

Comentarios al Plan de Expansión de Referencia Generación & Transmisión versión 2017-2031

Plan de Generación:

- Para la versión definitiva se sugiere considerar un escenario de integración con otros países, ya que teniendo en cuenta el enfoque del plan de modelación multi-zonal; es relevante establecer cómo se modifica la matriz eléctrica colombiana, si se aprovechan otros recursos de generación foráneos.
- Teniendo en cuenta la direccionalidad de los flujos y los límites de intercambio (exportación e importación), se recomienda indicar claramente los supuestos utilizados para hallar los límites entre las áreas, y cómo se obtuvieron los límites entre sub áreas y si fueron considerados o no las restricciones operativas actuales.
- Para la modelación de los recursos de generación solar fotovoltaico menores a 1 MW se utilizó el módulo de renovables del SDDP, y para las plantas de generación mayor a 1 MW (eólico y solar) la metodología de análogos hidroeléctricos. Sugerimos a la UPME explicar el porqué de la diferencia metodológica.
- Se recomienda a la Unidad establecer cómo se afecta la capacidad agregada del parque hidroeléctrico bajo condiciones de bajos niveles de embalse (fenómeno de El Niño).
- Respecto a los resultados obtenidos por la UPME en el balance entre energía firme y demanda; se advierte sobre situaciones críticas en el mes de febrero del año 2021, si la demanda evoluciona como lo pronostica la Unidad en el escenario alto de la revisión de julio de 2017 (caso base y de atrasos). Sugerimos contemplar un escenario alternativo, donde se tenga en cuenta toda la ENFICC que aportará la central Hidroituango.
- Se recomienda a la Unidad revisar el filtrado realizado de series de aportes hídricos, ya que dicha eliminación puede ser sensible en el proceso de optimización del SDDP-OPTGEN cuando se establece la matriz óptima.

- Recomendamos revisar la conclusión de la necesidad de nuevos proyectos hasta el año 2029, teniendo en cuenta que la confiabilidad (indicador VEREC) se ve afectada desde el mes de mayo del 2026 (escenario considerando la capacidad actual y los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad).
- Consideramos que el Plan de Generación debe abordar más escenarios con otras variables de interés, y establecer el impacto sistémico de otras disposiciones; como la integración de la generación distribuida, el decreto del MME de lineamientos para la contratación de largo plazo con fuentes renovables, restricciones adicionales como el caudal ambiental, la sedimentación, la variabilidad climática, limitaciones al desarrollo de ciertas tecnologías, e interconexiones internacionales.
- Recomendamos hacer un ajuste del ejercicio de balance de energía en firme vs proyección de demanda de los dos escenarios de largo plazo, según las recientes actualizaciones del cálculo de la energía en firme del cargo por confiabilidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas (Resoluciones CREG 167 y 201 de 2017 respectivamente) y establecer la matriz óptima del SIN en función de la energía en firme y sus costos asociados, para contrastar los resultados con los obtenidos por la modelación tradicional.

Plan de Transmisión:

- En la obra recomendada para la conexión de las nuevas centrales de generación en el área Antioquia, recomendamos presentar los supuestos de la simulación energética realizados con el SDDP, que permitieron establecer los beneficios por reducción del costo marginal de la demanda.
- En todas las ecuaciones de cálculo de beneficios, recomendamos corregir la definición de precio de escasez, la cual, según la resolución CREG 140 de 2017, es el mínimo valor entre el precio de escasez marginal, y el calculado según la normativa CREG 071 de 2006.

- Respecto a los análisis eléctricos y económicos de la obra propuesta en el valle del Cauca, subestación la Portada, a continuación, presentamos nuestras observaciones:

- ✓ Se sugiere establecer en la versión definitiva del Plan cómo se modeló el acople de la subestación Chipichape 115 kV, y cuál sería la recomendación de la unidad en relación a su posición (abierto o cerrado).
- ✓ Se identifican dos problemáticas, bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 115 kV Bahía, Málaga, Pailón, Tabor y Bajo Anchicayá, al igual que un alto nivel de carga en el anillo Yumbo-La Campiña-Chipichape 115 kV cuando se presenta alta generación térmica en la zona. La propuesta del operador de red y la UPME respecto a un nuevo punto de conexión resuelve de forma estructural la primera limitación, y se apalanca aún más si se espera un alto desarrollo industrial (conexión de cargas importantes, tal como lo manifiesta el OR). Por otro lado, si bien los transformadores desfasadores redireccionan el flujo y permiten que otros elementos transporten la generación proveniente de Termoemcali y Termovalle, descargando a su vez el anillo en estudio (alimentación de las cargas de las subestaciones Bahía, Málaga, Pailón, Tabor y bajo anchicayá desde otro punto), la solución al parecer no es estructural, ya que se agota en el tiempo.

Por lo anterior, recomendamos a la Unidad estudiar otras alternativas, como la repotenciación del anillo Yumbo-La Campiña-Chipichape 115 kV, considerando también nuevas tecnologías como los super conductores.

- Recomendamos a la Unidad revisar los límites de exportación e importación con Ecuador, de acuerdo a las cifras que actualmente se están utilizando en la operación. Dicha validación debe realizarse también para el año 2022.

De igual manera, recomendamos a la UPME complementar los análisis de la obra de incremento de capacidad de intercambio Colombia – Ecuador con estudios de estabilidad dinámica, analizando la frecuencia de los dos sistemas, ante la pérdida de uno

de los enlaces del STN (pérdida súbita de grandes bloques de potencia) y complementarlos con los beneficios para la demanda nacional.

- Respecto a la valoración económica de la obra propuesta para conectar generación intermitente en el área GCM, solicitamos a la Unidad establecer los considerandos de la simulación energética, que permitió establecer el beneficio por reducción del costo marginal de la demanda y aclarar si la generación intermitente en estudio está siendo considerada como elegible para generar por condiciones de seguridad (es decir, si puede ser considerado en el cálculo de unidades equivalentes).
- Recomendamos estudiar otro tipo de soluciones no convencionales para el área oriental.
- Sugerimos a la UPME estudiar otras configuraciones para la subestación Mocoa y mostrar los valores que toman cada uno de los indicadores planteados en la metodología de configuración de subestaciones.
- Recomendamos que en los análisis de sistemas regionales de transporte STR se revise si están dadas las condiciones regulatorias para la instalación de baterías para mitigar la situación eléctrica actual en subáreas como Atlántico, Bolívar, Santander y el área oriental.