

SIMULACIÓN ENERGÉTICA DEL S.I.N CONSIDERANDO INDISPONIBILIDAD TOTAL DEL PROYECTO HIDROITUANGO

(Oscar Carreño - Rightside S.A.S - mayo 21 de 2018)

INTRODUCCIÓN

El 1 de diciembre de 2018 debería entrar en operación de la primera unidad de generación de la central Hidroituango. Esta fecha tendrá que ser postergada debido a los daños en infraestructura provocados por el río Cauca. Hidroituango, que en su etapa final tendrá una capacidad instalada de 2400 MW, se convertirá en el generador de energía más grande de Colombia, asegurando la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica en los próximos años. Dada la magnitud del proyecto y su impacto sobre el Sistema Interconectado Nacional -SIN, se presentan a continuación los resultados de simulaciones energéticas en el horizonte 2018-2022, considerando la indisponibilidad total de Hidroituango. Las simulaciones fueron realizadas con la herramienta de Despacho Hidrotérmico Óptimo Generalizado -DHOG, desarrollada por Rightside S.A.S.

SIMULACIÓN ENERGÉTICA

En el año 2008, se realizó en Colombia una subasta de energía firme para grandes proyectos de generación. En esta subasta fueron asignados compromisos de energía firme para proyectos como Hidro Sogamoso, El Quimbo e Hidroituango. Los dos primeros ya en operación. El objetivo principal de la subasta fue el de asegurar la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN, con unas proyecciones de aproximadamente 92.9 TWh/año para el año 2019 (proyecciones realizadas en el 2008). Cuando un proyecto de generación adquiere estos compromisos, debe garantizar su entrada en operación en las fechas de asignación de los compromisos de energía, ya que, de lo contrario, se puede poner en riesgo la atención de la demanda. Aunque la reglamentación en Colombia define anillos de seguridad que pueden utilizarse en casos de déficit de energía firme, es difícil pensar que puedan cubrirse compromisos tan grandes como los adquiridos por Hidroituango. Sin embargo, si se analiza el comportamiento de la demanda de energía en los últimos años, para el 2018 se alcanzarán valores cercanos a los 69 TWh/año, un valor mucho menor que el proyectado en el año 2008. Esto quiere decir que posiblemente no se presente ningún déficit de energía firme en los próximos años. Según las más recientes proyecciones de demanda publicadas por la Unidad de Planeamiento Minero Energético -UPME,

los valores de demanda con que fueron realizadas las subastas en el 2008 serán alcanzados aproximadamente en el año 2027.

Antes de las simulaciones energéticas, se presenta un análisis sencillo teniendo en cuenta solo asignaciones de energía firme y demanda proyectada del SIN.

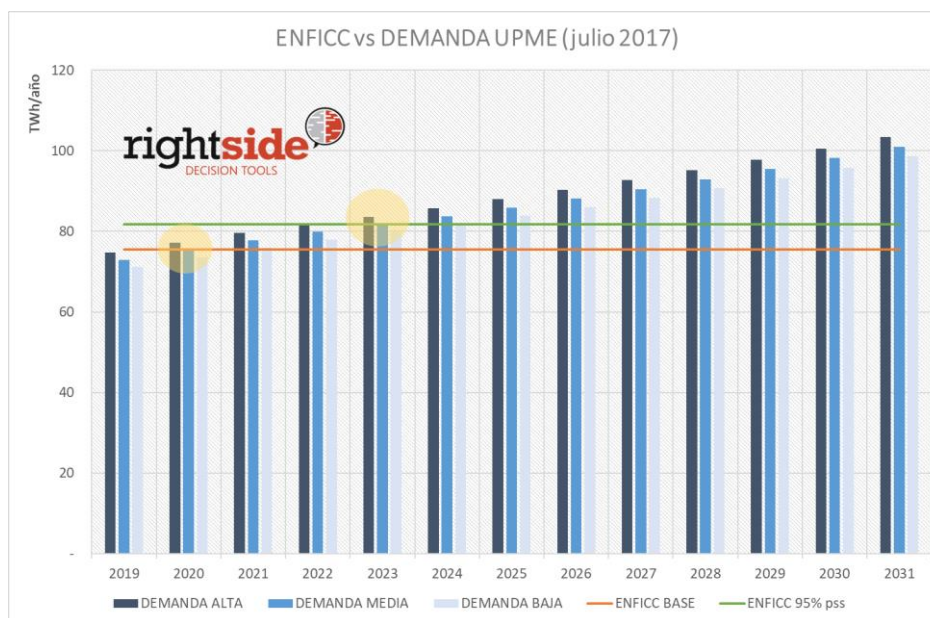


Gráfico 1. Energía firme VS escenarios de demanda de energía proyectada por la UPME (julio 2017)

En el Gráfico 1 se muestra que, en el año 2020 se igualan los valores de energía firme (base) y la demanda. Esto significa que, si en el verano del 2020 se presentan las peores condiciones hidrológicas históricas de los ríos del SIN, la confiabilidad en la atención de la demanda puede verse afectada. En un escenario más realista, en donde se cuenta con la energía ENFICC 95%pss de los recursos hidráulicos, la condición anterior se presenta en el año 2023.

