados de flujo de carga se solicita presentarla junto con la solicitada en los puntos anteriores.

Respuesta:

Teniendo en cuenta que los resultados en los Anexos III-3 y III-6 muestran la mayoría de la información solicitada por el consultor y adicionalmente la ASEP ha manifestado la dificultad de interpretar los resultados del Programa PSS/E, mostrados en los anexos citados, se ha elaborado una guía o descripción de las salidas del PSS-E, el cual se incluye al inicio de cada uno de estos Anexos, lo cual busca brindar un apoyo e informar sobre la manera de interpretar las salidas del programa PSS/E, de tal forma que al lector le sea más fácil la verificación de los resultados presentados en los mismos. Se hizo el ejercicio de obtener todos los resultados solicitados por el consultor para el caso de demanda máxima de invierno de 2011, lo cual ocupó aproximadamente 75 páginas. Esto significaría que para presentar todos estos resultados para los casos del años 2011, el cual incluye 10 casos (4 de demanda máxima y mínima de verano e invierno más 6 contingencias), tendríamos un anexo de aproximadamente 750 páginas.

Los anteriores resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el año 2011, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.

Respuesta;

De acuerdo a la reunión sostenida con la ASEP, el día 4 de enero, llegamos al acuerdo de que no era necesario incluir lo solicitado, ya que los análisis con cada generador por separado o independiente se realizan para los estudios de Viabilidad de Conexión de cada uno de ellos.

Adicionalmente, se deberán identificar las restricciones (congestiones) existentes en la red, incluidas las originadas en la operación del Sistema (criterios de despacho). Indicar si hay algún elemento o elementos del Sistema de Transmisión que sea o sean modelados con capacidades técnicas inferiores a las reales, con el fin de simular algún tipo de restricción establecida en la operación del Sistema.

Respuesta:

El análisis presentados demuestran que no hay congestiones en la red, en los Anexos III-3 y III-6 se presentan los resultados y en ellos se muestran los elementos de la red con carga superior a 95%. En el sistema no se modela ningún elemento con límites inferiores a los reales.



Teniendo en cuenta que el software empleado para el análisis eléctrico – el PSS-E – está en capacidad de realizar en forma automática el análisis de contingencias n-1 para cada una de los elementos modelados del Sistema de Transmisión, se solicita presentar un cuadro resumen en el que se muestre para cada una de las contingencias los nodos con tensiones por fuera de los criterios establecidos en el reglamento y líneas y transformadores con cargabilidades por encima del 80%.

Respuesta:

Para el análisis de contingencias N-1, se muestran en los Anexos III-3 y III-6 las que se han determinado como las más críticas, de acuerdo a la experiencia adquirida en los planes de expansión anteriores (6 casos de contingencias para cada año). En los casos presentados en estos anexos, para las contingencias más críticas seleccionadas, se muestra para cada una el despacho de generación, el voltaje de todas las barras de 230 KV y 115 KV y el resumen de intercambios, generación, demanda y de pérdidas. También la cargabilidad de los elementos de la red de transmisión con valores superiores al 95%. Teniendo en cuenta que los resultados en los Anexos III-3, III-4, III-6 y III-8 muestran la información solicitada por el consultor y adicionalmente la ASEP ha manifestado la dificultad de interpretar los resultados del Programa PSS/E, mostrados en los anexos citados, se ha elaborado una guía para la interpretación de las salidas del PSS-E, el cual se incluye al inicio de cada uno de estos anexos, el cual busca brindar un apoyo e informar sobre la manera de interpretar las salidas del programa PSS/E, de tal forma que al lector le sea más fácil la verificación de los resultados presentados.

Para realizar la evaluación económica es necesario disponer previamente de los valores del costo de la energía y los sobrecostos por unidad de energía. En ese sentido, se solicita incluir la evolución durante los últimos cinco años de los Costos Marginales del Sistema, costo de restricciones y pérdidas del Sistema de Transmisión, lo que permitirá verificar la razonabilidad de los valores obtenidos de las simulaciones.

Respuesta:

No vemos la congruencia de incluir en este capítulo, Diagnóstico del Sistema de Corto Plazo, los valores de costos marginales del sistema, costos de restricciones y perdidas de los últimos 5 años para hacer evaluaciones económicas. En el análisis económico de las distintas alternativas del plan se utilizan los valores de costos operativos, costos marginales, etc. a futuro obtenidos con el SDDP, para el plan de generación, tomando en cuenta o no los proyectos de expansión, principalmente los de largo plazo, ya que los de corto plazo son proyectos que fueron aprobados en planes de expansión anteriores y por lo general se encuentran en construcción o próximos a iniciar su ejecución.



1.1.5 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de corto plazo

De acuerdo con el Plan de Expansión 2011, los proyectos identificados en el corto plazo, 2011 - 2014, son los aprobados en planes de expansión anteriores, muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar.

Al respecto, se solicita presentar un cronograma de avance de ejecución de los referidos proyectos, con el fin de identificar si la fecha en la que se están incluyendo en el Sistema de Transmisión para efectos de los análisis eléctricos corresponde con el estado real de los proyectos.

Respuesta:

Se ha incluido al inicio del Capítulo 7 un cuadro con las fechas de ejecución de los proyectos, de acuerdo a la información que tenía la Gerencia de Proyectos de ETESA al momento que se estaba desarrollando el Plan de Expansión de Transmisión (10 de marzo de 2011). Estas fueron las fechas consideradas para los proyectos en el Plan 2011.

Se requiere que se presenten los análisis eléctricos del Sistema de Transmisión para cada uno de los años del corto plazo, en los que se muestre el comportamiento de la red con y sin el nuevo proyecto de expansión y se identifique de manera individual el beneficio que tiene dicho proyecto. Estos proyectos son:

- Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, con fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
- Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, con fecha de entrada en operación Octubre del año 2013. Este proyecto estaba incluido en el plan 2010, aclarar por qué hace parte de los nuevos proyectos de corto plazo y si el cambio de fecha de entrada con respecto al Plan del 2010 responde a un atraso o una revaloración del proyecto y cuáles son los resultados en términos técnicos y económicos de dicha revaluación.
- SVC (Static Var Compensator) con capacidad de +300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez, capacidad que incluye los 90 MVAR conectados en esta Subestación en el 2012, con fecha de entrada en operación Julio del año 2014.

