

Plan Indicativo de Expansión de la Generación

2023-2037

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, octubre de 2023

Ministro de Minas y Energía
Omar Andrés Camacho Morales

Director General UPME
Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector Energía Eléctrica UPME
Javier Andrés Martínez Gil

Grupo de Generación UPME
Luis A. Hernández Beleño
Angelica Aldana Urrea
Henry Josué Zapata
Alfonso Segura López
Carlos Fernando Valles Franco
Mauricio Hernando Mañosca Ruiz
Fabián Tobías Ortiz Cañón

República de Colombia Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C. - Colombia, octubre 2023

Tabla de Contenido

Introducción	10
1. Metodología de Planificación de la Expansión	13
2. Recopilación y Análisis de Información Base	16
2.1. Configuración de parámetros para simulación en SDDP y OptGen	22
3. Análisis Preliminar de Confiabilidad	23
3.1. Revisión de Energía Firme.....	23
3.2. Simulación Operativa.....	24
4. Escenarios de Expansión.....	30
5. Simulación de la Expansión y Operación del Sistema.....	33
5.1. Escenario No 1: Libre	33
5.2. Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.....	36
5.3. Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2.....	40
6. Análisis de Energía Firme para los Escenarios de Expansión.....	45
6.1. Resultados.....	45
6.2. Balance Energía Firme y Proyección de Demanda de Energía Eléctrica	46
7. Comparativo Escenarios de Expansión.....	50
8. Conclusiones generales.....	55
Bibliografía	57
Anexo 1. Función Objetivo y Restricciones de Modelación en SDDP y OptGen.....	58
Función Objetivo	58
Restricción de Balance de Energía.....	59

Restricciones de Despacho	59
Restricción de Integralidad de la Decisión	59
Restricción de Unicidad de la Decisión	59
Restricciones de Inversión.....	60
Restricciones operativas	60

Gráficas

Gráfica 1-1. Metodología.....	15
Gráfica 2-1. Proyección de Potencia Máxima y Demanda de Energía Eléctrica.....	16
Gráfica 2-2. Mapeo Hora - Bloque.....	17
Gráfica 2-3. Proyección de precios de gas natural y GLP	18
Gráfica 2-4. Proyección de precios de carbón.....	18
Gráfica 2-5. Proyección de precios de combustibles líquidos.....	19
Gráfica 2-6. Costos de Inversión (CAPEX) por tecnología.	19
Gráfica 3-1. Balance Energía Firme vs. Demanda Media.....	24
Gráfica 3-2. Capacidad instalada – Simulación Operativa.....	25
Gráfica 3-3. Indicador VEREC – Simulación Operativa.....	26
Gráfica 3-4. Indicador VERE – Simulación Operativa.....	27
Gráfica 3-5. Indicador Número de Casos – Simulación Operativa.....	27
Gráfica 3-6. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Simulación Operativa.....	28
Gráfica 3-7. Emisiones de CO2 – Simulación Operativa.	29
Gráfica 5-1. Capacidad instalada – Escenario No 1: Libre	33
Gráfica 5-2. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 1: Libre.	35
Gráfica 5-3. Emisiones de CO2 – Escenario No 1: Libre.....	36
Gráfica 5-4. Capacidad instalada – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.....	37
Gráfica 5-5. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.....	39
Gráfica 5-6. Emisiones de CO2– Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.	39

Gráfica 5-7. Capacidad instalada – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2	40
Gráfica 5-8. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2.....	43
Gráfica 5-9. Emisiones de CO2– Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2	44
Gráfica 6-1. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 1: Libre.....	47
Gráfica 6-2. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.....	48
Gráfica 6-3. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2.....	49
Gráfica 7-1. Capacidad Instalada, Costos de Inversión y de Operación – Escenarios de Expansión.....	50
Gráfica 7-2. Composición Porcentual de la Matriz Energética a 2037 – Escenarios de Expansión.....	52
Gráfica 7-3. Participación Porcentual de los Aportes por Recurso – Escenarios de Expansión	52
Gráfica 7-4. Emisiones y Costo Marginal – Escenarios de Expansión.....	53

Tablas

Tabla 1-1. Indicadores de Confiabilidad	14
Tabla 2-1. Proyectos con Compromisos CxC y CLPE.....	20
Tabla 2-2. Cronograma Anual de incorporación de Generación Distribuida (MW).....	21
Tabla 2-3. Capacidad Disponible por Tecnología.....	21
Tabla 3-1. Factor de ENFICC.....	23
Tabla 3-2. Capacidad Disponible por Tecnología – Simulación Operativa.	25
Tabla 3-3. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Simulación Operativa.	26
Tabla 4-1. Escenarios a evaluar.....	32
Tabla 5-1. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 1: Libre.....	34
Tabla 5-2. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 1: Libre.....	34
Tabla 5-3. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.	37
Tabla 5-4. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.....	38
Tabla 5-5. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2.....	41
Tabla 5-6. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2.....	42
Tabla 6-1. Expansión y ENFICC a 2037.....	46
Tabla 7-1. Costos de Inversión y de Operación.....	51

Siglas

CAC o CCS:	Captura y Almacenamiento de Carbono (Carbon Capture and Storage)
CAPEX:	Capital Expenditures (Inversiones de Capital)
CC:	Captura de carbón (Carbon Capture)
CERE:	Costo Equivalente Real de Energía
CHP:	Cogeneración o Combinación de Calor y Energía (Combined Heat and Power)
CLPE:	Contratación de Largo Plazo de Energía.
CO2:	Dióxido de Carbono
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRO:	Costo de Racionamiento.
CS:	Almacenamiento de carbón (Carbon Storage)
CxC:	Cargo por Confiabilidad.
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
ENS:	Energía No Suministrada.
FPO:	Fecha de Puesta en Operación.
IDEAM:	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
MERRA:	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications
MinEnergía:	Ministerio de Minas y Energía
Mt:	Millones de toneladas
MW:	Mega Vatio.
GW:	Giga Vatio.
OEF:	Obligación de Energía Firme.
PCH:	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
XM:	Expertos del Mercado.
VERE:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía.
VEREC:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía Esperado Condicionado.

Definiciones

- **Cargo por Confiabilidad:** remuneración que se paga a un generador por la energía firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el procedimiento que haga sus veces. Esta energía firme está asociada a la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.
- **Energía Firme para Cargo por Confiabilidad, ENFICC:** es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.
- **Obligación de Energía Firme:** vínculo resultante de la subasta o de una asignación administrada, que impone a un generador la necesidad de generar en cada hora, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad de energía durante el periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme, y cuando el Precio de bolsa supere el precio de ejercicio. Esta cantidad de energía corresponde a una proporción de la demanda horaria real, sin considerar transacciones internacionales de electricidad, calculado para las estaciones de verano e invierno.
- **Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta:** procedimiento dinámico de negociación de obligaciones de energía firme con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.
- **Subasta CLPE:** mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.
- **Valor Esperado de Racionamiento de Energía, VERE:** es el racionamiento promedio esperado de energía en un mes determinado. Se expresa en gigavatios hora (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía. Matemáticamente se define como la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.
- **Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado, VEREC:** es el racionamiento promedio esperado de energía de los casos con déficit en un mes determinado. Se expresa en gigavatios hora (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía. Matemáticamente se define como la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo. En este caso, sólo se consideran los casos en donde se presenta déficit.

Introducción

La Unidad de Planeación Minero – Energética, UPME presenta los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el horizonte de 2023-2037, en el Sistema Interconectado nacional (SIN). Lo anterior, en cumplimiento del objetivo nacional de *“abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad”*.

El Plan analiza el desempeño del sistema eléctrico mediante escenarios de largo plazo (15 años) y establece, de forma indicativa, las necesidades de expansión de la generación de energía eléctrica¹, con el fin de abastecer la demanda en el SIN de acuerdo con criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales².

Se encuentra enmarcado en la política de Transición energética Justa – TEJ, y particularmente en su pilar de *Gradualidad, Soberanía y Confiabilidad*, el cual busca la sustitución progresiva y pertinente de la matriz energética actual por una más limpia y eficiente, asegurando el suministro energético y propendiendo por una creciente seguridad y autosuficiencia energética nacional. Aunado a lo anterior, en el análisis de los escenarios de expansión, el Plan tiene en cuenta el compromiso de Colombia a 2030 de reducir en un 51% sus emisiones de gases efecto invernadero.

Para el desarrollo de los escenarios de expansión se utiliza la herramienta OptGen, con la cual se define la expansión y la herramienta SDDP para la simulación de la operación del sistema. En este sentido, los resultados presentados obedecen a un proceso estocástico de optimización de costos de inversión y operación, de acuerdo con los parámetros y criterios definidos para cada escenario.

La configuración del modelo de optimización estocástica incluye los recursos energéticos disponibles: renovables (hídrico, eólico, solar, biomasa, geotermia), y no renovables (gas, carbón y combustibles líquidos). También costos de referencia de las tecnologías de generación (CAPEX, OPEX), proyección de precios de combustibles, evolución de la demanda de energía y potencia, desarrollo de proyectos con compromisos (Subasta CxC y CLPE) e iniciativas de nuevos proyectos (Registro de Proyectos Generación y solicitudes de conexión), además de políticas y regulaciones vigentes.

¹ Capacidad adicional a la ya comprometida o fijada mediante subastas de Cargo por Confiabilidad (CxC) y contratación de largo plazo de energía eléctrica (CLPE).

² Ley 143 de 1992, define las funciones de la UPME, entre otros artículo 16 literal b). (...) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;(…)

En esta versión del Plan se desarrollan tres escenarios de expansión los cuales, además de las variables mencionadas, también tienen en cuenta para su construcción criterios como: i) eventual atraso en la entrada en operación de proyectos con compromisos, ii) entrada en operación del proyecto de transmisión Colectora II y iii) eventual no entrada en operación de la Fase II del proyecto Hidroituango (1,200 MW), entre otros. En la siguiente tabla se indican los supuestos considerados para cada escenario:

ESCENARIO	Proyectos CXC -CLPE	Portafolio de Proyectos	Entrada de Colectora 2 (3000 MW)	Entrada 2da Etapa Ituango (1200 MW)	Impuesto CO2 Carbón
Simulación Operativa	Si	No	No	No	No
No 1: Libre Sensibilidades: * Restricción de Emisiones * Costo Marginal	Si	Si	2032-2033	No	No
No 2.: Libre + Ituango Fase II Sensibilidades: * Restricción de Emisiones * Costo Marginal	Si	Si	2032-2033	dic-26	No
No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2 Sensibilidades: * Restricción de Emisiones * Costo Marginal	Si	Si	2034-2035	No	Tarifa Alta: 10 USD/t 2023-2024 : 0 2025 : 2.5 2026 : 5.0 2027 : 7.5 2028-2037 : 10.0

Para cada escenario se presentan resultados de expansión de la matriz de generación, evaluación de indicadores de confiabilidad, participación de cada recurso en el abastecimiento de la demanda, costo marginal de demanda y nivel de emisiones promedio asociadas a la generación.

En adición, se viene trabajando en incluir dos ejercicios de sensibilidad sobre los escenarios descritos. La primera sensibilidad tiene que ver con la aplicación de una restricción de emisiones de gases efecto invernadero a cada escenario formulado, de forma que se limite la cantidad de emisiones máximas al que el sistema puede llegar, de acuerdo con los compromisos ambientales del país a 2030 proponiendo así metas más ambiciosas en términos de emisiones. La segunda sensibilidad a cada uno de los escenarios examina el comportamiento del costo marginal y el efecto sobre el sistema por la inclusión de capacidad adicional a la requerida para garantizar los criterios de confiabilidad en los puntos en los cuales el costo marginal presenta picos pronunciados. Adicionalmente, se presentarán escenarios tendientes a reflejar elementos adicionales de la transición energética como la electrificación de algunos segmentos de la economía, esto en línea con el Plan Energético Nacional – PEN.

Los análisis de la presente versión preliminar se realizaron con la proyección de demanda de energía y potencia de junio de 2022 y la proyección de precios de

combustibles de noviembre de 2022, considerando la fecha de corte de dichos análisis. Ahora bien, los resultados de la versión final contemplarán las proyecciones de demanda de energía y potencia de julio de 2023 y de precios de combustibles actualizadas.

El presente documento consta de siete capítulos. En el primero se presenta la metodología empleada para el planeamiento de la expansión en generación. En el segundo capítulo se describe la información de entrada y las herramientas utilizadas en el desarrollo de los análisis energéticos realizados. En el tercer capítulo se realiza un análisis de confiabilidad del sistema previo al desarrollo de los escenarios de expansión. Por su parte, en el cuarto capítulo se describen los escenarios de expansión definidos y los criterios considerados. Finalmente, el quinto y sexto capítulo contienen los resultados y análisis de los escenarios definidos y el balance de energía firme de cada escenario vs la proyección de demanda. Al final del documento se presentan las principales conclusiones del Plan.

1. Metodología de Planificación de la Expansión

Este Plan tiene como principal objetivo proveer información y dar señales sobre la evolución de la matriz de generación, de forma que permita abastecer la demanda garantizando un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de electricidad en el país. En este sentido, se construyen de forma indicativa, diferentes escenarios de expansión.

A continuación, se presenta el proceso metodológico con el cual se desarrolla el Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

1. Recopilación y análisis de información base, parámetros y supuestos de simulación:
 - i) infraestructura existente de generación y transmisión, ii) proyecciones de demanda de energía y potencia, iii) disponibilidad de recursos energéticos y proyección de precios de combustibles, iv) regulación del sector eléctrico y v) entorno económico y social, entre otros.
2. Análisis preliminar de confiabilidad de corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (15 años), que incluye:
 - 2.1 Revisión de Energía Firme: este ejercicio consiste en comparar el balance entre la Energía Firme (ENFICC) vs la proyección de demanda de energía, a fin de establecer el momento en el cual la demanda de energía supera la ENFICC del sistema.
 - 2.2 Simulación Operativa: en este caso se realiza una simulación estocástica de la operación del sistema de largo plazo (15 años), considerando únicamente el parque de generación existente y los proyectos con compromisos, con el fin de determinar en qué momento se incumplen los indicadores de confiabilidad establecidos según la Resolución CREG 025 de 1995.
3. Definición de escenarios: en su estructuración se tienen en consideración variables como la proyección de demanda de energía eléctrica, disponibilidad de recursos energéticos, desarrollo y seguimiento de proyectos con compromisos (Cargo por Confiabilidad – CxC y Subastas CLPE) y de proyectos con concepto de conexión aprobado. También iniciativas de nuevos proyectos de generación recopilados de Registro de proyectos (Fase 2 y 3) y nuevas tecnologías que pueden ser consideradas.

Finalmente, se consideran criterios como: entorno económico, político y ambiental, restricciones de recursos energéticos, cambios o señales regulatorias, avances tecnológicos, entre otros.
4. Construcción de escenarios de expansión: en este punto del proceso se determina la nueva capacidad de generación requerida por el sistema de forma cronológica, de acuerdo con la estructuración definida previamente. Cada escenario de expansión es el resultado de un proceso de optimización estocástica que minimiza de forma

conjunta los costos de inversión y operación, teniendo en consideración diferentes variables como el portafolio de proyectos disponible, las tecnologías de generación y sus factores de planta, diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que se cuenta, precios de combustibles, CAPEX, OPEX, etc.

5. Evaluación de indicadores de confiabilidad: actividad que se desarrolla para cada escenario de expansión y que permite establecer si los indicadores *VERE*, *VEREC* y *Número de casos con déficit*, se encuentran dentro de los límites establecidos según la Resolución CREG 025 de 1995.

Tabla 1-1. Indicadores de Confiabilidad

INDICADOR	EXPRESIÓN MATEMÁTICA	LÍMITE
VERE	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Energía mensual racionada}_i}{n}}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>n= número de casos</p>	$< 1.5\%$ <i>Demanda Nacional de Energía_{mes}</i>
VEREC	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^m \frac{\text{Energía mensual racionada}_i}{m}}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>m = número de casos con déficit</p>	$< 3\%$ <i>Demanda Nacional de Energía_{mes}</i>
Número de casos con déficit	m	$\frac{m}{n} < 5\%$

Fuente: UPME, basado en la Resolución CREG 025 de 1995³

Un escenario de expansión queda en firme una vez que se verifica que cumple con los límites definidos para los tres indicadores de forma simultánea. En caso que el resultado del cálculo de cualquiera de los tres indicadores esté por encima de los límites definidos, es necesario reevaluar el escenario y volver al punto 3 de la metodología.

Así, se cuenta con una matriz de expansión de generación que garantiza el abastecimiento de la demanda, minimizando de forma simultánea los costos de inversión y operación para el sistema, con criterios de confiabilidad.

6. Análisis de resultados: una vez que el escenario queda en firme, se realiza el procesamiento y análisis de al menos, los siguientes resultados:
 - Evolución de la matriz de generación.
 - Cronograma de expansión.

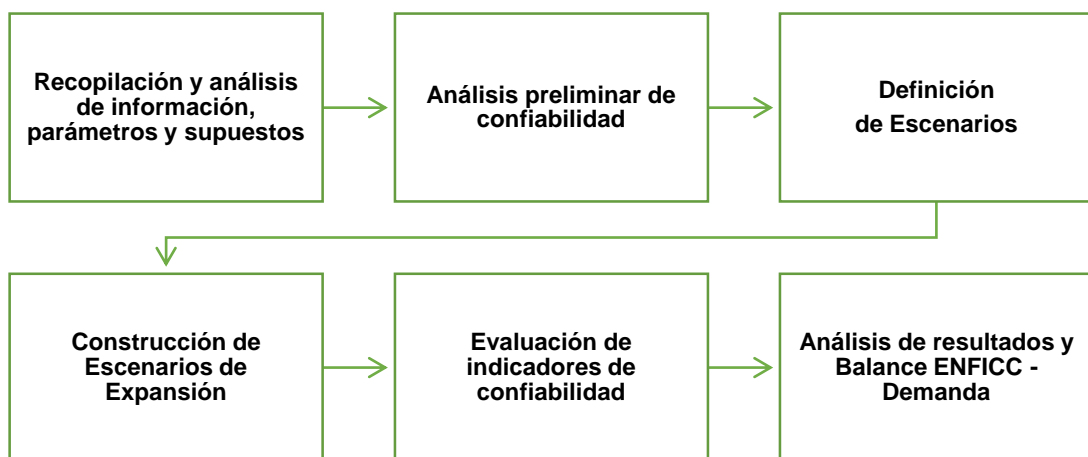
³ Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

- Participación de los diferentes recursos de generación en la atención de la demanda.
- Costo marginal de demanda.
- Emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, dentro de este aparte se incluye el balance de Energía Firme vs. proyección de demanda de energía, para cada escenario de expansión. En este ejercicio se integra la ENFICC de los nuevos proyectos que ingresan al sistema como resultado del proceso de optimización estocástica, y se establece el momento en el que la demanda de energía supera la ENFICC del sistema.

El diagrama metodológico se presenta en la Gráfica 1-1.

