

Verónica
16/9/13
2:45 pm



AES-DC-198-13
16 de Septiembre de 2013

Costa del Este
Avenida La Rotonda
Business Park II
Torre V Piso N.11
Panamá, República de Panamá
Apartado Postal 0816-01990
tel 507 206- 2600
fax 507 206-2612


Licenciada
Zelmar Rodríguez Crespo
Administradora General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
E. S. D.

Respetada Licenciada Rodriguez:

En atención a la Resolución AN No. 6473 -Elec de 16 de agosto de 2013, por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.14-13 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2013, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), tenemos a bien presentar para consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) los comentarios de AES Panamá, S.A. los cuales se detallan en el adjunto.

Sin otro en particular, de Usted.

Atentamente,

94 
Miguel Bolinaga
Apoderado Especial

Adjuntos: 1 original y 2 copias de comentarios
1 Disco compacto
1 fotocopia de pasaporte

Comentarios de AES Panamá

Comentarios generales

1. Es necesario que el reglamento de transmisión que está actualmente en proceso de ser aprobado por parte de ASEP quede aprobado antes de que se adopte el plan de expansión, dado que los criterios generales que se utilicen para formular el plan deben corresponder a los que se encuentren en firme al momento de su elaboración y expedición.
2. El diseño del sistema de transmisión debe corresponder a aquél que no represente restricciones para el despacho económico de los recursos de generación. Es necesario que ETESA profundice y aclare la forma en la que se está modelando la red y cómo afecta el despacho económico en los últimos años del periodo de corto plazo y en el largo plazo. Para ello, consideramos necesario que fortalecer el diagnóstico de corto plazo de forma que permita identificar con suficiente anticipación las obras que requiere el sistema.
3. Es necesario que se realice un estricto control y seguimiento al cumplimiento de la entrada en operación de los proyectos identificados en el plan de expansión, de forma que se garantice que el sistema de transmisión no presenta restricciones para el despacho económico de los recursos.
4. Consideramos necesario que se haga una presentación pública en la que se aclaren las inquietudes que presenten los agentes sobre la información y los criterios empleados por ETESA para la elaboración del plan de expansión y sobre los resultados y el plan de obras propuestos.

29

**Comentarios al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013 – 2027 Tomo II Plan
indicativo de Generación ETE-DTR-GPL-181-2013**

1. Las tasas de crecimiento de la demanda de energía y potencia del año 2015 de 10.1 y 10.0% respectivamente (cuadro 2.1, pg. 3), son muy superiores a las consideradas en el periodo 2013 – 2016.

Es necesario que se revise el supuesto de crecimiento para dicho año y que se aclare o que se justifique la razón para adoptar tales tasas en ese año en particular.

2. Es necesario aclarar el supuesto planteado respecto al costo de racionamiento de 1,850 \$/MWh (pg. 5), dado que en la Resolución AN 4866-Elec de la ASEP, de 1 de noviembre de 2011, estableció el costo de la energía no servida en 680 \$/MWh.
3. Respecto a la información histórica de hidrologías del sistema 1957 – 1998, solicitamos la actualización de dicha base de datos a la fecha con el fin de que incorpore los efectos de los cambios climáticos en el nivel de los aportes hídricos, como los observados recientemente, de forma que se puedan considerar en la expansión de la generación y la operación del sistema interconectado.
4. Se solicita que se ponga a disposición de las empresas, la base de datos del SDDP en modo coordinado con el MER, de modo que los agentes puedan realizar las mismas simulaciones presentadas por ETESA como base del estudio del Plan de Expansión.
5. Se solicita hacer claridad respecto a la manera en la que se está haciendo la simulación de la operación integrada del sistema con el SDDP que permite encontrar el despacho de generación que se simula con el PSS.

En particular, entendemos que el despacho utilizado por ETESA a partir de las simulaciones en el SDDP se modifica para que cumpla con las condiciones de estabilidad del sistema, y que es sobre ese despacho que se simulan los flujos de carga para la red del sistema de transmisión.

De ser esta la situación, el sistema no se estaría dimensionando en el mediano y largo plazo para facilitar la utilización más eficiente de los recursos. Por ello, es necesario que el dimensionamiento del sistema de transmisión se realice para cumplir con el objetivo de minimizar las restricciones y las modificaciones al despacho económico del sistema. Para cumplir este objetivo, consideramos necesario:

- i) Fortalezca el diagnóstico de corto plazo
- ii) Presentar las diferencias en costos operativos que se originan por la simulación del sistema con red ideal, con la red actual y con las soluciones identificadas

- iii) Presentar el análisis de las obras identificadas para adaptar el sistema de transmisión de forma que sea capaz de transportar la energía que corresponde al despacho ideal

Comentarios al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013 – 2027 Tomo III Plan de Expansión de Transmisión Gerencia de Planeamiento ETE-DTR-GPL-181-2013

1. En términos generales, el sistema de transmisión debe ser capaz de transportar la energía a los centros de carga en cualquier condición.