Respuesta:

Los proyectos mencionados en este punto de forma individual no resuelven el problema de la capacidad de transmisión del sistema, por lo que cada uno por separado no presentaría beneficios significativos. Se ha añadido al Capítulo 6, el



punto 6.6. (ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LOS PROYECTOS DE REPOTENCIACIÓN Y SVC) el cual muestra los análisis eléctricos solicitados por el consultor, donde se realiza un estudio de flujo de carga, analizando cada proyecto de manera individual, con el objetivo de evidenciar los beneficios obtenidos por la implementación de los proyectos de repotenciación y el SVC en S/E Llano Sánchez.

Con respecto al proyecto de Repotenciación Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez - Panamá II, en el Plan de Expansión 2010 formaba parte de los proyectos de corto plazo, por lo que no entendemos su comentario de que es un nuevo proyecto de corto plazo. El mismo tuvo un atraso de aproximadamente 1 año en la nueva fecha de entrada en operación del Plan 2011, pero es exactamente el mismo proyecto, no una revaloración.

Con respecto al SVC de la S/E Llano Sánchez, al analizar el sistema sin este equipo, se tendría que generar con plantas térmicas para que aporten el reactivo suficiente en las cercanías del centro de carga, lo que desplazaría generación hidro mas barata en el occidente del país.

En cuanto al SVC se solicita incluir cómo ha sido modelado en el software PSS. Igualmente, ratificar si este dispositivo está diseñado solo para compensación capacitiva. Lo anterior, con el fin de conocer si ETESA analizó y evaluó la conveniencia de incluir en este dispositivo los 3 reactores de 20 MVAR existentes en el patio de 230 kV de la subestación Llano Sánchez.

Respuesta:

El SVC fue modelado de acuerdo a los modelos propios que tiene el PSS/E para este tipo de equipo. Se incluirá dicho modelo en el informe. En el análisis del Plan de 2011 se consideró el SVC con solo potencia reactiva de +300 MVAR, no se analizó si incluiría compensación inductiva también, ya que actualmente existen 180 MVAR de reactores en el sistema. Esto será evaluado en el Plan del 2012. En el Anexo III-14 Modelos Dinámicos, se ha incluido una sección en la que se ilustra el modelado del SVC. Cabe mencionar que se ha mejorado el anexo, el cual se presenta en forma de hoja de cálculo, con sus respectivos diagramas de bloques e información para interpretar la Base de Datos Dinámica.

En cuanto a los análisis eléctricos presentados y a complementar, se solicita incluir la misma información requerida en el numeral anterior para el año 2011.

Respuesta:

Ver respuesta en el numeral anterior, sobre este mismo comentario.

Dichos resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el periodo de



análisis, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.

Respuesta:

Respuesta igual a la del numeral anterior, sobre este mismo comentario.

Presentar los resultados de estabilidad transitoria que evidencien que al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores se tiene un cambio inferior al 5% de tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación, tal como se establece en los criterios de planeamiento.

Respuesta:

Los bancos de capacitores del S/E Panamá II son del mismo tamaño a los que ya operan en la S/E Panamá, por lo que no deben presentar ningún tipo de problemas de sobrevoltajes en su conexión o desconexión, ya que los de la S/E Panamá han estado operando por más de 15 años sin ningún problema de esta índole. Los bancos de capacitores en Llano Sánchez son de mayor capacidad, pero se conectan en 230 KV, por lo que no deben presentar este tipo de problemas.

Presentar los resultados de los análisis realizados de estabilidad de pequeña señal.

Respuesta:

En el documento no se menciona que se hayan realizado análisis de estabilidad de pequeña señal y en ninguno de los planes de expansión anteriores se han realizado.

Teniendo en cuenta, la magnitud de la capacidad del SVC a instalar en la subestación Llano Sánchez, 300 MVAR, se solicita incluir a partir de su fecha de entrada en operación, un análisis de las curvas QV y PV en dicha subestación.

Respuesta:

En el Capítulo 7 Punto 8, donde se describe el proyecto del SVC, se ha añadido las curvas Q vs V, para la barra de Llano Sánchez 230 KV para la época lluviosa del año 2014 (año en el cual es necesaria la incorporación del elemento al SIN), en la cual se evidencia la necesidad de dicho elemento y el déficit de reactivo que se tendría en caso de no entrar en operación.

Finalmente, con respecto a los SVC, es importante revisar si la operación de los mismos se optimiza mediante un sistema de control coordinado (VQC), para que dicho sistema permita gestionar los diferentes recursos de reactiva (cambiadores automáticos de taps,



generación de reactiva, compensación capacitiva o reactiva e incluso apertura de líneas en condiciones de demanda baja), lo cual permite el uso óptimo del sistema.

Respuesta:

Lo solicitado es una condición operativa de los SVC, esto no se modela en el PSS/E. Esto se considerará en las especificaciones técnicas para este equipamiento.

1.1.6 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de largo plazo

Para cada uno de los años analizados en el largo plazo se deberá realizar y presentar el análisis de flujo de carga que considere el Sistema de Transmisión sin el proyecto de expansión propuesto para el año de análisis, con el fin de identificar cuál es el problema que se pretende solucionar con cada uno de los proyectos propuestos y cuáles son los beneficios resultantes de su inclusión en el Plan.

Respuesta:

Lo solicitado implicaría correr nuevamente todos los casos de flujos de potencia de los años 2015, 2017 y 2020, sin los proyectos de expansión propuestos. Los beneficios de los proyectos de expansión se consideran en los análisis económicos de los proyectos, cuando se hace el análisis con el SDDP considerando o no los proyectos de expansión, los casos sin los proyectos de expansión tienen un costo operativo mucho mayor, ya que se desplaza energía barata generada por plantas hidroeléctricas en el occidente del país por energía más cara generada por plantas térmicas, lo que también trae como consecuencia un incremento en los costos marginales del sistema. Esto se explica claramente en el capítulo 9 del documento.