Gráfica 1-1. Metodología



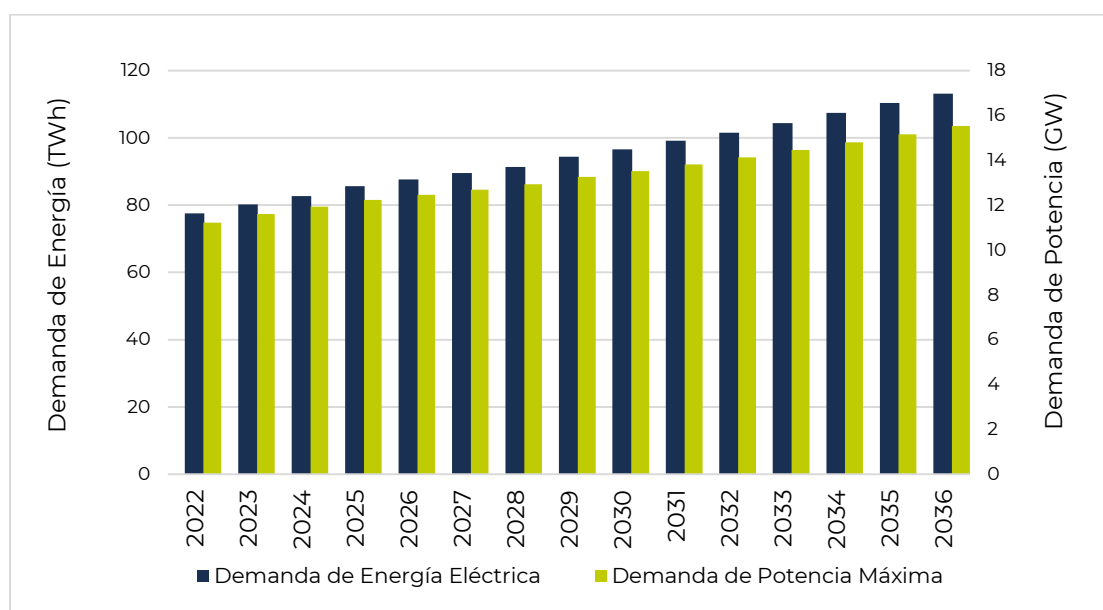
Fuente: UPME

2. Recopilación y Análisis de Información Base

La formulación del Plan de Expansión de Generación 2023-2037 incluye la recopilación y análisis de información asociada a la infraestructura de generación y transmisión, demanda y precios de combustibles, disponibilidad de recursos energéticos renovables, entre otros. Producto de dicha revisión, se consolidan las siguientes variables y supuestos de simulación:

- Sistema de generación colombiano existente a enero de 2023.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a enero de 2023, incluyendo índices de indisponibilidad históricos.
- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su correspondiente topología.
- Mínimos operativos vigentes a enero de 2023.
- Series sintéticas de caudales generadas a partir de datos históricos de aportes del período 1960-2022.
- Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol.
- Perfil de recurso eólico conforme a las mediciones de velocidad del viento reportadas por agentes y/o promotores.
- Series históricas de radiación solar y perfil solar proveniente de MERRA y del IDEAM, para todas las regiones del país.
- Proyecciones demanda correspondientes al escenario medio de energía y potencia, publicadas por la UPME en el año 2022⁴, actualización más reciente al inicio de la construcción del Plan de Expansión en Generación.

Gráfica 2-1. Proyección de Potencia Máxima y Demanda de Energía Eléctrica

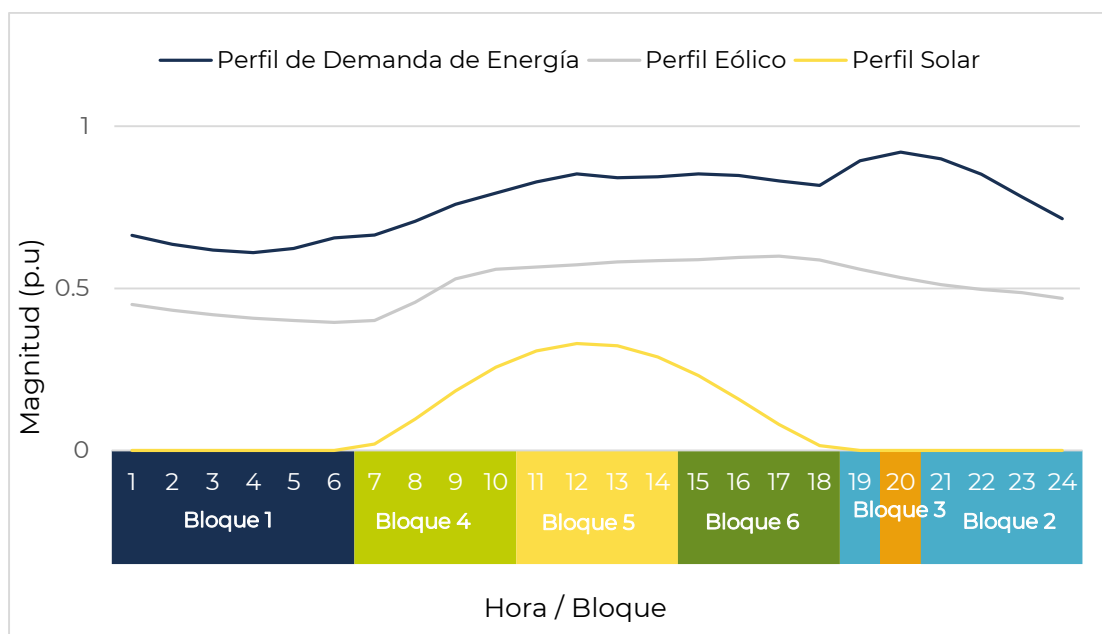


Fuente: UPME

⁴ Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

- Mapeo Hora – Bloque para representar la curva diaria de demanda de energía: se configuran 6 bloques, con una duración porcentual y una demanda en energía (GWh) equivalente. Para la consolidación de la duración porcentual de los bloques, se consideran los perfiles horarios promedio de los recursos variables (solar y eólico) y el perfil diario de demanda. En este caso, la duración de los bloques definidos es equivalente al 100% de la curva de demanda. La distribución horaria por bloque se presenta a continuación:

Gráfica 2-2. Mapeo Hora - Bloque.

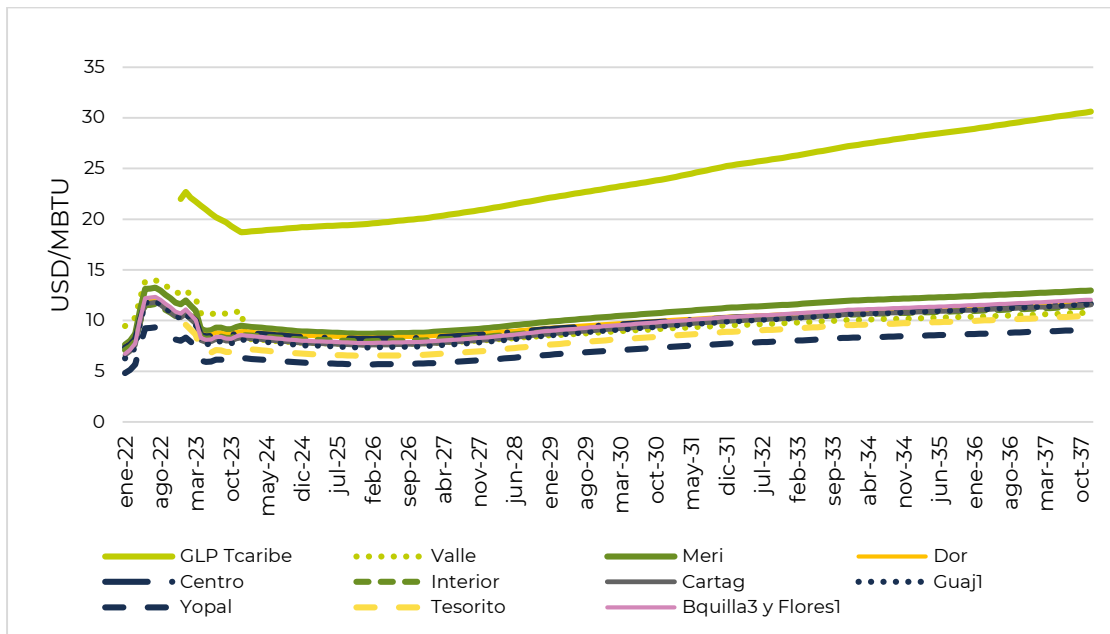


Fuente: UPME

- Proyección de precios de combustibles, presentada por la UPME en el año 2022⁵, actualización más reciente al inicio de la construcción del Plan de Expansión en Generación. Se incluye proyección de gas natural y GLP (Gráfica 2-3), carbón (Gráfica 2-4) y combustibles líquidos (Gráfica 2-5).
- No se consideran limitaciones en el suministro de carbón y gas natural.

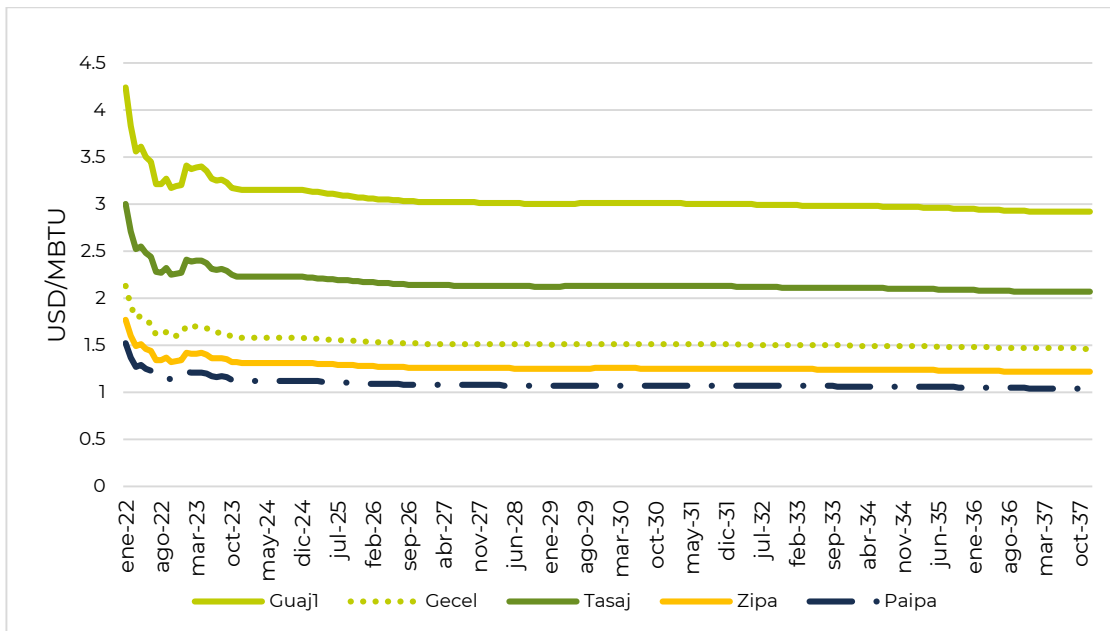
⁵ Disponible en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_2022.pdf

Gráfica 2-3. Proyección de precios de gas natural y GLP⁶



Fuente: UPME

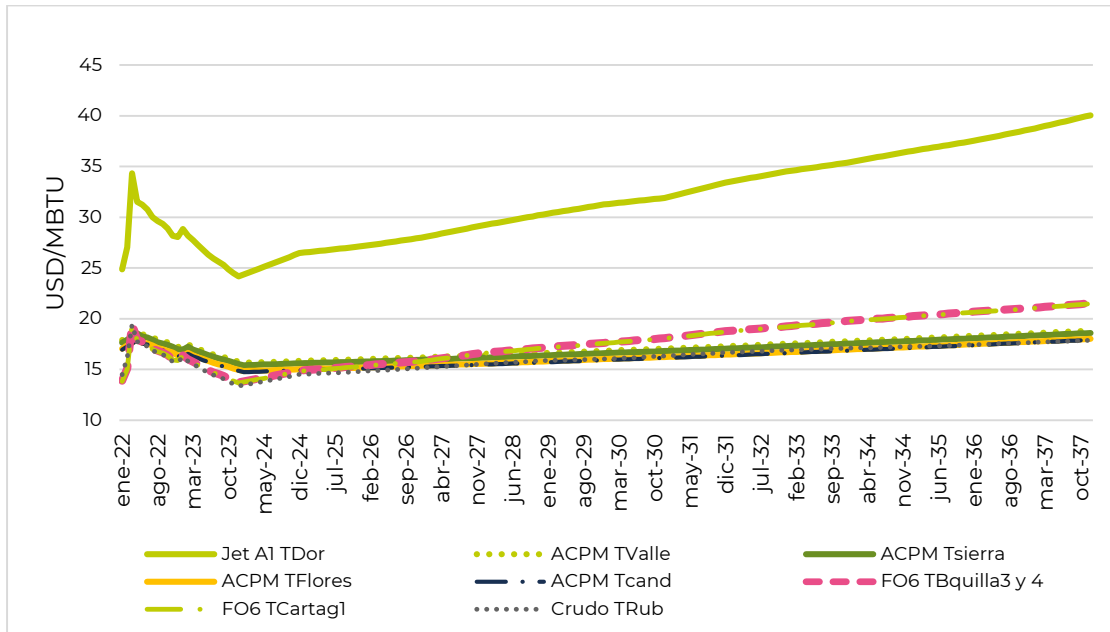
Gráfica 2-4. Proyección de precios de carbón



Fuente: UPME

⁶ Esta proyección consideró que las plantas Termocaribe y Tesorito iniciaban operación en noviembre de 2022.

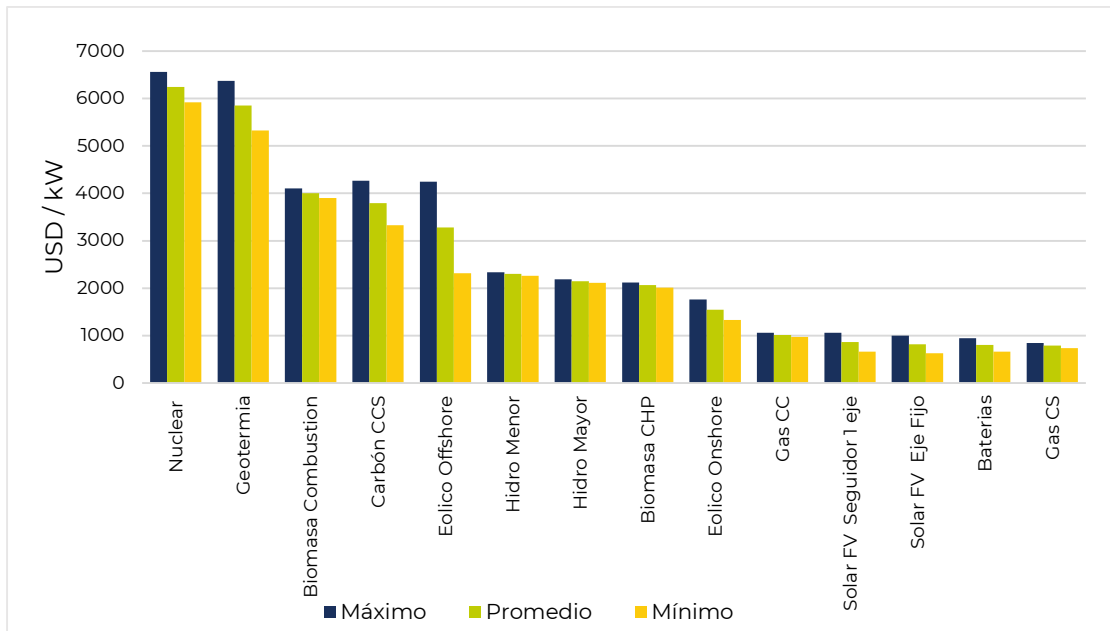
Gráfica 2-5. Proyección de precios de combustibles líquidos



Fuente: UPME

- Costos de inversión para proyectos nuevos, obtenidos a partir de la información reportada a la UPME (Registro de Proyectos), y de fuentes internacionales⁷.

Gráfica 2-6. Costos de Inversión (CAPEX) por tecnología.



Fuente: UPME

⁷ Aproximación propia realizada con base en datos de fuentes como: Agencia Internacional de Energía, IRENA, NREL, Wood Mackenzie, Registro de proyectos, entre otros.

- Para todos los escenarios se considera la puesta en servicio de los proyectos que tienen compromisos con el sistema derivados de las subastas, tanto del mecanismo de Cargo por Confiabilidad (CxC), como de Contratación de Largo Plazo (CLPE).

Tabla 2-1. Proyectos con Compromisos CxC y CLPE

RECURSO	UBICACIÓN	NOMBRE	CAP. (MW)	FPO ⁸	OEF	CLPE
HIDRO	ANT	Ituango	600	10-2023	Si	
SOLAR	CES	Solar La Loma	150	12-2023	Si	
SOLAR	TOL	CSF Continua San Felipe S.A.S.	90	04-2023		Si
SOLAR	CORD	Parque Solar el Campano	99.9	06-2023		Si
SOLAR	CORD	Parque Solar Urrá	19.9	07-2023		Si
SOLAR	ATL	Parque Solar Caracolí	50	10-2023		Si
SOLAR	CALD	Tepuy	83	10-2023		Si
SOLAR	CORD	Parque Solar la Unión	100	12-2023		Si
SOLAR	NSAN	Planta Solar SUNNORTE	35	12-2023		Si
SOLAR	BOG	Pubenza PSR2	50	12-2023		Si
SOLAR	MET	Bosques Solares de los Llanos 6	79.6	12-2023		Si
SOLAR	TOL	Escobal 6	99	12-2023		Si
SOLAR	ANT	Manglares	99.9	12-2024		Si
SOLAR	NSAN	La Mata	80	12-2023		Si
SOLAR	MAGD	Nabusimake	100	12-2023		Si
SOLAR	ATL	Guayepo	400	01-2024	Si	
SOLAR	CES	El Paso Solar	70.0	01-2024	Si	
EÓLICO	GUAJ	Windpeshi	200	01-2024	Si	
EÓLICO	GUAJ	Parque Eólico Beta	280	12-2024	Si	Si
EÓLICO	GUAJ	Parque Eólico Alpha	212	12-2024	Si	Si
EÓLICO	GUAJ	Acacia 2	80	08-2024	Si	Si
EÓLICO	GUAJ	Generación Eólica Camelias	250	12-2024		Si
EÓLICO	GUAJ	Parque eólico Casa Eléctrica	180	10-2025	Si	Si
EÓLICO	GUAJ	Parque eólico Apotolorry	75	10-2025	Si	Si
TÉRMICO	BOL	Ampliación Termocandelaria	252.2	06-2023	Si	
TÉRMICO	BOL	Central Térmica Termocaribe S.A.S.	42	11-2023	Si	
TOTAL (MW)			3,777			

Fuente: UPME, actualización más reciente al inicio de la construcción del Plan de Expansión en Generación.

⁸ Las FPO indicadas corresponden a las más actualizadas, al momento de iniciar las simulaciones energéticas.

Además, se incluye la incorporación de la Generación Distribuida en MW, de acuerdo con la proyección Demanda de Energía Eléctrica publicada por la UPME, según se presenta en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Cronograma Anual de incorporación de Generación Distribuida (MW).

