

Panamá, 10 de Enero de 2018.

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park, Vía España 0816-01235, Zona 5 Panamá
Ciudad de Panamá
Panamá

Asunto: Consulta Pública N°.015-17-Elec

Estimados Señores:

La presente es en atención a la Resolución AN N°. 11925-Elec fechada el 18 de diciembre de 2017, por la cual se somete a Consulta Pública N°.015-17 "la Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario julio 2017- junio 2021". En virtud de lo anterior, presentamos los comentarios de Enel Fortuna, S.A., para la consideración de la entidad reguladora.

CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

- En relación con la **Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario**, en la cual se presentan las Inversiones del Sistema de Conexión, se recomienda incluyan de forma desagregada, los montos y proyectos que en el futuro implicarán un traspaso por obras realizadas de un Usuario a ETESA. Lo anterior requiere adicionalmente que para el presente informe se solicite a estos Participantes los costos reales de las inversiones realizadas en lugar de ETESA, y así contrastar con los datos suministrados.

A manera de ejemplo citamos el caso de la ampliación de la Subestación Llano Sánchez 34.5 KV, que según se desprende del "Cuadro N° 31: Inversiones previstas del Sistema de Conexión 2017-2021" se incluye un costo reconocido de la inversión de 1.11 MMUSD. No obstante, como se presentó previamente en el "Cuadro N° 29: Bienes e Instalaciones en Servicio al 31 de diciembre de 2016", el monto de la inversión que permitió la aprobación del proyecto por parte de ETESA, conforme a los requisitos y solicitudes por parte de la empresa transmisora alcanzó los 1.8 MMUSD.

Se deben hacer correctivos en los casos donde las obras son ejecutadas por los usuarios, de forma tal que en primera lugar el usuario reciba una rentabilidad como corresponde luego de hacer frente a costosas inversiones; y segundo, que al momento del traspaso ETESA pague al usuario por dicha inversión un monto que corresponda a la inversión real.



INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

- En relación al **Plan de Inversiones Ajustado para Hidromet**, se requiere que se consideren las necesidades de aquellos que pagan por los servicios prestados. Por ello a continuación se hacen los siguientes comentarios, con la finalidad de encaminar los recursos en actividades de prioridad para el sector eléctrico:
 - i. Se detecta por un monto de 30,000 USD la “Adquisición, instalaciones y puesta en operación de 3 estaciones de calidad del agua”. Dicha inversión se considera no guarda relación con las responsabilidades de Hidromet, por lo cual se sugiere eliminar.
 - ii. Se detecta un proyecto de protección de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas con distintas inversiones por un monto total de 392,000 USD, el cual guarda relación con responsabilidades relacionadas con la operación de la red de transmisión. Inclusive dentro de las inversiones se incluye cámaras de vigilancia para subestaciones eléctricas y alarmas sonoras para dichas subestaciones, que debiesen ser responsabilidad de la Empresa de Transmisión y no de Hidromet. En vista de lo anterior, se sugiere eliminar.
 - iii. En lugar de los proyectos de inversión señalados en los puntos precedentes, se sugiere a Hidromet atender las necesidades del sector, dada la experiencia de los últimos años en cuanto a vertimientos, crecidas repentinas y apoyo en la gestión de cuencas. Para la operación eficiente de sistema eléctrico, Hidromet debería brindar con suficiente antelación información del comportamiento de las cuencas al CND. Ello permitiría mejorar el despacho en tiempo real y administrar óptimamente el recurso renovable. Por lo anterior se sugiere incorporar el proyecto de Sistemas de Alerta Temprana (SAT) integrales para crecidas repentinas, que incluya:
 - a) Adquisición de hardware y sistema operativo para el pronóstico y alertas de crecidas repentinas
 - b) Sistema integrado de observación y alerta de inundaciones
 - c) Subsistemas locales de alertas de inundaciones
- En relación a los **gastos operativos del CND** tenemos los siguientes comentarios:
 - i. Se solicita incluir temas relacionados con la estructura y la organización de cada “Organismo Encargado del Despacho” utilizados como comparadoras. Es decir, el “benchmarking” debe responder a las necesidades del mercado en Panamá.
 - ii. En el cuadro N°. 47 se presenta las unidades profesionales requeridas por el CND para el próximo periodo tarifario, indicando déficit de profesionales en el CND, surgiendo la duda si la cantidad de profesionales será suficiente para atender las necesidades del sector en cuanto al servicio de operación integrada y administración del mercado.

En virtud de esta situación, se solicita considerar la conformación de GRUPOS DE TRABAJO independientes a los existentes, que sean responsables de atender temas

relacionados con WAMS, Energías Renovables, almacenamiento de energía, Generación Distribuida, Protecciones, Automatización de Herramientas, programadores, etc., como se encuentran debidamente conformados en otros operadores de la región. Se adjunta nota en las que precisamente se trata el tema de la red de sincrofasores, y que son muestra de la debilidad en atender con prontitud las necesidades del sector.