Tal como se indicó para el corto plazo, los resultados de los análisis eléctricos deben incluir la siguiente información:

- Demandas en valores de P y Q en cada una de las barras del Sistema de Transmisión.
- Niveles de tensión en cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión.
- El valor de P y Q que fluye por cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- El porcentaje de cargabilidad en cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- Las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos del Sistema.



- Valor total de pérdidas del Sistema.
- Valores de P y Q entregados por cada una de las máquinas de generación.
- Un cuadro resumen en el que se muestre para cada una de las contingencias N-1, los nodos con tensiones por fuera de los criterios establecidos en el reglamento y líneas y transformadores con cargabilidades por encima del 80%.

Respuesta:

Ver respuesta en el punto 1.1.4 anterior, a comentario similar.

Dichos resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el periodo de análisis, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.

Respuesta:

Ver respuesta en el punto 1.1.5 anterior, a comentario similar.

Cuando se trate de repotenciación de circuitos se debe mostrar cómo cambia el flujo de potencia con y sin la expansión por las líneas eléctricamente cercanas a la que se propone repotenciar.

Respuesta:

Teniendo en cuenta que el Sistema de Transmisión Panameño es altamente radial se considera que el análisis solicitado no da valor agregado al Plan. El flujo de potencia en circuitos aledaños no variará ya que se han realizado análisis eléctricos, y se ha verificado que los parámetros del conductor considerado para la repotenciación (ACSS/AW Grosbeak) no varían significativamente del actual conductor utilizado en el corredor Mata de Nance – Panamá (750 ACAR), el cual es el corredor que se considerará para un cambio de conductor. Por consiguiente, el flujo de potencia en el corredor paralelo (Guas - Pan II), no variará de forma significativa. Es necesario recordar en este punto que solo se tiene 2 corredores a nivel de 230 KV que provienen de occidente distribuidos de esta forma: De S/E Guasquitas hacia S/E Panamá II y de S/E Mata de Nance hacia S/E Panamá.

Presentar los resultados de estabilidad transitoria que evidencien que al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores se tiene un cambio inferior al 5% de tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación, tal como se establece en los criterios de planeamiento. Los anteriores análisis también deben realizarse para los equipos de compensación a instalar en el Sistema como resultado de la expansión.



Respuesta:

Ver respuesta en el punto 1.1.5 anterior, a comentario similar.

En cuanto al SVC de 300 MVAR a instalar en la subestación Panamá II, es necesario aclarar si el mismo es en 230 KV o en de 115 kV (en la página 68 y en la página 92 se indica que se conectará a nivel de 115 KV mientras que en las páginas 116, 139 y 140 se indica que el SVC es en 230 KV). Adicionalmente se solicita incluir cómo ha sido modelado en el software PSS/E. Igualmente, ratificar si este dispositivo está diseñado solo para compensación capacitiva.

Respuesta:

El SVC en la S/E Panamá II se conectará en 230 KV, se harán las correcciones de las páginas indicadas. Con relación al modelado, ya esto fue explicado en la respuesta del punto 1.1.5 anterior.

Teniendo en cuenta, la magnitud de la capacidad del SVC a instalar en la subestación Panamá 115 kV, 300 MVAR, se solicita incluir a partir de la fecha de su entrada en operación, un análisis de las curvas QV y PV en dicha subestación.

Respuesta:

En el Capítulo 10, punto 3, se ha adjuntado la curva Q vs V para el nodo en 230 KV en S/E Panamá II. La misma es considerando un intercambio entre Panamá y el SER con Panamá como exportador (caso más optimista para el uso de la red), según análisis obtenidos por el SDDP y en la misma se observa la necesidad del elemento en la red ya que sin él no es posible la operación del sistema de manera segura.

Presentar los resultados de los análisis realizados de estabilidad de pequeña señal.

Respuesta:

Ver respuesta en el punto 1.1.5 anterior, a comentario similar.

Finalmente, teniendo en cuenta que la línea de interconexión Colombia – Panamá se considera como un proyecto de largo plazo, se solicita identificar los efectos de la entrada de esta obra en los proyectos propuestos dentro del Plan de Expansión de Largo Plazo.

Respuesta:

Con respecto a la entrada en operación de la Interconexión Colombia – Panamá, la cual se incluyó en el Plan, en el Tomo III, Capítulo 8, punto 8.4, se mejora la explicación con respecto a este proyecto y sus efectos con los del plan de largo



plazo. En los anexos III-6, 7 y 8 de análisis de flujos de potencia, estabilidad y corto circuito, se muestran estos resultados considerando esta interconexión.

1.1.7 Confiabilidad del Sistema de Transmisión

Con el fin de verificar el cumplimiento de lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de Transmisión, se solicita calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel de Sistema Interconectado Nacional, con y sin las obras de expansión. Adicionalmente, se debe considerar el comportamiento estocástico de los componentes que forman parte del sistema.

Respuesta:

El análisis de confiabilidad del sistema de transmisión puede ser realizada mediante el programa PSS/E, ya que el mismo contiene un módulo para realizar este tipo de análisis. Hasta el momento no hemos podido utilizar correctamente este módulo ya que el mismo es bastante complejo, requiere de la creación de varios archivos y tiene distintos métodos de solución. Hasta el momento no hemos podido hacer un análisis con este módulo y aunque durante los últimos tres años hemos tratado de tomar un curso que dicta SIMENES al respecto, "PSS/E for Transmission Reliability Studies" no ha sido posible ya que por falta de inscripciones al curso, el mismo ha sido cancelado todos los años. Seguiremos haciendo los esfuerzos para poder realizar estos análisis y esperamos que para el plan del año 2012 podamos incluirlos, por lo que sugerimos que estos análisis se consideren a partir del próximo plan de expansión.