Para tener un análisis más detallado de la confiabilidad del SIN ante la indisponibilidad total de Hidroituango, se realizará una simulación energética con la siguiente ficha técnica:

Herramienta: DHOG v2.5

Función Objetivo: Minimización de costos. Caso determinístico.

Horizonte: 2018-2022 con etapas diarias.

Demanda: Crecimiento anual del 2%

Hidrologías: Hidrologías históricas 2015-2016 para todos los años del horizonte. Durante estos años se presentó el fenómeno El Niño.

Plan de expansión de generación: Publicado por la UPME.

Costos de combustible: Escenario de referencia publicado por la UPME.

Disponibilidad de Gas: No se consideran restricciones en la disponibilidad de gas.

Importaciones Ecuador: No se consideraron importaciones de Ecuador.

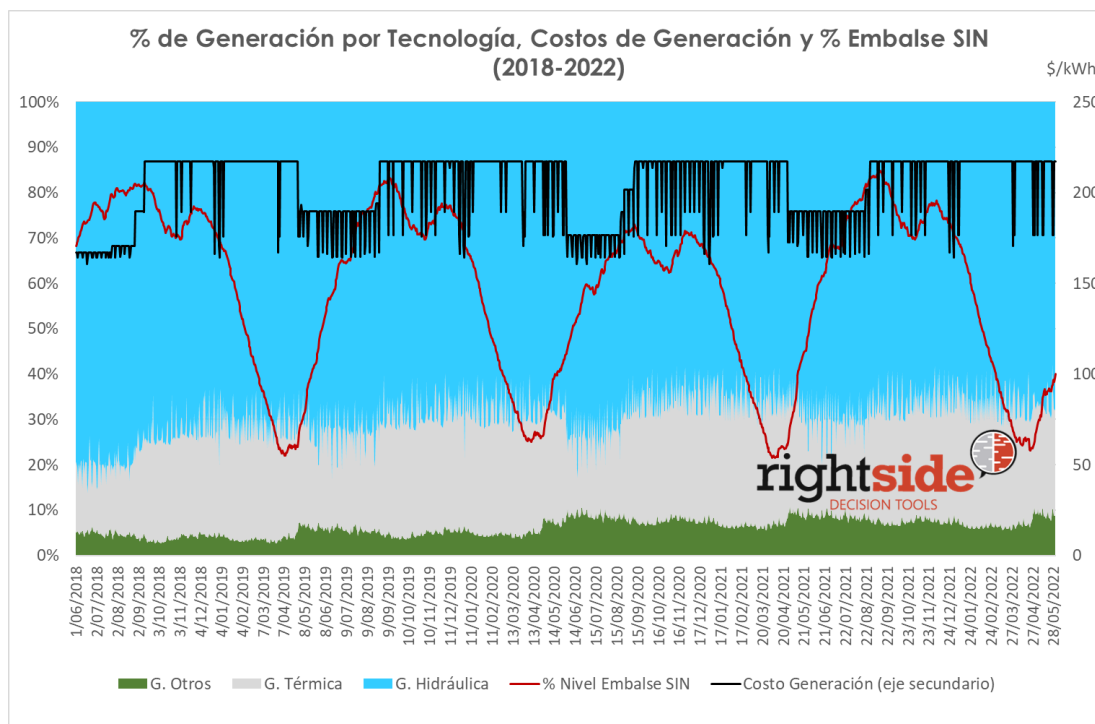


Gráfico 2. Simulación energética años 2018-2022 bajo condiciones de El Niño

En el Gráfico 2 se observa que no se presenta demanda No atendida en ningún periodo del horizonte (2018-2022), incluso bajo condiciones críticas de hidrologías (El Niño 2015-2016). Se puede concluir que un retraso en el proyecto Hidroituango no tendrá impacto negativo sobre la confiabilidad del SIN. En el caso de los costos de generación, se observan valores cercanos a los 200 \$/kWh de forma permanente. Estos costos pueden variar ya que dependerán del precio y la disponibilidad del gas en Colombia en los próximos años. Se puede concluir que estos valores simulados en los costos de generación sin Hidroituango, entregan una señal negativa de precios para los consumidores, que pueden verse afectados por incrementos en sus tarifas, si no entran nuevos recursos de generación al SIN.