AÑO	CAPACIDAD (MW)	AÑO	CAPACIDAD (MW)
2023	112	2031	56
2024	50	2032	49
2025	59	2033	42
2026	63	2034	43
2027	68	2035	35
2028	69	2036	30
2029	64	2037	30
2030	60	TOTAL	830

Fuente: UPME, actualización más reciente al inicio de la construcción del Plan de Expansión en Generación.

- En la Tabla 2-3 se presentan las capacidades por recurso consideradas en la construcción de los escenarios de expansión. Las capacidades indicadas en la columna “PORTAFOLIO” se definieron a partir de proyectos con concepto de conexión aprobado, inscritos en el Registro de proyectos de la UPME (Fase 2 y 3) y otros proyectos considerados como genéricos (geotermia y eólico offshore).

Tabla 2-3. Capacidad Disponible por Tecnología

RECURSO	CxC + CLPE (MW)	PORTAFOLIO (MW)	TOTAL (MW)
Hidro	600	1,384	1,984
Gas - GLP	294	766	1,060
Carbón	0	350	350
PCH	0	450	450
Otras Men	0	100	100
Geotermia	0	150	150
Solar	1,606	8,267	9,873
Eólico	1,277	5,883	7,160
TOTAL	3,777	17,349	21,127

Fuente: UPME, actualización más reciente al inicio de la construcción del Plan de Expansión en Generación.

- El valor reportado de costo marginal considera el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no interconectadas – FAZNI y demás contemplados en la ley.

2.1. Configuración de parámetros para simulación en SDDP y OptGen

Las simulaciones se llevan a cabo con el Software SDDP versión 17.2.5 y OptGen versión 8.0.20rc4.

Estos dos modelos, trabajando de forma conjunta, determinan la expansión de mínimo costo de inversión (OptGen) y operación (SDDP) requerida para cada escenario, de acuerdo con las variables, restricciones y criterios definidos. Para mayor detalle, consultar el Anexo 1.

Dentro de la configuración de parámetros, se encuentra:

- Horizonte de estudio: 15 años (2023 – 2037), 180 etapas mensuales.
- Demanda con resolución horaria (15 años x 8760 horas), agrupada para cada etapa mensual de acuerdo con el mapeo hora – bloque definido.
- Simulación de 100 series sintéticas de caudales generadas a partir de datos históricos de aportes del período 1960-2022.
- Sistema uninodal.
- Decisión de inversión de nuevos proyectos (OptGen): anual
- Energía No Suministrada (ENS): segmento 100%, costo 2609.4 USD/MWh.
- Penalización Curva CAR y Volumen de Alerta automática en SDDP (1.1 x Costo de Operación de la Térmica más costosa).
- Penalización de Volumen Mínimo automática en SDDP (1.1 x Costo de la ENS).
- Política Operativa:

PARÁMETRO	VALOR
No. de escenarios Forward	100
No. de escenarios Backward	30
No. mínimo de iteraciones	1
No. máximo de iteraciones	30

- Simulación Operativa:

PARÁMETRO	VALOR
No. de escenarios Forward	100

3. Análisis Preliminar de Confiabilidad

En desarrollo de la metodología de planificación, se presenta el análisis preliminar de confiabilidad de corto, mediano y largo plazo, que incluye: revisión de energía firme y simulación operativa.

3.1. Revisión de Energía Firme.

En este apartado se realiza un análisis comparativo entre la ENFICC del sistema vs la proyección de demanda, a fin de determinar el momento en el cual la demanda supera la ENFICC.

La demanda de energía utilizada corresponde al escenario de demanda medio publicado por la UPME para el año 2022 (Gráfica 2-1). En tanto, la ENFICC a considerar está compuesta por:

- i) La ENFICC verificada período 2023-2024⁹.
- ii) Las OEF asignadas a los proyectos indicados en la columna OEF de la Tabla 2-1.
- iii) La ENFICC estimada para los proyectos indicados en la columna CLPE de la Tabla 2-1.
- iv) La ENFICC estimada para los proyectos de la expansión de cada escenario evaluado.

La estimación se realiza según la siguiente ecuación:

$$\text{ENFICC} = \text{CEN} \times \mu_i \times 24\text{h} \quad (1)$$

Donde:

ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad [GWh día]
CEN: Capacidad Efectiva Neta de la Tecnología [GW]
 μ : Factor de ENFICC
i: Tecnología considerada
h: Hora

Para los cálculos, se tienen en cuenta los factores de ENFICC que se muestran en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Factor de ENFICC

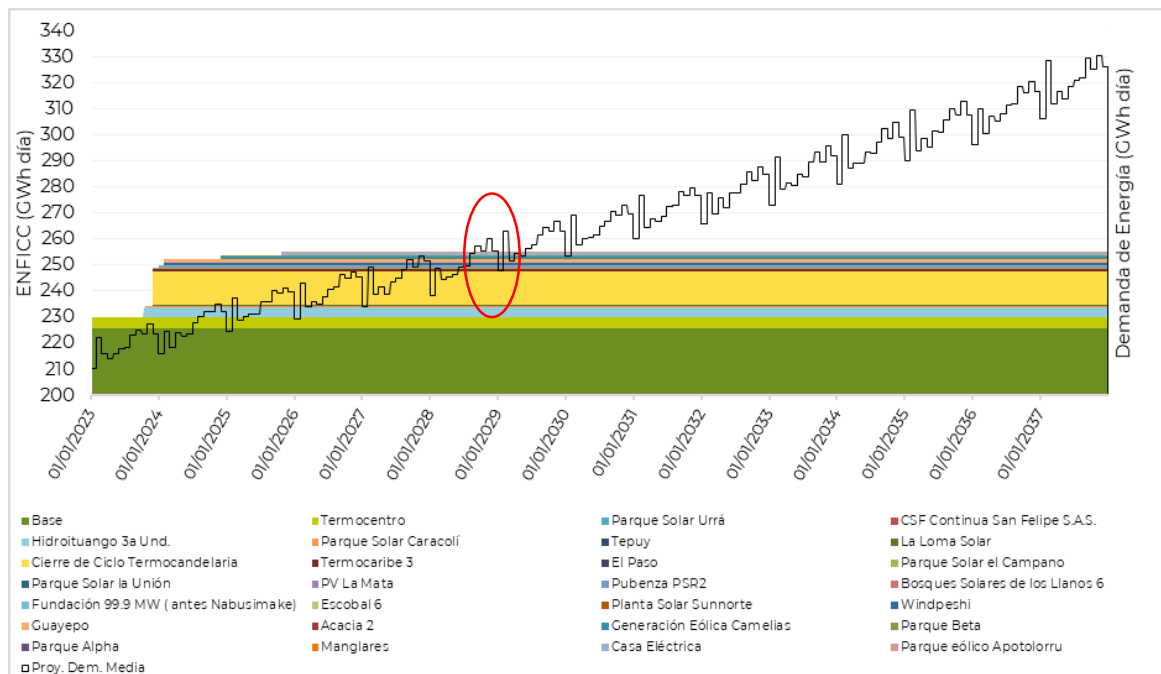
TECNOLOGÍA	FACTOR μ
Eólica	0.14
Hidráulica	0.34
Solar	0.10
Térmica	0.90

Fuente: UPME

⁹ Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informaci%C3%B3n-verificaci%C3%B3n-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual>

Los factores mostrados se obtuvieron luego de una revisión bibliográfica de los valores que empleó la CREG en la evaluación de la pertinencia de convocar una subasta de Cargo por Confiabilidad para la asignación de OEF a partir del periodo 2027-2028¹⁰, y de los valores promedio que XM considera para la elaboración del Reporte ENFICC antes mencionado. . A continuación, se presentan los resultados.

Gráfica 3-1. Balance Energía Firme vs. Demanda Media.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (Julio 2023)

En la Gráfica 3-1 se observa que a partir de septiembre de 2028, la demanda de energía proyectada en el escenario medio, supera la ENFICC base del sistema. Si bien los proyectos eólicos y solares aportan en mayor medida a la expansión en capacidad del sistema, son las tecnologías hidroeléctrica y térmica las que aportan en su mayoría ENFICC a la matriz de generación del país.

3.2. Simulación Operativa

Como parte del análisis de confiabilidad del sistema, se realiza una simulación estocástica de la operación con el modelo SDDP, con las siguientes consideraciones en lo referente al sistema de generación:

- El parque de generación existente a enero de 2023.
- Proyectos con compromisos indicados en la Tabla 2-1.
- Incorporación de la generación solar distribuida de acuerdo con la Proyección de Demanda de Energía Eléctrica publicada por la UPME.

¹⁰ Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0701_14_2022.pdf

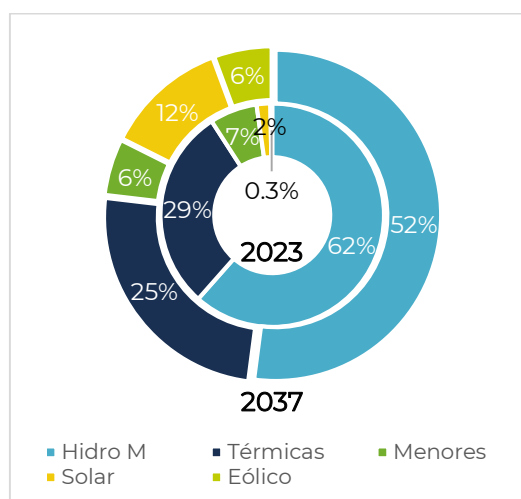
En este ejercicio, además de analizar la confiabilidad del sistema (cálculo de indicadores presentados en la Tabla 1-1.), también se estudia el comportamiento de otras variables como el costo marginal de demanda, la participación de los diferentes recursos de generación en el abastecimiento de la demanda y cálculo de las emisiones anuales. Todo esto realizado bajo el supuesto de no incorporar nueva capacidad de generación adicional a la indicada.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación operativa en cuanto a: i) distribución de la matriz energética ii) generación por tecnología iii) costo marginal, iv) emisiones, y v) evaluación de indicadores de confiabilidad.

3.2.1. Capacidad Instalada por Tecnología

La incorporación a la matriz de generación de 4,607 MW correspondientes a los proyectos con compromisos indicados en la Tabla 2-1 y la generación solar distribuida de la Tabla 2-2 representan un incremento del 24.2% en la capacidad instalada del parque de generación.

Gráfica 3-2. Capacidad instalada – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

Los recursos solar y eólico presentan el mayor crecimiento, pasando de una participación actual del 2.3% aproximadamente hasta alcanzar un 18% en el año 2037.

En la Tabla 3-2 se presenta la capacidad del parque de generación actual, y la que se obtiene a 2037 luego de la incorporación de los proyectos que tienen compromisos con el sistema.

Tabla 3-2. Capacidad Disponible por Tecnología – Simulación Operativa.

RECURSO	EXISTENTE	COMPROMISOS	TOTAL A 2037 (MW)
Hidráulica	11,639	600	12,239
Gas	2,742	294	3,036
Carbón	1,336	0	1,336
Gas-Liq	1,054	0	1,054
Gas-Carb	296	0	296
Líq-Crud	126	0	126

PCH'S	930	0	930
Otras Men	369	0	369
Geotermia	0	0	0
Solar	376	1,606	2,812*
Eólico	50	1,277	1,327
TOTAL (MW)	18,918	3,777	23,526

Fuente: UPME

En adición, la Tabla 3-3 presenta de forma agregada, la incorporación anual de capacidad por recurso de los proyectos presentados en la Tabla 2-1.

Tabla 3-3. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Simulación Operativa.

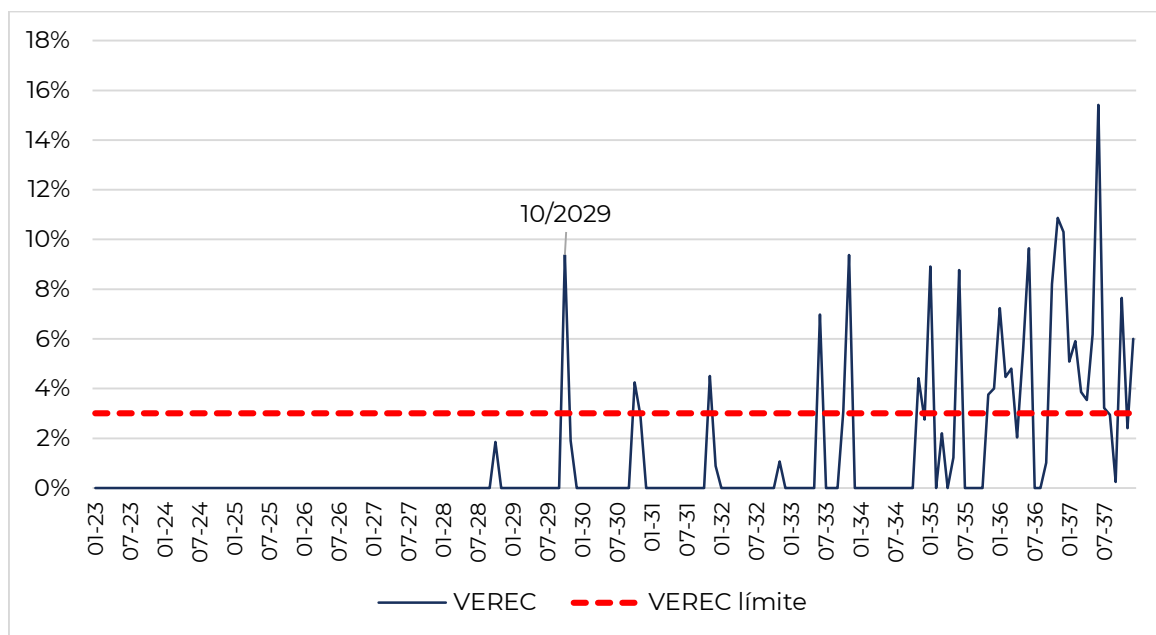
RECURSO	2023	2024	2025	TOTAL (MW)
Hidro M	600			600
Gas	294			294
Solar	907	599	100	2,436 ¹¹
Eólico	0	1,022	255	1,277
TOTAL (MW)	1,914	1,671	414	4,607

Fuente: UPME

3.2.2. Indicadores de Confiabilidad

En la revisión de confiabilidad, se presenta incumplimiento de los indicadores VEREC y Números de Casos. En la Gráfica 3-3, Gráfica 3-4 y Gráfica 3-5, se observa el detalle.

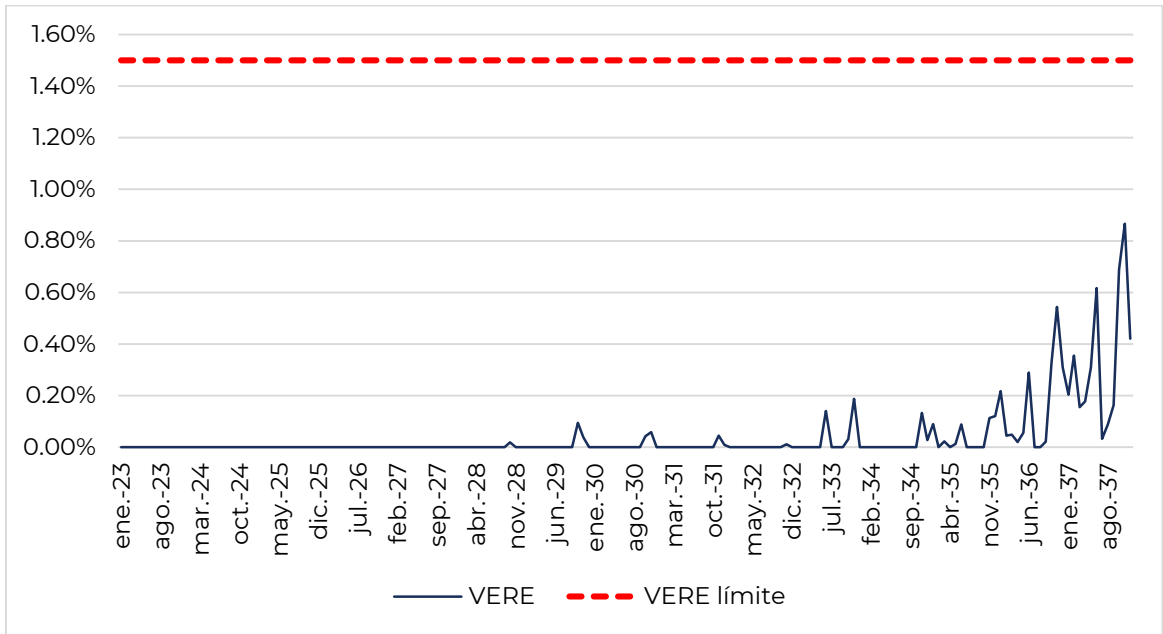
Gráfica 3-3. Indicador VEREC – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

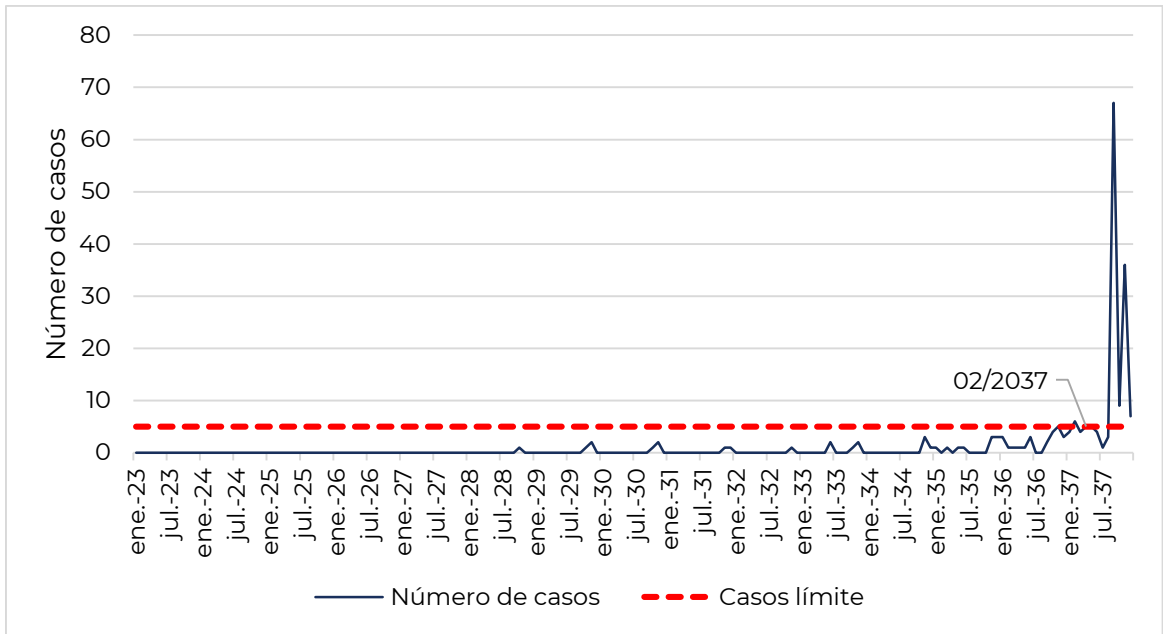
¹¹ Incluye 830 MW correspondientes a la generación distribuida, la cual se incorpora paulatinamente para todos los escenarios como lo muestra la Tabla 2.2.