1.1.8 Evaluación Económica

En el capítulo 9 del Plan de Expansión se incluyen los resultados de la evaluación técnica-económica y selección del Plan de Expansión de la Transmisión.

Se consideran apropiados los criterios de decisión empleados en la evaluación económica, los cuales son:

- I. El Valor Neto Actual que se obtiene como la diferencia entre el Valor Presente Neto de los Beneficios y el Valor Presente Neto de los Costos.
- II. La Relación Beneficio costo que se obtiene como la relación entre el Valor Presente Neto de los Beneficios y el Valor Presente Neto de los Costos.

No obstante, se tienen algunos comentarios a la metodología empleada para calcular el Valor Presente Neto de las Inversiones, toda vez que en el documento se indica que éste se obtiene como la diferencia entre el Valor Presente Neto de los pagos asociados con la inversión durante el periodo de análisis y el Valor Presente Neto residual de las inversiones después del final del horizonte de planificación.



Al respecto, se considera que para realizar la evaluación económica desde el punto de vista de quienes remuneran el Sistema de Transmisión, usuarios y generadores, se debe utilizar el Valor Presente Neto de los pagos asociados con la inversión durante el horizonte de planificación, 2011-2025 sin que se considere el Valor Presente Neto Residual, toda vez que el Sistema de Transmisión se debe remunerar durante toda su vida útil y no hay justificación para que éste sea disminuido con un valor residual.

Con el fin de incluir los costos y beneficios después de terminado el horizonte de planeamiento, se solicita presentar una sensibilidad de la evaluación utilizando el Valor Presente Neto de los pagos anuales asociados con la inversión durante toda la vida útil de los proyectos propuestos y considerando constantes los beneficios de dichas obras después del año 2026.

Respuesta:

Con respecto al aspecto metodológico general, nos hacemos eco a lo enunciado teóricamente por los expertos en el tema, como ejemplo a los autores de **Preparación y Evaluación de Proyectos**,¹ “*pueden existir criterios disímiles de evaluación para un mismo proyecto. Lo realmente decisivo es poder plantear premisas y supuestos validos que hayan sido sometidos a convalidación... Las premisas y supuestos deben nacer de la realidad en que el proyecto estará inserto y en el que deberá rendir sus beneficios.*” (Página 6) En suma la evaluación está definida por los objetivos, que requiere alcanzar.

En el documento del PESIN, se evalúan los planes de expansión de la transmisión desde el punto de vista del beneficio total del sistema, no de la empresa. En este caso el beneficio al sistema debe ser mayor que los costos incurridos (Inversión y AOM). Para lo cual se estipula a precios del año inicial del horizonte, enero del 2011, la recuperación mínima anual por proyecto u obra sea la anualidad del monto inversión a la tasa de descuento estipulada (pagos o reembolsos de capital) versus los ahorros reales del sistema al expandir la red, diferencial de costos operativos de la expansión.

Por consiguiente, en este documento no se evalúa la generación de rentabilidad de ETESA, por medio de pago de tarifas al servicio de transmisión de la energía. Por consiguiente, el informe no genera la información pertinente, para suministrar montos de ingresos tarifarios derivados de esta expansión.

En relación a la utilización del valor residual, “*El flujo de caja de cualquier proyecto se compone de cuatro elementos básicos : a) los egresos iniciales de fondos, b) los ingresos o egresos de operación, c) el momento en que se ocurren estos*”

¹ Nassir Sapag Chain, Reynaldo Sapag Chain, Preparación y Evaluación de Proyectos, Cuarta Edición, 2000.



ingresos y egresos, y d) el valor de desecho o salvamento del proyecto.” Por lo cual en un proyecto, “se puede aplicar la convención generalmente usada de proyectar los flujos a diez años, donde el valor de desecho refleja el valor remanente de la inversión (o el valor del proyecto) después de ese tiempo”²

Tal como se mencionó en el numeral 1.1.3 el valor de los proyectos debe incluir los costos de AOM y de Activo No Eléctrico, o en caso de que éstos estén incluidos en el valor utilizado en la evaluación económica, desagregarlo.

Respuesta:

La respuesta al cuestionamiento del punto 1.1.3 aclara esta situación.

De otro lado, los beneficios se obtienen como la diferencia entre el promedio del costo operativo del sistema (gastos esperados con combustibles y costo de racionamiento) utilizando la red actual (incluye los proyectos aprobados para el corto plazo) y el promedio del costo operativo del sistema incluyendo las obras de expansión del sistema. Para este caso, se debe aclarar si el escenario de precios de los combustibles utilizado es el base, es decir en torno a los 85.17 US\$/barril para los precios del crudo WTI publicados por Platts.

Respuesta:

En el Tomo II Plan Indicativo de la Generación, punto Pronósticos de Precios de los Combustibles, página 12, la proyección de precios anuales a utilizar en el documento, debió derivarse del precio base de 85.17 US\$/barril. Pero en razón de la dinámica evolutiva que tuvieron los precios del crudo en el último trimestre del año 2010 y el primer trimestre del año 2011, los precios utilizados en la simulación de los despachos de generación, se ajustaron a la data utilizada por el CND, con un valor base en el entorno de 111 \$US/ barril, resultado de la operación real del sistema.³

Sobre el particular, es preciso señalar que no se evidencia que los análisis se hayan realizado en forma separada para cada una de las obras, con el fin de conocer si efectivamente cada obra cumple con el criterio de decisión para que sea incluida dentro del Plan de Expansión. Por lo anterior, se deben mostrar los resultados de obtener el promedio del costo operativo del sistema incluyendo una a una las obras de expansión recomendadas.

Adicionalmente, se requiere presentar el promedio del costo operativo del sistema con y sin los proyectos de expansión en forma separada para cada uno de los años del horizonte de

² Idem. Páginas 265 y 266

³ Los precios pasan en septiembre/10 de 75 a 110 US\$ en abril /11. Una variación de sostenida de 6% mensual.



planeamiento, discriminando el valor correspondiente a los gastos esperados con combustible, costo de racionamiento, costos de restricciones y los ahorros obtenidos por disminución en las pérdidas en el Sistema.