- Finalmente, respecto del **Plan de Inversiones Ajustado del CND**, no contiene actividades solicitadas por el sector como se demuestra en distintas misivas adjuntas cursadas al CND y a la ASEP. A continuación se presentan comentarios que se solicita tomen en cuenta:
 - i. Urge una **Consultoría para adaptar los resultados de la herramienta de optimización de corto plazo a las realidades del mercado panameño**. En la mayoría de los casos el Operador justifica la herramienta informática, en lugar de buscar que la mejor representación. Como referencia se cita la nota EGP-EF-DC-00012-2016 que guarda relación con la representación del volumen de espera, cuya aplicación se estima resultará en mitigar vertimientos.

En dicha consultoría se debe incorporar la solución al problema del “Unit Commitment” del despacho económico de forma acoplada con los requisitos de seguridad operativa (*ejemplo*: el cumplimiento de niveles de tensión en la operación por la seguridad, con lo que el proceso de optimización deberá encontrar la solución óptima de manera que los niveles de tensión queden dentro de los límites establecidos). Se considera que las soluciones obtenidas con el procedimiento vigente son ineficientes y afectan al mercado con pérdidas millonarias. Ello ha representado durante el periodo (2012- junio 2017) conforme a un Análisis del Comité Operativo, un costo total para el sector del orden de los 250 millones USD.

- ii. En las últimas 2 revisiones tarifarias (desde “ingreso máximo permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el periodo 2009-2013”) se ha limitado el alcance en cuanto a la medición sincrofasorial. En distintas comunicaciones el CND informa que se está desarrollando un proyecto de una red WAMS, que aún no se tiene conocimiento del personal responsable del mismo para informar al mercado.

Dada esa situación, se debe incluir de forma expresa un **proyecto de consultoría para implementar esquemas suplementarios utilizando la medición sincrofasorial**. Este tipo de proyecto debe ser inclusive obligatorio cada 4 años, ya que dada la dinámica de los sistemas de potencia se justifica revisar lo existente y hacer las mejoras que así se requieran.

- iii. Se requiere mejorar el fondo y alcance de los análisis post-mortem de eventos en el Sistema Interconectado Nacional. Por ello se requiere una consultoría que apoye al CND a desarrollar, logrando entonces un análisis sistémico.

Vale la pena señalar que el objetivo es alcanzable ya que se cuentan con mediciones sincrofasoriales, que podrían utilizarse para reportes de oscilaciones (Modos dominantes y de amortiguamiento). La recomendación va en línea con lo indicado en el punto (ii.), ya que el análisis de eventos permite determinar la implementación

de protecciones sistémicas, para que eventos como los sucedidos no vuelvan a ocurrir.

- iv. Se requiere una **consultoría para revisar el impacto en cuanto a la confiabilidad del suministro, reserva operativa y los requisitos de regulación secundaria**. El CND mantiene al día de hoy criterios determinísticos para definir en cada hora las distintas reservas que el sistema requiere, y no considera la variabilidad de las energías renovables no convencionales. Lo anterior, podría implicar la necesidad de ampliar el menú de servicios complementarios hasta el momento existentes en el mercado.
- v. El punto más importante, es el **incluir una revisión profunda de los criterios de seguridad, que incluya una exploración de esquemas alternativos al criterio de seguridad aplicado por CND**. El estudio debe auditar la metodología aplicada y verificar si existen alternativas viables distintas, tomando en cuenta el peso económico de cada decisión, es decir los costos de estas alternativas versus el costo de aplicar la decisión del despacho forzado actual prolongada en el tiempo. Para de esta manera evaluar mediante un análisis de costos cuál es la opción a adoptar por el CND y de esa forma determinar la operación segura más la óptima. Para ello se sugiere:
- Identificación de unidades que el CND incluye forzadas en el despacho
 - Cantidad de veces (horas) en el año que son despachadas de esa manera
 - Sugerencia de alternativas adicionales posibles, a las planteadas en esta propuesta.
 - Obtención de archivos de datos del modelo PSS/E para época de lluvia.

Para cada alternativa identificada será analizada su seguridad desde el punto de vista estacionario como dinámico. Las que verifiquen ambas condiciones serán consideradas como viables. Se partirá analizando mediante flujos de potencia la situación actual y se constatará la efectividad de la medida aplicada por CND mediante simulaciones dinámicas.

Posteriormente se analizará la viabilidad de las alternativas mediante un análisis de estabilidad de tensiones, en las barras identificadas como críticas según CND, y de estabilidad dinámica, verificando el cumplimiento de los criterios de seguridad vigentes.

Atentamente,

Maximilian Winter Bassett
Gerente General