Gráfica 3-4. Indicador VERE – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

Gráfica 3-5. Indicador Número de Casos – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

El indicador VEREC (señal de déficit porcentual) presenta el primer incumplimiento en el mes de octubre del año 2029 y a partir de esta fecha continúa presentando incumplimientos hasta el final del periodo de estudio.

Para el periodo 2028-2036 se presenta déficit sobre el 2% de los 100 escenarios simulados. En febrero del año 2037 se presenta el primer incumplimiento del indicador Número de Casos (6%), alcanzando el máximo valor de déficit en el mes de septiembre con 67 casos (67%).

3.2.3. Generación, Costo Marginal y Emisiones de CO2

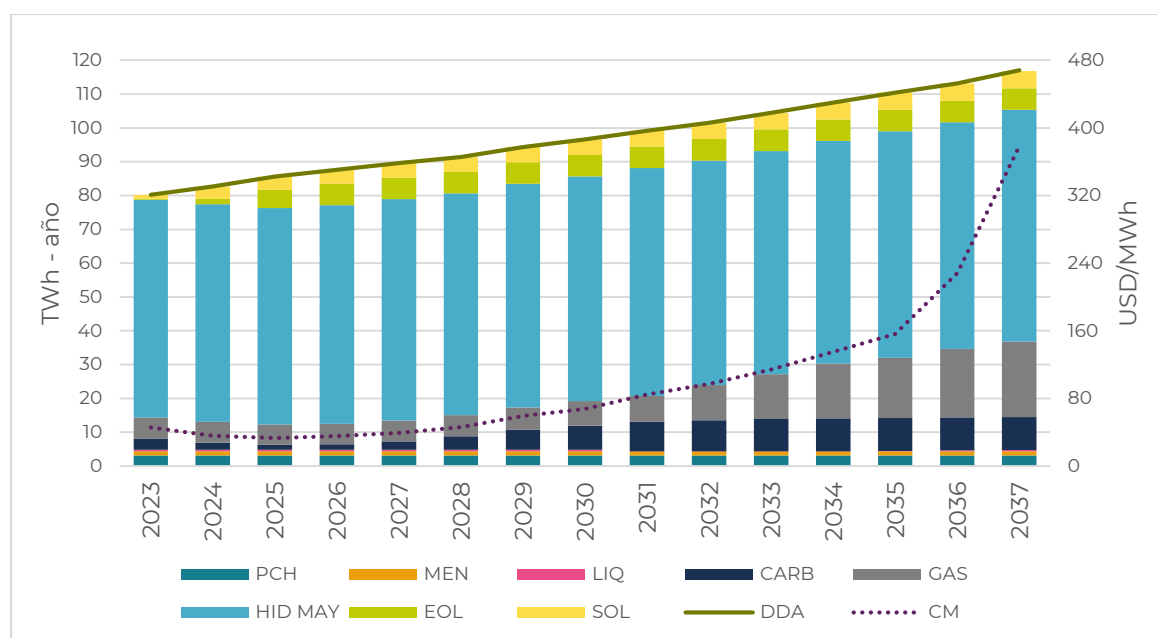
La no entrada de nueva capacidad de generación a partir del año 2026, se refleja en el desempeño de las variables relacionadas con la operación del sistema de generación. En este caso se presenta un crecimiento de la generación térmica, pasando de una participación de 9.33% en 2026 a 28% en 2037.

El costo marginal de demanda presenta una tendencia decreciente entre el año 2023 (45 USD/MWh) y 2025 (33 USD/MWh) causada por la entrada en operación de los proyectos con compromisos durante este período. En el año 2026 presenta un valor promedio anual de 35 USD/MWh y en adelante presenta una tendencia creciente hasta alcanzar un valor de 379 USD/MWh en el año 2037.

Sobre este resultado se precisa que el crecimiento de la generación térmica no es la única causa de incremento del costo marginal. También se presentan incumplimientos en las restricciones definidas para la generación hidroeléctrica, lo que implica aplicar penalizaciones que se traducen en un incremento del costo de generación para este recurso. En este caso, una de las causas del incumplimiento de las restricciones está asociado a la falta de nueva capacidad de generación que permita hacer una mejor gestión del recurso hidroeléctrico.

En la Gráfica 3-6 se presenta la participación de la generación por recurso vs el costo marginal, en valores promedio anual.

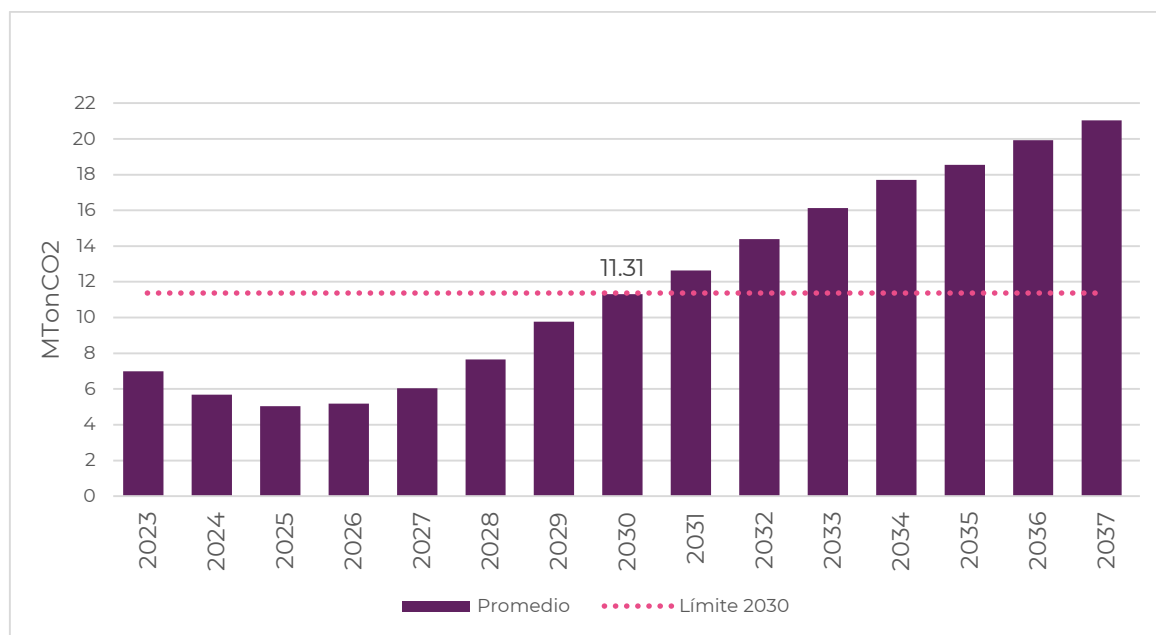
Gráfica 3-6. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

Con el incremento de la generación térmica, se registra también un aumento de las emisiones de CO₂, tal como se muestra en la Gráfica 3-7. Con una línea roja se demarca el compromiso de Colombia frente a la meta de emisiones máximas a 2030, las cuales para generación eléctrica se posicionan en 11.37 MtCO₂ (MinEnergía, 2021).

Gráfica 3-7. Emisiones de CO₂ – Simulación Operativa.



Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos para la Simulación Operativa, se observa que las emisiones promedio se encuentran por debajo de la meta establecida, hasta el 2030. Para este año el valor calculado de las emisiones es de 11.31 MtCO₂, con el cual sólo se contaría con un margen de libertad de 0.5%, con respecto a la meta. Así mismo, se encuentra que a partir del año 2031 las emisiones crecen de forma sostenida, en razón al aumento de la generación térmica requerida por el sistema para la atención de demanda.

Los resultados presentados permiten concluir que, el hecho de no incorporar nuevos proyectos de generación al sistema (además de los proyectos con compromisos), ocasiona un incumplimiento en los indicadores de confiabilidad y además, posibilita un crecimiento sostenido del costo marginal a partir del año 2026 hasta el final del periodo de análisis.

4. Escenarios de Expansión

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de generación que a largo plazo permitan atender la demanda de energía y potencia del país con una matriz de generación diversificada teniendo en cuenta lo establecido en la hoja de ruta de la Transición Energética Justa.

En efecto, se construyen escenarios de expansión teniendo en consideración la información de entrada presentada en el Capítulo 2 (proyección de demanda de energía, precios de combustibles, proyectos de generación con compromisos CxC y Subastas CLPE, y con concepto de conexión aprobado), información sobre el entorno económico, político y ambiental, cambios o señales regulatorias, avances tecnológicos, entre otros.

Por último, se definen criterios tales como el atraso en la FPO de proyectos, que se aplican en la construcción de los escenarios de expansión. Todo esto con el fin de dar señales en cuanto a la conformación de la matriz de generación y el desempeño del sistema ante diferentes situaciones que puedan modificar la conformación futura de la matriz de generación. En la Tabla 4-1 se presenta la configuración de los escenarios que serán objeto de análisis posteriores, indicando los ejercicios de sensibilidad que serán presentados en la versión final del Plan. Para todos los escenarios se considera:

1. Proyección de demanda media de energía y potencia.
2. Proyección de precios de combustibles.
3. Sedimentación de embalses del SIN, hasta un 2% en el año 2037.
4. Series históricas de recurso: hidro, eólico y solar.
5. Puesta en servicio de los proyectos que tienen compromisos con el sistema a través de CxC y Subastas CLPE.
6. Disponibilidad del Portafolio de Proyectos, para selección e instalación en concordancia con el proceso de optimización del modelo matemático.

Bajo esa premisa, el **Escenario No 1: “Libre”** adicionalmente considera la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I con 1,050 MW para octubre de 2025, y Colectora II con 3,000 MW para 2032-2033, todos ubicados en el departamento de la Guajira.

En tanto, el **Escenario No 2: “Libre + Ituango Fase II”** tiene en cuenta las mismas condiciones del Escenario Libre y añade la entrada de la Fase II del proyecto Hidroeléctrico Ituango (1,200 MW), para diciembre de 2026.

A su vez, se considera un escenario que por lado, de cuenta del impacto que tiene en el sistema el atraso de proyectos u obras de transmisión en el norte del país y por el otro, incluya la aplicación del impuesto al carbono, de acuerdo con la más reciente reforma tributaria¹². En ese orden, el **Escenario No 3: “Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2”**, incorpora las mismas condiciones del Escenario Libre, postergando las fechas de puesta en operación

¹² Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=199883>.

de los proyectos que hacen parte de Colectora I y II en dos años, y agrega la carga tributaria del impuesto al CO2 para las emisiones producidas por la generación eléctrica con carbón.

Finalmente, para cada escenario descrito se consideran dos ejercicios de sensibilidad, cuyos resultados serán presentados en la versión final del Plan de Expansión. Una sensibilidad tiene que ver con la aplicación de una restricción de emisiones de gases efecto invernadero, de forma que se limite la cantidad de emisiones máximas para el sistema, en línea con los compromisos ambientales del país a 2030. La otra sensibilidad pretende modular el comportamiento del costo marginal resultante, mediante la inclusión de nueva capacidad instalada en los puntos en los cuales el costo marginal presenta picos pronunciados.

Tabla 4-1. Escenarios a evaluar

ESCENARIO	PROYECTOS CXC -CLPE	PORTAFOLIO DE PROYECTOS	ENTRADA			IMPUESTO CO2 AL CARBÓN	SENSIBILIDAD	
			COLECTORA I ¹³	COLECTORA II ¹⁴	FASE II ITUANGO ¹⁵		EMISIONES ¹⁶	COSTO MARGINAL ¹⁷
Simulación Operativa ¹⁸	Si	No	oct-25	No	No	No	-	-
No 1: Libre	Si	Si	oct-25	2032-2033	No	No	Si	Si
No 2.: Libre + Ituango Fase II	Si	Si	oct-25	2032-2033	dic-26	No	Si	Si
No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2	Si	Si	dic-27	2034-2035	No	Tarifa Alta: 10USD/t 2023-2024 : 0 2025 : 2.5 2026 : 5.0 2027 : 7.5 2028-2037 : 10	Si	Si

Fuente: UPME

¹³ 1050 MW

¹⁴ 3000 MW

¹⁵ 1200 MW

¹⁶ No constituye un escenario de expansión en sí mismo. Tiene en cuenta solamente la puesta en servicio de los proyectos que tienen compromisos.

¹⁷ Los resultados serán presentados en la versión final del Plan de Expansión.

¹⁸ Los resultados serán presentados en la versión final del Plan de Expansión.

5. Simulación de la Expansión y Operación del Sistema

En este apartado se presentan los resultados de las simulaciones realizadas para cada escenario planteado. Como se indicó en la metodología, el SDDP y OptGen son modelos que minimizan costos de operación e inversión respectivamente. En este sentido, los resultados de expansión en generación presentados a continuación corresponden a un proceso de co-optimización de los costos mencionados.

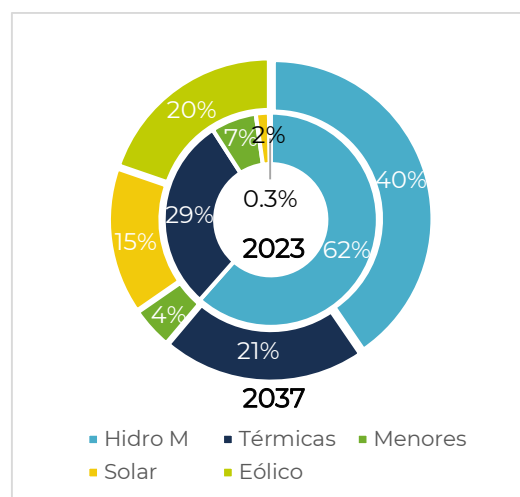
Los resultados incluyen los mismos análisis realizados para la simulación operativa: distribución de la matriz energética, generación por tecnología, costo marginal, emisiones y evaluación de indicadores de confiabilidad.

5.1. Escenario No 1: Libre

Este escenario no considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), esto con el fin de determinar y analizar los requerimientos en capacidad y tipos de recursos necesarios que permitan cumplir con la confiabilidad del sistema ante el desarrollo del criterio mencionado.

En la Gráfica 5-1 se presentan los resultados de la distribución porcentual de la capacidad de generación por recurso al inicio y final del período de análisis. Estos resultados muestran que en conjunto, los recursos eólico y solar presentan el mayor crecimiento pasando de una participación del 2% al 35% en la conformación de la matriz de generación.

Gráfica 5-1. Capacidad instalada – Escenario No 1: Libre



Fuente: UPME

A 2037, la matriz de generación presenta una capacidad instalada de 30,739 MW, que corresponde a un crecimiento del 62% en comparación con la capacidad existente a inicio del período de estudio (18,918 MW).

Los 11,820 MW de nueva capacidad incluyen 3,777 MW de los proyectos con compromisos, 830 MW de la generación solar distribuida y 7,213 MW correspondientes a la expansión definida por el modelo en su proceso de optimización, los cuales presentan la siguiente distribución por recurso: 65.6% eólico, 24.5% solar, 7.3% Gas y 2.6% hidro.

Tabla 5-1. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 1: Libre

RECURSO	EXISTENTE	COMPROM.	ADICIONAL	TOTAL EXP.	TOTAL 2037 (MW)
Hidráulica	11,639	600	184	784	12,423
Gas	2,742	294	530	824	3,566
Carbón	1,336	0	0	0	1,336
Gas-Liq	1,054	0	0	0	1,054
Gas-Carb	296	0	0	0	296
Líq-Crud	126	0	0	0	126
PCH'S	930	0	0	0	930
Otras Men	369	0	0	0	369
Geotermia	0	0	0	0	0
Solar	376	1,606	2,595 ¹⁹	4,202	4,577
Eólico	50	1,277	4,734	6,011	6,061
TOTAL (MW)	18,918	3,777	8,043	11,820	30,739

Fuente: UPME

En la Tabla 5-2 se presenta el cronograma de la expansión definida por el modelo de optimización. Sobre este resultado cabe resaltar que, de 8,267 MW solares disponibles (adicionales a los compromisos), se instalaron 1,765 MW que corresponden al 21% de la capacidad disponible y se instala casi en su totalidad en los dos años finales del período de estudio. Por otro lado, de 5,883 MW disponibles de recurso eólico, se instalan 4,734 MW (80.5%).

Tabla 5-2. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 1: Libre.

RECURSO	2026	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2036	2037	TOTAL
Hidro M	-	134	50	-	-	-	-	-	-	184
Gas	-	-	-	-	-	-	-	360	170	530
Solar	-	-	-	89	-	-	-	867	810	1,765
Eólico	795	-	-	330	1,426	650	202	1,252	80	4,734
TOTAL	795	134	50	419	1,426	650	202	2,478	1,059	7,213

Fuente: UPME

El cronograma de entrada de los proyectos con compromisos y la generación solar distribuida se presentaron en las Tabla 2-1 y Tabla 2-2 respectivamente.

5.1.1. Indicadores de Confiabilidad

De la evaluación de los indicadores de confiabilidad, se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos para el Escenario No.1.

¹⁹ Incluye 830 MW correspondientes a la generación distribuida, la cual se incorpora paulatinamente para todos los escenarios como lo muestra la Tabla 2.2.

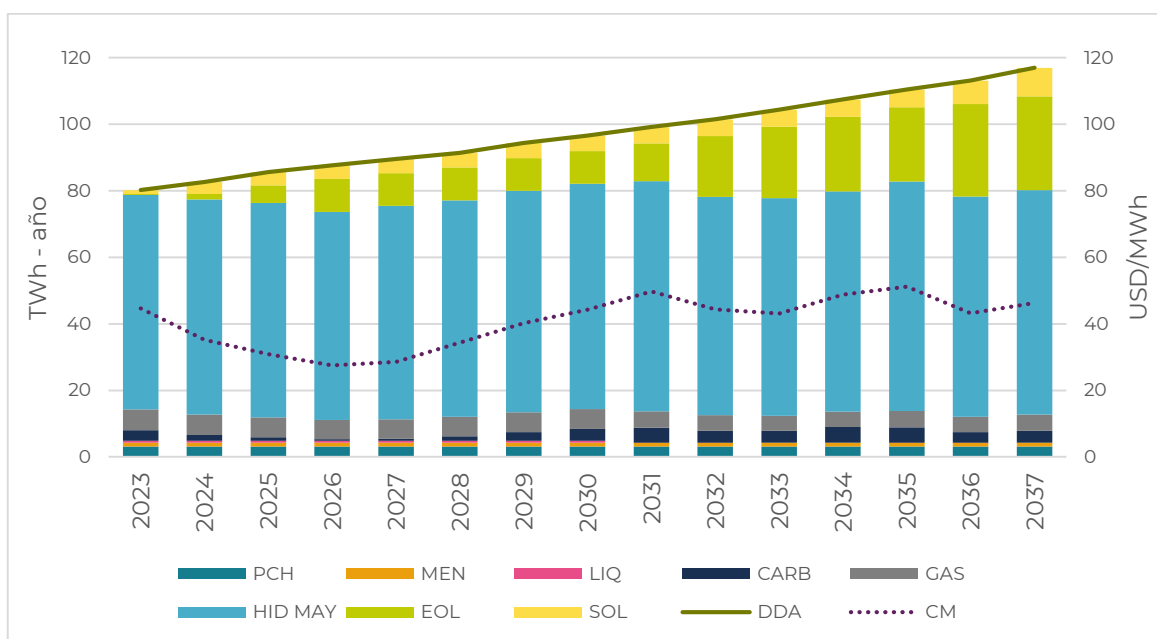
5.1.2. Generación, Costo Marginal y Emisiones de CO2

En lo referente al desempeño de este escenario, se destacan los siguientes aspectos:

- Acorde con el crecimiento en capacidad instalada, la generación eólica y solar presentan una tendencia creciente, desde una participación alrededor de 2% al inicio del período de estudio, hasta alcanzar un porcentaje del 31.4% al año 2037. El incremento en los aportes de estos recursos es proporcional al crecimiento de la demanda.
- A diferencia del desempeño de la generación eólica y solar, la generación hidro anual presenta una variación máxima del 5% respecto a un aporte medio de 65.9 TWh. Esta limitación en el incremento de la generación hidro se debe al crecimiento de la capacidad instalada de este recurso que para este caso fue menor al 7%.
- La limitación en el crecimiento de la generación hidro se refleja en la participación de este recurso en el abastecimiento de la demanda. A medida que crece la demanda, la participación de la generación hidro va disminuyendo; desde un porcentaje del 80.4% en 2023 hasta un 58% en 2037. A pesar de esto, el recurso hidro es el de mayor participación en la atención de la demanda con una media del 68.4%.
- El costo marginal presenta un valor medio de 40.8 USD/MWh con unas variaciones de tendencia causadas principalmente por la participación de la generación térmica, que a su vez está influenciada por los períodos de entrada de la nueva capacidad de generación (proceso de co-optimización de la inversión-operación).

