

UEP PENONOMÉ II, S.A.
CONSULTA PÚBLICA No. 10-15-ELEC
COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2029
PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

1. Variabilidad en los Planes Indicativos de Generación en el Corto Plazo:

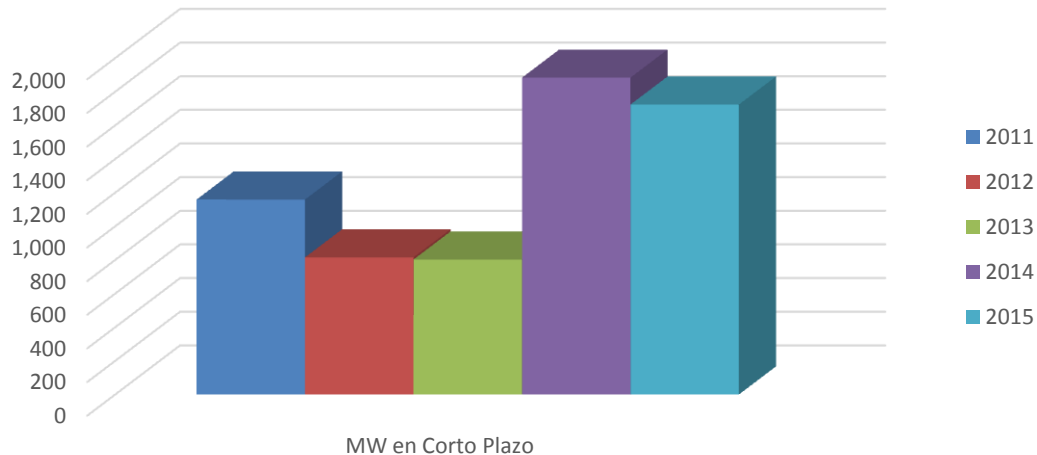
Según lineamientos de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) en su documento: “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015”, remitido a ETESA en marzo de 2015, de acuerdo a la Nota No. 190-15, como consta en el Anexo I-5 de los Estudios Básicos del Plan de Expansión 2015, en su punto F “Planes de Desarrollo Energético”, en el corto plazo (2015-2018) estará ingresando 1,601.32 MW de capacidad instalada.

De acuerdo a ETESA, en el Capítulo 6 del Plan de Transmisión, punto 6.1.1 “ESQUEMA DEL PLANTEL DE GENERACIÓN” se estará añadiendo en el corto plazo (según ETESA 2015-2019) un total de 1,723.48 MW al plantel de generación nacional.

Realizando un análisis de los proyectos presentados como “fijos” en el corto plazo, podemos observar que se están considerando proyectos con alto grado de incertidumbre y de manera adicional se observa que en el presente plan de expansión se incluyen proyectos en los próximos dos años, que no aparecían en versiones anteriores del plan de generación. Por lo tanto existe una gran variabilidad en la capacidad instalada (MW) y en la concentración de dicha capacidad en diferentes zonas del Sistema Principal de Transmisión (SPT), dejando poco o nada de tiempo a ETESA para realizar una planificación adecuada de la expansión del SPT. **Debemos recordar que el Plan de Transmisión que publique ETESA es consecuencia directa del Plan de Generación considerado.**

Capacidad Instalada a Adicionarse en el Corto Plazo			
Plan de Generación	MW	Aumento/Disminución	% Variación
2011	1,158.84	---	---
2012	815.22	-343.62	-29.65%
2013	802.36	-12.86	-1.58%
2014	1,883.28	1080.92	134.72%
2015	1,723.48	-159.8	-8.49%

Capacidad Instalada (MW) Adicionada en el Corto Plazo Planes de Generación - ETESA



Fuente: Tomo III - Plan de Expansión de Transmisión 2015 - ETESA.

Se requiere de mayor consistencia en la capacidad instalada a adicionarse, lo cual se conseguirá únicamente **haciendo una revisión de los criterios utilizados para considerar la generación futura del plantel nacional**. No es posible una planificación eficiente con una alta variabilidad en el plantel de generación, máxime si dicha concentración de generación no se reparte de manera similar en el SPT, de acuerdo a lo publicado en versiones anteriores del plan. Se deberá realizar con mayor rigidez las consideraciones sobre la generación a ingresar.