Respuesta:

Con respecto a estos dos últimos comentarios, tal como se mencionó anteriormente, las alternativas de solución presentadas, corresponden a planes o programas de obras de transmisión concatenadas, cuyo diseño satisfacen técnicamente la demanda máxima en época de invierno y verano, con los mínimos requerimientos aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad **a mínimo costo, durante todo el periodo de análisis**. Por consiguiente, la falta de una obra o de la postergación significativa de la implementación de alguna otra de ellas, resulta en la práctica en una nueva alternativa de solución al problema objetivo.

En el estudio técnico del problema objetivo se plantearon las soluciones integrales que satisfacen la demanda dentro del horizonte del análisis. Aquellas alternativas con obras no contempladas en la actual evaluación, se debió a que no satisfacían integralmente el problema objetivo, ya sea por restricciones de tiempo, restricciones operativas, de la implementación de tecnologías no probadas en el entorno, o finalmente debido al excesivo costo directo de inversión, con respecto a las soluciones presentadas, en el informe.

Por consiguiente, ETESA considera que aquellas posibles soluciones que no superar la etapa de identificación técnica (identificación de soluciones probables), no ameritaban esfuerzos adicionales para la justificación económica individual de las obras, pues las mismas corresponden a un plan de mínimo costo, y no aportarían mayores elementos a la toma de decisiones.

De todos modos, se realizó el análisis sugerido por el consultor para los proyectos de repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV, cuyos resultados se incluyen en este capítulo.

Es necesario que se indique cuál es el procedimiento seguido para solucionar los diferentes problemas hallados en los análisis eléctricos que posteriormente fundamentan los costos de operación del Sistema de Transmisión. Específicamente, en lo relacionado con la decisión de racionar o modificar el despacho, con lo cual los costos de operación serían diferentes, y lo óptimo sería incluir la solución de menor costo.

Respuesta:

En los análisis eléctricos se busca la solución del sistema eléctrico de manera que se cumpla con todos los requisitos de seguridad y confiabilidad establecidos en el Reglamento de Transmisión, de allí surgen los distintos proyectos de expansión que permiten cumplir con este propósito. Estos proyectos se consideran en la evaluación económica, en donde se comparan varias alternativas de expansión



contra la alternativa de no hacer ninguna obra de expansión, obteniéndose del programa SDDP los resultados de costos operativos del sistema y costos marginales para cada uno de estos casos. Obviamente, al no hacerse ninguna obra de expansión, se limita la capacidad de transmisión proveniente del occidente del país, donde se encuentran ubicados todos los proyectos hidroeléctricos, en su mayoría de pasada y que se encuentran en construcción. Esto limita la capacidad de transporte desde el occidente, teniéndose así que desplazar energía de plantas hidroeléctricas más barata, por generación térmica más cara, cercana al centro de carga. Esto aumenta el costo operativo del sistema y los costos marginales, los cuales se consideran en las evaluaciones económicas de los proyectos de expansión, lo que justifica la entrada en operación de los proyectos de expansión que brinden el mayor beneficio al sistema.

De otro lado, para revisar el criterio de decisión en la evaluación económica se deben excluir los costos de las obras de expansión comprometidas en el corto plazo, toda vez que en el numeral 9.2.1 se indica que el caso de referencia es el que las incluye. De tal forma, se entiende que estas obras definidas para el corto plazo hacen parte de la red utilizada para obtener el costo operativo con y sin proyectos de expansión, por tanto su costo y beneficios no deben ser incluidos en la evaluación, a no ser que se requiera verificar la necesidad de estos proyectos y que sea posible omitir su ejecución.

Respuesta:

En la evaluación económica de las alternativas, como estos proyectos de corto plazo están incluidos en los dos casos: sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión, al hacer el análisis su efecto es el mismo para ambos casos, así que los mismos ni aportan ni disminuyen a los resultados obtenidos.

Así como ETESA incluye la evolución con y sin proyectos de expansión del costo marginal por barra para el horizonte de planeamiento se requiere que se presente la evolución con y sin proyectos de expansión del cargo de transmisión.

Respuesta:

Se incluirá el estimado de los cargos por transmisión considerando los proyectos que podrían entrar en operación para el siguiente período tarifario.

En cuanto a las alternativas del Plan de Expansión se presentan los siguientes comentarios:

- Se establecen como adición al sistema de transmisión algunas obras que no se encuentran dentro del cálculo de las inversiones ya que se encuentran en operación como es el caso de la subestación transformadora Boquerón III, 230/34.5 kV y la ampliación de la subestación Caldera, de igual forma hacen parte del Plan de Reposición los transformadores en las subestaciones La Chorrera y Llano Sánchez. A su vez la subestación San Bartolo 230/34.5 kV que forma parte del Plan Estratégico, o el caso de la adición del transformador T2 en la subestación



Boqueron III 230/34.5 kV. Es necesario hacer explícitos que los proyectos considerados estratégicos sólo son tenidos en cuenta para la remuneración de los costos de AOM (se entiende que fueron definidos en el PESIN 2008 – 2022).

Respuesta:

Esto es correcto, las subestaciones mencionadas, Subestación Boquerón III y Ampliación de S/E Caldera, entraron hace poco en operación y son subestaciones definidas como estratégicas, los cuales solo se remuneran los costos de AOM. Igualmente ocurrirá con la futura S/E San Bartolo. Cabe mencionar que este Plan de Expansión de 2011 no se utiliza para el cálculo de las tarifas de ETESA, sino será el próximo Plan del año 2012. Los transformadores de las subestaciones Chorrera y Llano Sánchez son obras definidas como Conexión

Teniendo en cuenta que estas obras no hacen parte de la evaluación por estar ya definidas por otro criterio y por tanto no se está tomando decisión alguna sobre su ejecución, se recomienda excluirlas de la alternativa a consideración ya que puede llevar a confusión.