Se observa de forma recurrente que de 2014 a 2016, los análisis realizados por ETESA indican que se presentan restricciones en el sistema por déficit de reactivos y sobrecarga de circuitos o transformadores o que se requiere generación de seguridad por confiabilidad del sistema ante condiciones de contingencia tipo n-1, los cuales resultan agravados por el atraso en la entrada en operación de los proyectos contemplados en planes anteriores, como se observa en la tabla 1.

En esta condición, el sistema no puede disponer eficientemente de los recursos de generación, situación que preocupa para lo corrido de 2013 y especialmente a partir de 2014, año a partir del cual, ya se deberían haber ejecutado y entrado en operación las obras requeridas para levantar las restricciones del sistema, prioritariamente las relacionadas con el déficit de reactivos.

Tabla 1. Comparación de las fechas de entrada de proyectos de expansión Plan 2013 vs. Plan 2012

	Obra	Fecha contemplada Plan 2012	Fecha contemplada Plan 2013	Variación
1	Línea Santa Rita - Panamá II 115 kV	ene/2014	31/ene/2014	-
2	Banco capacitores 120 MVAR Panamá II 115 kV	dic/2012	15/ene/2014	2 años 2 meses
3	Banco capacitores 90 MVAR Llano Sánchez 230 kV	ene/2013	ene/2016	3 años
4	Banco capacitores 120 MVAR Panamá II 230 kV	ene/2014	ene/2016	2 años
5	Banco capacitores 50 MVAR Panamá 115 kV	ene/2014	31/ene/2014	-
6	Repotenciación Panamá - Panamá II 230 kV	mar/2013 mar/2014	mar/2013 mar/2014	-
7	Línea Mata de Nance - Boquerón III - Progreso - Frontera 230 kV doble cto	ene/2015	ene/2015	-
8	Repotenciación línea 230 kV Mata de Nance - Veladero	ma y/2014	ma y/2014	-
9	S/E El Higo 230 kV	ju l/2014	ju l/2014	
10	Transformador 4 S/E Panamá	dic/2013	31-ene/2014	1 mes
11	Transformador 3 S/E Panamá II	ju l/2015	se p/2015	2 meses
12	S/E El Coco 230 kV	-	-	
13	S/E La Esperanza 230 kV	-	-	
14	S/E 24 Diciembre 230 kV	-	-	
15	S/E Cañazas 230 kV	-	-	
16	S/E Barro Blanco 230 kV	-	-	

2. Resulta prioritario que se establezcan fechas claras para la entrada de las compensaciones reactivas que se han identificado como alivio a dicho déficit de reactivos y que se haga un estricto seguimiento al avance de dichas obras con el fin de garantizar su entrada de acuerdo con las fechas programadas por ETESA en planes anteriores.

44

3. Por lo anterior, es necesario que se realice seguimiento y control a las obras que se ejecutan, en particular a aquellas que se requieren para eliminar restricciones del sistema por limitación de transporte. Así mismo, que se identifiquen en el documento del Plan de expansión 2013 la fecha de entrada de los proyectos contemplados en planes de expansión anteriores y se compare dicha fecha con la propuesta por ETESA en dichos planes.
4. Sugerimos que se ponga a disposición de las empresas del sector una base de datos detallada en la que se referencie para cada activo del sistema de transmisión y los activos de conexión, su fecha de entrada en operación, se actualice su situación operativa mensualmente y se conozca su costo reconocido en la liquidación de los cargos de transmisión. Esto con el fin de poder llevar la contabilidad de los activos que se consideran en dicha liquidación.
5. Es necesario que en el plan se cuantifiquen y se publiquen los sobrecostos operativos (modificaciones al despacho económico) estimados por efecto de las restricciones por déficit de reactivos que presenta el sistema de transmisión entre 2014 y 2016 y por el despacho en la base de la curva de carga de térmicas a carbón en condiciones de época lluviosa y demanda mínima.

Si bien, se entiende que tales sobrecostos se están incluyendo en la valoración de la relación beneficio costo de cada proyecto, es necesario que aquellos que no pueden ser eliminados en el corto plazo mediante obras, se expliciten con el fin de tener en cuenta su efecto sobre el sistema y sean asumidos por la empresa que gestiona el sistema de transmisión.

6. Así mismo, solicitamos que se publique la misma estimación para el corto plazo, para el caso de los sobre costos que se originan por la programación de generaciones de seguridad que se requieren ante sobre cargas del sistema o por confiabilidad y que no pueden ser eliminadas a partir de nuevas obras.
7. Consideramos necesario que el Centro Nacional de Despacho realice un análisis y presente sus comentarios sobre los supuestos y sobre los resultados que presenta ETESA en su análisis de costo plazo. En particular, que se refiera a las implicaciones operativas en el despacho de los recursos respecto a la función objetivo de minimizar los costos operativos del sistema.
8. Es necesario que, ante la entrada de los nuevos proyectos de generación eólicos señalados en la pg. 66 del Tomo III del Plan de Expansión que totalizan 235 MW (aproximadamente 10% de la demanda máxima del sistema), se incluyan en el plan de expansión de 2014 en adelante se presente un análisis detallado de la estabilidad del sistema y de reserva contingente, con el fin de estar seguros que con la entrada de tales proyectos no se ponga en riesgo la operación del sistema y que no se afecte a los generadores existentes.