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Costo Marginal USD/MWh	44.7	35.2	30.9	27.5	28.6	34.3	40.2	44.3	49.7	44.4	43.2	48.7	51.2	43.2	46.2
Gen Térm %	12.4%	10.2%	8.8%	7.8%	7.8%	8.5%	9.7%	10.5%	9.5%	8.1%	7.7%	8.7%	8.6%	6.9%	7.2%

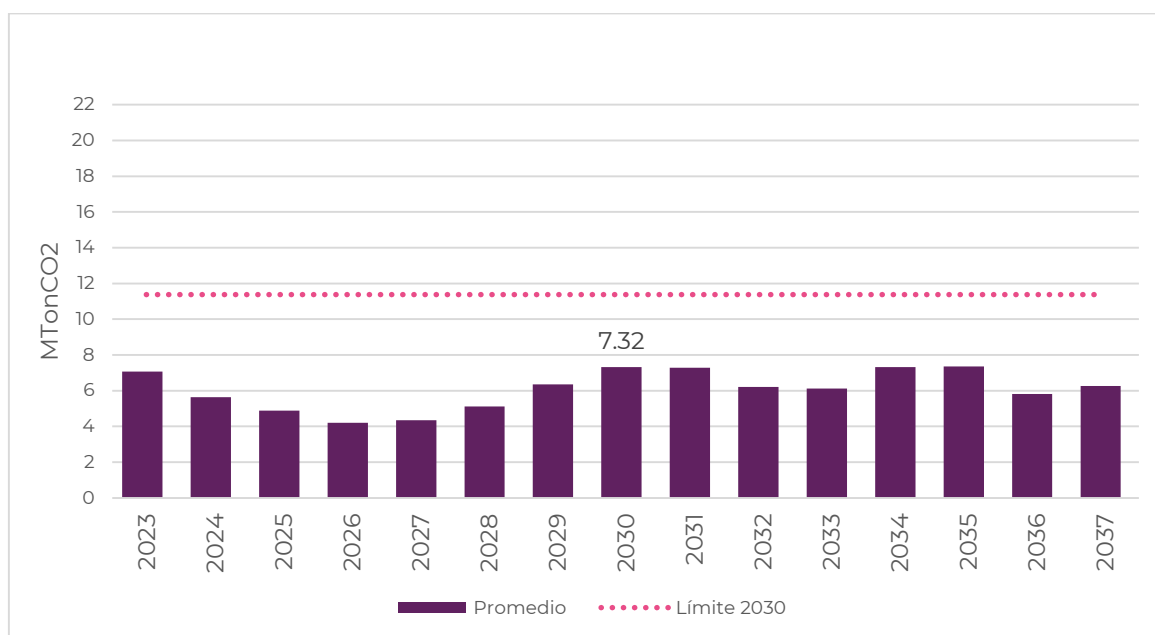
Gráfica 5-2. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 1: Libre.



Fuente: UPME

El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico²⁰. Según se muestra en la Gráfica 5-3, para ese año las emisiones promedio alcanzan las 7.32 MtCO₂, lo que permitiría estar por debajo de la meta sectorial en un 35%.

Gráfica 5-3. Emisiones de CO₂ – Escenario No 1: Libre.



Fuente: UPME

5.2. Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II

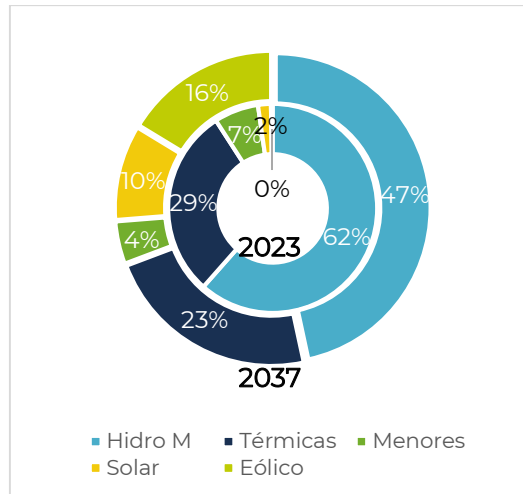
De acuerdo con los criterios definidos en la Tabla 4-1, en este escenario se considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) para el segundo semestre de 2026. Los demás criterios son los mismos definidos para el Escenario N.1. Bajo este supuesto se busca encontrar la expansión adicional requerida para cumplir con los criterios de confiabilidad, además de analizar comparativamente los resultados de expansión y desempeño de este este escenario frente al Escenario N.1.

Para este caso se obtiene una matriz energética que en esencia da cuenta del incremento sustancial de la capacidad renovable solar y eólica en el sistema, con respecto al parque de generación actual.

Según la Gráfica 5-4, la capacidad hidroeléctrica sigue siendo la más representativa, con 47% de participación sobre el total, seguido de la térmica con 23%. Los recursos renovables solar y eólico en conjunto pasan de una participación actual de 2%, a 26% para el final del periodo.

²⁰ El compromiso de Colombia frente a la meta de emisiones máximas asociadas a generación eléctrica es 11.37 MtCO₂ para 2030 (MinEnergía, 2021).

Gráfica 5-4. Capacidad instalada – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.



Fuente: UPME

Se alcanza una expansión de 10,218 MW, con lo cual la capacidad de la matriz de generación al final del período es de 29,136 MW, representando un incremento de 54% en la capacidad instalada del parque de generación con respecto al actual (18,918 MW). Los detalles se presentan en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.

RECURSO	EXISTENTE	COMPROM.	ADICIONAL	TOTAL EXP.	TOTAL 2037 (MW)
Hidráulica	11,639	600	1,334	1,934	13,573
Gas	2,742	294	766	1,060	3,802
Carbón	1,336	0	0	0	1,336
Gas-Liq	1,054	0	0	0	1,054
Gas-Carb	296	0	0	0	296
Líqu-Crud	126	0	0	0	126
PCH'S	930	0	0	0	930
Otras Men	369	0	0	0	369
Geotermia	0	0	0	0	0
Solar	376	1,606	918 ²¹	2,524	2,900
Eólico	50	1,277	3,423	4,700	4,750
TOTAL (MW)	18,918	3,777	6,441	10,218	29,136

Fuente: UPME

La nueva capacidad de generación incluye 3,777 MW de los proyectos con compromisos, 830 MW de la generación solar distribuida y 5,611 MW correspondientes a la expansión definida por el modelo en su proceso de optimización.

Con la entrada de operación de la segunda fase del proyecto hidroeléctrico Ituango, se experimenta un desplazamiento de la capacidad renovable que se instala en el sistema. Con

²¹ Incluye 830 MW correspondientes a la generación distribuida, la cual se incorpora paulatinamente para todos los escenarios como lo muestra la Tabla 2.2.

un total de 2,400 MW asociados al proyecto Ituango, la expansión renovable solar y eólica disminuye en un 46% con respecto al Escenario No.1, evitando la entrada de 1,311 MW eólicos y 1,677 MW solares.

El cronograma de entrada de los proyectos con compromisos y la generación solar distribuida se presentaron en las Tabla 2-1 y Tabla 2-2 respectivamente. En la Tabla 5-4 se presenta la incorporación anual de la nueva capacidad que ingresa al sistema, de acuerdo a la expansión definida por el modelo de optimización.

Tabla 5-4. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.

RECURSO	2026	2030	2032	2033	2034	TOTAL
Hidro M	1,200	60	74	-	-	1,334
Gas	-	-	-	210	556	766
Solar	-	-	-	51	37	88
Eólico	795	-	-	2,478	150	3,423
TOTAL (MW)	1,995	60	74	2,739	743	5,611

Fuente: UPME

Sobre este resultado cabe resaltar que del total de 8,267 MW solares disponibles adicionales a los compromisos, la capacidad solar instalada corresponde solo al 1% del total y se instala en su totalidad en el año 2033 y 2034. Y de los 5,883 MW de capacidad eólica disponible adicional a los compromisos, se instala un 58% en su mayoría durante el año 2033, en donde se incorporan varios proyectos asociados al proyecto de transmisión Colectora II.

5.2.1. Indicadores de Confiabilidad

De la evaluación de los indicadores de confiabilidad para el Escenario No.2, se encuentra que los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos*, están dentro de los rangos máximos permitidos según la regulación vigente, durante todo el periodo de estudio.

5.2.2. Generación, Costo Marginal y Emisiones de CO2

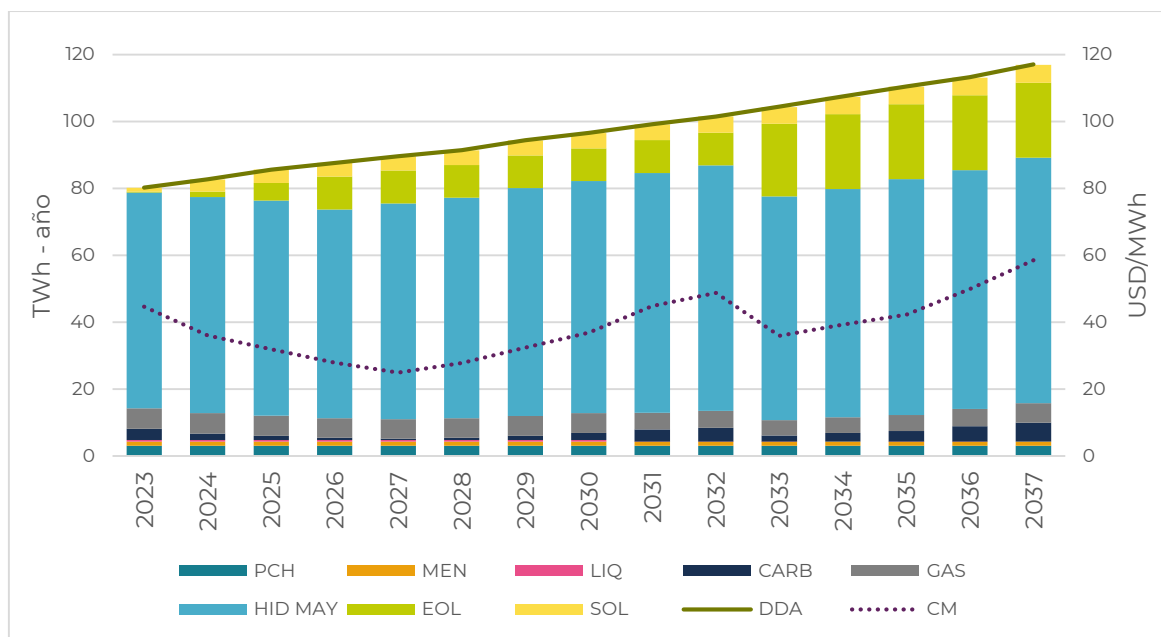
En razón a la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto hidroeléctrico Ituango, se observa que a partir del año 2028 los aportes de generación hídrica para el abastecimiento de la demanda, se incrementan entre un 1% y 12% con respecto al Escenario No.1.

En contraste, y como resultado de la menor expansión renovable solar y eólica, los aportes de estas tecnologías disminuyen incluso en una medida más importante, alcanzando una reducción anual de hasta 37% y 46% respectivamente.

Así mismo, la nueva capacidad hidro tiene un efecto sobre el costo marginal del sistema, en especial durante el periodo de tiempo comprendido entre el 2027 y 2030, registrándose una disminución promedio de 17% con respecto al Escenario N.1. Este comportamiento se presenta de forma simultánea en presencia de una generación térmica que presiona a la baja para todos los energéticos.

El costo marginal promedio se ubica en 39 USD/MWh, con variaciones entre 25 y 58 USD/MWh que responden a la entrada de proyectos de acuerdo a la expansión resultante y a la generación térmica requerida por el sistema. Los detalles se presentan en la Gráfica 5-5.

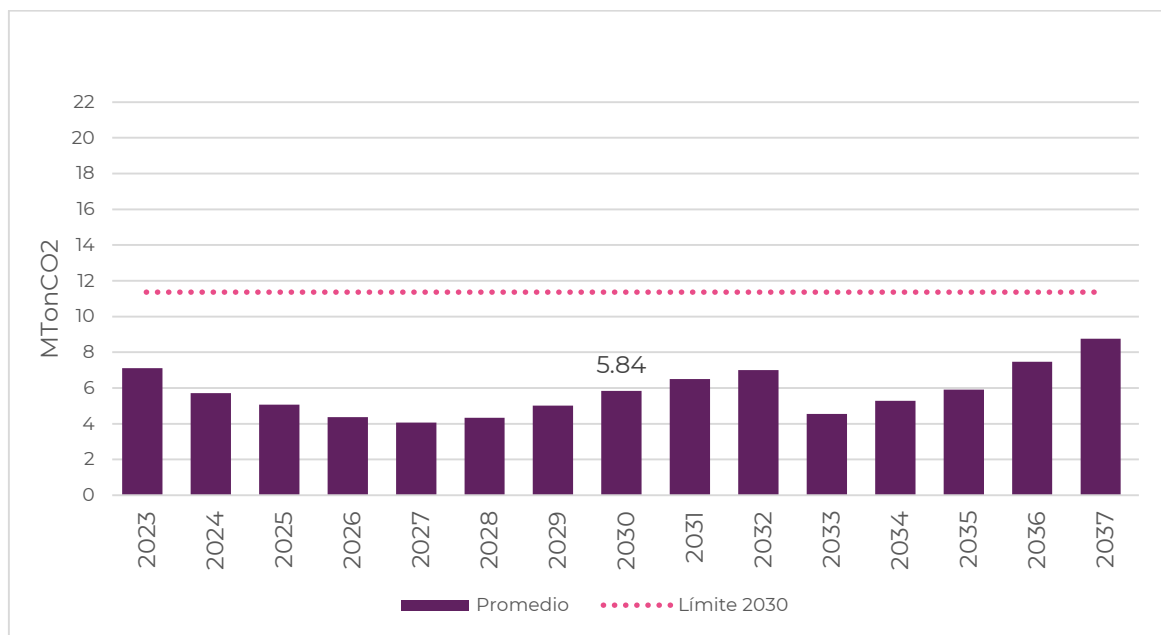
Gráfica 5-5. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.



Fuente: UPME

De otra parte, las emisiones promedio para el horizonte de estudio se muestran en la Gráfica 5-6.

Gráfica 5-6. Emisiones de CO₂– Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II.



Fuente: UPME

El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencia que para este escenario también se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico

hacia el año 2030²². El valor calculado de las emisiones promedio para 2030 es de 5.84 MtCO₂. Como es de esperar, con la entrada en operación de la segunda etapa de Hidroituango, las emisiones se reducen en un 20% con respecto al Escenario N.1 (7.32 MtCO₂).

Los resultados presentados permiten concluir que, al incorporar al sistema la Fase II del proyecto hidroeléctrico Ituango, en general modifica la expansión resultante del proceso de optimización, reduciendo de forma importante la cantidad de FNCER solar y eólica en el sistema, con respecto al Escenario N.1 de Expansión Libre.

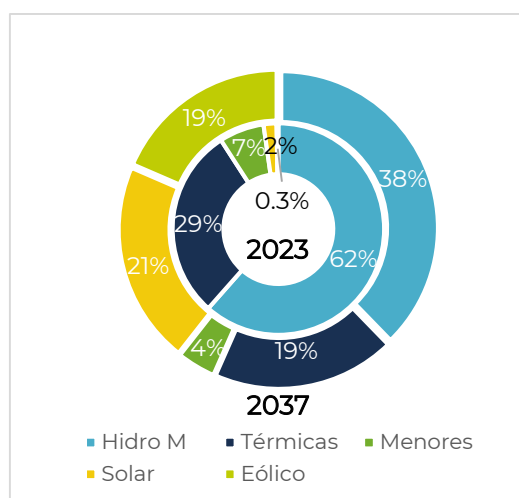
No obstante, la matriz energética evoluciona dando paso a una mayor participación de la energía renovable solar y eólica en capacidad instalada y en la atención de la demanda. Lo anterior, con criterios de confiabilidad y con emisiones promedio que se encuentran por debajo de la meta establecida para la generación eléctrica colombiana hacia el año 2030.

5.3. Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO₂

En este escenario se incluye el aplazamiento de las fechas de puesta en operación en dos años para los proyectos que hacen parte de Colectora I y Colectora II, y el impuesto al CO₂ para las emisiones producidas por la generación eléctrica con carbón, todo ello excluyendo de la matriz el proyecto de generación hidroeléctrica Ituango en su Fase II.

En la Gráfica 5-7 se presentan los resultados de la distribución porcentual de la capacidad de generación por recurso al inicio y final del período de análisis.

Gráfica 5-7. Capacidad instalada – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO₂



Fuente: UPME

²² El compromiso de Colombia frente a la meta de emisiones máximas asociadas a generación eléctrica es 11.37 MtCO₂ (MinEnergía, 2021).

En este caso los recursos solar y eólico siguen presentando el mayor crecimiento de capacidad instalada, pasando de una participación del 2% al 40%, con respecto a la matriz actual.

A 2037 se tiene una capacidad total instalada de 32,737 MW correspondiente a un aumento de 73%, en comparación con el parque de generación existente (18,918 MW). En este caso, el atraso generalizado de la entrada en servicio de los nuevos proyectos modifica la expansión solar. Se registra la entrada de 4,027 MW adicionales, alcanzando un aumento de 128%, con respecto al Escenario No.1. Por su parte, la expansión eólica permanece constante.

De la Tabla 5-5 se evidencia que los 13,839 MW de nueva capacidad incluyen 3,777 MW de los proyectos con compromisos, 830 MW de generación solar distribuida y 9,231 MW correspondientes a la expansión definida por el modelo en su proceso de optimización (51% eólico, 44% solar, 4% Gas y 1% hidro).