- El costo de inversión del refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 kV es diferente en la página 68, numeral 2, capítulo 7, 12,970 millones de Balboas, mientras que el valor de la tabla 9.2, página 84, capítulo 9, es de 14,51 millones de Balboas, este último valor se obtiene como la suma de los proyectos No. 4, 5 y 6.

Igualmente, aclarar si la línea entra en operación en el año 2012, entonces cuál es el motivo de la entrada de la nave 230 kV en la subestación Guasquitas en el año 2013. Adicionalmente, explicar la razón por la que se incluyen dos tipos de conductor, ACAR 750 y 1200.

Respuesta:

El costo real del proyecto es B/. 12,970 miles, se harán las correcciones necesarias. Sobre los tipos de conductor del circuito, fue detallado en el capítulo 7, punto 2.

- Con respecto al refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 kV, se indica en la columna Observación general de la tabla 9.2, página 84, capítulo 9, como 1 circuito, se requiere aclarar esta descripción ya que en otros apartes del Plan se indica que este proyecto es un doble circuito energizado inicialmente a 115 kV y posteriormente a 230 KV.



Respuesta:

Se ha corregido la descripción del proyecto, línea de doble circuito en la tabla 9.2 cantidad de circuitos de la línea Santa Rita – Panamá II.

También se requiere aclarar la descripción de este proyecto, ya que se habla de dos tramos de línea uno entre Panamá II y Río Chagres a nivel de 230 kV y otro entre Río Chagres y Santa Rita a nivel de 115 kV. Así mismo, está diseñada con calibres diferentes, ACAR 1200 en el tramo desde el Río Chagres hasta Panamá II y ACSR 636 desde el Río Chagres hasta Santa Rita. Adicionalmente en el año 2019 se indica que este circuito se energizará a 230 KV.

Respuesta:

Efectivamente esta línea tiene dos tramos con dos conductores distintos. La descripción del proyecto se ha mejorado en el Capítulo 7, punto 1.

- Para el proyecto de repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II 230 kV, aclarar si dentro de su alcance está el tramo Fortuna – Guasquitas, toda vez que en la tabla 9.7, página 93, capítulo 9 y en el numeral 5, capítulo 7, página 69, no se incluye en la descripción dicho tramo. Igualmente, en caso de hacer parte del proyecto verificar si su costo está incluido dentro de la valoración de la inversión.

Respuesta:

El tramo Fortuna-Guasquitas no está incluido dentro de la repotenciación. Se ha eliminado toda referencia del mismo en el proyecto de repotenciación.

- Dado que la línea Llano Sánchez – Panamá II 230 kV será un doble circuito, el cual entrará en operación inicialmente como circuito sencillo, aclarar si se incluye el costo de las estructuras para configuración en doble circuito.

Respuesta:

Se ha aclarado en el capítulo 10, punto 4 que las estructuras consideradas en el proyecto son en configuración de doble circuito, y que los costos mostrados incluyen las estructuras en dicha configuración.

- En cuanto al cambio del nivel de tensión de operación de las líneas Santa Rita – Panamá de 115 kV a 230 kV, indicar qué uso se le dará a los interruptores de 115 kV incluidos en la valoración del proyecto a nivel de 115 kV o evaluar si es técnica y económicamente viable que estos interruptores sean de 230 kV y se energicen como la línea a 115 KV, inicialmente.



Respuesta:

La energización del doble circuito Santa Rita – Panamá II a nivel de 230 KV/ está sujeta a la entrada en operación de Plantas de Generación Térmica, que en principio, se conectarían al SIN en S/E Santa Rita. El proyecto se ha gestionado con interruptores de 115 KV, dado que entrara en operación en el corto plazo y el corredor es necesario para aumentar la capacidad de transmisión de los circuitos existentes provenientes de la Costa Atlántica.

En caso de que sea necesaria la energización de los circuitos Santa Rita – Panamá II en 230 KV, los interruptores de 115 KV se utilizarían como repuestos a aquellos interruptores de mayor uso/longevidad en otras subestaciones con este nivel de voltaje.

1.1.9 Plan de Reposición de Corto Plazo

En cumplimiento de lo establecido en el literal 1), del artículo 73 del Reglamento de Transmisión, ETESA presenta el Plan de Reposición de Corto Plazo, en el cual se estiman los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición, la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse con la reposición y se indica que no se llevarán a cabo reposiciones parciales.

La evaluación económica para este tipo de proyectos se está realizando desde el punto de vista del transportador, lo cual es válido para verificar la viabilidad financiera para el agente, sin embargo el enfoque debe ser desde la óptica del usuario, por tanto las disminuciones previstas en los costos de mantenimiento se deberían reflejar en los valores a reconocer en el próximo periodo tarifario.

En dicho plan se incluyen los siguientes proyectos:

1.1.9.1 Cambio de las protecciones de distancia primaria de las líneas con longitud menor o igual a 60 km.

El cambio de protecciones presentado corresponde a la segunda etapa del proyecto requerido por ASEP en la Resolución AN No. 036-Elec y relacionado con el aumento de la confiabilidad de los esquemas de protección. Adicionalmente, se indica que los equipos están próximos a completar su vida útil, 10 años, justificando su reemplazo.

Así las cosas, se considera justificada la ejecución de este proyecto. No obstante, es preciso aclarar si en el cálculo del Ingreso Máximo de ETESA se encuentran desagregados estos equipos con una vida útil de 10 años. Igualmente, informar si los equipos considerados en la I etapa del proyecto se encuentran en operación.



Respuesta:

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ETESA se calculó con base a los proyectos del Plan de Expansión de 2008, que en ese momento era el aprobado por la ASEP. Los equipos propuestos de la Etapa I de este proyecto ya se encuentran en operación.

1.1.9.2 Equipo de monitoreo de Transformadores

Se comparte con ETESA la justificación técnica de estos equipos, en cuanto a la necesidad de la automatización y control de las subestaciones para disminuir la salida de los transformadores lo cual afecta los índices de disponibilidad de los activos y por tanto la calidad de la actividad de transmisión.