44

9. Es necesario que la construcción de la nueva línea transmisión de 230 kV doble circuito, conductor 1200 ACAR, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá (292 km) se debe declarar de interés público y con carácter de urgencia. Igualmente que ETESA inicie a la mayor brevedad su construcción y que asegure su entrada en operación para mediados del 2016 como está programado.

Por otra parte, es necesario que ETESA señale con precisión cuál será el aporte de esta nueva línea a la transferencia de potencia entre el parque de generación de las plantas ubicadas en el occidente del país y el centro de carga del área metropolitana y cuáles serán los límites operativos (en demanda máxima y mínima) considerando la entrada en operación de cerca de 658 MW de generación adicionales en el occidente.

En particular, es necesario que se revise el dimensionamiento propuesto para la línea u obras complementarias, que ejecutadas oportunamente contribuyan a eliminar los atrapamientos de generación en el occidente del país.

10. Se observa que en estado estacionario en el largo plazo, el despacho de los recursos no está basado en su competitividad (por eficiencia propia o por escasez relativa de sus recursos primarios), lo que no permite dimensionar la red de manera adecuada, dado que la red debe adaptarse para cumplir con despachos que están acotados.

Si bien, en el corto plazo esta situación puede ser relativamente aceptable en la medida en que existen restricciones que dan lugar a acotamientos de la generación de determinadas plantas y al despacho obligado de otras, en el largo plazo esta situación de operación debería ser evitada y la utilización de los recursos debería depender exclusivamente, como se anotó antes, de su competitividad relativa frente a los demás recursos del sistema.

11. De acuerdo con lo expresado en el punto anterior, en 2015 no resulta conveniente que en el modelamiento del sistema, se tenga que afectar el despacho económico por las restricciones impuestas por el déficit de reactivos en el centro del país, dando lugar a la generación obligada de recursos más costosos ante dicha situación.

12. Es necesario que se establezcan costos índices para la valoración de los costos de los proyectos. En particular, los costos de las compensaciones reactivas están muy por encima de los costos observados de acuerdo con la información disponible para otros países.

Lo anterior aplica para los SVC's contemplados en las subestaciones Panamá II a nivel de 230 (120 MVAR) y 115 kV (120 MVAR), Llano Sánchez 230 kV (90 MVAR), Panamá 115 kV (50 MVAR).

Los costos índices para los proyectos de instalación de los SVC en Panamá II 230 kV – 120 MVAR y en Llano Sánchez 230 kV – 90 MVAR, comparados con los valores reconocidos en otros proyectos presentan sobre costos significativos.

44

Si se considera información adicional disponible en la web sobre costos índices manejados por Siemens AG¹, se observa que los costos adoptados por ETESA están en el límite superior del rango de costos.

13. Respecto a la instalación de compensación reactiva en la subestación Panamá II a nivel de 115 kV en enero de 2014 (inicialmente programada para dic/2012) y posteriormente a nivel de 230 kV en enero de 2016 (inicialmente programada para ene/2014), se observa que no es una práctica generalizada disponer de compensación en dos niveles de tensión de una misma subestación.

El nivel de tensión en el que se ubica la compensación depende del tipo de problema que se pretenda solucionar y a su vez en dónde está este ubicado. Si se busca solucionar un problema de estabilidad en el sistema de transmisión o aumentar capacidad de transferencia de potencia en dicho sistema, lo mejor es instalar en 230 kV. Si el problema en cambio es de factor de potencia de la carga, lo mejor sería instalar la compensación en 115 kV.

En tal sentido, sería conveniente que ETESA explique con mayor profundidad la justificación técnica para la instalación de la compensación adicional en 115 kV.

14. No se observa en el documento del plan de expansión presentado por ETESA para comentarios del sector análisis específicos sobre la evaluación del desempeño del sistema en disponibilidad de los activos y continuidad del servicio.

Solicitamos que se incluya dicho análisis en el documento y que se compare con las metas de calidad establecidas así como con indicadores de empresas comparables, con el fin de identificar mejoras operativas y mejores prácticas que conduzcan a incrementar la disponibilidad de los activos del sistema.

15. Respecto a las pérdidas del sistema, es importante que ETESA incluya un análisis de la evolución del nivel de pérdidas del sistema, ya sea respecto a la energía inyectada o a la energía de salida del sistema, con el fin de evaluar el desempeño del sistema en cuanto a este parámetro. Así mismo, es importante que para cada proyecto de expansión, se indique cuál es su contribución marginal a las pérdidas del sistema.

16. Para los agentes del sistema sería muy útil contar con la estimación de los costos indicativos del sistema de transmisión en el horizonte del plan de expansión y la contribución que corresponde a cada uno de los proyectos identificados en el plan.

¹ Harbur, Klaus, Power Transmission and Distribution Group, Siemens AG y O'Leary, Donald, Power Engineer of the World Bank.

44