Tabla 5-5. Capacidad Disponible por Tecnología – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2

RECURSO	EXISTENTE	COMPROM.	ADICIONAL	TOTAL EXP.	TOTAL 2037 (MW)
Hidráulica	11,639	600	110	710	12,349
Gas	2,742	294	360	654	3,396
Carbón	1,336	0	0	0	1,336
Gas-Liq	1,054	0	0	0	1,054
Gas-Carb	296	0	0	0	296
Líqu-Crud	126	0	0	0	126
PCH'S	930	0	0	0	930
Otras Men	369	0	0	0	369
Geotermia	0	0	0	0	0
Solar	376	1,606	4,857 ²³	6,464	6,839
Eólico	50	1,277	4,734	6,011	6,061
TOTAL (MW)	18,918	3,777	10,061	13,839	32,757

Fuente: UPME

El cronograma de instalación de los proyectos con compromisos y la generación solar distribuida, se presentaron en la Tabla 2-1 y Tabla 2-2 respectivamente. En la Tabla 5-6 se despliega el cronograma anual de la nueva capacidad que ingresa al sistema, de acuerdo a la expansión definida por el modelo de optimización estocástica.

²³ Incluye 830 MW correspondientes a la generación distribuida, la cual se incorpora paulatinamente para todos los escenarios como lo muestra la Tabla 2.2.

Tabla 5-6. Cronograma Anual de Instalación de Proyectos – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2

RECURSO	2026	2028	2030	2033	2034	2035	2037	TOTAL
Hidro M	60	-	-	-	-	-	50	110
Gas	-	-	-	-	-	-	360	360
Solar	-	-	769	-	-	-	3,259	4,027
Eólico	-	795	648	10	1,426	1,197	658	4,734
TOTAL (MW)	60	795	1,416	10	1,426	1,197	4,327	9,231

Fuente: UPME

Para este caso se encuentra que de los 8,267 MW solares disponibles adicionales a los compromisos, la capacidad solar instalada alcanza un 49% del total y se incorpora en su mayoría al final del periodo de estudio, para el año 2037.

En adición, de los 5,883 MW de capacidad eólica disponible además de los compromisos, se instala un 80% durante los años 2034 y 2035, periodo de tiempo en el que se incorporan varios proyectos asociados a la Colectora II.

5.3.1. Indicadores de Confiabilidad

Del análisis de los indicadores de confiabilidad *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* para el Escenario No.3, se encuentra que los tres cumplen durante todo el horizonte de estudio.

5.3.2. Generación, Costo Marginal y Emisiones de CO2

En general, el atraso de dos años en la puesta en servicio de los proyectos asociados a Colectora I y Colectora II, se refleja en el desempeño de las variables relacionadas con la operación del sistema eléctrico. Particularmente en la presión que se ejerce sobre el costo marginal y sobre el sistema eléctrico que, en ciertos periodos de tiempo se en la necesidad de aportar mayor generación térmica para atender la demanda.

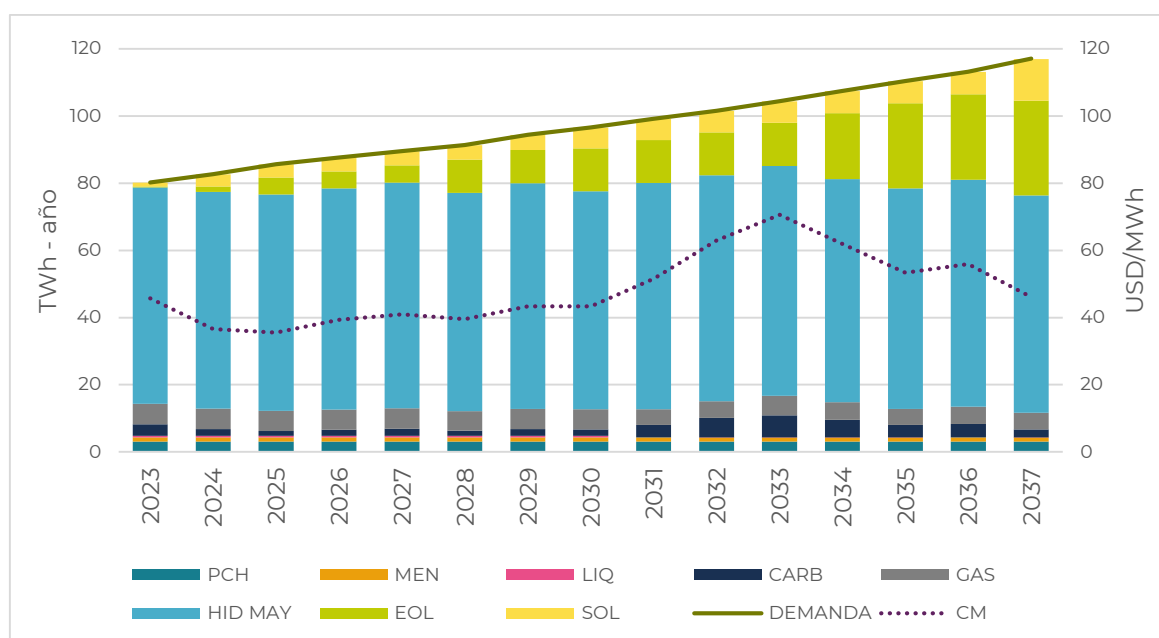
La Gráfica 5-8 presenta los resultados de generación por recurso vs el costo marginal promedio. En este caso, esta variable se posiciona en 48 USD/MWh promedio, resultando ser 18% superior en comparación con el costo marginal promedio obtenido para el Escenario N.1. Particularmente, el máximo costo marginal se presenta durante el 2033 (71 USD/MWh), año en el que originalmente se esperaba que los proyectos de Colectora II (3,000 MW), estuvieran en servicio. Esta situación también propicia un incremento de la generación térmica, pues pasa de tener una participación de 7.7% para el Escenario N.1, a 11.89% en este escenario.

Frente al Escenario N.1 y N.2, en este caso el proceso de optimización incorpora la mayor expansión de energía renovable solar, lo que influye directamente en la cantidad de aportes que se entregan al sistema provenientes de este recurso. En comparación con Escenario N.1, los aportes de generación solar registran un crecimiento de hasta 44%, dando paso a mayores aportes térmicos que en algunos periodos de tiempo alcanzan hasta un 54% y

prescindiendo de alguna porción de generación eólica, en aras de obtener equilibrio entre generación y demanda en un despacho óptimo.

Con respecto al impuesto al carbono, se encontró que a pesar de haber incluido esta carga tributaria de forma gradual y en tarifa plena a partir del año 2028, para este escenario se registró el mayor despacho promedio de carbón durante el periodo de tiempo comprendido entre 2028 y 2037. Con respecto al Escenario N.1 incrementó en un 5% y con respecto al Escenario N.2 en un 27%. Este comportamiento deja ver que aunque el costo de operación se ve aumentado por el impuesto, todavía resulta más económico generar con carbón, en comparación con el gas natural.

Gráfica 5-8. Generación por recurso Vs Costo Marginal – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2



Fuente: UPME

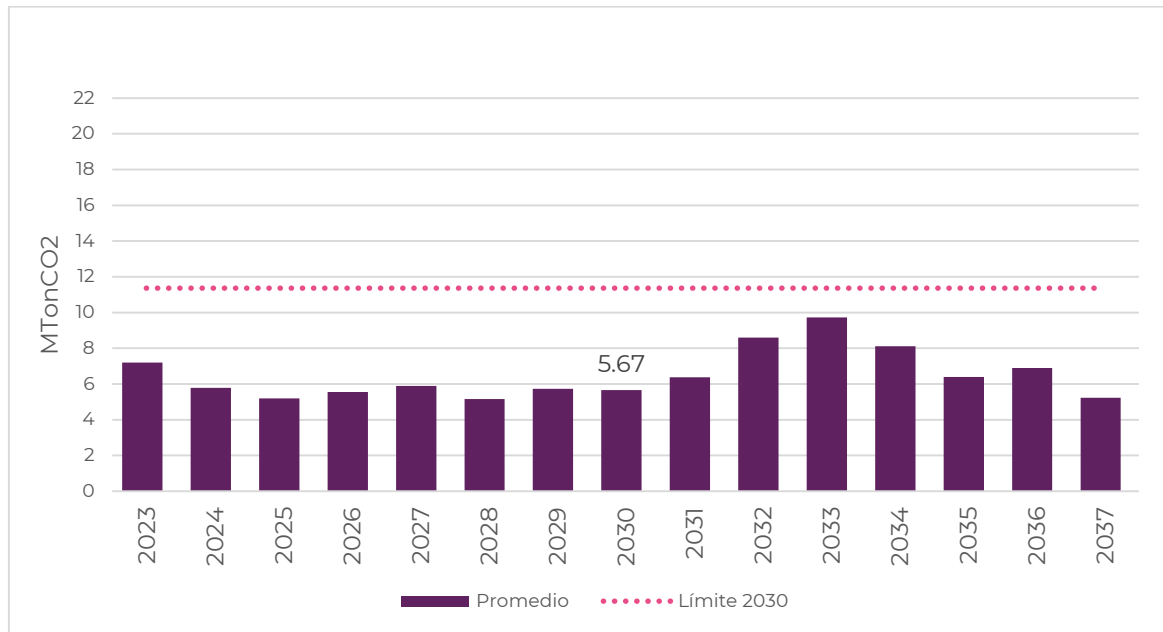
Finalmente, las emisiones promedio para el horizonte de estudio se muestran en la Gráfica 5-9. Del análisis del comportamiento de las emisiones de CO2, se evidencia que para este escenario también se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico hacia el año 2030 (11.37 MtCO2). Con unas emisiones promedio de 5.67 MtCO2 para el año 2030, se cuenta con el mayor margen de libertad, frente a los escenarios evaluados previamente (50%).

Los resultados presentados permiten concluir que, al prescindir de la Fase II del proyecto hidroeléctrico Ituango, y al postergar la entrada en servicio de los proyectos asociados a Colectora I y Colectora II, la expansión resultante del proceso de optimización, se incrementa con respecto al Escenario N.1 y Escenario N.2, particularmente para la capacidad solar.

No obstante, para este ejercicio también se observa que la matriz energética evoluciona dando paso a una mayor participación de la energía renovable solar y eólica en capacidad instalada y en la atención de la demanda. Lo anterior, con criterios de confiabilidad y con

emisiones promedio que se encuentran por debajo de la meta establecida para la generación eléctrica colombiana hacia el año 2030.

Gráfica 5-9. Emisiones de CO₂– Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO₂



Fuente: UPME

6. Análisis de Energía Firme para los Escenarios de Expansión

El análisis de Energía Firme para los escenarios del Plan de Expansión busca estimar la oferta de energía firme adicional a la definida en el Cargo por Confiabilidad y a la aportada por los proyectos asociados a la subasta CLPE que hayan adquirido OEF, que tendría la matriz de generación de cada escenario de expansión considerado.

La consolidación y cálculo de la energía firme de los escenarios evaluados, se realizó de acuerdo a la Ecuación (1) presentada en el Capítulo 3, apartado 3.1. *Revisión de Energía Firme*.

6.1. Resultados

Para cada escenario evaluado se considera la capacidad en MW y la ENFICC verificada o estimada en GWh día, agrupado por tecnología. La Tabla 6-1 describe los resultados para la simulación operativa, para la expansión de cada escenario y la ENFICC verificada o estimada para el último año del horizonte de tiempo (2037). Los escenarios se identifican como:

- No. 1: Libre
- No. 2: Libre + Ituango Etapa II
- No. 3: Libre + mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2

Es importante aclarar que hay proyectos que resultaron asignados tanto en la subasta de CxC, como en las subastas CLPE. Sin embargo, para esos proyectos solo se contempla la ENFICC una única vez. Es decir, en la columna Capacidad [MW] de Subastas CLPE, solo se consideran los proyectos asignados en estas, excluyendo los que fueron asignados en la subasta de CxC.

Tabla 6-1. Expansión y ENFICC a 2037.

Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión		Total a 2037		
	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh día]	
Simulación Operativa	Hidro	600.0	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	600.0	3.8
	Térmico	274.0	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0	274.0	13.5
	Eólico	1,027.0	2.8	250.0	0.8	0.0	0.0	1,277.0	3.6
	Solar	617.0	2.0	986.2	2.4	0.0	0.0	1,603.2	4.4
	Total	2,518.0	22.0	1,236.2	3.3	0.0	0.0	3,754.2	25.3
No. 1	Hidro	600.0	3.8	0.0	0.0	184.0	1.5	784.0	5.3
	Térmico	274.0	13.5	0.0	0.0	529.8	11.4	803.8	24.9
	Eólico	1,027.0	2.8	250.0	0.8	4,733.9	16.1	6,010.9	19.7
	Solar	617.0	2.0	986.2	2.4	1,765.3	4.2	3,368.5	8.6
	Total	2,518.0	22.0	1,236.2	3.3	7,213.0	33.2	10,967.2	58.5
No. 2	Hidro	600.0	3.8	0.0	0.0	1,334.0	1.1	1,934.0	4.9
	Térmico	274.0	13.5	0.0	0.0	766.0	16.5	1,040.0	30.0
	Eólico	1,027.0	2.8	250.0	0.8	3,422.6	11.6	4,699.6	15.2
	Solar	617.0	2.0	986.0	2.4	88.0	0.2	1,691.0	4.6
	Total	2,518.0	22.0	1,236.0	3.3	5,610.6	29.5	9,364.6	54.8
No. 3	Hidro	600.0	3.8	0.0	0.0	110.0	0.9	710.0	4.7
	Térmico	274.0	13.5	0.0	0.0	359.9	7.8	633.9	21.2
	Eólico	1,027.0	2.8	250.0	0.8	4,733.9	16.1	6,010.9	19.7
	Solar	617.0	2.0	986.0	2.4	4,027.4	9.7	5,630.4	14.0
	Total	2,518.0	22.0	1,236.0	3.3	9,231.2	34.4	12,985.2	59.7

Fuente: XM, UPME

6.2. Balance Energía Firme y Proyección de Demanda de Energía Eléctrica

En este apartado se realiza el balance entre la proyección de demanda de energía publicada por la UPME -revisión de junio de 2022-, y la ENFICC verificada o estimada, según sea el caso:

- i. Proyectos existentes con CxC, con ENFICC verificada²⁴ (ENFICC Base),
- ii. Proyectos con OEF asignada en la subasta CxC 2019, o
- iii. Nuevos proyectos que hacen parte de la expansión de cada escenario y cuya ENFICC se estima según la Ecuación (1) y los coeficientes de la Tabla 3-1. En este grupo se incluyen los proyectos de las subastas de CLPE (que no tienen obligaciones de CxC).

²⁴ Si bien Termocentro no cuenta con OEF vigente, dentro de la ENFICC base se consideran 4.18 GWh día, asociados a esta planta.

El análisis incluye la identificación del momento en el que la demanda de energía sobrepasaría la energía firme del sistema, para la simulación operativa y los escenarios evaluados.

6.2.1. Simulación Operativa

Considerar la entrada en servicio de los proyectos que tienen compromisos con el sistema, permite seguir el comportamiento de la matriz de generación sin expansión, frente a la evolución de la demanda media de electricidad.

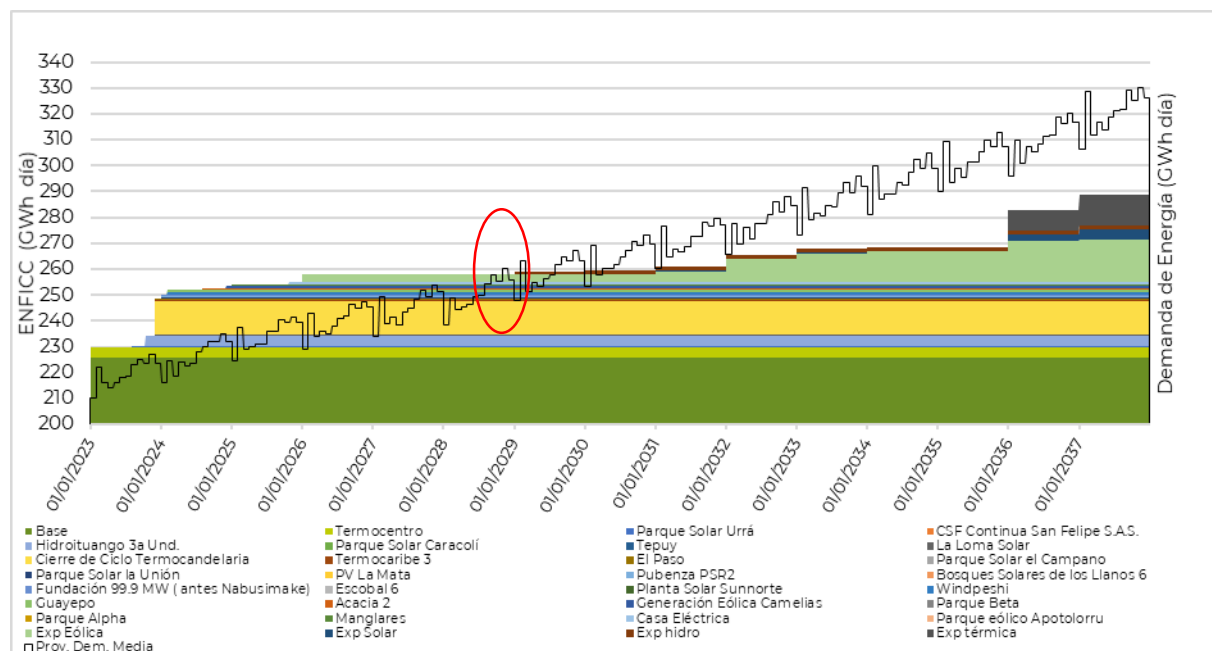
De acuerdo con los resultados presentados en el Capítulo 3, para este caso la demanda de energía supera el valor total de la ENFICC del sistema a partir de septiembre de 2028. Asimismo, los proyectos que aportan mayor cantidad de ENFICC al sistema corresponden a Ituango, Termocentro y Termocandelaria.

6.2.2. Escenario No 1: Libre

El balance entre la proyección de demanda de energía publicada por la UPME y la ENFICC verificada o estimada, para el Escenario N.1, se presenta en la Gráfica 6-1.

Tomando como referencia los resultados obtenidos para la Simulación Operativa, para el Escenario N.1 se evidencia que la adición de expansión al sistema, desplaza dos meses el cruce de la ENFICC con la curva de demanda de energía. Lo anterior significa que para noviembre de 2028, la demanda supera la ENFICC total del sistema.