En la evaluación económica de este proyecto se indican como beneficios la disminución de los costos de mantenimiento, la disminución de la energía no servida y de generación obligada según sea el caso y extensión de la vida útil de los transformadores, aspectos todos que afectan directamente al transportador, en el caso de la ENS entendida como las penalizaciones por no cumplir con los requisitos de calidad.

De tal forma que la justificación de este proyecto es la reducción de los costos de mantenimiento, los cuales se valoran con y sin proyecto. Para el caso sin proyecto se estima el costo de una falla, la cual ocasiona la salida del transformador y su reparación requiere de seis meses.

Al respecto, es importante mencionar que en la metodología de remuneración del Sistema de Transmisión no se incluyen repuestos, ni unidades de reserva para transformadores, de tal forma que ETESA no dispone de ellos, sin embargo las evaluaciones económicas de este tipo de equipos siempre tendrán justificación al comparar el costo del equipo con costos de energía no servida o de generación obligada durante todo el tiempo que toma la solución de un determinado problema. Sería recomendable disponer de unidades de reserva para un grupo determinado de subestaciones.

En cuanto a la valoración de la energía no servida y de la generación obligada para los casos sin proyecto y con proyecto, se requiere desagregar dicho cálculo para cada uno de los años de análisis, 2013 – 2027, así mismo explicar por qué en el cuadro 3, página 13 del referido documento, los datos relacionados con el mantenimiento preventivo para el año 2015 son tan distantes de los datos de los demás años.

Igualmente, justificar por qué los valores de energía no servida y de generación obligada son constantes durante todo el periodo de análisis, para los casos con y sin proyecto.



Respuesta:

Los análisis mencionados en su comentario se refieren a los análisis efectuados cuando se justificó este proyecto. Actualmente, el proyecto de monitoreo de transformadores se encuentra en ejecución y cuenta con un 80% de avance.

1.1.9.3 Cambio de interruptores 230 kV de la subestación Panamá II

El cambio de los interruptores al igual que los proyectos anteriores está justificado por los ahorros en el mantenimiento, especialmente si se compara con el costo que tienen los mantenimientos mayores de estos equipos.

En este caso, el tema de la disponibilidad de repuestos de los interruptores también es importante dentro de evaluación económica, toda vez que el tiempo estimado para las reparaciones oscila entre 8 horas y 3 meses dependiendo de si se cuenta con repuestos o no.

Teniendo en cuenta que estos equipos no han agotado su vida útil, 25 a 30 años, ya que algunos de ellos están entre 13 y 15 años y otros en 18 años, es necesario que ETESA indique cómo consideró este aspecto en la evaluación, puesto que estos interruptores pueden seguir siendo remunerados en la medida en que sean usados en subestaciones nuevas con requerimientos menores.

Respuesta:

El aspecto relevante tomado en consideración, fue el hecho de que los repuestos de los interruptores a reemplazar son más caros que los mismos interruptores, en otras palabras, con la compra de repuestos para los cuatro interruptores que se necesitan cambiar, se pueden comprar seis interruptores nuevos con mejores especificaciones tipo Tanque Muerto, lo que a su vez ahorrará espacio y equipos adicionales, lo cual está en proceso.

1.1.9.4 Mejoras al sistema de adquisición de datos de relés

Este proyecto se justifica técnicamente ya que permiten realizar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los equipos y así anticipar cualquier condición irregular que afecte el desempeño de éstos.

Desde el punto de vista económico se justifica en la disminución de los costos de funcionamiento de las subestaciones y los posibles costos de energía no servida, como en los proyectos anteriores la evaluación económica se realiza en torno a la empresa. No obstante, se espera que la disminución de los costos de mantenimiento se vea reflejada en el cálculo de eficiencia del próximo periodo tarifario.



Respuesta:

Con este proyecto se espera obtener los registros de fallas de los relés marca SEL y GE, de forma automática y así guardarlos en una computadora, de forma tal de evitar que los registros se pierdan por la ocurrencia de otros registros en el relé. Actualmente, no se cuenta con comunicación remota con el 100% de los relés que tienen esta posibilidad, con este proyecto se espera poder tener acceso desde la oficina del Departamento de Protecciones a cada uno de estos relevadores en las diferentes subestaciones de ETESA. Con ello, se reduce sustancialmente el tiempo de obtención de data de los relés debido a que no será necesario viajar a cada una de las subestaciones para recoger la informaciones de eventos ocurridos en el SIN.

1.1.10 Plan de Reposición de Largo Plazo

El Plan de Reposición de Largo Plazo considera el reemplazo de los equipos, autotransformadores y transformadores, que durante el actual periodo tarifario, 2009 – 2013, alcancen o estén por alcanzar el final de su vida útil, contada ésta desde la fecha original de puesta en servicio, de tal forma que se concentra en proyectos de corto plazo y no de largo plazo.

La justificación económica de estos proyectos se basa en que no es posible realizar reposición parcial de estos equipos, de tal forma que se compara el costo de falla de cualquier transformador con el costo de reposición del mismo.

Nuevamente, la metodología empleada en la evaluación considera tiempos de duración de la falla, entendidos como tiempo de reparación del transformador, muy largos, 2 ó más años, ya que no cuentan con repuestos ni con unidades de reserva, situación que seguramente justificará siempre la reposición de un equipo. Reiteramos la necesidad de incluir la disposición de unidades de repuesto por áreas o grupos de subestaciones para minimizar el impacto económico de este tipo de eventos.

Es necesario que ETESA aclare por qué se utiliza 1200 USD/MWh en lugar de 1850 USD/MWh, para la valoración de la ENS. Adicionalmente se debe actualizar la información de demanda de cada subestación para el cálculo de la energía no servida, ya que ésta se obtiene de la demanda registrada en el año 2008 para cada una de las subestaciones y se proyecta para los años del periodo tarifario con las tasas de crecimiento estimadas en el PESIN 2008.

Se solicita actualizar la evaluación de la reposición del transformador T3 en Panamá II, toda vez que ésta se llevará a cabo una vez entre en operación el transformador T4 en dicha subestación, en el año 2012, y se entiende que la evaluación económica inicial para



justificar la reposición del T3 se llevó a cabo considerando solo los tres transformadores existentes.