2. Tiempos de ejecución en las obras propuestas:

Conforme a lo indicado en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, donde se muestra la Tabla 1.1 “Propuesta del Plan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se observa que existen nueve (9) proyectos de expansión a desarrollarse durante los próximos años y cuya fecha de inicio de operaciones se fija en el año 2019. Entre los proyectos considerados con inicio en 2019 se tienen:

- Nueva S/E Panamá III 500/230/115 kV.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (Incluye SVC en S/E Panamá III).
- Línea Panamá III – Sabanitas 500 kV (Operada inicialmente en 230 kV).
- Línea a Darién (Incluye dos nuevas subestaciones: S/E Chepo y S/E Santa Fé).
- Línea subterránea Panamá – Cáceres 115 kV.
- Línea a Vacamonte (Incluye una nueva S/E en Vacamonte).
- Reemplazo línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 kV.
- Energización S/E Santa Rita 230 kV.
- Adición del T3 en S/E Boquerón III 230/34.5 kV.

Lo anterior nos informa que se deberá hacer casi el total de las inversiones del Plan de Transmisión de largo plazo en unos cortos cuatro (4) años de ejecución. También es de resaltar el hecho que algunos de los proyectos (como la cuarta línea de transmisión) son de mayor envergadura y se estima un tiempo de ejecución de mínimo cinco años, en el escenario más favorable.

Es evidente que ETESA no contará con los recursos para hacerle frente a todos los compromisos en el tiempo comprometido en el Plan de Transmisión. Evidencia de ello es la historia, la cual muestra que existen retrasos en la ejecución de todos los proyectos llevados a cabo por la Empresa Transmisora.

Sabiendo que para el año 2019 no se contará con todas las obras comprometidas, consideramos se deberá hacer una revisión de las fechas estimadas de entrada en operación de los proyectos mencionados, y se deberá mostrar tiempos de ejecución más cónsonos a la realidad. De no ser así, se estará enviando señales erróneas al Mercado Eléctrico Panameño, en el cual existe mucho interés de inversión por parte del sector privado.

3. **Atraso en Compensación Reactiva**

De acuerdo a la Tabla 1.1 “Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se puede observar que se han atrasado las expansiones relacionadas con la compensación reactiva del sistema (Bancos de Capacitores y SVC). En el Plan de Transmisión 2014, los bancos capacitivos ingresaban en operación durante el año 2017 y los SVC en el año 2016. Para la propuesta del Plan de Transmisión 2015, los mismos proyectos muestran fecha de entrada en operación de 2017 y 2018 en los Bancos de Capacitores, mientras que los SVC se han corrido hasta el año 2017, teniéndose así atrasos de uno y dos años en el ingreso de la compensación reactiva requerida por el SIN para aumentar las transferencias desde occidente al centro de carga.

Consideramos se debería realizar la gestión de adelantar el ingreso de los bancos capacitivos al SIN, ya que con ello se lograría aumentar la capacidad de transporte del sistema y de esta forma disminuir los montos requeridos en generación obligada durante el periodo lluvioso.

4. **Estudio de Penetración Eólica y Solar en el SIN**

De acuerdo a la Nota de ASEP No. DSAN-1829-C-15 del 16 de julio de 2015, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. deberá realizar un estudio para la “Determinación del Impacto de la Generación Eólica y Solar a Instalarse en el Sistema Interconectado Nacional”, en el cual ETESA deberá informar sobre el límite máximo que el SIN podrá adicionar sin que se vea afectado la calidad y seguridad del mismo. Apreciamos el estudio sea desarrollado a la brevedad posible y sea incluido en el Plan de Expansión, de acuerdo a lo indicado en las leyes en materia energética renovable nacional, ya que la mencionada comunicación afecta de manera muy negativa las inversiones a desarrollarse en energías renovables.

Queremos aprovechar la oportunidad para mencionar que la Nota mencionada, se encuentra en contraposición a la Política de Estado de desarrollo e incentivo en energía renovable, dictaminada por la Secretaría Nacional de Energía.

5. **Aumento en los límites de Transferencia Occidente-Oriente**

De acuerdo al Plan de Transmisión 2015, la tercera línea de transmisión tiene fecha de entrada en operación en septiembre de 2016. No obstante a ello, la compensación reactiva requerida en Bancos Capacitivos y SVC se muestran ingresando al SIN durante los años 2017 (Capacitores) y 2018 (SVC y Bancos Capacitivos), con lo cual no se eliminará las restricciones de transmisión con el ingreso de la tercera línea en el invierno del 2016. Evidencia de ello es lo expuesto por ETESA en el Capítulo 6, puntos 6.2.1.2 “Año 2016”, 6.2.1.3 “Año 2017”, en donde se menciona el hecho de permanecer las restricciones de transmisión e imposibilidad de despachar el total instalado en hidroelectricidad al occidente del SIN. De igual forma, en el punto 6.2.3 “Límites de Transferencia”, se evidencia que hasta el periodo de lluvias del año 2018, es cuando se consigue el objetivo de levantar las restricciones de transmisión.