Gráfica 6-1. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 1: Libre

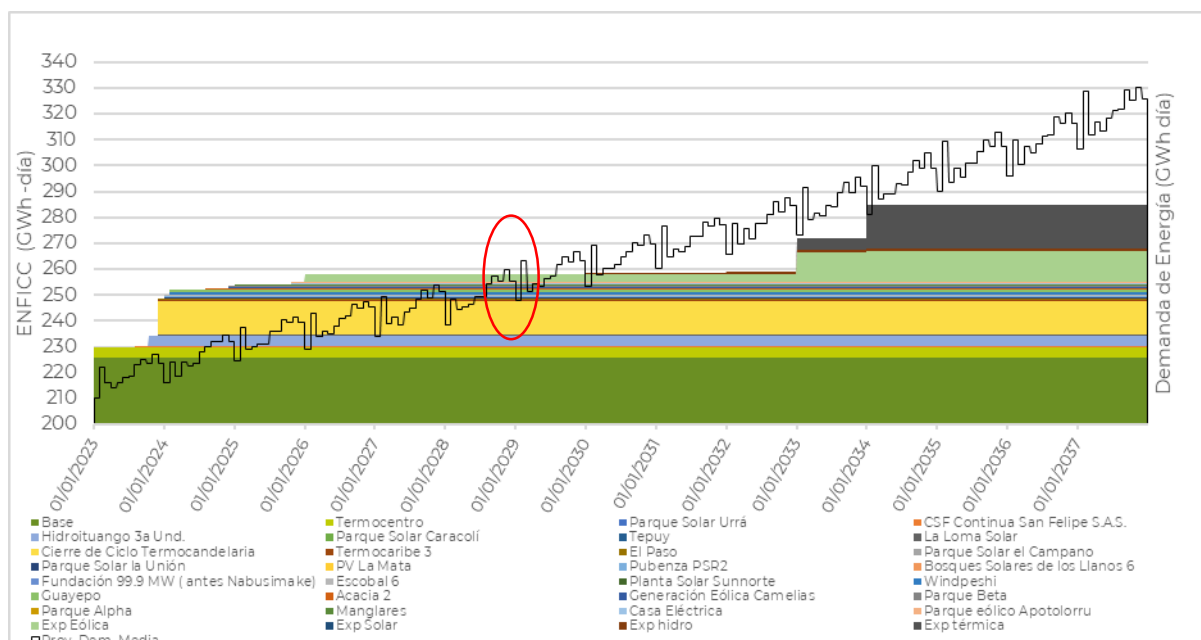


Fuente: UPME

6.2.3. Escenario No. 2: Libre + Ituango Fase II

La Gráfica 6-2 muestra el balance ENFICC – demanda de energía eléctrica para el Escenario N.2, el cual incluye la puesta en servicio de 1200 MW del proyecto Hidroeléctrico Ituango para el segundo semestre de 2026.

Gráfica 6-2. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 2: Libre + Ituango Fase II



Fuente: UPME

Para este escenario, el análisis del balance ENFICC - demanda deja ver que la señal de cruce entre estas variables se desplaza dos meses, con respecto a los resultados obtenidos para la Simulación Operativa. En este caso se registra el mismo comportamiento del Escenario N.1, en donde la señal de cruce se presenta para noviembre de 2028.

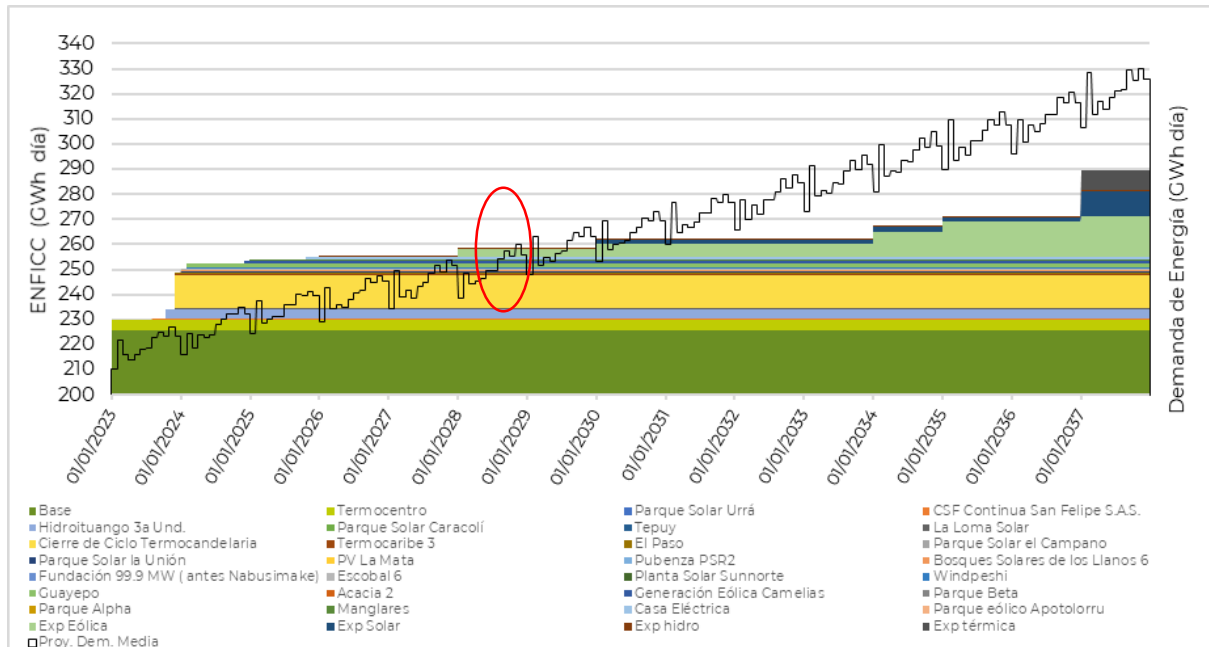
Particularmente se encuentra que el ingreso de los 1200 MW de generación hidroeléctrica al sistema, y la expansión de la nueva capacidad renovable solar y eólica (que es inferior en un 41% con respecto al Escenario N.1), no permite el desplazamiento del cruce ENFICC – demanda. Este comportamiento se asocia principalmente a que estos proyectos no aportan ENFICC al sistema de forma significativa.

6.2.4. Escenario Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2

A continuación en la Gráfica 6-3, se presenta el balance de energía firme y demanda media, para el Escenario N.3, el cual se conforma a partir del escenario de expansión libre, adicionando retrasos en las FPO de los proyectos asociados a las Colectoras, e incluyendo impuesto al carbono.

Los resultados permiten establecer que aun cuando el Escenario N.3 incorpora en conjunto la mayor expansión en generación, pues agrega 9,231 MW, distribuidos en 51% eólico, 44% solar, 4% Gas y 1% hidro, la cantidad de ENFICC que aportan los nuevos proyectos no generan un desplazamiento significativo del cruce ENFICC – demanda.

Gráfica 6-3. Balance Energía Firme vs. Demanda Media – Escenario No 3: Libre + Mod. FPO Colectoras + Impuesto CO2



Fuente: UPME

En consecuencia, para este escenario se presenta el mismo comportamiento del Escenario N.1 y N.2, en donde la señal de cruce se presenta para noviembre de 2028, desplazándose dos meses con respecto a la Simulación Operativa.

Del resultado del balance de ENFICC vs proyección de demanda para los escenarios de expansión evaluados, se evidencia que en todos los casos el cruce de la ENFICC con la curva de demanda se desplaza tan solo 2 meses en comparación con el Simulación Operativa. Es decir, para noviembre de 2028 la demanda de energía eléctrica es superior a la ENFICC del sistema para los tres escenarios analizados.

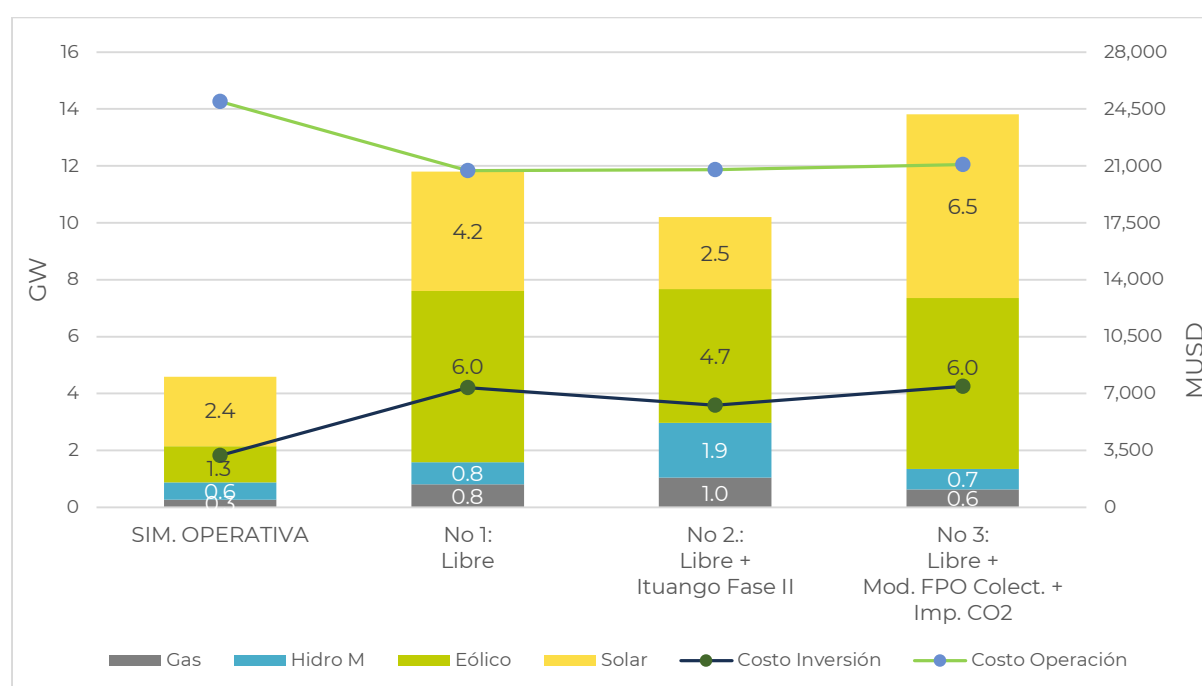
El comportamiento descrito se asocia principalmente a que la expansión que encuentra el modelo de optimización, incluye la incorporación de nuevos proyectos de generación para fechas posteriores al año 2030. Esta condición no posibilita un corrimiento de la señal de cruce entre la energía firme disponible y la demanda, pues no se adiciona nueva capacidad al sistema, y por lo tanto nueva ENFICC, antes de la fecha mencionada.

7. Comparativo Escenarios de Expansión

Los resultados presentados a continuación pretenden consolidar los análisis presentados previamente, brindando una perspectiva un poco más global que permita comparar las características de cada escenario evaluado.

La Gráfica 7-1, presenta la desagregación por recurso de la expansión que percibe el sistema eléctrico, luego de la instalación de los proyectos con compromisos, y de la integración de los proyectos que resultaron producto del proceso de optimización estocástica.

Gráfica 7-1. Capacidad Instalada, Costos de Inversión y de Operación – Escenarios de Expansión



Fuente: UPME

La mezcla de tecnologías es el común denominador de la nueva capacidad que ingresa al sistema para los escenarios evaluados, ya que son la generación térmica a gas, la hidro, y la renovable eólica y solar, las que conforman el grupo de proyectos que se adicionan a la matriz de generación actual. Particularmente, la generación eólica onshore y la solar fotovoltaica registran la mayor expansión en todos los escenarios, comportamiento que resulta acorde al desarrollo, avance tecnológico de este tipo de proyectos y al potencial energético con que cuenta el país.

En general, se proyecta un crecimiento del sistema eléctrico para los próximos 15 años, que varía entre 122% y 201% con respecto a la Simulación Operativa. Se registra una necesidad conjunta entre 1,3 y 2,9 GW de capacidad de tecnologías convencionales y entre 7,2 y 12,4 GW de tecnologías renovables. El crecimiento se explica por la necesidad de atender una demanda de electricidad creciente, que subyace al crecimiento de la población y al desarrollo económico del país.

En la Tabla 7-1 se presentan y totalizan los costos de inversión y operación para la Simulación Operativa y para cada escenario evaluado.

Tabla 7-1. Costos de Inversión y de Operación.

ESCENARIO	COSTO INVERSIÓN (MUSD)	COSTO OPERACIÓN (MUSD)	COSTO TOTAL (MUSD)
SIM. OPERATIVA	3,189	24,956	28,145
No 1: Libre	7,353	20,710	28,063
No 2.: Libre + Ituango Fase II	6,270	20,778	27,047
No 3: Libre + Mod. FPO Colect. + Imp. CO2	7,432	21,076	28,508

Fuente: UPME

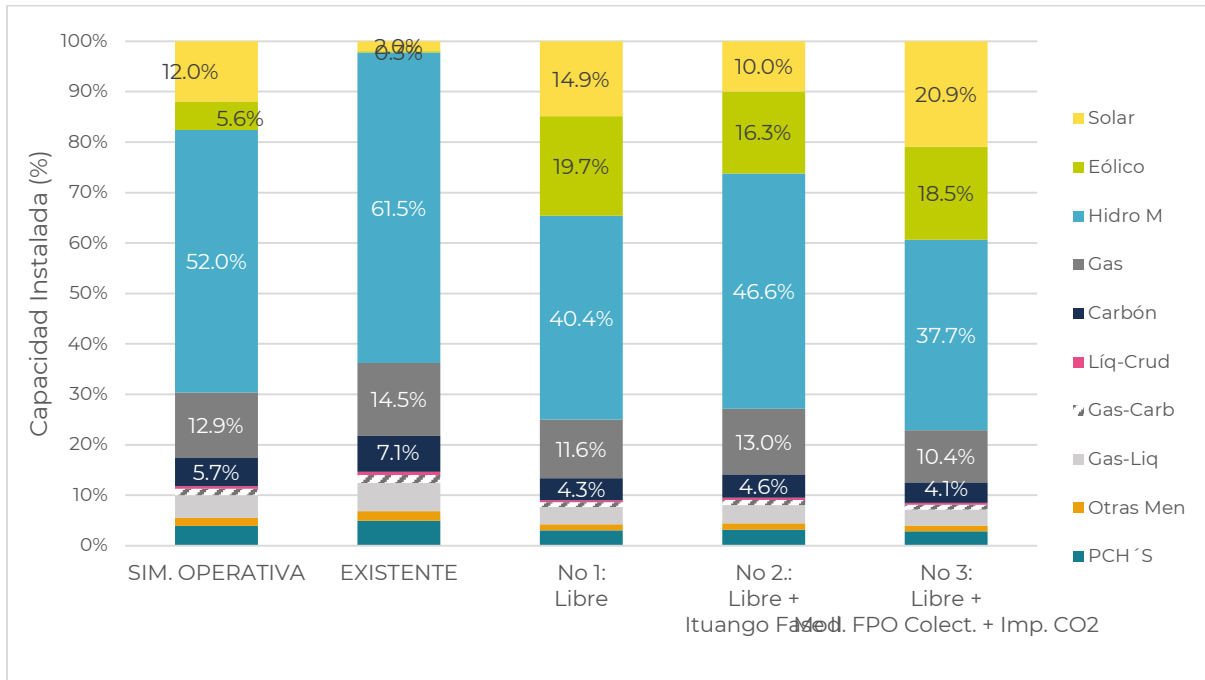
Se destaca que tras la expansión del sistema, los costos operativos disminuyen variando en mayor o menor medida según el escenario evaluado. Con respecto a la Simulación Operativa, la disminución de costos operativos oscila entre 15% y 17%, siendo el Escenario N.1 el que registra la mayor disminución (4,246 MUSD), y el Escenario N.3 el que representa la menor reducción (3,880 MUSD). En promedio, los costos operativos para los escenarios evaluados oscilan en los 20,850 MUSD.

Ahora bien, los costos de inversión son proporcionales a la nueva capacidad de generación, siendo el Escenario N.3 el que presenta el mayor costo de inversión (7,432 MUSD), frente al Escenario N.2 para el que se encuentra un resultado de optimización que incluye la menor capacidad instalada (6,260 MUSD). En promedio, estos costos se encuentran en 7,000 MUSD.

Se observa que los escenarios pueden ser impactados por la entrada de nueva capacidad de gran escala. Este efecto se refleja en los resultados del Escenario N.2, el cual incluye la puesta en servicio de 1,200 MW asociados a la Fase II de Ituango, y para el que se registra el mínimo costo total de abastecimiento (27,047 MUSD), a pesar de contar con los mayores costos operativos.

Con respecto a la composición de la matriz energética del país, a 2037 se observan cambios que dan cuenta de una mayor participación de la capacidad renovable solar y eólica, al tiempo que disminuye en alguna porción la participación de la capacidad hidroeléctrica y térmica actual. Como se observa en la Gráfica 7-2, se proyecta una participación renovable que oscila entre 26.3% y 39.4%, y una disminución de la participación de la capacidad hidráulica, pasando de un 61.5% actual a valores entre 37.7% y 46.6% a 2037. En adición, para los tres casos se percibe una reducción de la participación de la capacidad térmica del sistema, pasando de 29% actual a oscilar entre 18.5% y 22,2% para 2037.

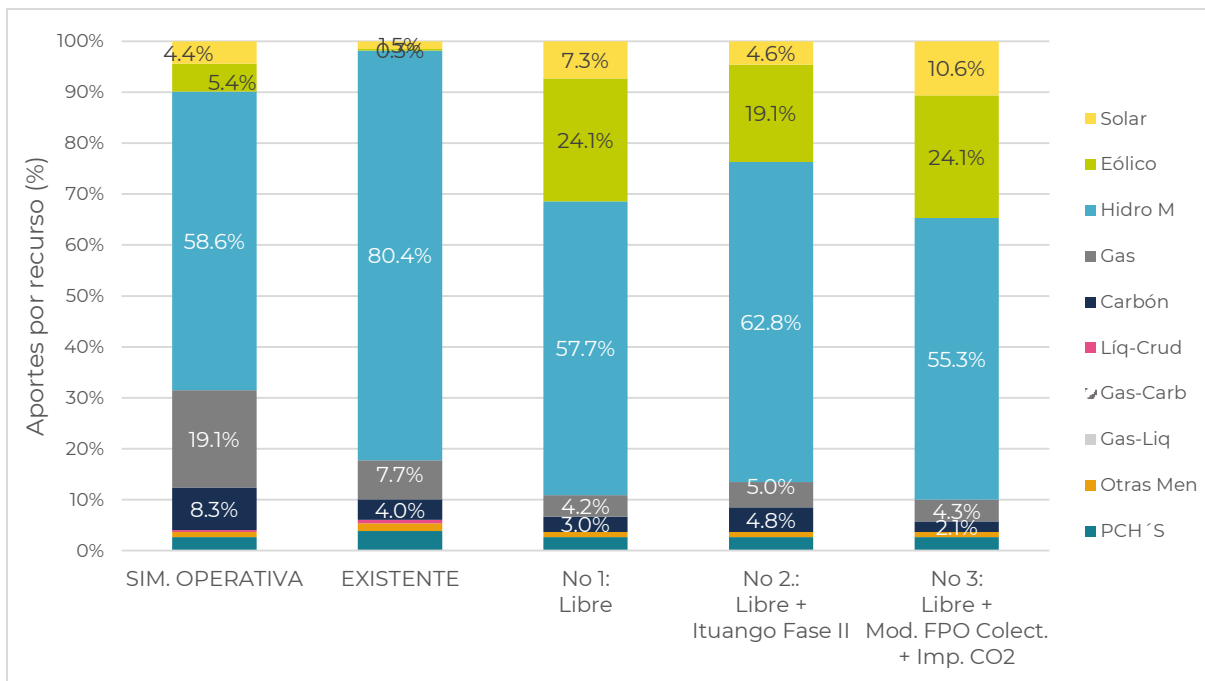
Gráfica 7-2. Composición Porcentual de la Matriz Energética a 2037 – Escenarios de Expansión



Fuente: UPME

Frente a los aportes de energía para la atención de la demanda, de la Gráfica 7-3, se destaca que a 2037 la generación hidroeléctrica sobrepasa el 55% para los tres escenarios evaluados. Ello a pesar de que la participación en capacidad instalada en el mejor de los casos, no supera el 46.6%. Este comportamiento permite notar que la generación hidráulica continúa teniendo una relevancia marcada para el Sistema Interconectado Nacional, y el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.