Respuesta:

Para la evaluación del reemplazo de activos se contrato una consultoría, quien hizo el análisis y se baso principalmente en el reemplazo de los equipos principales que ya estaban llegando al final de su vida útil, o sea, transformadores e interruptores. Cuando se realizó esta evaluación el valor de la Energía No Suministrada (ENS) era de 1,200 USD/KWh, valor que posteriormente fue modificado por la ASEP a 1,850 USD/KWh. Si el costo de la ENS es mayor, con más razón se justificará la reposición de los equipos, en este caso los transformadores. Cabe resaltar que los transformadores de las subestaciones: T2 de Mata de Nance (reemplazo), el T3 de Llano Sánchez y el T3 Chorrera ya fueron adquiridos y ya se encuentran en Panamá, además que el nuevo transformador T4 de S/E Panamá ya fue adjudicado y se espera que el mismo llegue a fines de 2012. En el Plan de Expansión del 2012 se evaluará nuevamente la necesidad del reemplazo del transformador T3 de la S/E Panamá y de otros transformadores del sistema y se tomará en cuenta su comentario.

1.1.11 Plan de Expansión de la Planta General

De acuerdo con lo establecido en el literal n, del artículo 73, del Reglamento de Transmisión, se solicita presentar la evolución de los activos no eléctricos con respecto a los activos eléctricos, considerando las obras propuestas de planta general y del sistema de comunicaciones.

Respuesta:

El cuadro a continuación presenta la evolución de los activos no eléctricos con respecto a los activos eléctricos hasta el año 2010.



Verificación del artículo 180 RT (tope 10%)	2008	2009	2010
---	------	------	------

DATOS DEL IMP APROBADO			
Activos Eléctricos eficientes (AE)	292,249	315,389	316,054
Activos No Eléctricos (ANE) - valor de libros	18,607	25,012	32,483
ANE/AE	6.37%	7.93%	10.28%
Tope 10%	10.00%	29,225	31,605
Mínimo	18,607	25,012	31,605

DATOS DEL IMP ACTUALIZADO- AÑO TARIFARIO No.3			
Activos Eléctricos eficientes (AE)	292,249	315,301	317,572
Activos No Eléctricos (ANE) - valor de libros	18,607	20,069	21,426
ANE/AE	6.37%	6.37%	6.75%
Tope 10%	10.00%	29,225	31,757
Mínimo	18,607	20,069	21,426

1.1.12 Anexo calidad del servicio del Sistema de Transmisión

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el literal p, del artículo 73, del Reglamento de Transmisión, se solicita incluir como parte del Plan de Expansión de Transmisión los datos históricos, de los últimos cinco años como mínimo, que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la empresa responsable:

- Estadísticas de desempeño del sistema de transmisión referidas a la calidad de servicio.
- Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.
- Coeficientes de disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.
- Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt.
- Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.
- Estadísticas de perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en puntos críticos del sistema.
- Nodos con niveles de tensión y factor de potencia fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.

Respuesta:

Con relación a los primeros 4 puntos de su comentario, alguna de esta información se podría conseguir, pero tomaría tiempo, ya que no se tienen estos registros actualizados y habría que levantarlos desde cero. Sugerimos que de ser esto necesario se incluya para el Plan del 2012. Con respecto a la estadística de las perturbaciones en la forma de onda de tensión, punto 6, no se llevan estas



mediciones, por lo que no sería posible conseguir esta información. Con respecto a los puntos 5 y 7 de su comentario, mensualmente se le envía a la ASEP el Informe de Base de Datos de Confiabilidad y Tensión del Sistema Principal de Transmisión, el cual incluye esta información.

1.1.13 Revisión de los Comentarios realizados por los agentes y ASEP al Plan de Expansión de Transmisión 2011

En cuanto a los comentarios realizados por ASEP y algunos agentes al documento del PESIN 2011, específicamente al Plan de Expansión de Transmisión, se solicita complementar la respuesta dada por ETESA a los siguientes comentarios, los cuales si bien ETESA indica en el documento de respuesta que se tendrán en cuenta en el Plan de Expansión de Transmisión, no fueron resueltos en su totalidad:

- *“No se concluye cuál será la capacidad esperada de las líneas de transmisión de los cuatro (4) circuitos de 230 kV que transportan energía del occidente del país hacia la ciudad de Panamá”.*

Respuesta:

En el documento se explica en qué consistirá la repotenciación de las líneas y que las que tienen capacidad de 193 MVA/circuito aumentarán a 350 MVA/circuito y las de 225 MVA/circuito aumentarán también a 350 MVA/circuito.

- *“No describe con suficiente detalle en qué consiste las obras de mejora en el desempeño del sistema (cuál será la nueva capacidad) producto de las repotenciaciones de las líneas de transmisión y los refuerzos”.*

Respuesta:

Ver la respuesta anterior.

- *“No se hace referencia a los costos de inversiones en líneas de transmisión, subestaciones, operación y administración asociados a los escenarios de crecimiento que son necesarios para construir los precios de la tarifa de transmisión”.* (subraya fuera de texto)

Respuesta:

De acuerdo a comentarios anteriores, en la descripción de los proyectos se incluyó el desglose de costos de los proyectos de líneas y subestaciones, el cual incluye costos de ingeniería y administración. Como parte de los costos no se consideran costos de mantenimiento en el costo de inversión de los proyectos.

Adicionalmente, confirmar si el generador Panch13.8 conectado a la barra # 6520, según los resultados de los flujos de carga, corresponde a la central hidroeléctrica Paso Ancho. Lo anterior, con el fin de verificar que se hubiera dado respuesta a la solicitud de incluirlo en el Plan de Expansión de Transmisión, en caso contrario, indicar si este generador fue incorporado y cuál es su identificación en los flujos de carga.

Respuesta:

El generador Panch13.8 en la barra No. 6520 es efectivamente el generador Paso Ancho. La barra No. 6520 es la barra de 13.8 KV donde se conecta este generador.