Los bancos capacitivos y SVC son de suma importancia, si se desea mantener la estabilidad del sistema para evitar colapsos de tensión, con el aumento de las transferencias desde occidente. La tercera línea de transmisión aumenta la capacidad de transporte, no obstante a ello, la línea por sí misma no es capaz de evacuar el total instalado en occidente de manera segura si no existe compensación reactiva para ello.

Nuevamente exponemos la necesidad de adelantar e ingreso de los bancos capacitivos al sistema.

6. **Activos en S/E El Coco**

De acuerdo a ETESA en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, durante los años 2014 al 2017 se deberá adquirir las naves de 230 kV donde entran y salen las líneas de transmisión de ETESA, pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Entre las naves a adquirir se encuentran dos (2) pertenecientes a S/E El Coco 230 kV. De igual forma, en el Capítulo 7, punto 15 “Subestación El Coco 230 kV”, se menciona el hecho de la adquisición de las dos naves en 230 kV de S/E El coco, informando que: *“El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las dos naves que seccionan estos circuitos.”*.

Aprovechamos la ocasión para hacer de su conocimiento, que en la actualidad se conectan en dicha subestación dos (2) agentes de mercado con razones sociales y accionistas diferentes: UEP I y UEP II. Además se ha recibido solicitud de conexión a S/E El Coco en 34.5 kV por parte de Gas Natural Fenosa (GNF) para la conexión de dos circuitos de distribución para garantizar confiabilidad su red (según consta la Nota ETE-DTR-GPL-209-2015 de 7 de abril de 2015) y se tiene conocimiento que la empresa Unión Eólica Panameña, S.A. (UEP) se encuentra en desarrollo de la Fase IV del Parque Eólico Penonomé (P.E. Nuevo Chagres – Etapa II y Portobelo

Ballestillas – Etapa II) el cual está programado a ingresar durante el año 2016, además de algunos proyectos solares quienes han expresado su interés de conexión en S/E El Coco. Por lo tanto, S/E El Coco contará con más de tres agentes diferentes conectados a nivel de 34.5 kV.

Reiteramos nuestra solicitud expresa en la nota UEPII 007-15 ETESA del 22 de abril de 2015, en el cual consultamos sobre la adquisición de los activos requeridos para conectar al SIN a más de tres agentes bajo el concepto de Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo al numeral 188 d) del Reglamento de Transmisión. **Solicitamos a ETESA eleve la solicitud ante la ASEP**, de considerar la compra de aquellos activos requeridos para la conexión de más de dos agentes en dicha subestación, para que sea incluido dentro del Plan de Expansión 2015.

7. S/E Metetí

Corregir referencia de S/E Metetí en el proyecto de Línea a Darién, el cual se muestra en el cuadro de propuesta del Plan de Expansión 2015 (Tabla 1.1) y el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”, ya que en el Capítulo 9, punto 3 se desarrolla el proyecto ubicándose en Santa Fé de Darién. Lo anterior puede causar confusión.

8. S/E Telfers

Corregir referencia de S/E Telfers en el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”, en el proyecto “Línea Punta Rincón – Telfers” ya que se entiende que dicho proyecto se ha reemplazado con el denominado “Línea Punta Rincón – Sabanitas” con fecha de ingreso en el año 2020. En el Capítulo 9, punto 6, se desarrolla el proyecto ubicándose en Sabanitas de Colón.

En relación al proyecto Telfers, en el Capítulo 9, punto 1 “Subestación Panamá III 230 kV”, se menciona sobre un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) de 660 MW de Capacidad Instalada ingresando durante el año 2017. Dicha planta no se encuentra considerada en el Plan de Generación 2015, ni aparece en la lista de proyectos considerados en el corto plazo, cuadro mostrado en el punto 6.1.1 “Esquema del Plantel de Generación”. Favor de corregir estas referencias.

9. Referencia de ingreso de los SVC

En el diagnóstico de Corto Plazo, mostrado en el punto 1.8 “Conclusiones” del Resumen Ejecutivo, se muestra para el año 2016 el ingreso de los dos SVC. En la Tabla 1.1. “Propuesta del Plan de Expansión 2015” estos proyectos se muestran ingresando durante el año 2018. De igual forma en el Capítulo 7, punto 7 “SVC Panamá II” y punto 8 “SVC Llano Sánchez”, éstos se presentan ingresando en 2018. Favor de corregir.