Gráfica 7-3. Participación Porcentual de los Aportes por Recurso – Escenarios de Expansión

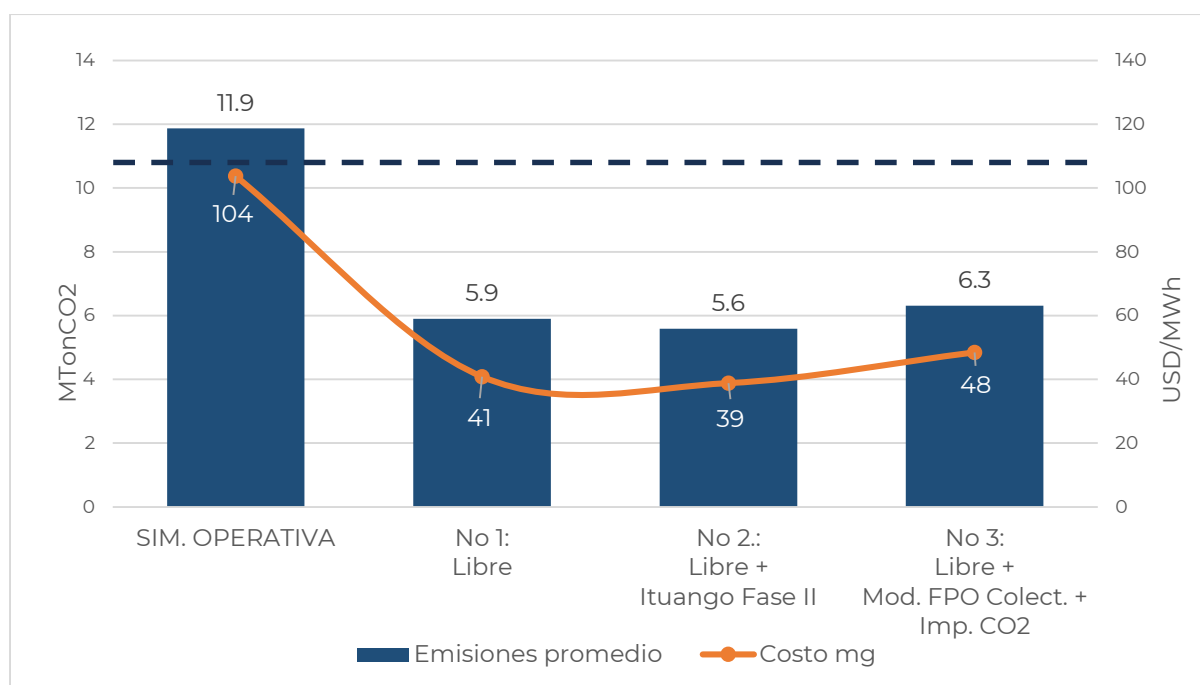


Fuente: UPME

Asimismo, como se evidencia en la Gráfica 7-2 y Gráfica 7-3, aunque se reduce la utilización de derivados del petróleo como combustible para la generación eléctrica, la capacidad térmica sigue siendo importante, esto en razón a brindar soporte al sistema en momentos de baja hidrología y baja o nula disponibilidad de recurso renovable para la generación de electricidad. En tanto, a 2037 se proyecta una participación de mínimo 18.5% de capacidad térmica, con unos aportes al abastecimiento de la demanda que varían entre 6.3% y 9.8%.

En la Gráfica 7-4 se muestra conjuntamente las emisiones de CO2 asociadas a la producción de energía, el límite de emisiones máximas a 2030 para Colombia (11.37 MtCO2) y el costo marginal promedio, para la Simulación Operativa y los escenarios en estudio.

Gráfica 7-4. Emisiones y Costo Marginal – Escenarios de Expansión



Fuente: UPME

En este caso el costo marginal promedio proyectado para 2037 se encuentra entre 39 y 48 USD/MWh, con una reducción de mínimo 47% con respecto a la Simulación Operativa (Escenario N.3). En conjunto, para este análisis se identifica al Escenario N.2 como el más favorable, ya que garantiza un menor costo marginal (39 USD/MWh) y unas emisiones de gases efecto invernadero promedio (5.6 MtCO2), también inferiores en comparación con los demás escenarios. La participación de la generación térmica y la entrada de nueva capacidad al sistema en las FPO previstas para este escenario, garantizan los menores costos marginales en el proceso de co-optimización de la inversión y operación del sistema.

En contraste, se encuentra que el hecho de no contar con la capacidad disponible de la segunda etapa de Ituango, con la instalación oportuna de los proyectos asociados a las Colectoras, y agregando la carga tributaria del impuesto al CO2, para el Escenario N.3 no sólo implica un alza en los costos operativos, sino también aumento del costo marginal promedio y mayores emisiones de gases efecto invernadero. Esto posiciona al Escenario N.3 como el menos favorable dentro de este análisis.

Igualmente se resalta que luego de la expansión del sistema, las emisiones promedio se encuentran considerablemente por debajo de la meta nacional de no sobrepasar las 11.37 MtCO₂ a 2030, según lo demarca la línea punteada de la Gráfica 7-4.

En conclusión, para todos los escenarios se evidencia la conveniencia de la expansión de la generación, ya que además de aportar a la confiabilidad del suministro de electricidad, también significa disminución de los costos operativos de la generación y una reducción importante del costo marginal y emisiones asociadas.

8. Conclusiones generales

Análisis de Confiabilidad y Simulación Operativa con Señales Coincidentes. Del contraste entre los resultados obtenidos en el análisis preliminar de confiabilidad y la simulación operativa, se encontró que la primera señal de déficit, y la señal resultante del balance ENFICC – demanda, se presentan casi de forma simultánea, con tan solo un mes de diferencia. Ello advierte sobre la necesidad de tomar alguna acción a partir de septiembre – octubre de 2028, para garantizar confiabilidad en el sistema eléctrico.

Evaluación Conjunta de Variables en la Simulación Operativa. El análisis de los indicadores de confiabilidad para la simulación operativa permitió establecer que a pesar de que el indicador VEREC registra una baja tasa de incumplimiento, se presentan otras señales de alerta para el sistema, tales como incremento sostenido en el costo marginal de demanda, en el despacho de los recursos térmicos y en las emisiones asociadas. En este caso, la evaluación conjunta de variables pone en evidencia la necesidad de adoptar medidas que entre otras, permitan garantizar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad y mantener costos competitivos en el horizonte de análisis.

Evolución de la Matriz de Generación en el Horizonte de Estudio. De los escenarios de expansión se encontró que capacidad total instalada del sistema de generación a 2037 varía entre 29.2 GW y 32.8 GW, lo que corresponde a un crecimiento entre 54% y 73% en comparación con la capacidad actual (18.9 GW).

Diversificación de la Matriz de Generación. La expansión de todos los escenarios muestra una gran participación de fuentes renovables, principalmente eólico y solar. En conjunto, estos recursos presentaron el mayor crecimiento en la expansión de la matriz de generación, pasando de una participación de alrededor de 2% en la actualidad, hasta alcanzar valores entre el 27% y 40% al final del horizonte de estudio. Acorde a este comportamiento, también se registró un incremento de estas fuentes de generación en el abastecimiento de la demanda, alcanzando una participación que varía entre el 24% y 35%.

Portafolio de Proyectos Disponible y Margen de Instalación. Del portafolio disponible y exceptuando los compromisos con el sistema, la tecnología eólica onshore instaló entre un 58% y 80%, la solar fotovoltaica entre un 1% y 49% y la tecnología térmica a gas entre 47% y 100%. Por el contrario, a pesar de que en el portafolio de proyectos disponible se incluyó capacidad asociada a PCH's, otras plantas menores, térmicas a carbón, eólica offshore y geotérmicas, no se presentó expansión asociada a estas tecnologías en los escenarios desarrollados.

Expansión del Sistema como Resultado de un Proceso de Optimización Estocástica. Aun cuando la tecnología solar cuenta con menor costo de inversión en comparación con la eólica, aspectos como su bajo factor de planta (inferior al 25%) restringen su penetración en el proceso de optimización. Comportamiento similar se presenta para tecnologías como la geotermia, para las que a pesar contar factores de planta superiores al 80%, no son

consideradas dentro de la expansión de la matriz energética, debido a los altos costos de inversión y operación que supone su instalación.

Aportes de la Generación Hidroeléctrica y Térmica en la Atención de la Demanda. El recurso de mayor participación en el abastecimiento de la demanda es el hidro, presentando valores entre el 55% y 63% en los diferentes escenarios desarrollados. Por su parte, la generación térmica (Gas, Carbón, Líquidos) presenta un porcentaje de participación entre el 6% y 10%. Sin embargo, en todos los escenarios crece la capacidad instalada térmica a gas, con el fin de dar respaldo tanto en los meses como en los bloques de demanda donde disminuye la participación de la generación eólica y solar.

Meta de Reducción de Emisiones a 2030. Los resultados obtenidos muestran concordancia con los objetivos de la transición energética, ya que una matriz de generación eléctrica diversificada, posibilita el cumplimiento de los compromisos del país frente a reducción del 51% de las emisiones de gases efecto invernadero a 2030. Para los escenarios evaluados, las emisiones promedio oscilan entre 5.67 y 7.32 MtCO₂, siendo inferiores a la meta de no sobrepasar las 11.37 MtCO₂ de emisiones asociadas a generación eléctrica para el año 2030.

Impacto de la Entrada de la Fase II de Ituango en la Nueva Capacidad Renovable. El ingreso de 1,200 MW de la segunda etapa del Proyecto hidroeléctrico Ituango en el Escenario N.2, evita la entrada de 1,677 MW de capacidad solar y 1,311 MW de eólica, en comparación con el Escenario N.1.

Efectos en el Sistema Eléctrico por el Atraso de Proyectos. El aplazamiento de la entrada en servicio de los proyectos nuevos, tiene efectos notables sobre el sistema eléctrico. Por un lado, se ve reflejado en la expansión, inclinándose por ser la mayor capacidad solar y eólica en conjunto de los escenarios evaluados. Y por el otro, impacta el costo marginal alcanzando el mayor valor promedio durante el horizonte de estudio y particularmente, en el año para el que se esperaba que los proyectos del proyecto de transmisión Colectora II estuvieran en servicio (2033). De ahí que también se reporta un incremento en los aportes de generación térmica, en razón a los recursos con que se dispone para atender la demanda.

El Impuesto al Carbono no Limita el Despacho de Generación Térmica con Carbón. Contrario a lo esperado, se encontró que la generación promedio con carbón incrementó en comparación con los Escenarios N.1 y N.2, entre un 5% y un 27% (2028-2037). Ello deja ver que aunque la aplicación del impuesto aumenta los costos de operación asociados al carbón, frente al gas natural siguen siendo menores. Este comportamiento es producto del modelo de optimización, pues garantiza la atención de la demanda al mínimo costo posible.

Indicadores de Confiabilidad VERE, VEREC y Número de casos. Los índices VEREC, VERE y Número de Casos, están dentro de los rangos máximos permitidos según la regulación vigente, para todos escenarios evaluados. Para la Simulación Operativa, el indicador VEREC presenta el primer incumplimiento en octubre de 2029 y a partir de ahí continúa presentando incumplimientos hasta el final del período de estudio. Por su parte, el indicador Número de Casos registra un primer incumplimiento en febrero de 2037, hacia el final del horizonte de análisis.

Bibliografía

- CREG. (1995). Resolución CREG No.025 de 1995. From Gestor Normativo CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm
- CREG. (2022, Julio). Análisis Subasta del Cargo por Confiabilidad IPVO 2027-2028.
- CREG. (2023). Resolución CREG No. 71 DE 2006. From Gestor Normativo CREG: <http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/indice01/resolucion-2006-creg071-2006>
- DIAN. (2023). Resolución No. 012 de 2023 por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del Impuesto al carbono.
- Gobierno Nacional de la República de Colombia. (2022). Reforma Tributaria para la Igualdad y la Justicia Social. From Gestor Normativo Función Pública: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=199883>
- MinEnergía. (2021, 10). PIGCCME 2050. From Ministerio de Minas y Energía: https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf
- PSR. (2023). Manual de Archivos SDDP Versión 17.2.
- PSR. (2023). Manual de Metodología OptGen Versión 8.0.
- PSR. (2023). Manual de Metodología SDDP Versión 17.2.
- PSR. (2023). Manual de Usuario SDDP Versión 17.2.
- PSR. (2023). Manual del Usuario OptGen Versión 8.0.
- UPME. (2022, Julio). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica Potencia en Colombia. From <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>
- UPME. (2022, Julio). Proyección de precios de combustibles. From https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_2022.pdf
- Wood Mackenzie. (2023). Europe levelised cost of electricity 2022 (LCOE) - Sensitivity analysis report.
- XM. (2023, Enero). Análisis energético de largo plazo MPODE. From <https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/analisis-energetico-de-largo-plazo-mpode-base-de-datos>
- XM. (2023, Julio). Información verificación ENFICC. From <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informacion-verificacion-enficc>
- XM. (2023, Julio). Reporte ENFICC Verificada vs OEF Asignadas. From <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informaci%C3%B3n-verificaci%C3%B3n-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual>

Anexo 1. Función Objetivo y Restricciones de Modelación en SDDP y OptGen

Función Objetivo

Para cada etapa del horizonte de simulación, se minimizan los costos de inversión y operación:

$$\min \sum_{t=1}^T \left(CRO \cdot \overline{D}_{r_t} + \sum_{i=1}^N (\overline{C}_{t,i} \cdot \overline{G}_{t,i}) + \sum_{j=1}^M x_{t,j} (I_{t,j} + \overline{C}_{t,j} \cdot \overline{G}_{t,j}) + \sum_{k=1}^P x_{t,k} (I_{t,k}) \right)$$

Donde:

- t : Etapa de simulación del horizonte de estudio, con resolución mensual.
- T : Horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).
- CRO : Costo de Racionamiento [USD/MWh].
- \overline{D}_{r_t} : Valor esperado de la demanda racionada en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].
- i : Este índice agrega a las plantas generadoras existentes.
- N : Número total de plantas existentes.
- $\overline{C}_{t,i}$: Costo de generación de la planta i en la etapa t . Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica) [USD/MWh].
- $\overline{G}_{t,i}$: Generación de la planta i en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].
- j : Este índice agrega a las plantas generadoras que están dentro del portafolio de proyectos candidatos.
- M : Número total de plantas dentro del portafolio de candidatos.
- $x_{t,j}$: Representa la decisión de inversión o no, respecto a una planta de generación candidata j , en la etapa t . Es cero (0) o uno (1).
- $I_{t,j}$: Es el costo de inversión de la planta candidata j en la etapa t . Esta expresado en USD.
- $\overline{C}_{t,j}$: Costo de generación de la planta candidata j en la etapa t . Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica) [USD/MWh].
- $\overline{G}_{t,j}$: Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].
- k : Este índice agrega a las obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos.
- $x_{t,k}$: Representa la decisión de inversión o no, respecto a una inversión candidata en T_k , en la etapa t . Es cero (0) o uno (1).
- $I_{t,k}$: Es el costo de inversión candidata en T_k en la etapa t [USD].

- P : Número total de opciones de obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos.

Restricción de Balance de Energía

Para cada etapa del horizonte de simulación, la generación del parque existente y los proyectos candidatos que el modelo decide instalar luego de la optimización, agregando la energía racionada, debe ser igual a la demanda.

$$D_{r_t} + \sum_{i=1}^N G_{t,i} + \sum_{j=1}^M G_{t,j} \cdot x_{t,j} = D_t, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}$$

Restricciones de Despacho

La generación del parque existente y la que el modelo decide instalar luego de la optimización, debe ser menor a la capacidad instalada.

$$G_{t,i} \leq Cap_i * \Delta t_i, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall i = \{1,2,3, \dots, N\}$$

$$G_{t,j} \leq Cap_j * \Delta t_j * x_{t,j}, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

Donde:

- Cap_i : Capacidad instalada de la planta i [MW].
- Cap_j : Capacidad instalada de la planta j [MW].
- Δt_i : Horas en la etapa t_i .
- Δt_j : Horas en la etapa t_j .

Restricción de Integralidad de la Decisión

Las variables binarias $x_{t,j}$ y $x_{t,k}$, que refleja las decisiones de inversión, toman el valor de cero (0) o uno (1) en la etapa t .

$$x_{t,j} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

$$x_{t,k} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3, \dots, T\}, \forall k = \{1,2,3, \dots, P\}$$

Restricción de Unicidad de la Decisión

Una vez el modelo decide invertir en un proyecto j u obra de transmisión proyecto k en la etapa t , se debe respetar esta decisión durante todo el horizonte de simulación. En otras palabras, no se pueden tener decisiones contradictorias, como por ejemplo decidir en una

etapa sobre una planta u obra, y no construirla en otra, para luego requerirla en otro instante. Ello querría decir que las sumatorias expuesta a continuación serían mayor a uno, lo cual se debe evitar.

$$\sum_{t=1}^T x_{t,j} \leq 1, \forall j = \{1,2,3, \dots, M\}$$

$$\sum_{t=1}^P x_{t,K} \leq 1, \forall k = \{1,2,3, \dots, P\}$$

Restricciones de Inversión

- Periodicidad de las inversiones: el modelo permite que las inversiones se puedan llevar a cabo cada trimestre, semestre o año. Para este ejercicio, el modelo puede decidir sobre un proyecto cada año.
- Perfil de inversión: Está asociado al flujo de caja de un proyecto de generación. Para esta versión del Plan se asume que una vez el proyecto entra en servicio, el mismo se paga totalmente, es decir, hay un solo desembolso.
- Vida útil de los proyectos candidatos:
 - Planta hidroeléctrica con embalse: 50 años.
 - Planta hidroeléctrica sin embalse, unidades térmicas a carbón, gas y líquidos: 35 años.
 - Solar fotovoltaica distribuida: 20 años.
 - Biomasa caña y palma: 30 años.
 - Parques eólicos y solares a gran escala: 25 años
 - Geotermia: 35 años.
- Tasa de descuento: Para este ejercicio se trabaja con una tasa del 8.3% anual.
- Las plantas que tienen compromisos con el sistema se configuran como fijas entrando en las fechas indicadas.
- Las plantas menores se configuran como obligatorias entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada.
- La generación solar distribuida se configura como obligatoria, entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada.

Restricciones operativas

- Topología de los embalses.
- Restricción de balance hídrico.
- Restricciones individuales y agregadas de embalses.
- Restricciones individuales y agregadas de generación.
- Mantenimiento e indisponibilidades.