10. Nueva Central Térmica de Generación para el 2018

En el punto 1.8 “Conclusiones”, mostrado en el Resumen Ejecutivo, cuando se desarrolla el punto “Con Relación a la Expansión de Transmisión”, último punto de la página 18, ETESA

menciona el ingreso de una nueva central de generación para el año 2018 en el sector de Colón. Dicha central no es presentada en el Plan Indicativo de Generación 2015, ni en los Criterios para la Revisión del Plan de Expansión, entregados por la SNE.

Al observar detalladamente el cuadro presentado en el punto 6.1.1 “Esquema del Plantel de Generación”, se observa una central llamada “Térmica” con capacidad instalada de 400 MW en el año 2018, con conexión en S/E Santa Rita.

De hacer referencia a la Licitación LPI ETESA No. 01-15, de acuerdo a lo mostrado en el orden de mérito presentado en el punto 6.1.6, para el año 2018, se recuerda que el monto a licitar, según pliego de cargo publicado por ETESA es de 350 MW. Favor de ampliar dicha información.

11. Proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1 (Veladero – Panamá)

Según el punto 1.9 “Recomendaciones” mostrado en el Resumen Ejecutivo, para el año 2024 se presenta el proyecto del aumento de la capacidad de conducción de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá). En la Tabla 1.1 “Propuesta del Plan de Expansión 2015”, el proyecto se presenta bajo el nombre “Aumento de Capacidad LT Veladero – Panamá” con fecha de ingreso en 2021. En el cuadro mostrado en el punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”, se informa que éste proyecto ingresará durante el año 2022. Favor de definir el año de ingreso de este proyecto y corregir, ya que causa confusión.

De manera adicional en el desarrollo del proyecto presentado en el Capítulo 9, punto 7 “Reemplazo de la Línea 1, Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV”, corregir la referencia del Plan Indicativo de Generación 2014 ya que existe una versión más reciente.

Consideramos, el proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1, deberá iniciar su ejecución una vez finalizada la tercera línea de transmisión, debido a que ésta línea es la de menor capacidad entre las actuales y podrá restringir el flujo inclusive una vez ingresada la tercera línea.

12. S/E Burunga 230 kV

En la Tabla 1.1. “Propuesta del Plan de Expansión 2015” se presenta en el Plan del Sistema de Transmisión de Largo Plazo, la nueva S/E Burunga 230 kV, la cual no se desarrolla en el Capítulo 9 “Plan de Expansión a Largo Plazo”, ni se muestra en el cuadro del punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”. Se solicita ampliar esta información y las consideraciones para la inclusión de dicho proyecto en el Plan de Transmisión 2015.

13. Restricciones Durante el Año 2019

En el Capítulo 6, punto 6.2.1.5 “Año 2019”, para el escenario de Demanda máxima de época lluviosa, se informa de sobrecargas en líneas de Transmisión en el SPT Noroccidental (Changuinola – Fortuna – Guasquitas). ETESA informa sobre restringir generación en las

Centrales Hidroeléctricas Gualaca, Lorena, Prudencia y Fortuna, con el objetivo de evitar las sobrecargas.

Se entendía que posterior al año 2018, con el ingreso de la tercera línea de transmisión y compensación reactiva en Bancos junto a SVC, se deben eliminar condiciones de sobrecarga sobre el SPT. Evidencia de lo mencionado se presenta en el cuadro en el punto 6.2.2 “Generación Obligada”, en donde se presenta generación obligada durante los años 2018 y 2019. Favor de ampliar el análisis.

14. Despacho de Reactivo

En el cuadro presentado en el punto 6.2.4 “Despacho de Reactivo”, se muestran despachados 180 MVAR en S/E Panamá II 230 kV y 90 MVAR en S/E Veladero para el invierno de 2016, cuando estos bancos aparecen con fecha de ingreso para los años 2017 y 2018 respectivamente, de acuerdo a la Tabla 1.1 y punto 9 del Capítulo 7. Favor de indicar si en los estudios de flujo de potencia se han considerado estos bancos operativos a la fecha mostrada en el cuadro del punto 6.2.4, ya que éstos tienen influencia en los límites de transferencia obtenidos en el cuadro del punto 6.2.3.

De manera adicional, se observan despachados -20 MVAR reactivos en S/E Changuinola 230 kV, durante el invierno de 2018 en su máxima demanda. Este comportamiento es atípico a la estación y condición de carga del sistema. Favor ampliar el análisis a esta condición.